



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA
DEPARTAMENTO DE EXPLOTACIÓN DEL PETRÓLEO**

**“ANÁLISIS DE UN SISTEMA SUBMARINO DE
PRODUCCIÓN Y TRANSPORTE DE CRUDO
EXTRAPESADO Y GAS A UN SISTEMA
FLOTANTE DE PRODUCCIÓN”**

**T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO
DE INGENIERA PETROLERA**

**PRESENTAN
GÓMEZ CRUZ GABRIELA
JIMÉNEZ LLORENTE GRISELDA**

**DIRECTOR DE TESIS
M.I. FELIPE DE JESÚS LUCERO ARANDA**



MÉXICO D.F. CD. UNIVERSITARIA, 2011.



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Este trabajo de tesis titulado, “ANÁLISIS DE UN SISTEMA SUBMARINO DE PRODUCCIÓN Y TRANSPORTE DE CRUDO EXTRAPESADO Y GAS A UN SISTEMA FLOTANTE DE PRODUCCIÓN” no hubiera sido posible sin la atenta y ardua colaboración de quien además es idea original, el **M.I. Juan de la Cruz Clavel López**, coordinador de proyectos del Instituto Mexicano del Petróleo, quien se desempeñó como nuestro asesor externo.

“GRACIAS MAESTRO CLAVEL”.

Agradecimientos de Gabriela

Agradezco a Dios por darme una vida llena de dicha y bendiciones, por darme el temple y la constancia para siempre seguir adelante, por la familia y los amigos que me dio porque siempre han estado ahí apoyándome.

Esta tesis esta dedicada especialmente a mis padres José y Julieta, los pilares más importantes de mi vida, por su amor, comprensión, apoyo incondicional y por todos los esfuerzos y sacrificios que hicieron para darnos una educación a mis hermanos y a mí, sin ellos simplemente esto no podría ser posible, eternas gracias, los amo.

A mis hermanos Adry, July, Kary, Faby y Pepe, les agradezco toda su paciencia, cariño, amistad y apoyo incondicional pues me han impulsado a echarle todas las ganas siempre, los quiero mucho.

A mis abuelitas, tíos, primos, etc., gracias por sus palabras de apoyo a lo largo del tiempo, pues me impulsaron a continuar y nunca mirar atrás.

A mi Alma máter la Universidad Nacional Autónoma de México ¡GRACIAS!, porque los colores azul y oro se llevan tatuados en la piel y en el corazón para toda la vida. Por supuesto a la gloriosa Facultad de Ingeniería porque ahí aprendí todo lo que sé, gracias a toda la gente que lo hizo posible, a los profesores que con tanta entrega me transmitieron sus conocimientos, al personal administrativo por sus atenciones en todos los trámites que realicé, al personal de mantenimiento por conservar en buen estado las instalaciones de mi amada facultad, solo ¡gracias!

Gracias especiales a Gris, por ser mi compañera y amiga en este recorrido en el que hubo buenas y no tan buenas, pero en el que continuamos adelante siempre juntas, apoyándonos hasta cumplir nuestro objetivo.

A mis amigos: Ángel Clavel, Alejandra, Ángel Chávez, Eric, Gris, Roberto, Ángel García, Azucena, Bruno, Paris, Mike, Dalia, Claudio, Adriana, Eliana, Víctor Hugo, Vero Acevedo, Jahen, Faby Vivas, Ale García, Ale Huitrón, Juan Carlos, Atlahua, Sebas, Víctor Juan, Eder, Tacho, Aldo, Norberto, José Luis, Yusura, Christian, Cipri, Oswaldo, Erik, Jade, Héctor, Moy, Isra, Chucho Zepeda, Marlene, Carlos Esteban, Emmanuel y los que seguramente me faltaron por nombrar, porque fuimos compañeros en el camino hacia nuestro objetivo, gracias por su apoyo, confianza y lealtad.

A mis amigas Nancy, Cintya, Diana, Andrea, Lorena, Jaqueline, Giselle y Paola ¡gracias! porque a pesar de que tomamos rumbos diferentes siempre han estado ahí echándome porras, las quiero.

Al Maestro Juan de la Cruz Clavel por brindarnos su apoyo y orientación en la realización de este trabajo, ¡gracias! porque además más que nuestro director es nuestro amigo. De la misma manera gracias al Maestro Felipe Lucero por sus atenciones, apoyo y consejo que como director de este trabajo nos brindó.

Infinitas gracias a nuestros sinodales por dedicarnos un tiempito dentro de sus apretadas agendas con el único objetivo de apoyarnos con los trámites para que por fin nos titulemos.

Finalmente, gracias a todos por ser parte importante de mi vida, estarán siempre en mi mente y en mi corazón.

Gabriela Gómez Cruz

*“¡Estudia! No para saber una cosa más, sino para saberla mejor”
Séneca*

Agradecimientos de Griselda

Quiero agradecer:

A Dios por darme salud y permitirme llegar a este día.

A mi familia, mis padres Lety y César, que me han apoyado siempre, que me han alentado a no detenerme, que me dieron la confianza, seguridad y fuerza para llegar más alto. A mis hermanos Ana y César, que me brindan alegría y bienestar cada vez que pienso en ellos. Porque cada vez que los recuerdo se dibuja una sonrisa en mi rostro, a ellos les debo todo y los amo.

A la familia Cruz Garduño por abrirme las puertas de su hogar y tratarme como un miembro más de su familia, a mi tía Guille por su bondad y confianza hacia mí, a Ricardo por las canciones que me cantaba, a Arturo por su alegría y sencillez, a Yadira, a Marcos, a Uriel, a mi tío Genaro, a todos ellos, gracias.

A Gaby por su seguridad y coraje, porque hemos pasado alegrías y desencantos, éxitos y decepciones, pero juntas ya logramos nuestro objetivo.

A la Facultad de Ingeniería, por todo lo que aprendí, por lo que conocí y descubrí. A la Universidad, por su gente, por su grandeza, por ese sentido de pertenencia que nos cobija a los universitarios y por el que soy afortunada, porque es un orgullo, un honor, una alegría decir: Soy universitaria, soy de la UNAM.

A mis amigos y compañeros petroleros Ángel Clavel, Gaby, Ángel Chávez, Eric, Roberto, Bruno, Paris, Faby, Claudio, Dalia, Luis Alejandro, Adriana, Eliana, Mike, Ángel García, Jahen, Azucena, Vero, Juan Carlos, Atlahua, Sebas, Cipri, Ale Huitrón y a muchos más, porque ellos fueron también mi familia. Ya extraño las veces que nos reuníamos en la biblioteca para estudiar, hacer tareas, o simplemente pasar el tiempo, ¡cómo no los voy a querer!

A mis amigas Alejandra y Gaby, con ellas me reí, aprendí, crecí.

A mis amigos Raúl, Krystal, Paola y Jesús, que me echaban porras a pesar de la distancia.

Agradecimientos

A los profesores de la facultad, por instruirnos y prepararnos para nuestro desarrollo profesional y a veces personal.

A los Maestros Juan Clavel y Felipe Lucero por brindarnos su apoyo, experiencia, consejo y orientarnos en el desarrollo de este trabajo.

Una vez más, muchas gracias.

Griselda Jiménez Llorente

“Agradece a la llama su luz, pero no olvides el pie del candil que, constante y paciente, la sostiene en la sombra”
Rabindranath Tagore



ÍNDICE GENERAL

Índice General	vii
Índice de Figuras	xi
Índice de Tablas	xvii
Resumen	xix
Capítulo I. Introducción	1
Capítulo II. Revisión bibliográfica sobre Aseguramiento de Flujo y Sistemas Submarinos de Producción	5
II.1 Aseguramiento de flujo	6
II.1.1 Breve discusión sobre la presencia de sólidos como problemática del Aseguramiento de flujo	7
II.1.1.1 Asfaltenos	8
II.1.1.2 Parafinas	9
II.1.1.3 Hidratos de gas	10
II.1.1.4 Otros sólidos	12
II.1.2 El flujo inestable (bacheo) como factor que afecta directamente al Aseguramiento de flujo	13
II.1.2.1 Bacheo hidrodinámico	14
II.1.2.2 Bacheo severo	15
II.1.2.3 Remediación y prevención de los problemas de bacheo	17
II.2 Sistemas Flotantes de Producción	18
II.2.1 Descripción de los Sistemas Flotantes de Producción (SFPs)	19
II.2.1.1 Plataformas de Piernas Atirantadas (TLPs)	20
II.2.1.2 Plataformas Semisumergibles (SEMIs)	22
II.2.1.3 Plataformas tipo SPAR	25
II.2.1.4 Unidades Flotantes de Producción, Almacenamiento y Descarga (FPSOs)	28
II.3 Sistemas submarinos de producción	31
II.3.1 Árboles submarinos (subsea trees)	32
II.3.2 Múltiple de recolección (manifold)	34
II.3.2.1 Plantilla-Múltiple de recolección (Template Manifold)	34
II.3.2.2 Grupo-Múltiple de recolección (Cluster Manifold)	35
II.3.2.3 Tubería-Terminal-Múltiple de recolección (Pipeline End Manifold, PLEM)	35
II.3.3 Líneas de flujo, tuberías y riser	36
II.3.4 Umbilicales	37

II.3.5 Sistemas de control de producción	38
II.3.5.1 Equipo de control de superficie (Topside)	39
II.3.6 Jumper	40
II.3.7 Sistemas submarinos de enlace y conexión	41
II.3.7.1 Configuraciones de enlace vertical	41
II.3.7.2 Configuraciones de enlace horizontal	41
II.3.7.3 Vehículos operados a distancia	42
II.3.7.4 Conectores	43
II.3.8 Separadores submarinos	43
II.3.9 Bombas multifásicas submarinas	44
Capítulo III. Definición conceptual de los sistemas de procesamiento submarino aplicables a la producción de crudo extrapesado y gas	46
III.1 Crudo pesado y extrapesado	47
III.2 Procesamiento submarino	48
III.2.1 Separación submarina	48
III.2.1.1 Bomba Eléctrica Sumergible	50
III.2.1.2 Separador Caisson	53
III.2.1.3 Sistema de Separación Vertical Anular y de Bombeo, VASPS	54
III.2.1.4 Aplicación del sistema VASPS en el Campo Marimba, Brasil	56
III.2.2 Bombeo multifásico	57
III.2.2.1 Tipos de bombas	58
III.2.2.2 Beneficios de las bombas multifásicas	63
III.2.2.3 Principales aplicaciones del bombeo multifásico	63
III.2.2.4 Parámetros importantes para la selección de una bomba multifásica	64
III.2.2.5 Aplicación del bombeo multifásico en los Proyectos Mutineer y Exeter, Australia.	64
Capítulo IV. Aplicación del procesamiento submarino a un sistema submarino y de transporte de la producción de crudo extrapesado y gas a un FPSO, en PIPEPHASE®	67
IV.1 Planteamiento y definición	68
IV.1.1 Escenario 1: Caso Base	69
IV.1.2 Escenario 2: Bombeo Multifásico en la base del riser	70
IV.1.3 Escenario 3: Separación submarina y bombeo en la base del riser	71
IV.2 Desarrollo del escenario 1: Caso Base	73
IV.2.1 Objetivos del escenario 1	73
IV.2.2 Descripción del sistema planteado	73
IV.2.3 Creación del modelo en Pipephase®	73

IV.2.4 Información requerida	74
IV.2.4.1 Información del fluido	74
IV.2.4.2 Información del <i>pozo tipo</i> : Alpha-1	74
IV.2.4.3 Información de los pozos restantes del campo Alpha	76
IV.2.4.4 Información de las líneas de flujo: cabeza de pozo- múltiple (jumpers)	76
IV.2.4.5 Información de la línea de flujo (flowline)	77
IV.2.4.6 Información del riser	77
IV.2.5 Modelo de simulación en el programa de computo Pipephase [®]	79
IV.2.5.1 Propiedades del fluido: Black Oil	79
IV.2.5.2 Configuración de la red	81
IV.2.5.3 Método de flujo multifásico en tuberías: Beggs y Brill	83
IV.2.5.4 Breve presentación de resultados en Pipephase [®]	85
IV.3 Desarrollo del escenario 2: Bombeo multifásico en la base del riser	86
IV.3.1 Objetivos del escenario 2	86
IV.3.2 Planteamiento del sistema a modelar	86
IV.3.3 Información requerida	88
IV.3.3.1 Información de la bomba	88
IV.3.3.2 Información del riser	89
IV.3.4 Breve presentación de resultados en Pipephase [®]	90
IV.4 Desarrollo del escenario 3: Separación submarina y bombeo en la base del riser	91
IV.4.1 Objetivo del escenario 3	91
IV.4.2 Planteamiento del sistema a modelar	91
IV.4.2.1 Planteamiento del transporte de gas	93
IV.4.3 Información requerida	94
IV.4.3.1 Información del separador	94
IV.4.3.2 Información de la bomba	94
IV.4.3.3 Información del riser de líquido	95
IV.4.3.4 Propiedades del gas	96
IV.4.3.5 Información del riser de gas	96
IV.4.4 Breve presentación de resultados en Pipephase [®]	98
 Capítulo V. Análisis de resultados	 100
V.1 Análisis de resultados	101
V.1.1 Resultados del <i>pozo tipo</i> : Alpha-1	101
V.1.2 Resultados del equipo de procesamiento submarino	104
V.1.3 Resultados del riser	106
V.2 Análisis económico	109
 Capítulo VI. Conclusiones y recomendaciones	 115
VI.1 Conclusiones	116

VI.2 Recomendaciones	118
Bibliografía y Referencias	120

ÍNDICE DE FIGURAS

Capítulo II

Fig. II.1 Molécula de asfaltenos. (Modificada de Flow Assurance: Experience and Challenges, Keith Stevens, Enero 2005).

Fig. II.2 Sección de tubería taponada por depositación de asfaltenos. (Oilfield Review, Otoño de 2007).

Fig. II.3 Sección de tubería taponada por depositación de parafinas. (Flow Assurance: Experience and Challenges, Keith Stevens, Enero 2005).

Fig. II.4 Hidratos de gas, también llamados “hielos que arden” y su estructura molecular. (http://earthguide.ucsd.edu/seafloorscience/slopes/slopes_hydrates.html).

Fig. II.5 a) La interfase líquido-gas se eleva hasta la cima de la tubería; b) Formación del bache; c) Arrastre de gas dentro del bache. (Hydrodynamic Slug Size in Multiphase Flowlines, Feesa Ltd Case Study, 2003).

Fig. II.6 a) Patrón de flujo bache, presente en una tubería con topografía horizontal; b) Patrones de flujo bache y estratificado que se alternan cuando la topografía del terreno presenta ondulaciones. (Modificada de Hydrodynamic Slug Size in Multiphase Flowlines, Feesa Ltd Case Study, 2003).

Fig. II.7 Proceso de formación y descarga de un bache en un sistema línea-riser. (Modificada de Subsea Pipelines and Risers, Bai Yong and Bai Qiang, Elsevier Ltd, Gran Bretaña, 2005).

Fig. II.8 Sistemas Flotantes de Producción. (Estudio especial de sistemas flotantes, IMP, 2006).

Fig. II.9 Componentes principales de un sistema flotante. (Estudio especial de sistemas flotantes, IMP, 2006).

Fig. II.10 De izquierda a derecha TLP típica, TLP Moisés, TLP estrella de mar. (http://www.rigzone.com/training/insight.asp?insight_id=305&c_id=12).

Fig. II.11 Semisumergible Noble Clyde Bourdreaux. (http://www.rigzone.com/training/insight.asp?insight_id=338&c_id=24).

Fig. II.12 Transporte de semisumergible en barcaza. (http://www.rigzone.com/training/insight.asp?insight_id=338&c_id=24).

Fig. II.13 Semisumergible tipo botella. (http://www.rigzone.com/training/insight.asp?insight_id=338&c_id=24).

Fig. II.14 Semisumergible DSS38 (estabilizada por columnas).
(http://www.rigzone.com/training/insight.asp?insight_id=338&c_id=24).

Fig. II.15 Semisumergible tipo SPAR tradicional.
(http://www.rigzone.com/training/insight.asp?insight_id=307&c_id=12).

Fig. II.16 Semisumergible tipo SPAR ATADA (izquierda) y tipo CELDA SPAR (derecha).
(http://www.rigzone.com/training/insight.asp?insight_id=307&c_id=12).

Fig. II.17 FPSO. (<http://www.rigzone.com/>).

Fig. II.18 Transporte de la producción de un campo submarino a un FPSO.
(http://www.rigzone.com/training/insight.asp?insight_id=299&c_id=12).

Fig. II.19 Componentes de un sistema submarino de producción. (“Desarrollo Submarino desde el Medio Poroso hasta el Proceso”, Amin Amin, Oilfield Review, Verano de 2005).

Fig. II.20 Árbol vertical submarino. (“Manejo de proyectos de terminación de pozos marinos”, Caulfield Iain, Oilfield Review, Verano del 2007).

Fig. II.21 Árbol horizontal submarino. (“Manejo de proyectos de terminación de pozos marinos”, Caulfield Iain, Oilfield Review, Verano del 2007).

Fig. II.22 Plantilla-Múltiple de recolección. (Catálogo CAMERON: Subsea Manifolds).

Fig. II.23 Grupo-Múltiple de recolección. (Catálogo CAMERON: Subsea Manifolds).

Fig. II.24 Tubería-Terminal-Múltiple de recolección. (Catálogo CAMERON: Subsea Manifolds).

Fig. II.25 Tuberías de trabajo. (Catálogo CAMERON: Subsea Manifolds).

Fig. II.26 Medidores de flujo. (Catálogo CAMERON: Subsea Manifolds).

Fig. II.27 Cimentación. (Catálogo CAMERON: Subsea Manifolds).

Fig. II.28 Líneas de flujo submarinas que conectan la cabeza del pozo a un riser.
(<http://www.itp-interpipe.com/products/images/subsea-view.jpg&imgrefurl>)

Fig. II.29 Corte transversal de un umbilical de 9 ½. (New Fiel Development, JPT, Septiembre 2009).

Fig. II.30 Diseño de un umbilical. (Modificada de
[http://www.umbilicals.com/ProductCenter/Cable Configure.aspx](http://www.umbilicals.com/ProductCenter/CableConfigure.aspx)).

Fig. II.31 Módulo submarino de control. (Catálogo FMC Technologies: Subsea Control Systems).

Fig. II.32 Equipo de control de superficie. (Modificada de Catálogo FMC Technologies: Subsea Control Systems).

Fig. II.33 Jumper rígido. (Deepwater Manifolds and Tie-in (Jumper) Systems, PEMEX, 2005).

Fig. II.34 Jumper flexible. (Deepwater Manifolds and Tie-in (Jumper) Systems, PEMEX, 2005).

Fig. II.35 Configuración de enlace vertical. (Catálogo FMC Technologies: Subsea Tie-in Systems).

Fig. II.36 Configuración de enlace horizontal. (Catálogo FMC Technologies: Subsea Tie-in Systems).

Fig. II.37 Conexión de configuración vertical asistida por un ROV. (Catálogo FMC Technologies: Subsea Tie-in Systems).

Fig. II.38 Vehículo operado a distancia (ROV). (<http://www.rov.org/gift/logo2.gif>).

Fig. II.39 Conector tipo abrazadera (Clamp). (Catálogo FMC Technologies: Subsea Tie-in Systems)

Fig. II.40 Conector tipo Collet. (Catálogo FMC Technologies: Subsea Tie-in Systems)

Fig. II.41 Separador gas/líquido Caisson de la marca FMC Technologies. (Catálogo FMC Technologies: Subsea Processing).

Fig. II.42 Bomba multifásica helico-axial (Framo) de cuatro etapas. (Oilfield Review, Verano 2007).

Capítulo III

Fig. III.1 Impulsor de una bomba BEC: rotor. (“Sistemas Artificiales de Producción: Bombeo Electrocentrífugo”, Vivas Fabiola, Marzo 2010).

Fig. III.2 Difusor de una bomba BEC: estator. (“Sistemas Artificiales de Producción: Bombeo Electrocentrífugo”, Vivas Fabiola, Marzo 2010).

Fig. III.3 Corte transversal que muestra el paso del fluido del impulsor al difusor en cada etapa. (“Sistemas Artificiales de Producción: Bombeo Electrocentrífugo”, Vivas Fabiola, Marzo 2010).

Fig. III.4 Curvas características de una bomba eléctrica sumergible. (“Sistemas Artificiales de Producción: Bombeo Electrocentrífugo”, Vivas Fabiola, Marzo 2010).

Fig. III.5 Curva de capacidad vs. carga de una bomba eléctrica sumergible. (“BOMBAS Teoría, diseño y aplicaciones”, Viejo Zuricabay M. México 1975).

Fig. III.6 Curva de capacidad vs. carga de dos bombas en serie. (“BOMBAS Teoría, diseño y aplicaciones”, Viejo Zuricabay M. México 1975).

Fig. III.7 Curva de capacidad vs. carga de dos bombas en paralelo. (“BOMBAS Teoría, diseño y aplicaciones”, Viejo Zuricabay M. México 1975).

Fig. III.8 Sistema Caisson Separator-BEC. (2010 Worldwide Survey of Subsea Processing: Separation, Compression and Pumping Systems; Status of the Technology, Marzo 2010, Intecsea, Inc. and Offshore Magazine).

Fig. III.9 a) Esquema de flujo del pozo productor al sistema Separador Caisson-BES, b) Esquema de flujo en el sistema Separador Caisson-BES. (Modificada de New Field Development, JPT, Septiembre de 2009).

Fig. III.10 Concepto del Sistema de Separación Vertical Anular y de Bombeo, VASPS. (Modificada de OTC 14003).

Fig. III.11 Componentes del Sistema de Separación Vertical Anular y de Bombeo, VASPS. (Modificada de SPE 95039).

Fig. III.12 Producción del pozo MA-01 antes y después de la instalación y operación del sistema VASPS. (Modificada de OTC 14003).

Fig. III.13 Bomba multifásica helico-axial marca FRAMO. (Oilfield Review, Verano 2005).

Fig. III.14 Tipos de bombas rotativas. (Bombas: Teoría, Diseño y Aplicaciones; Viejo Zubicaray, México 1997).

Fig. III.15 Bomba multifásica de tornillos gemelos marca Leistritz. (The American Oil and Gas Reporter, Mayo 2006).

Fig. III.16 Interior de una bomba multifásica helico-axial. (Modificada de www.framoeng.no/pump.php).

Fig. III.17 Localizaciones que puede tener una bomba multifásica submarina. (Modificada de Bombeamento Multifásico, Petrobras, Octubre 2008).

Fig. III.18 Configuración de los proyectos Mutineer y Exeter. (Modificada de SPE 88562).

Capítulo IV

Fig. IV.1 Escenario 1: Caso base.

Fig. IV.2 Diagrama de flujo del transporte escenario 1: Caso base.

Fig. IV.3 Escenario 2: Bombeo multifásico en la base del riser.

Fig. IV.4 Diagrama de flujo del transporte escenario 2: Bombeo multifásico en la base del riser.

Fig. VI.5 Escenario 3: Separación submarina y bombeo en la base del riser.

Fig. VI.6 Diagrama de flujo del transporte escenario 3: Separación submarina y bombeo en la base del riser.

Fig. IV.7 Geometrías de riser en doble catenaria (cuando se tiene un FPSO) y catenaria simple (utilizada en este caso de aplicación) (Deepwater Production Riser Systems and Components, Offshore Magazine, Noviembre 2010).

Fig. IV.8 Componentes del sistema planteado para el caso base.

Fig. IV.9 Análisis nodal en la cabeza del pozo Alpha-1.

Fig. IV.10 Estado mecánico del pozo Alpha-1.

Fig. IV.11 Línea de flujo que une el múltiple de recolección con el pozo Alpha-1.

Fig. IV.12 Esquema que presenta el múltiple de recolección, línea de flujo y riser.

Fig. IV.13 Análisis Nodal en la base del riser para selección del diámetro óptimo del riser.

Fig. IV.14 Propiedades del fluido.

Fig. IV.15 Pozo Alpha-1 en Pipephase[®].

Fig. IV.16 Perfil de desviación del pozo Alpha-1.

Fig. IV.17 Datos requeridos por Pipephase[®] en la fuente del pozo Alpha-1.

Fig. IV.18 Representación en Pipephase[®]: pozos, jumpers, múltiple de recolección del campo Alpha.

Fig. IV.19 Configuración de la línea de flujo que une al múltiple de recolección con la base del riser.

Fig. IV.20 Perfil vertical del riser.

Fig. IV.21 Resultados de presiones y gastos obtenidos en Pipephase[®] para el caso base

Fig. IV.22 Modelo de simulación escenario 2: Bombeo multifásico en la base del riser.

Fig. IV.23 Link en donde se muestra el dispositivo Bomba.

Fig. IV.24 Datos requeridos por la bomba.

Fig. IV.25 Análisis nodal en la base del riser.

Fig. IV.26 Resultados de presiones y gastos obtenidos en Pipephase® para el escenario 2.

Fig. IV.27 Modelo de simulación escenario 3: Separación submarina y bombeo en la base del riser.

Fig. IV.28 Link en donde se muestra el dispositivo Separador y Bomba.

Fig. IV.29 Modelo de simulación escenario 3: Riser de gas.

Fig. IV.30 Configuración del riser de gas.

Fig. IV.31 Datos del Separador y la Bomba.

Fig. IV.32 Análisis nodal en la base del riser de líquido.

Fig. IV.33 Propiedades del gas.

.Fig. IV.34 Información de entrada y salida en el link que representa el riser de gas.

Fig. IV.35 Análisis nodal en la base del riser de gas.

Fig. IV.36 Resultados obtenidos del modelo de simulación escenario 3, riser de gas.

Fig. IV.37 Resultados de presiones y gastos obtenidos en Pipephase® para el escenario 3.

Capítulo V

Fig. V.1 Efecto de la disminución de la presión en la cabeza de pozo sobre el gasto.

Fig. V.2 Comportamiento del punto de burbuja de un aceite negro con respecto a la presión y temperatura. (Modificada de The properties of petroleum fluids, McCain, 1990).

Fig. V.3 Comportamiento de la viscosidad con respecto a la presión en el pozo. (Modificada de The properties of petroleum fluids, McCain, 1990).

ÍNDICE DE TABLAS

Capítulo II

Tabla II.1 Diferencias Tubería/Línea de flujo.

Capítulo III

Tabla III.1 Clasificación de los crudos pesados.

Tabla III.2 Clasificación de los Sistemas Submarinos de Procesamiento.

Tabla III.3 Comparación: Bomba multifásica Volumétrica/Rotodinámica

Capítulo IV

Tabla IV.1 Datos de los pozos del Campo Alpha.

Tabla IV.2 Presión en cabeza de pozo y gastos de producción de líquido y gas para el caso base.

Tabla IV.3 Presión en cabeza de pozo y gastos de producción de líquido y gas para el escenario 2.

Tabla IV.4 Presión en cabeza de pozo y gastos de producción de líquido y gas para el escenario 3.

Capítulo V

Tabla.V.1 Resultados del pozo Alpha-1 para cada escenario.

Tabla.V.2 Resultados del pozo Alpha-1 para cada escenario (Condiciones de burbuja).

Tabla V.3 Resultados de la bomba multifásica (Escenario 2).

Tabla V.4 Resultados del separador (Escenario 3).

Tabla V.5 Resultados de la bomba monofásica (Escenario 3).

Tabla V.6 Resultados del riser para cada escenario.

Tabla V.7 Resultados del riser para cada escenario (Condiciones en el punto de burbuja).

Tabla V.8 Resultados del escenario 3 (riser de gas).

Tabla V.9 Análisis económico preliminar del Caso base.

Tabla V.10 Análisis económico de Bombeo Multifásico en la base del riser.

Tabla V.11 Análisis económico de Separación submarina y bombeo en la base del riser.

Resumen

Debido a que el llamado “petróleo fácil” en el mundo ha comenzado su etapa de declinación y a que la demanda energética de la humanidad en los últimos años se ha incrementado, las compañías petroleras han tenido la necesidad de explorar y explotar yacimientos de petróleo en aguas cada vez más profundas, lo que ha llevado al desarrollo de nuevas tecnologías que puedan ser aplicables en los lugares más remotos. Ahora bien, cuando se tiene un yacimiento en aguas profundas y que además produce aceite pesado o extrapesado, los métodos de explotación se vuelven cada vez más complejos y costosos debido a las condiciones prevalecientes en los ambientes de aguas profundas aunado a los problemas de aseguramiento de flujo que pueden presentarse.

Aunque en México se tiene una gran experiencia en la extracción de aceites pesados en aguas someras, debe comenzarse a estudiar la factibilidad de explotar yacimientos en aguas profundas aprovechando la experiencia de otros países y la tecnología existente. Por lo anterior, es importante saber que una de las alternativas de explotación para este tipo de yacimientos es el procesamiento submarino, el cual es un método de producción probado y utilizado actualmente en aguas profundas, sin embargo, es necesario realizar un estudio técnico-económico para conocer si es viable la aplicación de este tipo de sistemas.

Esta tesis tiene como objetivo el análisis técnico de dos sistemas de procesamiento submarino (bombeo multifásico y separación submarina) aplicados al caso de un campo hipotético de crudo extrapesado y gas en aguas profundas (caso base), mediante el uso de un simulador comercial de flujo en tuberías. De esta manera se busca determinar qué sistema resulta ser más factible para su aplicación, apoyando la decisión con un análisis económico preliminar.

Primeramente mediante una revisión bibliográfica se identifican los principales problemas de aseguramiento de flujo que pueden presentarse a lo largo del sistema, así como algunos métodos preventivos y correctivos que pueden aplicarse. También se da un panorama general sobre los sistemas submarinos de producción, mismos que son utilizados en los sistemas de explotación de crudo pesado y extrapesado en aguas profundas.

Posteriormente se analizan los sistemas de procesamiento submarino que son aplicables a la explotación de campos que producen crudo pesado y extrapesado, se expone el principio de funcionamiento de cada sistema, algunos casos de aplicaciones ya existentes, así como ventajas y desventajas de cada uno.

Se presenta la aplicación de los sistemas de bombeo multifásico y la separación submarina en la base del riser a un campo en aguas profundas con las características antes mencionadas, a través del uso del simulador de flujo en tuberías en estado estacionario Pipephase[®] con el propósito de realizar un análisis comparativo de los beneficios que ofrecen ambos sistemas y seleccionar el método de explotación más conveniente.

- ✓ El caso base consta de un sistema submarino de producción que transporta el crudo extrapesado y el gas por medio de un riser a un FPSO por la energía natural del fluido.
- ✓ En el segundo escenario se coloca un módulo de bombeo multifásico en la base del riser para impulsar la mezcla multifásica y transportarla hacia la superficie a un FPSO.
- ✓ Por último, en el tercer escenario se tiene un módulo de separación submarina del que se derivan dos risers, uno en el que se transporta el gas separado a un FPSO y otro en el que el líquido es bombeado hacia la misma instalación superficial.

Finalmente, se presentan los resultados obtenidos en cada escenario planteado, así como el análisis técnico y económico preliminar comparando los tres casos estudiados. Con base en lo anterior, se enlistan las conclusiones a las que se llegó y algunas recomendaciones propuestas para la aplicación de estos sistemas en el desarrollo de campos en aguas profundas.

Capítulo I

Introducción

Debido a que el llamado “petróleo fácil” en el mundo ha comenzado su etapa de declinación y a que la demanda energética de la humanidad en los últimos años se ha incrementado, las compañías petroleras han tenido la necesidad de explorar y explotar yacimientos de petróleo en aguas cada vez más profundas, lo que ha llevado al desarrollo de nuevas tecnologías que puedan ser aplicables en los lugares más remotos; además de tomar en cuenta para su explotación yacimientos de aceites pesados y extrapesados a los que anteriormente no se les daba importancia.

Ahora bien, cuando se tiene un yacimiento en aguas profundas y que además produce aceite pesado o extrapesado, los métodos de explotación se vuelven cada vez más complejos y más costosos debido a las condiciones de presión, temperatura y profundidad que existen en los ambientes de aguas profundas aunado a los riesgos que se corren de que el fluido sea propenso a formar parafinas o asfaltenos, a que se presenten las condiciones adecuadas para la formación de hidratos de gas, al incremento de la viscosidad de los fluidos producidos, a los problemas de inestabilidad en los patrones de flujo multifásico, a los problemas derivados de las grandes distancias que el fluido debe recorrer para llegar al sitio final, etc.

Algunos campos en el mundo que producen hidrocarburos pesados en aguas profundas son el Campo Dalia (tirante de agua (T.A.) = 1500 m) en Angola con crudos de 21 a 23 °API, los Campos Jubarte (T.A. = 1350 m) y Marlim (T.A. = 910 m) en Brasil con densidades de crudo de 17 °API y 18 a 24 °API respectivamente. Sin embargo, en México se han descubierto yacimientos de aceite pesado y extrapesado en aguas profundas del Golfo de México, lo cual implica un gran reto para la industria petrolera mexicana. Por ejemplo, el campo Nab descubierto en el año 2004 en la zona de Campeche Oriente en el Golfo de México tiene un tirante de agua de 679 m y una densidad del aceite crudo de 8.8 °API.

Aunque en México se tiene una gran experiencia en la extracción de aceites pesados, debe comenzarse a estudiar la factibilidad de explotar los yacimientos en aguas profundas aprovechando la experiencia de otros países y la tecnología existente.

Por lo anterior, es importante saber que una de las alternativas de explotación para este tipo de yacimientos es el procesamiento submarino, el cual es un método de producción probado y utilizado actualmente en aguas profundas y que tiene como propósito asegurar que los fluidos se transporten íntegramente desde que fluyen del yacimiento al fondo del pozo, hasta las instalaciones superficiales de producción minimizando los problemas que se puedan presentar a lo largo del sistema con lo que proporciona en algunos casos mayores beneficios que el procesamiento superficial costa afuera. Sin embargo, es necesario realizar un estudio económico para conocer si es viable la aplicación de este tipo de sistemas.

Es preciso también analizar la factibilidad de combinar el procesamiento submarino con algún método preventivo del aseguramiento de flujo (inyección de productos químicos, aislamiento o calentamiento de tuberías, etc.) y/o algún sistema artificial de producción (bombeo neumático, bombeo electrocentrífugo, bombeo hidráulico, etc.).

Debe tenerse un buen conocimiento de las características del fluido que se produce, de las condiciones de presión y temperatura existentes, de las instalaciones superficiales y subsuperficiales con que se cuenta, así como de los recursos humanos y económicos disponibles con la finalidad de seleccionar el método adecuado de explotación.

En esta tesis se plantea un campo hipotético localizado en aguas profundas, con un tirante de agua de 1000 m que produce crudo extrapesado de alrededor de 11.1 °API y gas, para cuya explotación se analizan dos opciones de procesamiento submarino:

- ✓ Sistema de bombeo multifásico en la base del riser
- ✓ Sistema de separación submarina y bombeo en la base del riser.

Primeramente se identifican los principales problemas del aseguramiento de flujo que pueden presentarse a lo largo del sistema (parafinas, asfaltenos, hidratos de gas, arenas, incrustaciones minerales, flujo inestable), así como algunos métodos preventivos y correctivos que pueden aplicarse para evitarlos o minimizarlos. También se da un panorama general sobre los sistemas submarinos de producción, mismos que son utilizados en los sistemas de explotación de crudo pesado y extrapesado en aguas profundas.

Posteriormente se analizan los sistemas de procesamiento submarino que son aplicables a la explotación de campos que producen crudo pesado y extrapesado, planteando tanto la colocación de un módulo de bombeo multifásico en la base del riser como el uso del sistema de separación submarina y bombeo también en la base del riser, se expone además el principio de funcionamiento de cada sistema, algunos casos de aplicación ya existentes, ventajas y desventajas de cada uno.

Se presenta la aplicación del bombeo multifásico y la separación submarina en la base del riser a un campo en aguas profundas con las características antes mencionadas, a través del uso del simulador de flujo en tuberías en estado estacionario Pipephase[®] de la compañía Invensys Operations Management, con el propósito de realizar un análisis comparativo de los beneficios que ofrecen ambos sistemas y seleccionar el método de explotación más conveniente.

- ✓ El caso base consta de un sistema submarino de producción que transporta el crudo extrapesado y el gas por medio de un riser a un FPSO.
- ✓ En el segundo escenario se coloca un módulo de bombeo multifásico en la base del riser para impulsar la mezcla multifásica y transportarla hacia la superficie a un FPSO.
- ✓ Por último en el tercer escenario se tiene un módulo de separación submarina del que se deriva un riser de gas que llega a la superficie y un riser en el que el líquido es bombeado hacia la misma instalación superficial.

Finalmente, se presentan los resultados obtenidos en la simulación de cada escenario planteado así como el análisis técnico y económico de los mismos, mostrando también los beneficios que proporciona el uso de cada uno de los sistemas de procesamiento submarino estudiados y un análisis comparativo de los tres escenarios. Con base en lo anterior, se enlistan las conclusiones a las que se llegó y algunas recomendaciones propuestas para la aplicación de los sistemas.

Capítulo II

Revisión bibliográfica sobre Aseguramiento de Flujo y Sistemas Submarinos de Producción

II.1 Aseguramiento de Flujo

La exploración y desarrollo de campos en aguas profundas alrededor del mundo se han convertido en actividades clave para la mayoría de las compañías que se dedican a la exploración y producción de aceite y gas.

Mientras que el término es relativamente nuevo, los problemas relacionados con el Aseguramiento de Flujo han sido un tema crítico en la industria petrolera desde sus primeros tiempos. Por ejemplo, se observó la presencia de hidratos que causaban bloqueos en líneas de gas apenas en la década de los 1930s, problema solucionado por inhibición química usando metanol.

En los tiempos recientes, el Aseguramiento de Flujo (Flow Assurance) ha tenido un gran auge como una disciplina importante en la producción de campos petroleros costa afuera y éste puede entenderse como *la capacidad de producir y transmitir económicamente fluidos hidrocarburos del yacimiento al usuario final en cualquier ambiente a lo largo de la vida de un campo, desarrollando estrategias de control de sólidos y condiciones de flujo inestable.*

Las metas del aseguramiento de flujo son:

- Reducir el riesgo de pérdida o disminución de la producción
- Mejorar el gasto de producción

Las estrategias del aseguramiento de flujo deben integrarse en el diseño de todo el sistema y en las operaciones de campo para lograr el éxito, ya que éste juega un rol integral en el ciclo de vida de un proyecto.

El Aseguramiento de Flujo cubre un amplio rango de habilidades técnicas:

- Adquisición de muestras representativas de fluidos
- Manejo de sólidos (hidratos, parafinas, asfaltenos)

- Modelado térmico/hidráulico
- Estrategias Operativas de Campo

II.1.1 Breve discusión sobre la presencia de sólidos como problemática del Aseguramiento de Flujo

Las actividades desarrolladas en aguas profundas se enfrentan a diferentes retos, de particular preocupación son los efectos de la presencia de hidrocarburos sólidos y su potencial para interrumpir la producción debido a su depositación a lo largo del sistema integral de producción.

El potencial de depositación y formación de hidrocarburos sólidos afecta adversamente al aseguramiento de flujo en los sistemas de producción de aguas profundas y es un factor de riesgo clave en la evaluación de desarrollos de campos costa afuera.

Los hidrocarburos sólidos tienen el potencial de depositarse en alguna parte de la vecindad del pozo y los disparos, en el pozo, en las instalaciones subsuperficiales y superficiales, así como en las líneas de descarga y transporte.

Las condiciones de temperaturas bajas y presiones altas encontradas en instalaciones de aguas profundas pueden causar la formación de parafinas, asfaltenos e hidratos de gas que se acumulan hasta impedir el flujo de los fluidos producidos, dichos bloqueos representan grandes pérdidas económicas ya que interrumpen la producción y resultan en difíciles operaciones para limpiar los equipos. Por lo anterior, el diseño de los sistemas de producción y las estrategias de funcionamiento deben incluir entre otras cosas el control y la remoción de tales depósitos.

Es importante tomar en cuenta que “si los hidrocarburos sólidos se forman pero no se depositan, no son un problema”.

II.1.1.1 Asfaltenos

Se definen como sustancias orgánicas aromáticas de altos pesos moleculares que presentan una estructura molecular extremadamente compleja, están conformados por diferentes proporciones de nitrógeno, azufre y oxígeno y son solubles en solventes aromáticos pero son insolubles en alcanos.

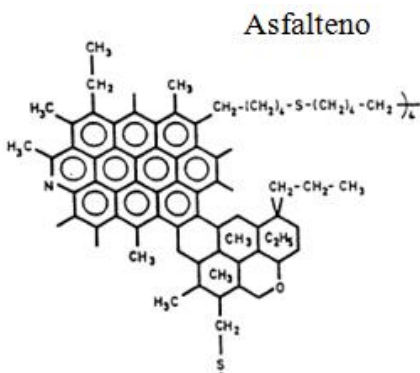


Fig. II.1 Molécula de asfalteno

Estos compuestos pueden ocasionar diversos problemas como el bloqueo de tuberías de extracción y transporte de crudo, reducción de su aprovechamiento económico y contaminación de los ecosistemas.

Generalmente, los asfaltenos tienden a permanecer en solución o en suspensión coloidal bajo las condiciones de presión y temperatura del yacimiento, pero inician su precipitación una vez que la estabilidad de la suspensión coloidal disminuye, lo cual es causado principalmente por los cambios de presión durante la explotación primaria. Por otra parte también se ha reportado que los asfaltenos comienzan a ser inestables como resultado de una mezcla de los fluidos de la corriente, así como por la inyección de gas durante las operaciones de Recuperación Secundaria.



Fig. II.2 Sección de tubería taponada por deposición de asfaltenos

Remediación:

- *Control Mecánico*

Involucra el escareo mecánico usando herramienta con línea de acero, diablos de limpieza o hidroblasteo utilizando tubería flexible.

- *Lavado con solventes*

Empleo de solventes hidrocarburos tales como tolueno, xileno, etc., éstos pueden ser efectivos para disolver depósitos de asfaltenos pero son poco empleados costa afuera debido a su costo, dificultad de aplicación y por motivos asociados con la seguridad y protección ambiental.

II.1.1.2 Parafinas

También son sustancias orgánicas muy saturadas de alto peso molecular, su composición es principalmente de hidrocarburos de cadenas rectas, sin ramificaciones. Se caracterizan por tener una estructura "macrocrystalina" (cristales grandes y quebradizos) y longitudes de C_{18} hasta C_{40} . La formación de los cristales depende significativamente de los cambios de temperatura, aunque la presión y composición también afectan a su formación pero no de forma significativa.

Si las parafinas se presentan, pueden causar algunos problemas tales como el incremento en las caídas de presión debido a su depositación en superficies internas, restringiendo el flujo y posiblemente constituyendo un bloqueo total, además los requerimientos de energía y presión para mover los fluidos son mayores como consecuencia del aumento en la viscosidad de los mismos.



Fig. II.3 Sección de tubería taponada por deposición de parafinas

Remediación y prevención:

- *Control Mecánico*

Empleo de diablos de limpieza, herramientas con línea de acero o tubería flexible con la finalidad de prevenir o remover depósitos de parafinas.

- *Control Térmico*

Se emplean algunas técnicas termales pasivas para prevenir la formación de parafinas, por ejemplo el aislamiento de líneas de flujo. Por otra parte las técnicas de calor activo como la circulación de fluidos calientes en las líneas de flujo o la aplicación directa de calor generado eléctricamente se emplean para la prevención y remoción de los depósitos.

- *Inyección química*

En este caso pueden inyectarse algunas sustancias como:

- * *Modificadores de cristales*, pueden emplearse para prevenir la depositación de parafinas pero sólo son efectivos si se inyectan de forma continua sobre el sistema a una temperatura mayor que la temperatura de aparición de parafinas.

- * *Surfactantes*, pueden ser usados para prevenir la depositación y remover depósitos existentes.

- * *Solventes*, pueden usarse para disolver depósitos de parafinas, los más comúnmente usados son el diesel, xileno y disulfuro de carbón.

II.1.1.3 Hidratos de gas

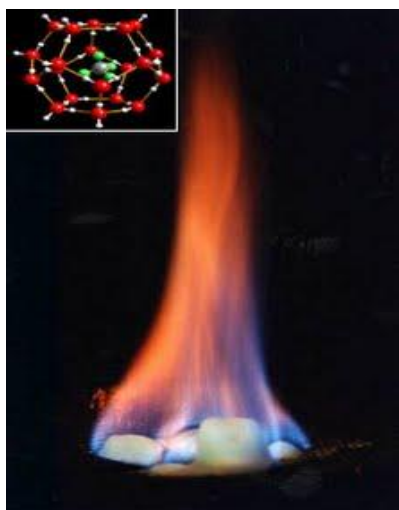


Fig. II.4 Hidratos de gas y estructura molecular

También llamados “clatratos” (compuestos de inclusión). Se forman por el contacto de gases formadores de hidratos (metano, etano, propano, CO₂ y H₂S) y agua líquida a condiciones de bajas temperaturas y altas presiones. Las moléculas de agua forman una estructura con una cavidad central en la que se encapsulan moléculas de gases formadores de hidratos. Los hidratos de gas se clasifican en tres estructuras: Estructura I, Estructura II y Estructura H.

Estas estructuras parecidas al hielo, pueden llegar a bloquear la producción submarina o las líneas de flujo, pero el problema se agrava más en instalaciones de aguas profundas debido a las bajas temperaturas del ambiente marino y las altas presiones existentes, condiciones ideales para su formación aunado a la presencia de agua en los fluidos producidos.

Una vez formado el tapón de hidrato, la recuperación de las condiciones originales es costosa y demorada, es por esa razón que la prevención resulta necesaria.

Remediación y prevención:

- *Control Mecánico*

Uso de diablos de limpieza para remover los cristales de las paredes de las líneas pero también como medio para barrer el agua acumulada en puntos bajos en el sistema de flujo.

- *Control Térmico*

Las técnicas termales pasivas incluyen el uso de aislantes térmicos en tuberías y líneas de flujo con la finalidad de retener el calor suficiente y evitar llegar a las condiciones de formación de hidratos. Las técnicas de control termal activo incluyen el calor directo de origen eléctrico aplicado sobre la línea de flujo o la circulación de fluidos calientes por líneas adyacentes.

- *Deshidratación del gas*

La eliminación del agua que forma parte de los fluidos producidos, es la solución permanente para problemas de hidratos, se hace con la finalidad de disminuir el punto de rocío.

- *Inyección química*

Los aditivos más comunes son el metanol, etileno-glicol y dietileno-glicol. El metanol es el más usado porque se dispersa bien en la corriente de gas, pero puede llegar a causar contaminación y problemas en plantas de proceso.

II.1.1.4 Otros sólidos

Arenas

Algunos de los problemas que se derivan de la presencia de arenas de la formación en la producción son:

Taponamiento en los disparos, tubería de producción, líneas de flujo y demás equipo, incremento en las pérdidas de presión por fricción debido a la reducción del área de flujo por el bloqueo parcial de tuberías, erosión de los equipos como válvulas, estranguladores y tuberías, acumulación en vasijas superficiales provocando pérdidas de producción por tareas de limpieza.

Control:

- Revestimiento del agujero con tubería ranurada
- Colocación de empaque de grava (Gravel Pack) en agujero descubierto
- Fracturamiento usando resinas y apuntalantes

Incrustaciones minerales

En los yacimientos petroleros existe presencia de agua saturada con sales de la roca disueltas en ella y ésta es producida con los hidrocarburos. La precipitación del excedente de las sales presentes en el agua producida, da lugar a las incrustaciones minerales que pueden originar grandes depósitos y consecuencias desfavorables para la productividad del yacimiento.

Las incrustaciones más comunes son de Carbonato de Calcio (CaCO_3 , calcita) y sulfato de Bario (BaSO_4 , barita).

La precipitación se genera principalmente en elementos como válvulas y estranguladores, ocasionando su mal funcionamiento así como caídas adicionales de presión debidas a la reducción del área de flujo.

Remediación y prevención:

- *Inyección de productos químicos para inhibir la formación.*

- *Remoción química:*
Empleo de ácidos inorgánicos, comúnmente HCl o HNO₃ para remover incrustaciones de carbonatos.
- *Remoción mecánica:*
Es necesario intervenir el pozo y es un procedimiento caro sobre todo para pozos submarinos. Esto incluye: escariador, lavado a presión con agua (con o sin ácido), re-perforación, fracturamiento en la formación, reemplazo de equipo dañado por incrustaciones.

II.1.2 El flujo inestable (bacheo) como factor que afecta directamente al Aseguramiento de Flujo

A lo largo de todo el Sistema Integral de Producción se encuentra presente el flujo simultáneo de gas y líquido conocido como flujo multifásico, es de relevante importancia en los sistemas submarinos de producción principalmente debido a que los costos de producción están directamente relacionados con las características del fluido que se produce.

De las diferentes configuraciones que pueden adoptar las fases al fluir simultáneamente, el régimen de flujo que resulta de un mayor interés particularmente en instalaciones submarinas de producción es el *flujo bache*, lo anterior debido a que se trata de la producción intermitente de tapones de líquido y burbujas de gas que pueden alcanzar dimensiones de varios cientos de metros de longitud y pueden ocasionar problemas como grandes fluctuaciones tanto en presiones como en gastos, aunado a eso pueden también causar:

- Daño en el equipo: vibración, impactos debidos a la carga, corrosión.
- Disminución de la eficiencia de la separación, resultando en una separación pobre de los fluidos.
- Variaciones largas y abruptas en la carga de compresores, resultando en operaciones de compresión ineficientes.

- Paros frecuentes de equipo.

Puede hacerse una clasificación de la formación de tapones de líquido y gas en un sistema de acuerdo con su mecanismo, como sigue:

II.1.2.1 Bacheo Hidrodinámico

Los baches hidrodinámicos generados a partir del flujo estratificado inician por la inestabilidad de las olas en la interfase líquido-gas bajo ciertas condiciones de flujo.

En las Figs. II.5a, II.5b y II.5c se muestra el proceso de formación de un bache hidrodinámico a partir del flujo estratificado:

(a) La interfase líquido-gas se eleva hasta la cima de la tubería, lo cual sucede cuando la diferencia de velocidades entre la fase gas y la fase líquido es suficientemente alta.

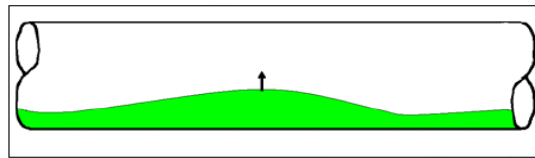


Fig. II.5a) La interfase líquido-gas se eleva hasta la cima de la tubería

(b) Una vez que la ola alcanza la cima de la tubería, se forma un bache. El bache es empujado por el gas y viaja a una velocidad mayor que la capa de líquido, de esta manera barre una mayor cantidad de líquido.

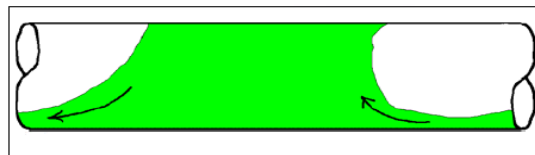


Fig. II.5b) Formación del bache

(c) El arrastre de gas reduce el colgamiento promedio de líquido en el bache, incrementando así la turbulencia dentro de él.

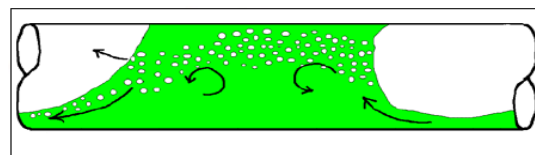


Fig. II.5c) Arrastre de gas dentro del bache

Una parte importante de las pérdidas de presión por fricción en el flujo multifásico, se debe a la región de turbulencia dentro del bache.

Es necesario dar seguimiento al desarrollo de los baches individuales a lo largo de la tubería para estimar el volumen del líquido que se descarga. La evolución de los baches es muy sensible a la inclinación de la tubería, por lo que cambiarla en menos de un grado puede ser suficiente para alterar el balance causando una transición en el régimen de flujo. De esta manera, los picos y depresiones que se presentan a lo largo del perfil de la tubería pueden tener un efecto muy significativo.

En la Fig. II.6 se comparan los patrones de flujo de una topografía horizontal simple y una con algunas ondulaciones. El régimen de flujo en líneas con ondulaciones varía entre flujo estratificado y flujo bache, esto implica que no solo podría diferir marcadamente el tamaño del bache sino que las caídas de presión son muy diferentes también para cada régimen.

Al realizar el modelado del flujo multifásico en tuberías, es importante representar estas ondulaciones tan religiosamente como sea posible cuando se trabaja con gastos bajos; en el caso de gastos altos, las ondulaciones pueden no tener mucho impacto en las predicciones.

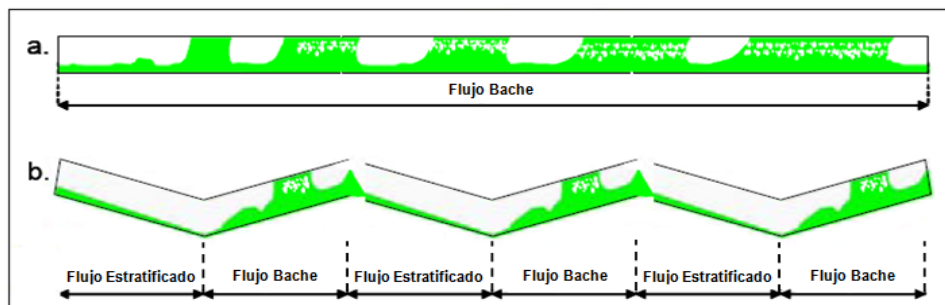


Fig. II.6a) Patrón de flujo bache, presente en una tubería con topografía horizontal.
 II.6b) Patrones de flujo bache y estratificado que se alternan cuando la topografía del terreno presenta ondulaciones.

II.1.2.2 Bacheo severo

En la Fig. II.7 se muestra el proceso de formación de un bache en un sistema línea-riser. El líquido se acumula en la base del riser, bloqueando el flujo de la fase gas. Este paquete de líquido se acumula hasta que la presión del gas es lo suficientemente alta para superar la hidrostática y empujar el bache de líquido hacia afuera del riser.

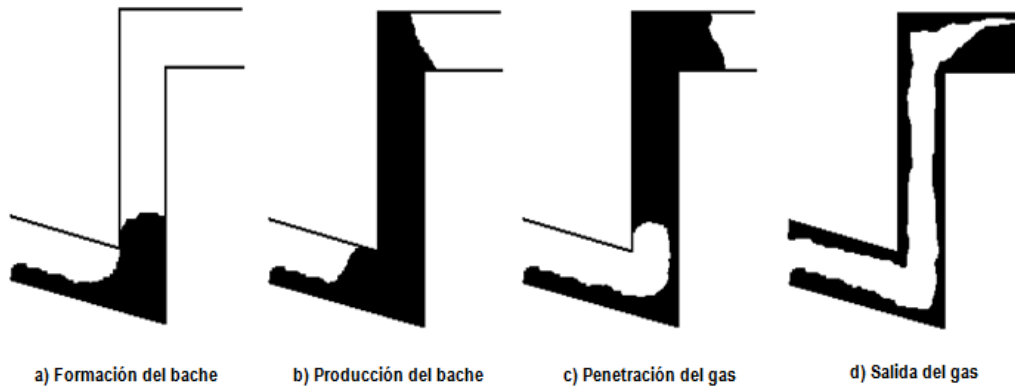


Fig. II.7 Proceso de formación y descarga de un bache en un sistema línea-riser

Los baches pueden ser muy severos y causar grandes variaciones en la presión y en las descargas de líquido de la tubería.

El bacheo severo es una situación de régimen transitorio que requiere un modelado dinámico para su descripción y predicción. En los casos en que las predicciones realizadas resultan en problemas de manejo de gas o líquido, debe determinarse el efecto del estrangulamiento adicional corriente arriba del separador.

Si el sistema de transporte termina en un riser vertical a una plataforma de recolección, el recorrido del bache de la tubería horizontal al tubo ascendente resulta en efectos de flujo cíclicos. Como el bache desacelera en el tubo vertical, la burbuja de gas que le sigue es comprimida; dicha compresión continúa hasta que se genera la energía suficiente para empujar el bache hacia afuera del riser.

Cuando la presión en la cabeza de los pozos es limitada, en el riser que va del suelo marino a la plataforma puede formarse una contrapresión debido a los baches, lo que limitará la producción de los pozos. En tales circunstancias, las pérdidas de presión vertical pueden reducirse si se coloca en el fondo marino un cachador de baches y las fases gas y líquido son separadas; el líquido bombeado a la superficie y el gas fluyendo libremente a la plataforma a través de tubos separados. Una alternativa es la inyección de gas en la base del riser, lo que aligera la columna de fluido y minimiza las pérdidas verticales de presión.

II.1.2.3 Remediación y prevención de los problemas de bacheo

Para solucionar el problema de bacheo, debe evaluarse cada caso con la finalidad de encontrar la solución particular más adecuada para el problema.

Algunas de las posibles soluciones aplicables son:

- *Reducción de diámetros*
Esto puede hacerse en tuberías, líneas de flujo y/o risers. Una reducción en el diámetro reduce la tendencia y severidad del bacheo, pero ésta debe ser la apropiada para optimizar las caídas de presión y la capacidad de producción del sistema.
- *Empleo de múltiples líneas de flujo de dimensiones diferentes*
Tiene la finalidad de reducir la tendencia y severidad del bacheo y proveer una mayor flexibilidad operativa.
- *Bombeo neumático y derivación del gas*
Con esto se incrementa el volumen de gas en la corriente debido a la inyección en el fondo del pozo, corriente arriba de la línea de flujo o en la base del riser. El gas de inyección ayuda a elevar el líquido y previene de esta manera la formación de un bache de líquido.
- *Técnicas de control en el equipo superficial y subsuperficial*

Algunas de ellas se enlistan:

- ✓ *Estrangulamiento del flujo*, aplicado en la parte superior del riser para estabilizar el flujo multifásico ascendente, con esto se logra que la aceleración del líquido aumente y la presión hidrostática en el riser decrezca.
- ✓ *Colocación de cachadores de baches (slug catcher)*, pueden instalarse en la base del riser con la finalidad de atrapar o cachar los baches de líquido y burbujas de gas; el gas puede ser separado de la corriente y enviarse hacia la superficie mientras que el líquido puede bombearse por otro tubo para reducir la contrapresión generada por la columna hidrostática en el sistema.

- ✓ *Separación submarina*, se instala un separador submarino en la base del riser. Este proceso puede reducir en gran medida el volumen de inhibidores requeridos para prevenir la formación de hidratos y corrosión en la línea de gas. Son necesarias dos líneas de flujo y una bomba submarina para elevar el líquido.
- ✓ *Corrida de diablos*, el diablo se mueve a través de la línea de flujo por lo que empuja al fluido enfrente de él y a su vez limpia la tubería. La velocidad del diablo debe ser controlada para evitar problemas de bacheo.

II.2 Sistemas Flotantes de Producción

Comúnmente para la extracción de petróleo en aguas someras se utilizan las plataformas fijas del tipo *jacket*. Tales plataformas han mostrado ser estructuras altamente confiables ante condiciones ambientales críticas, pero los costos de su construcción, instalación, operación y mantenimiento, se incrementan notablemente con el aumento del tirante de agua en el cual se desean instalar.

Por lo anterior, se han propuesto diversos sistemas estructurales de tipo flotante que constituyen alternativas más económicas y técnicamente favorables para la explotación de yacimientos en aguas profundas, tales como (Fig. II.8):

- Unidades Flotantes de Producción, Almacenamiento y Descarga (FPSOs)
- Plataformas Semisumergibles (SEMIs)
- Plataformas de Piernas Atirantadas (TLPs)
- Plataformas tipo SPAR

Actualmente, sistemas flotantes de producción están siendo utilizados satisfactoriamente en Estados Unidos, Brasil, Mar del Norte, África y Asia; el récord actual de un sistema flotante en operación lo posee una plataforma Semisumergible en el Campo Nakika (parte estadounidense del Golfo de México) en un tirante de agua de 1,920 m.

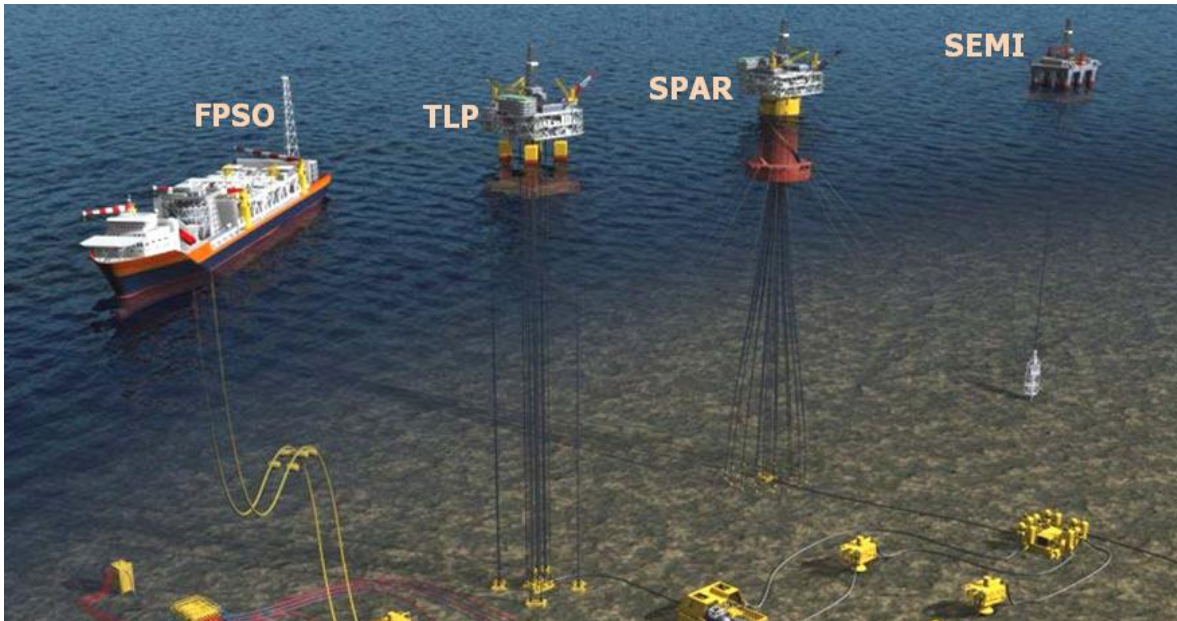


Fig. II.8 Sistemas Flotantes de Producción

II.2.1 Descripción de los Sistemas Flotantes de Producción (SFPs)

Los sistemas flotantes se refieren a las plataformas marinas del tipo embarcación, utilizadas para la explotación de yacimientos petrolíferos localizados en sitios con tirantes de agua superiores a los 300 m, aunque algunas de ellas se pueden utilizar en aguas someras como los FPSOs. La característica distintiva entre las plataformas fijas y dichos sistemas, es que estos últimos soportan el peso de los equipos encontrados en las cubiertas, los risers, las líneas de anclaje y su peso propio, a través de la flotación de su casco y utilizan un sistema de posicionamiento para mantenerse en su sitio de operación. En la Fig. II.9 se muestran los componentes principales de los sistemas flotantes.

El casco de flotación puede ser compuesto por columnas y pontones (TLP y SEMI), por una sola columna de gran diámetro (SPAR), o de tipo embarcación (FPSO).

El sistema de posicionamiento puede ser a través de un conjunto de líneas de amarre (cadenas, tubos de acero, cables de acero o poliéster), o del tipo dinámico basado en propulsores mecánicos (*trusters*). Generalmente, los sistemas de posicionamiento dinámico son utilizados en unidades de perforación y las líneas de amarre en sistemas de producción.

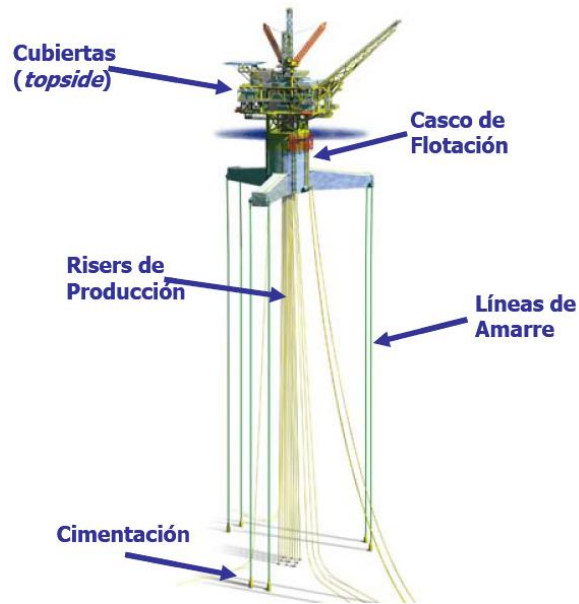


Fig. II.9 Componentes principales de un sistema flotante

Cada uno de los conceptos estructurales tiene características propias que ofrecen ventajas y limitaciones para su selección como centro de proceso para el desarrollo de campos petroleros. A continuación se muestran la descripción y principales ventajas y desventajas de los cuatro tipos de sistemas flotantes.

II.2.1.1 Plataformas de Piernas Tensionadas (TLPs)

Las plataformas de piernas tensionadas son instalaciones de producción flotantes amarradas verticalmente al lecho marino por tendones. En la Fig. II.10 se muestran tipos de TLPs.

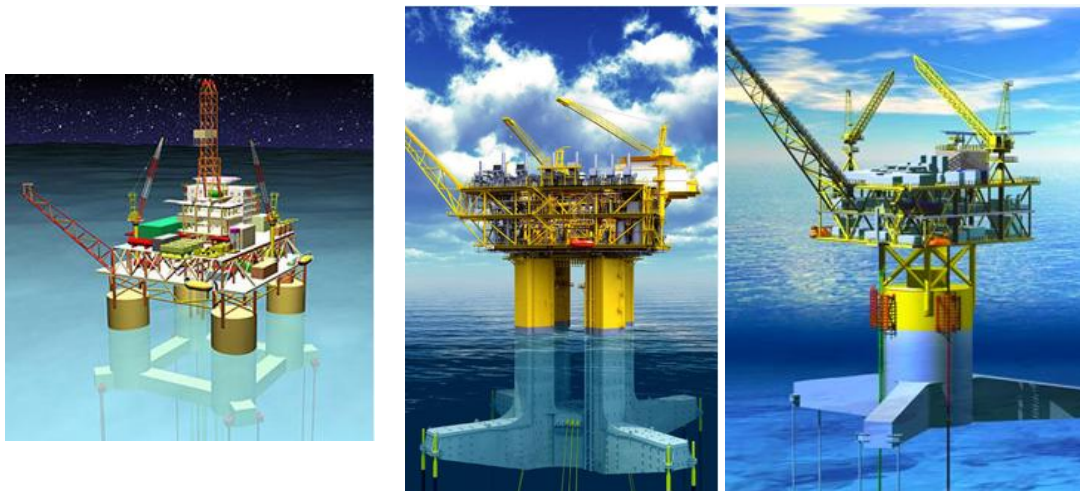


Fig. II.10 De izquierda a derecha TLP típica, TLP Moisés, TLP estrella de mar

Mientras un casco flotante soporta la superestructura de la plataforma, un intrincado sistema de amarres mantiene la plataforma en su sitio. La flotabilidad del casco contrarresta el peso de la superestructura de la plataforma, requiriendo grupos de estrechos tendones o piernas atirantadas, para asegurar la estructura a los cimientos en el lecho marino. Los cimientos se mantienen inmóviles por pilotes clavados en el lecho marino.

El sistema de piernas atirantadas tensionadas permite el movimiento horizontal con disturbios de olas, pero no permite el movimiento vertical que hace a las TLPs una popular opción de estabilidad.

El básico diseño de una TLP incluye cuatro columnas llenas de aire formando un cuadrado. Estas columnas están soportadas y conectadas por pontones similares al diseño de una plataforma de producción semisumergible.

La cubierta de la plataforma se localiza en lo alto del casco de la TLP. La superestructura de una TLP es la misma que una plataforma de producción típica, consiste de un casco que aloja el equipo de perforación y producción, tan bien como el módulo de potencia y los dormitorios. Los pozos secos son comunes en las TLPs debido a que se reducen los movimientos verticales en la plataforma.

La mayoría de los pozos produciendo en TLPs están desarrollados a través de risers rígidos, que elevan los hidrocarburos del lecho marino a los árboles secos localizados en la cubierta de la TLP.

A continuación se describen ventajas y desventajas para el uso de plataformas TLPs.

Ventajas

- Bajos movimientos en el plano vertical.
- Permite el uso de equipo de perforación y acceso a pozos.
- Utiliza árboles superficiales de producción.
- Uso de risers verticales de acero.

Desventajas

- Limitaciones de uso en aguas ultra-profundas debido al peso y colapso hidrostático de su sistema de tendones (tubos de acero encargados de restringir movimientos verticales).
- Sensible a cambios de carga sobre la cubierta.
- No permite el almacenamiento de aceite.

II.2.1.2 Plataformas Semisumergibles (SEMIs)

Este tipo de plataformas son más estables que cualquier unidad flotante de producción, y muchas veces se escogen para condiciones difíciles debido a su habilidad para soportar aguas tempestuosas. En la Fig. II.11 se muestra una plataforma semisumergible.

Una semisumergible está diseñada para una cubierta que contiene el equipo de perforación y otros tipos de maquinaria, soportadas por columnas tipo pontones que están sumergidas dentro del agua. Otro tipo de plataforma de perforación que puede perforar en aguas ultra profundas son los barcos de perforación, estos son capaces de sostener mas equipo; sin embargo las semisumergibles son elegidas por su estabilidad.



Fig. II.11 Semisumergible Noble Clyde Bourdreaux

Mientras se transportan, las semisumergibles no están hundidas en el agua. Solo durante las operaciones de perforación están sumergidas parcialmente. Debido a que las semisumergibles pueden flotar en el agua, es fácil transportar estas plataformas de una

localización a otra. Algunas semisumergibles son transportadas en barcazas (Fig. II.12) y otras tienen su propio sistema de propulsión.



Fig. II.12 Transporte de semisumergible en barcaza

Basados en la forma en que la plataforma está sumergida en el agua, hay dos tipos principales de semisumergibles: semisumergibles tipo botellas y semisumergibles estabilizadas por columnas.

Las semisumergibles tipo botella consisten de cascos en forma de botellas debajo de la cubierta de perforación que puede ser sumergida llenando el casco con agua. (Fig. II.13).

Las semisumergibles tipo botella fueron originalmente concebidas como plataformas sumergibles. Como plataformas sumergibles, las botellas debajo de la plataforma fueron sumergidas completamente, descansando en el lecho marino.

Pero, con el paso del tiempo, los arquitectos navales se dieron cuenta que la plataforma mantenía su estabilización si las botellas estaban sumergidas parcialmente, pero podían perforar en aguas más profundas. Las líneas de amarre eran entonces usadas para mantener la semisumergible en su lugar, y estas anclas son la única conexión que la plataforma tiene con el lecho marino. Eventualmente, estas plataformas fueron diseñadas solo para servir como semisumergibles.

Como semisumergibles, las plataformas ofrecen estabilidad excepcional en las operaciones de perforación, además el giro y cabeceo por las olas y viento fue disminuido grandemente.

Adicionalmente a los casos de amenazas por mal clima, como tormentas, ciclones y huracanes, algunas localizaciones de perforación son siempre rigurosas con el mar constantemente agitado.



Fig. II.13 Semisumergible tipo botella

Un nuevo diseño popular para semisumergibles es las semisumergibles estabilizadas por columnas (Fig.II.14). Aquí, dos cascos horizontales están conectados vía columnas cilíndricas horizontales a la cubierta de perforación encima del agua. Las columnas diagonales más pequeñas están usadas para soportar la estructura.

Sumergir este tipo de semisumergible se lleva a cabo llenando parcialmente los cascos horizontales con agua hasta que la plataforma se ha sumergido a la profundidad deseada. Las líneas de amarre anclan la plataforma encima de los pozos, y el posicionamiento dinámico puede ayudar a mantener la semisumergible en la correcta localización.



Fig. II.14 Semisumergible DSS38 (estabilizada por columnas)

A continuación se presentan las ventajas y desventajas de una plataforma semisumergible.

Ventajas

- Permite el uso de equipo de perforación y acceso a pozos.
- Mínimos cambios con el aumento del tirante de agua.
- Permite manejar grandes cargas sobre su cubierta.
- La última generación de SEMIs permite el uso de risers de acero en catenaria.
- Se cuenta con diferentes tipos de sistemas de anclaje para diferentes condiciones de sitio.

Desventajas

- Altos movimientos.
- Uso de árboles submarinos de producción.
- Generalmente utiliza risers flexibles.
- Los sistemas submarinos son un factor crítico.

II.2.1.3 Plataformas tipo SPAR

Es una alternativa de plataforma flotante que puede soportar operaciones de perforación, producción y almacenamiento. Consiste de un cilindro largo vertical que soporta la superestructura con el equipo. Similar a un iceberg, la mayoría de una instalación SPAR se localiza bajo la superficie del agua, proveyendo que la instalación incremente su estabilidad.

Se diseñó originalmente como una boya flotante para adquirir información oceanográfica. El principal componente de una instalación SPAR es la cámara flotante hermética profunda, o el casco cilíndrico hueco. Habitualmente el casco es rodeado con tracas para aumentar la estabilidad. Adicionalmente, el fondo del cilindro incluye una sección de lastre con material que pesa más que el agua, asegurando que el centro de gravedad se localice debajo del centro de flotación.

El diseño profundo hermético hace a la SPAR menos propensa a la afectación por viento, olas y corrientes, permitiendo la facilidad de soportar desarrollos de árboles submarinos y

secos. Adicionalmente, el cilindro adjunto actúa como protección para riser's y equipo, haciendo a la SPAR una elección ideal para desarrollo en aguas profundas. Además, el casco puede proveer almacenamiento para producción de aceite y gas.

En lo alto del casco de la SPAR se ubica la superestructura, la cual puede constar del equipo de perforación, producción y habitacional. La perforación se lleva a cabo desde la superestructura a través del casco cilindro hueco; y los risers de perforación, importación y exportación son pasados a través del casco adjunto. Toda la instalación SPAR es entonces amarrada al lecho marino.

Mientras el casco es sujetado a la cama de mar a través de varias técnicas de amarre, la instalación de la SPAR no requiere amarres para permanecer erguido. El diseño único de la SPAR asegura que la instalación no se vuelque incluso si los amarres no estén conectados porque el centro de gravedad está localizado debajo del centro de flotación.

Existen tres tipos de SPARs, incluyendo el diseño original SPAR, SPARs atadas y celdas SPAR (Figs. II.15 y II.16). Consistiendo de un casco cilíndrico individual, el diseño original para SPAR'S fue creado en la mitad de los 90's con el primer desarrollo en el campo Neptuno en el Golfo de México.

La siguiente interpretación de las SPARs fue la SPAR atada, la cual es similar al diseño de la SPAR original, pero el casco cilíndrico está cortado y se incorpora un atado debajo. El atado generalmente incluye placas horizontales que ayudan a disminuir el movimiento vertical. La SPAR atada es ventajosa porque pesa menos que el diseño original, y porque requiere menos acero, por lo cual cuesta menos.

La variación más reciente de la SPAR es la celda SPAR, la cual es una versión reducida a escala del diseño original. La celda SPAR incluye seis vasijas a presión congregadas alrededor de una séptima vasija. Se asemeja a un hot dog masivo, estas vasijas a presión son generadas más fácilmente y costeadas efectivamente a través de producción en masa. Proveen la flotación para la instalación, las vasijas son mantenidas en un lugar por acero

estructural, el cual se extiende debajo de las vasijas y mantiene con el diseño hermético profundo para proveer estabilidad.

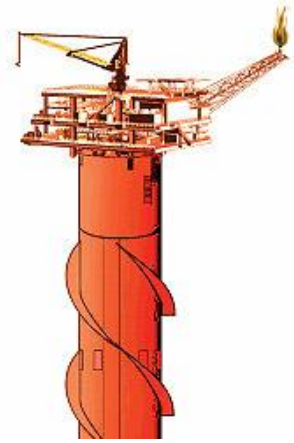


Fig. II.15 Semisumergible tipo SPAR Tradicional

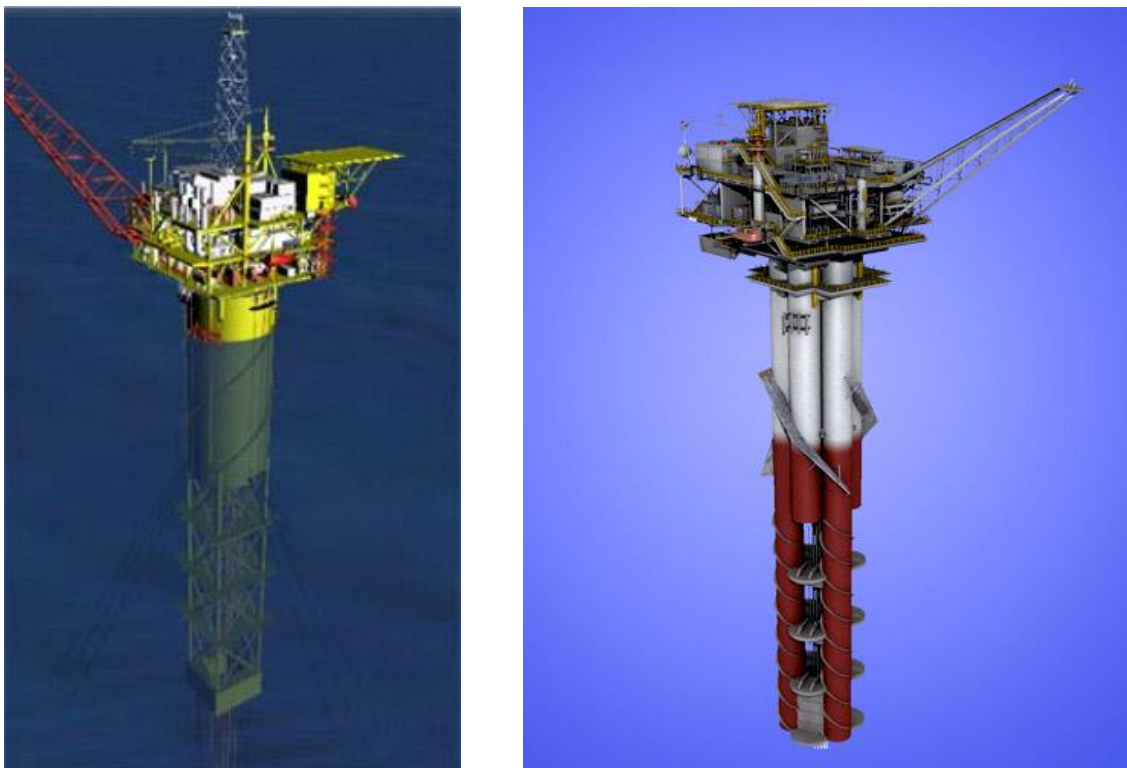


Fig. II.16 Semisumergible tipo SPAR ATADA (izquierda) y tipo CELDA SPAR (derecha)

A continuación se muestran las ventajas y desventajas de la plataforma tipo SPAR.

Ventajas

- Permite el uso de equipo de perforación y acceso a pozos.

- Permite el uso de árboles superficiales de producción.
- Mínimos cambios con el aumento del tirante de agua.
- Permite almacenamiento de aceite en su casco, pero no es típico.
- Alta estabilidad.

Desventajas

- Movimientos medios.
- Sistema de risers complejo.
- Se requiere el montaje de la cubierta en el sitio de instalación.

II.2.1.4 Unidades Flotantes de Producción, Almacenamiento y Descarga (FPSOs)

Son instalaciones de producción costa afuera que albergan equipo de proceso y almacenamiento para producir hidrocarburos (Fig. II.17). El diseño básico de la mayoría de los FPSOs abarca un contenedor en forma de barco, con equipo de proceso o superestructura, a bordo la cubierta del contenedor, y almacenamiento de hidrocarburos debajo en un doble casco. Después del proceso, un FPSO almacena aceite o gas antes de descargar periódicamente a buques de transporte o transportar el petróleo procesado por tuberías.



Fig. II.17 FPSO

Amarrados en el sitio por varios sistemas de amarre, los FPSOs son soluciones de desarrollo efectivas para campos en aguas profundas y ultra-profundas. Un sistema de amarre central permite al barco rotar libremente para responder mejor a las condiciones del

clima, mientras los sistemas de amarre extendidos anclan el barco a varias localizaciones en el lecho marino (Fig. II.18).

Usualmente son conectados a pozos submarinos, los FPSOs unen los hidrocarburos de los pozos de producción submarinos a través de una serie de tuberías en el campo. Una vez que el aceite es explotado por los pozos submarinos, los hidrocarburos son transportados a través de líneas de flujo y risers, el aceite y gas viaja del fondo marino a la torrecilla del contenedor y después al FPSO en la superficie del agua.

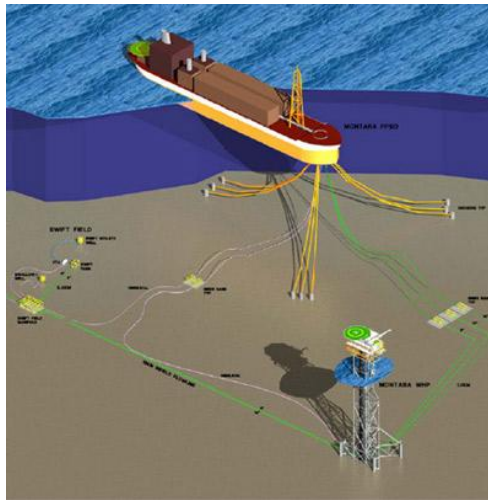


Fig. II.18 Transporte de la producción de un campo submarino a un FPSO

El equipo de proceso a bordo de un FPSO es similar al que se encuentra encima de una plataforma de producción. Generalmente construido en módulos, el equipo de procesamiento de un FPSO puede consistir de separación de agua, tratamiento de gas, procesamiento de aceite, inyección de agua y compresión de gas, entre otros. Los hidrocarburos se transfieren después al contenedor de doble casco para almacenamiento.

El aceite crudo que es almacenado a bordo frecuentemente es transferido a barcos de transporte y el gas se transporta por ductos o se reinyecta al campo para incrementar la producción.

Un FPSO es una solución de desarrollo viable para diferentes situaciones de campo costa fuera. Debido a que los FPSOs pueden desconectarse de sus amarres, estos contenedores

de producción costa fuera son óptimos para áreas con condiciones de clima adversos, como cuando existen ciclones y huracanes.

Adicionalmente, debido a que los FPSOs pueden moverse, hay además soluciones económicas para campos marginales, en la que el contenedor puede moverse a otro desarrollo y reubicarse una vez que el campo original se halla agotado. Incluso, los FPSOs son una óptima opción para desarrollo cuando no existen tuberías o infraestructura para transferir la producción a tierra. Adicional a las ventajas adicionales de un FPSOs los buques existentes frecuentemente son convertidos a FPSOs.

Los FPSOs se usan para producción costa fuera desde los años 70's, aunque históricamente se han utilizado en el Mar del Norte, en costa fuera de Brazil, en la zona del Pacífico en Asia, en el Mar Mediterráneo y en costa fuera del oeste de África.

Además de los FPSOs existen sistemas flotantes similares como los Sistemas Flotantes de Almacenamiento y Descarga (FSOs), Sistemas Flotantes de Producción (FPSs) y Unidades de Almacenamiento Flotantes (FSUs). Adicionalmente, los primeros Sistemas Flotantes de Producción, Perforación, Almacenamiento y Descarga (FDPSO) fueron desarrollados en el 2009 por Murphy Oil's para el campo de aceite Azurite costa fuera en la República del Congo. El FDPSO Azurite incorpora equipo de perforación en aguas profundas que ayudarán a desarrollar el campo y puede ser removido y reusado después de que todos los pozos de producción del campos Azurite hayan sido perforados.

A continuación se presentan las ventajas y desventajas de usar un FPSO.

Ventajas

- Se puede utilizar tanto en aguas someras como profundas.
- Mínimos cambios con el aumento del tirante de agua.
- Grande capacidad de espacio y de cargas en la cubierta.
- Permite el almacenamiento de aceite.
- Número ilimitado de pozos.

- Se cuenta con diferentes tipos de sistemas de anclaje para diferentes condiciones de sitio.

Desventajas

- Altos movimientos.
- Uso de árboles submarinos de producción.
- Uso de risers flexibles con limitación en diámetro para aguas ultra-profundas.
- Los sistemas submarinos son un factor crítico.
- No cuenta con equipo para perforación y acceso a los pozos.
- No permite el almacenamiento de gas.
- En ambientes agresivos se requiere el uso de sistemas de anclaje tipo torreta.

II.3 Sistemas submarinos de producción

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

Los sistemas submarinos de producción tienen elementos mecánicos, hidráulicos, eléctricos y estructurales. Los principales componentes de un sistema submarino de producción son:

- Árboles submarinos (subsea trees)
- Líneas de flujo (flowlines)
- Líneas de conducción (pipelines)
- Múltiple de recolección o colectores (manifold)
- Plantillas (templates)
- Sistema de control
- Umbilicales (umbilicals)
- Sistemas de enlace y conexión (Tie in and connection systems)

II.3.1 Árboles submarinos (subsea trees)

Un árbol submarino es un arreglo de válvulas, tuberías, accesorios y conexiones instaladas sobre el pozo para controlar el flujo de hidrocarburos del mismo. Los árboles submarinos pueden ser verticales u horizontales. En la Fig. II.19 se aprecian algunos árboles submarinos de producción.

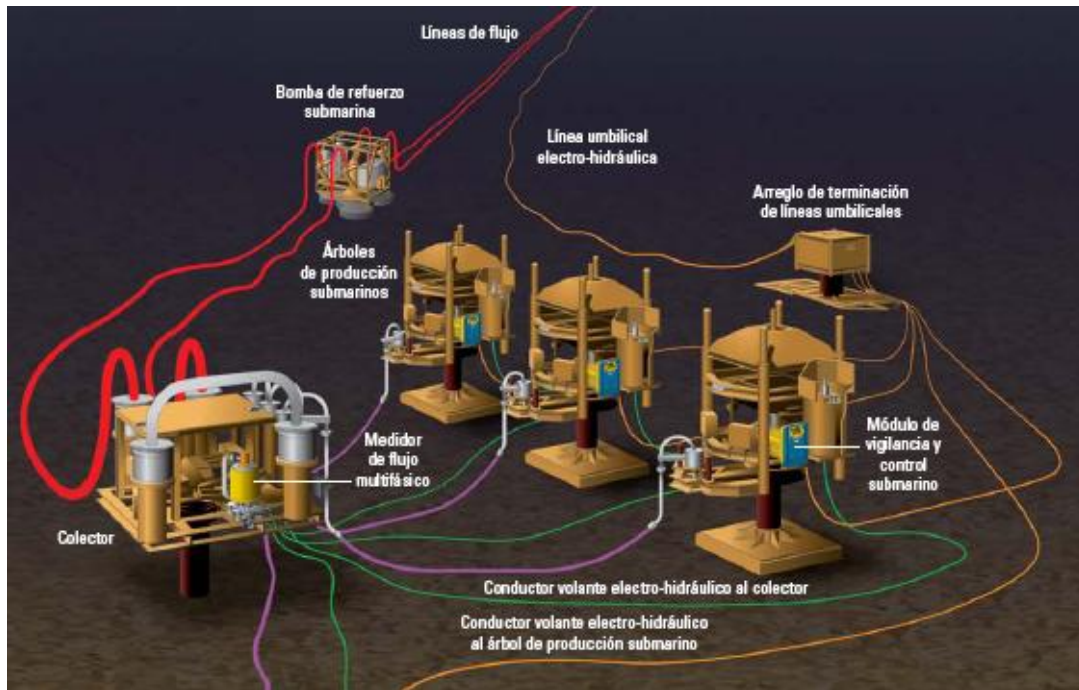


Fig. II.19 Componentes de un sistema submarino de producción

Los *árboles verticales* se instalan después de bajar la tubería de producción en el pozo. Por lo tanto, si se requiere una reparación, el árbol puede recuperarse sin remover la terminación. Su principal limitación es la dificultad que implica la intervención del pozo después de la instalación. En la Fig. II.20 se puede apreciar un árbol vertical submarino.

Los *árboles horizontales* están diseñados para permitir que los ingenieros finalicen una operación de terminación después de instalado el árbol. Por consecuencia, la tubería de producción y otros dispositivos pueden bajarse en el pozo después de instalarse el árbol en su lugar. Se pueden efectuar operaciones de reacondicionamiento sin remover el árbol, reduciendo el tiempo y las erogaciones, a la vez que se mejora la seguridad. En la Fig. II. 21 se puede observar una árbol horizontal submarino.

Hoy en día existen árboles submarinos de prueba y de producción, las compañías que los fabrican, son FMC Technologies, Cameron y Schlumberger.



Fig. II.20 Árbol vertical submarino



Fig. II.21 Árbol horizontal submarino

Schlumberger ha desarrollado un árbol submarino de prueba, herramienta utilizada durante la etapa de exploración de un pozo, con el fin de evaluar la producción y la capacidad de afluencia del mismo. Por otro lado, Cameron tiene 2 tipos de árboles de producción submarinos que son Modular Dual Bore Christmas Tree y SpoolTree Subsea Christmas Tree, los cuales fueron rediseñados para cambiarlos a la nueva tecnología llamada MOSAIC Modular Subsea And Integrated Completions, (Terminaciones Integradas y Modulares Submarinas). Dicha tecnología se basa en módulos llamados “bloques de construcción” (building blocks) los cuáles son una combinación de componentes estandarizados. Los elementos básicos del sistema MOSAIC son:

- *Posición*
Provee soporte, orientación y protección a otros elementos del sistema MOSAIC (guía base de perforación, plantillas, porches, controles y conectores remotos, etc.)
- *Presión*
Provee control de presión y zonas de aislamiento (cabezales de pozo, colgadores de tubería, conectores de línea de acero, estranguladores, etc.)
- *Distribución*
Dirige el flujo de los hidrocarburos, inyección de fluidos e información de flujo (bases de flujo, múltiples de recolección y terminación de ensamble de umbilicales).
- *Acceso*

Provee una trayectoria de operación para manejar el activo. (Árboles de válvulas y risers).

- *Control*

Suministra poder, retroalimentación y lógica a otros elementos del sistema (controladores hidráulicos, controladores hidráulicos pilotos, controles multiplex, montajes de terminaciones hidráulicas, paneles ROV, etc.)

- *Conexión*

Provee un vínculo entre tuberías y los módulos MOSAIC (diversos tipos de conectores para tuberías flexibles o rígidas).

II.3.2 Múltiple de recolección (manifold)

Es una estructura localizada en el lecho marino, compuesta por válvulas, tuberías y accesorios para recibir los fluidos producidos de varios pozos y desviarlos a una determinada dirección (una línea de flujo o un riser). Se podría decir que un múltiple de recolección es un punto de control en el sistema submarino de producción.

Los múltiples de recolección también pueden ser utilizados para inyectar agua, gas o alternadamente agua y gas.

La distribución del campo define el tipo de múltiple de recolección aunque se puede dar el caso en que no exista en el sistema submarino. Algunos tipos de distribución son:

II.3.2.1 Plantilla-Múltiple de recolección (Template Manifold)

Estructura diseñada para perforar a través de ella y albergar varios árboles submarinos, múltiples de recolección, lazos y lanzadores de diablo, equipo de tratamiento químico, entre otros. En la Fig. II.22 se observa una plantilla-múltiple de recolección.



Fig. II.22 Plantilla-Múltiple de recolección

II.3.2.2 Grupo-Múltiple de recolección (Cluster Manifold)

Estructura diseñada para direccionar los fluidos de varios pozos situados alrededor de ella. En la Fig. II.23 se observa un Grupo-Múltiple de recolección.

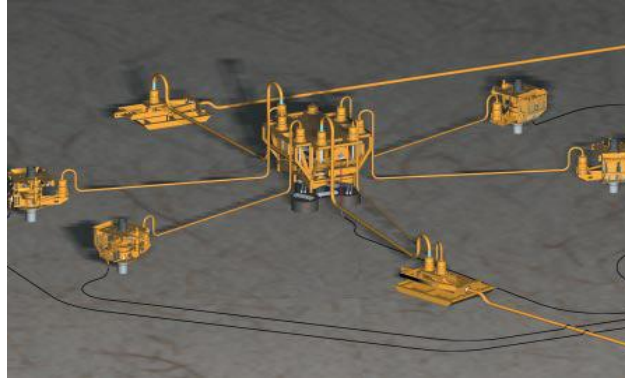


Fig. II.23 Grupo-Múltiple de recolección

II.3.2.3 Tubería-Terminal-Múltiple de recolección (Pipeline End Manifold, PLEM)

Versión simple de un grupo-múltiple de recolección diseñado para direccionar el fluido de solo 1 o 2 árboles de válvulas. Un PLEM se conecta directamente a una línea de flujo submarina sin el uso de una terminación final de tubería, PLET por sus siglas en inglés (Pipeline End Termination), en la Fig. II.24 se observa un PLEM.

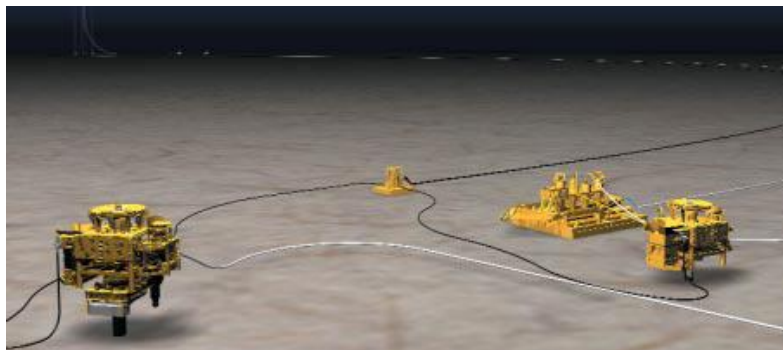


Fig. II. Tubería-Terminal-Múltiple de recolección

Los elementos principales de un colector son:

- Tuberías (ver Fig. II.25)
- Válvulas de Compuerta y Actuadores
- Lazo de Lanzadores de Diablos
- Medidores de flujo (ver Fig. II.26)
- Marcos Estructurales
- Instrumentación



Fig. II.25 Tuberías de trabajo

- Inyección de Químicos
- Enlaces de Líneas de Flujo y Conectores
- Cimentación (ver Fig. II.27)
- Aislamiento



Fig. II.26 Medidores de flujo



Fig. II.27 Cimentación

II.3.3 Líneas de flujo, tuberías y riser.

Son el medio por el cual los fluidos se transportan de un lugar a otro.

Tubería: Un sistema de tubos largos conectados, generalmente enterrados en la tierra o tendidos sobre el lecho marino, que se usa para transportar fluidos en una sola fase. Por ejemplo gasoductos, oleoductos, etc.

Línea de flujo: Son las tuberías a través de las cuales el crudo y gas viajan del pozo al equipo de procesamiento o almacenamiento.

Algunas diferencias entre tuberías y líneas de flujo son:

Tabla II.1 Diferencias Tubería/Línea de flujo

Tuberías	Líneas de flujo
Baja presión	Alta presión
Diámetros grandes	Diámetros pequeños
Longitudes grandes	Longitudes cortas
Fluidos en una fase	Flujo multifásico
	Aplicación de aseguramiento de flujo
	Usadas para inyección de agua

Riser: Conducto de acero a través del cual el líquido viaja hacia arriba. Es un sistema especial de tubería, conexiones y accesorios que forman un conducto entre el lecho marino

y el sistema que se tenga en superficie para los siguientes propósitos: exportación, importación o circulación de fluidos, orientación de la perforación o de herramientas de terminación a los pozos o soporte para sistemas auxiliares.

Las tuberías y líneas de flujo se usan para varios propósitos en el desarrollo de un campo petrolero submarino. Algunos ejemplos son:

- Tuberías de exportación
- Líneas de flujo para transferir hidrocarburos de una plataforma a líneas de exportación.
- Líneas de flujo para inyección de agua o de químicos.
- Líneas de flujo para transferir hidrocarburos entre plataformas, múltiples de recolección y pozos satélites. En la Fig. II.28 se observan líneas de flujo conectadas a un riser.

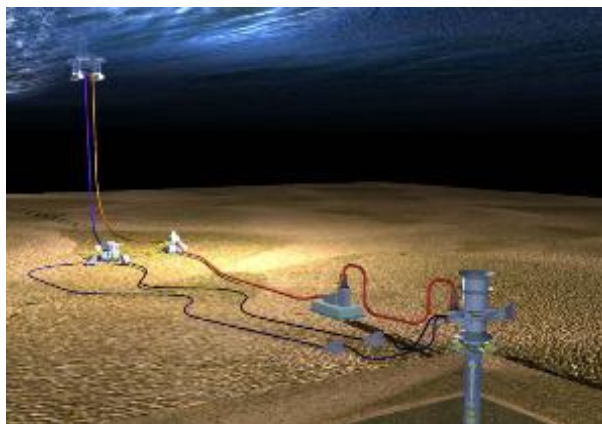


Fig. II.28 Líneas de flujo submarinas que conectan la cabeza del pozo a un riser

Generalmente, el término de líneas de flujo submarinas se usa para describir las tuberías submarinas que transportan aceite y gas de la cabeza del pozo al pie del riser; el riser está conectado a una instalación de procesamiento como una plataforma o a un FPSO.

II.3.4 Umbilicales

Un umbilical es un arreglo de tuberías y conductores entre el equipo de control de superficie y el equipo submarino de control. Los umbilicales son estructuras complejas compuestas de capas de acero, polímeros y otros materiales. En la Fig. II.29 se observa el corte transversal de un umbilical.

El umbilical puede utilizarse para inyección de fluidos del sistema de control, inyección de químicos, contener cables electrónicos y/o líneas de fibra óptica, todo ello para llevar a cabo las operaciones del sistema submarino de control.



Fig. II.29 Corte transversal de un umbilical de 9 1/2"

El número y tipo de umbilical varía de acuerdo a los requerimientos del campo. Algunos diámetros son: 3/8", 1/2", 1/4", 5/8", 3/4", 1", llegando todo el umbilical a medir de diámetro hasta 10".

Los umbilicales se diseñan de acuerdo a los requerimientos del sistema de producción, se usan principalmente en sistemas como FPSO y plataformas semisumergibles para propósitos de producción.

Los fabricantes de umbilicales tienen disponibles herramientas para que el usuario pueda diseñar el umbilical que cubra sus necesidades. En la Fig. II.30 se muestra la imagen de un diseño de umbilical realizado en la página de internet de la empresa Umbilicals.



Fig. II.30 Diseño de un umbilical

II.3.5 Sistemas de control de producción

El sistema de control de producción lleva a cabo la operación de válvulas y estranguladores en terminaciones submarinas, plantillas, múltiples de recolección, tuberías, etc. Adicionalmente su diseño debe proveer el medio para apagar el sistema de manera segura en caso de una falla del equipo o de una pérdida de control hidráulico o eléctrico en el equipo de superficie.

Un sistema de control de producción consiste de controles de superficie y equipo de potencia, módulos de control submarino, sensores con distribuciones eléctricas e

hidráulicas. Los sistemas de control han evolucionado debido al aumento en la profundidad del agua de los campos submarinos y la complejidad de éstos, dichos factores influyen en el tiempo de respuesta satisfactorio cuando se realizan operaciones críticas.

Los primeros métodos de control de pozos usando control hidráulico directo de las válvulas submarinas se han vuelto menos confiables debido a limitaciones operacionales y al tamaño y costo de los umbilicales que se requieren para proveer una transmisión de potencia hidráulica. Los sistemas de control actualmente son más avanzados y complejos, éstos pueden usar sistemas hidráulicos pilotos, sistemas pilotos secuenciales, sistemas electrohidráulicos y completamente eléctricos. En la Fig. II.31 se observa un módulo submarino de control.

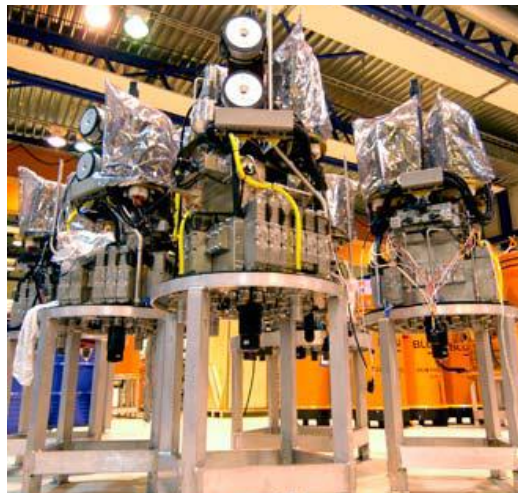


Fig. II.31 Módulo submarino de control

II.3.5.1 Equipo de control de superficie (Topside)

El equipo de control de superficie (Fig. II.32) comprende una unidad de potencia hidráulica (HPU), una unidad de potencia electrónica (EPU) y un panel de control de pozos.

La unidad de potencia hidráulica proporciona el suministro de presión hidráulica alta y baja y generalmente funciona con motores eléctricos. La HPU incluye tanques, bombas, un sistema de control de contaminación y control de válvulas hidráulicas. Los fluidos que se usan comúnmente en los sistemas de producción son hidrocarburos sintéticos y fluidos con alto contenido de agua.

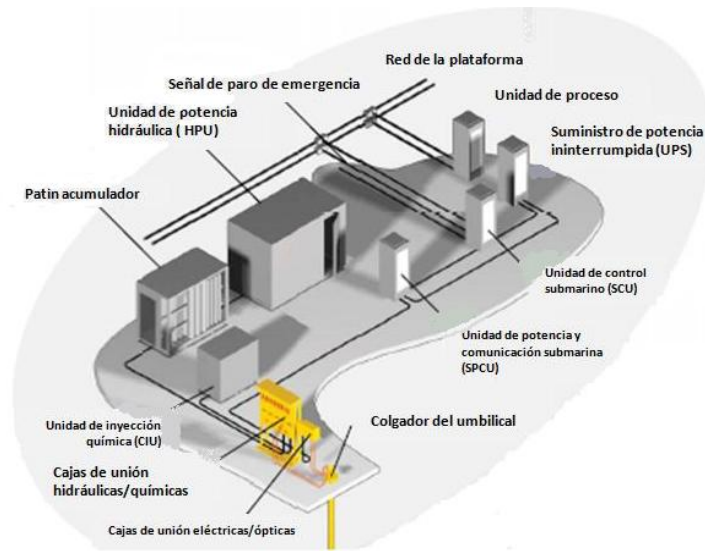


Fig. II.32 Equipo de control de superficie

II.3.6 Jumper

Tubería corta, flexible o rígida (Fig. II.33 y Fig. II.34), usada para conectar una línea de flujo a una estructura submarina o dos estructuras submarinas localizadas cerca una de otra, como pozos submarinos a múltiples de recolección, sleds (trineos) a pozos o múltiples de recolección a sleds (trineos).



Fig. II.33 Jumper rígido

Los diámetros oscilan entre 4 y 18 pulgadas y las longitudes superan los 50 metros.



Fig. II.34 Jumper flexible

II.3.7 Sistemas submarinos de enlace y conexión

Los sistemas de enlace y conexión se usan para realizar conexiones y enlaces entre líneas de flujo y árboles de válvulas, umbilicales y sistemas de control, jumpers y múltiples de recolección, etc. Existen enlaces tipo vertical y horizontal, así como herramientas asociadas con la operación de enlace.

II.3.7.1 Configuraciones de enlace vertical

Se le llama configuración de enlace vertical porque al conectar un jumper o una línea de flujo con un árbol submarino o un múltiple de recolección, la conexión se realiza sobre un eje vertical. En la Fig. II.35 se muestra un jumper que va a conectar un árbol submarino de producción con un múltiple de recolección y se aprecia claramente la posición vertical de los extremos del jumper.



Fig. II.35 Configuración de enlace vertical

Algunas características de esta configuración son:

- La conexión se realiza rápidamente debido a que se baja el jumper directamente sobre el punto de conexión (hub de aceptación), no requiere la ayuda de un accesorio adicional para posicionarla.
- Menor impacto en los puntos de conexión.
- Ampliamente usado en aguas profundas.

II.3.7.2 Configuración de enlace horizontal

En este caso el enlace se hace sobre un eje horizontal, tal como se puede observar en la Fig. II.36.

Las características de esta configuración son:

- Se usa ampliamente en áreas donde se

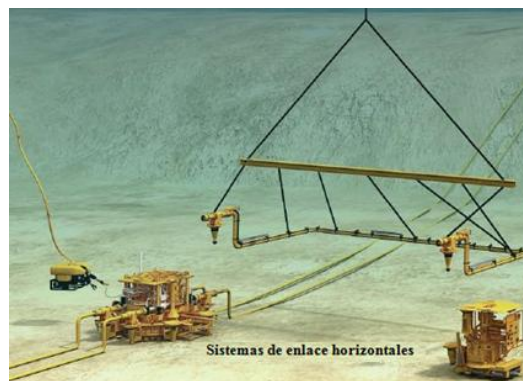


Fig. II.36 Configuración de enlace horizontal

practica la pesca, para minimizar el riesgo de enganches existentes con la mayoría de los sistemas submarinos que yacen en el lecho marino.

- El enlace se realiza más lentamente que uno vertical, ya que el jumper debe ser colocado en los puntos de conexión y alineados con la ayuda de un accesorio con forma de embudo.
- Se puede realizar la operación con o sin asistencia de buzos.
- La conexión debe diseñarse y ejecutarse cuidadosamente para evitar sobre presión en los materiales.

El jumper se transporta al punto de enlace con el uso de un cabrestante/ montacargas. La conexión se lleva a cabo con o sin la ayuda de un vehículo operado a distancia (ROV) tal como se observa en la Fig. II.37.



Fig. II.37 Conexión de configuración vertical asistida por un ROV

II.3.7.3 Vehículos operados a distancia

Un vehículo operado a distancia (Remotely Operated Vehicle, ROV) es un robot submarino no tripulado que permite al operador del vehículo permanecer en un ambiente confortable mientras el ROV realiza su trabajo bajo el agua (ver Fig. II.38). Un umbilical proporciona la energía necesaria para el funcionamiento del vehículo, igualmente es el vínculo para transmitir las señales y órdenes para su correcto funcionamiento, el umbilical también es el medio por el cual regresa la información captada por el vehículo como videos, fotografías, etc. Dependiendo de la configuración de enlace que se realizará y los sistemas que se van a enlazar como árboles submarinos con múltiples de recolección o umbilicales con sistemas de control, existen diversos tipos de ROVs a utilizar.



Fig. II.38 Vehículo operado a distancia (ROV)

El uso de ROVs no se limita a los sistemas de enlace en la industria petrolera, también son utilizados en el área de perforación y mantenimiento en aguas someras y profundas.

II.3.7.4 Conectores

FMC Technologies provee una serie de conectores estándar sencillos o múltiples de 2” a 36”. Los conectores se usan para hacer una conexión fuerte y apretada a presión, diseñadas para soportar las condiciones como presión, temperatura, torceduras, a las que estarán sometidos, además de la alta presión externa como resultado de la profundidad del tirante de agua.

Los conectores de *abrazadera* consisten en 2 piezas de abrazaderas diseñadas para conexiones horizontales, bajas presiones y grandes diámetros (ver Fig.II.39). Los conectores *collet* son usados para conexiones de jumpers horizontales y verticales en configuraciones hidráulicas y mecánicas (ver Fig.II.40).



Fig. II.39 Conector tipo abrazadera (Clamp)



Fig. II.40 Conector tipo Collet

II.3.8 Separadores submarinos

Los campos en aguas profundas constituyen un ambiente difícil, es por ello que se han desarrollado miles de tecnologías que se usan para enfrentar estos desafíos, desde grandes y complejos sistemas de producción hasta tratamientos químicos para facilitar el flujo de petróleo y de gas.

La separación submarina parece tener significativas ventajas en la producción remota para grandes distancias y particularmente en aguas profundas comparadas con otras tecnologías, como bombas multifásicas.

El flujo de fluidos a través de las líneas de flujo, tuberías y risers provoca considerables caídas de presión, aunado a esto, la columna de fluidos corriente abajo genera una contrapresión sobre la cabeza del pozo. El objetivo de la separación submarina es disminuir la contrapresión en la cabeza del pozo, separando las fases gas y líquido en el lecho marino, tan cerca como sea posible al pozo productor.

Para campos maduros, una estación de separación submarina puede contribuir a incrementar la producción, mejorando y prolongando la infraestructura existente. En la Fig.II.41 se observa un separador submarino.

II.3.9 Bombas multifásicas submarinas

La presión es la fuerza impulsora que desplaza los fluidos desde el espacio poroso hasta las instalaciones de procesamiento. Las bombas multifásicas proveen capacidades de refuerzo de flujo adicionales que ayudan a extender la vida productiva de los campos petroleros.

Se utilizan bombas multifásicas en el lecho marino para superar las elevadas contrapresiones e impulsar los fluidos producidos a lo largo de toda la extensión de la línea de flujo y a través del tubo ascendente de producción.

Las condiciones de flujo transitorio resultantes de la separación de fases debida a las caídas de presión durante la producción y la diferencia de velocidades de flujo de las fases, pueden provocar alteraciones de proceso en el equipo de producción de superficie.

Las bombas multifásicas submarinas presurizan las corrientes de producción, comprimiendo el gas y a veces haciendo que vuelva a estar en solución. Así, la corriente de

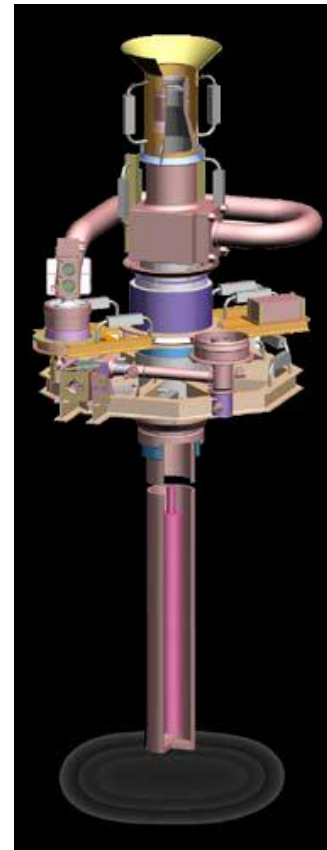


Fig. II.41 Separador gas/líquido Caisson de la marca FMC Technologies.

producción que es expulsada desde una bomba multifásica se comporta como un líquido homogéneo, a condiciones de presión y temperatura elevadas y con un régimen de flujo estacionario. Al salir de la bomba, el calor generado por el bombeo es transmitido a la corriente de producción, lo que ayuda a reducir los problemas de formación de hidratos y ceras. Al mismo tiempo, el incremento de presión ayuda a mantener las velocidades de flujo de las fases.

Las bombas multifásicas submarinas son capaces de tratar una gama de fases de fluidos que oscilan entre 100% de líquido y 100% de gas y pueden manejar los fluidos transitorios generados en la línea de flujo como resultado de la separación del gas. En la siguiente figura se observa una bomba multifásica (ver Fig. II.42).

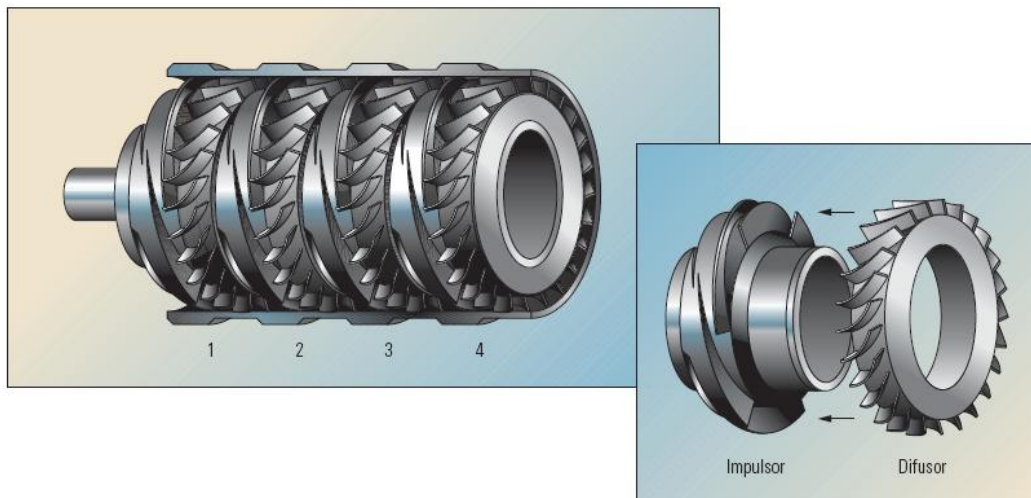


Fig. II.42 Bomba multifásica helicoidal (Framo) de cuatro etapas que combina las capacidades de un impulsor centrífugo con un compresor de gas axial y que puede operar a lo largo de una gama de fases, desde líquido puro hasta gas puro.

Capítulo III

Definición conceptual de los sistemas de procesamiento submarino aplicables a la producción de crudo extrapesado y gas.

III.1 Crudo pesado y extrapesado

A pesar de que usualmente los aceites densos y viscosos, llamados aceites pesados, no se contemplan para su explotación como recurso energético debido a las dificultades y costos asociados con su producción, en la actualidad se han convertido en un importante recurso ya que los yacimientos convencionales se encuentran en declinación. Se sabe que existen reservas de más de 6 trillones de barriles de aceite atribuidos a los hidrocarburos más pesados en el mundo, esto es más de tres veces la cantidad de las reservas mundiales combinadas de aceite y gas convencionales, por lo que merecen especial atención.

Si bien factores como la porosidad, la permeabilidad y la presión determinan el comportamiento que tendrá un yacimiento, la densidad y la viscosidad del fluido son las propiedades que dictan el enfoque de producción que debe adoptarse para su explotación.

La viscosidad a la temperatura de yacimiento es generalmente la medida más importante para un productor de hidrocarburos, ya que ésta indica la facilidad con la que fluirá la mezcla; la densidad, por otra parte, es más importante para la refinación de petróleo porque es un mejor indicador de los derivados que se obtendrán de la destilación. Desafortunadamente no existe una correlación clara entre ambas.

En la industria petrolera, la densidad se ha convertido en el parámetro más comúnmente utilizado para clasificar los aceites crudos, ésta se expresa en términos de grados API (por las siglas en inglés de Instituto Americano del Petróleo) y se relaciona con la gravedad específica del fluido; cuando el petróleo es más denso, la densidad API es más baja y viceversa. Los aceites pesados son definidos como sigue:

Tabla III.1 Clasificación de los crudos pesados

Tipo de crudo	Viscosidad (cp)	Densidad (°API)
Pesado	100-10,000	10-20
Extrapesado	<10,000	<10
Bitumen	>10,000	<10

Actualmente, la explotación de crudo pesado y extrapesado es un gran reto tecnológico y más aún cuando dichos recursos están presentes en yacimientos de aguas profundas. Para lograrlo, una alternativa es el procesamiento submarino.

III.2 Procesamiento submarino

Para operaciones convencionales de producción la presión de abandono en la cabeza de los pozos es de alrededor de 100-200 psig (7-14 kg_f/cm²), en el caso de pozos submarinos en campos marginales, estas presiones de abandono pueden ser tan altas como 1000-2000 psig (70-140 kg_f/cm²) debido a la contrapresión ejercida por las grandes longitudes de las líneas de flujo. Estos pozos operan bajo una constante contrapresión a lo largo de la vida del campo y se ha demostrado que esto reduce la última recuperación.

Contrario a los métodos convencionales en una estación superficial de proceso, el procesamiento submarino se realiza en el mismo suelo marino. Éste ofrece beneficios tales como reducción de los requerimientos de carga en la cubierta de la plataforma/FPSO, también disminuye la contrapresión en el riser debida a los fluidos producidos, reduce los costos de inversión inicial y costos de operación, mejora los factores de recuperación del yacimiento, además otra de las ventajas es que el fluido se vuelve menos susceptible a la formación de hidratos y puede trabajarse con menores gastos de operación.

El procesamiento submarino puede tomar varias formas, comprendiendo innumerables escenarios de separación y bombeo, la Tabla III.2 muestra una clasificación de los sistemas submarinos de procesamiento.

III.2.1 Separación Submarina

La separación submarina gas/líquido es una de las alternativas de procesamiento submarino aplicada a una corriente multifásica de fluidos con la finalidad de lograr su transporte a través de grandes distancias ya que el desarrollo de las reservas de gas y aceite costa afuera camina hacia aguas cada vez más profundas y campos marginales, y debido a que muchos

de estos campos no justifican económicamente el uso de plataformas de piernas fijas o de instalaciones flotantes de producción.

Tabla III.2 Clasificación de los Sistemas Submarinos de Procesamiento

Clasificación	Características	Equipo	Manejo de agua	Manejo de arena
Tipo 1	Se maneja directamente la mezcla multifásica	Bomba Multifásica	Ninguno... Es bombeada con los otros fluidos producidos	Ninguno... Es bombeada con los fluidos producidos
Tipo 2	Separación parcial de los fluidos producidos	Separador y bomba multifásica; posible uso de compresor para gas húmedo	Posible re-inyección parcial de la corriente de agua, agua “libre”	Ninguno... Es bombeada con los líquidos producidos
Tipo 3	Separación completa de los fluidos producidos a condiciones submarinas	Separador y rectificador de gas, bomba monofásica o multifásica; posible uso de compresor de gas	Re-inyección/manejo de la mayoría del agua producida	Debe ser direccionada
Tipo 4	Línea de exportación de aceite y gas con calidad	Múltiples etapas de separación y tratamiento de fluidos; bombas y compresores monofásicos	Re-inyección/manejo de la totalidad de la corriente de agua	Debe ser direccionada

El concepto de separación submarina consiste en la separación de gas y líquido de la corriente de los fluidos producidos, generalmente, en o cerca de la cabeza del pozo. El líquido es bombeado en una sola fase ya sea a tierra o a una instalación remota de producción, y el gas que se separa se hace fluir a la misma locación a través de una tubería independiente a la presión de separación.

La separación del gas y líquido permite minimizar riesgos de formación de hidratos y bacheo típicamente asociados con los ambientes de aguas profundas, mientras que permite un eficiente bombeo de la fase líquida con la ya probada tecnología de la bomba eléctrica sumergible.

Algunos de los beneficios de la separación submarina gas/líquido son:

- Reducción de la contrapresión impuesta en la cara de la formación, permitiendo más grandes gastos de producción y mayores factores de recuperación.
- Impacto en los temas del aseguramiento de flujo, ya que un gran porcentaje de los hidrocarburos más ligeros son derivados a través de la línea de gas lo que ayuda a evitar problemas de formación de hidratos.
- La posibilidad de que el gas sea re-comprimido y re-inyectado para proporcionar mantenimiento de presión al yacimiento.
- La presión de separación puede ser disminuida para permitir una más fácil reanudación de los pozos.
- Un buen procesamiento de fluidos en el suelo marino también permite que las estaciones de proceso en las plataformas sean más pequeñas.

III.2.1.1 Bombeo Electrocentrífugo (BEC)

Un componente importante del sistema de separación submarina es la bomba electrocentrífuga ya que ésta suministra la energía necesaria para elevar el líquido a la superficie, a continuación se da un panorama general a cerca del funcionamiento de dicho dispositivo.

Una bomba electrocentrífuga es accionada por un motor eléctrico cuya flecha impulsora es conectada a la flecha de la bomba. Su función es la de imprimir la presión necesaria a los fluidos para hacerlos llegar a la superficie a la presión requerida. Se compone de múltiples etapas y cada etapa consiste de un impulsor o rotor y de un difusor o estator (ver Fig.III.1 y III.2).

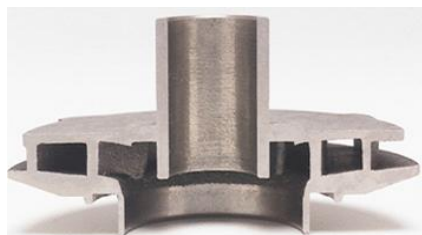


Fig. III.1 Impulsor de una bomba BEC: rotor



Fig. III.2 Difusor de una bomba BEC: estator

El fluido entra al impulsor por medio de un orificio interno, cercano al eje y sale por el diámetro exterior del impulsor, donde se generan fuerzas centrífugas que aumentan la

velocidad del fluido (energía potencial + energía cinética). Por otro lado, la parte estacionaria (difusor) direcciona al fluido de la forma adecuada al siguiente impulsor, transforma parte de la energía cinética en energía potencial o de presión. En la Fig. III.3 se observa el avance de los fluidos de una etapa a otra, entrando al impulsor y luego al estator.

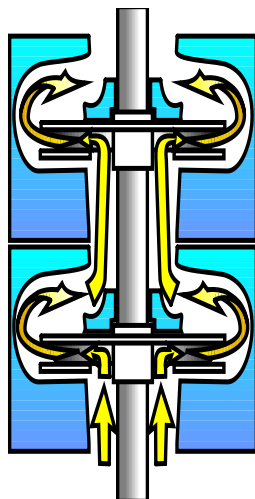


Fig. III.3 Corte transversal que muestra el paso del fluido del impulsor al difusor en cada etapa

III.2.1.1.1 Curvas características de la bomba

Las curvas de comportamiento de la bomba indican para diversos gastos los valores de eficiencia y longitud de columna hidráulica o carga que es capaz de desarrollar la bomba, así como la potencia requerida en cada caso (Fig. III.4).

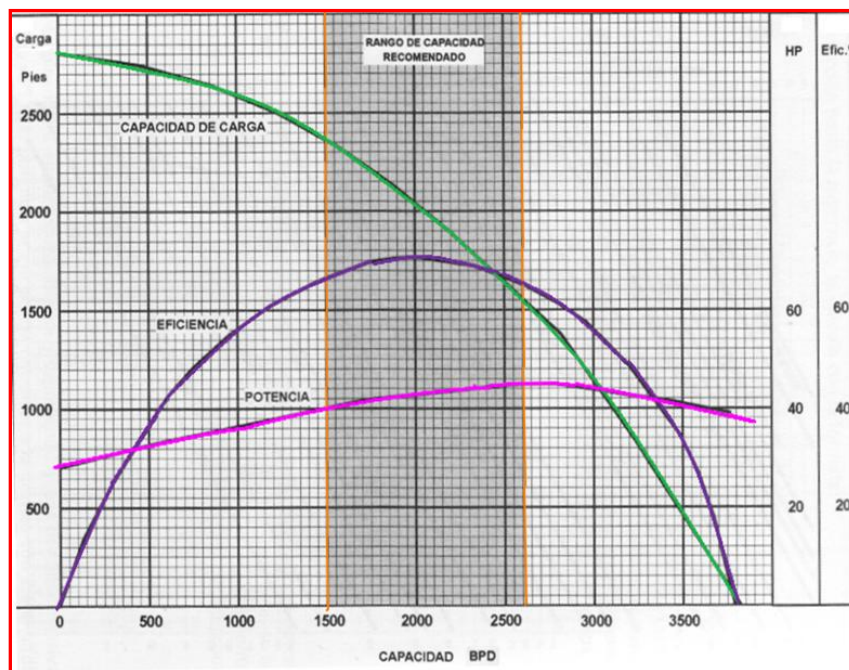


Fig. III.4 Curvas características de una bomba eléctrica sumergible

III.2.1.1.2 Arreglo de bombas en serie y paralelo

La operación de bombas en **paralelo** es frecuentemente la mejor solución a problemas de variación de capacidad, por otra parte un arreglo en **serie** se emplea para lograr la presión o carga necesaria. En la Fig. III.5 se observa la curva de capacidad vs. carga de una bomba eléctrica sumergible.

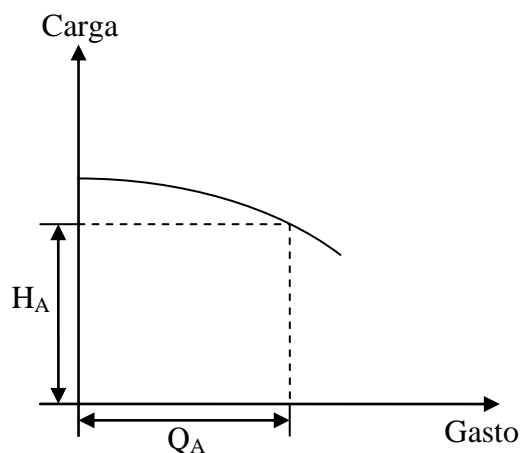


Fig. III.5 Curva de capacidad vs. carga de una bomba eléctrica sumergible

Para bombas en serie, la curva de capacidad vs. carga de la bomba equivalente se obtiene agregando los valores de carga a la misma capacidad, cuando se trabaja con dos bombas iguales, se duplica el valor de la carga sin modificar el valor de capacidad con respecto de la curva original, como se muestra en la Fig. III.6. En el caso del comportamiento de dos bombas iguales colocadas en paralelo, la curva de la bomba equivalente se obtiene para duplicando los valores de capacidad sin modificar los de carga, como se muestra en la Fig. III.7.

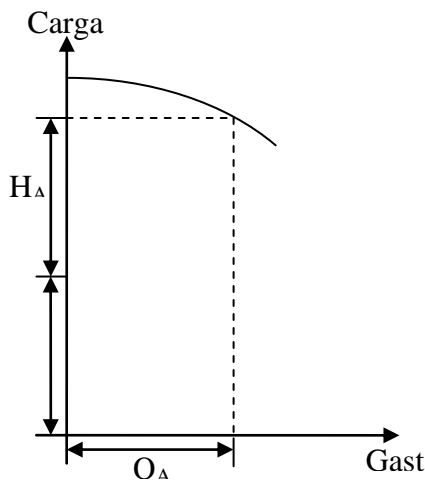


Fig. III.6 Curva de capacidad vs. carga de dos bombas en serie.

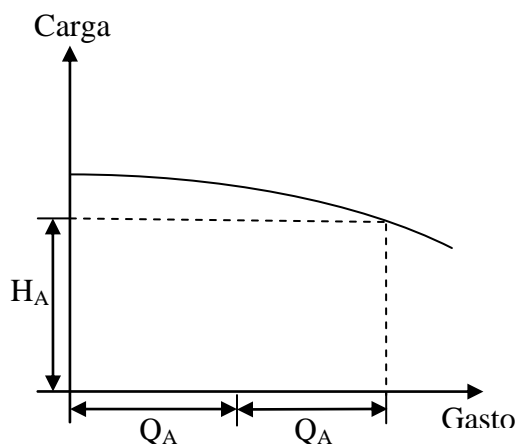


Fig. III.7 Curva de capacidad vs. carga de dos bombas en paralelo.

III.2.1.2 Caisson Separator

El sistema Caisson Separator fue desarrollado por las compañías Shell y FMC. Este sistema consiste de un cajón hidráulico de más de 300 pies de largo que es hincado en el suelo marino y contiene un separador ciclónico gas/líquido en la cima y una bomba electrocentrífuga (BEC) alojada en la parte inferior del Caisson (ver Figs. III.8 y III.9a).

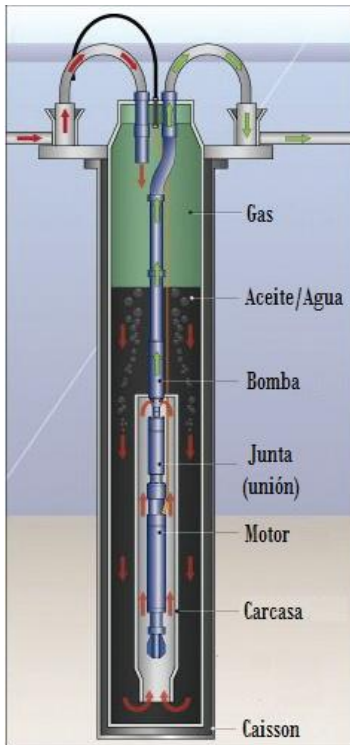


Fig. III.8 Sistema Caisson Separator-BEC

La corriente multifásica entra al Caisson por el extremo superior y fluye hacia dentro del separador a través de una entrada tangencial que tiene un cierto ángulo de inclinación. La corriente de flujo se separa en líquido y gas mientras viaja en forma descendente siguiendo una trayectoria de espiral. Adicionalmente ocurre la separación del líquido más pesado que se pega a las paredes del separador por acción de las fuerzas centrífuga y gravitacional. El líquido entonces fluye hacia la parte baja, al cárter del Caisson, donde está la bomba eléctrica sumergible que lo conduce hacia una línea de flujo llevada a la instalación superficial de producción. El gas liberado fluye hacia la instalación superficial con su propia presión (presión de separación del Caisson) en una línea de flujo separada (ver Fig.III.9b).

Proyectos ya realizados en los que se ha aplicado la tecnología son Parque das Conchas en Brasil y Perdido en el Golfo de México, por mencionar algunos.

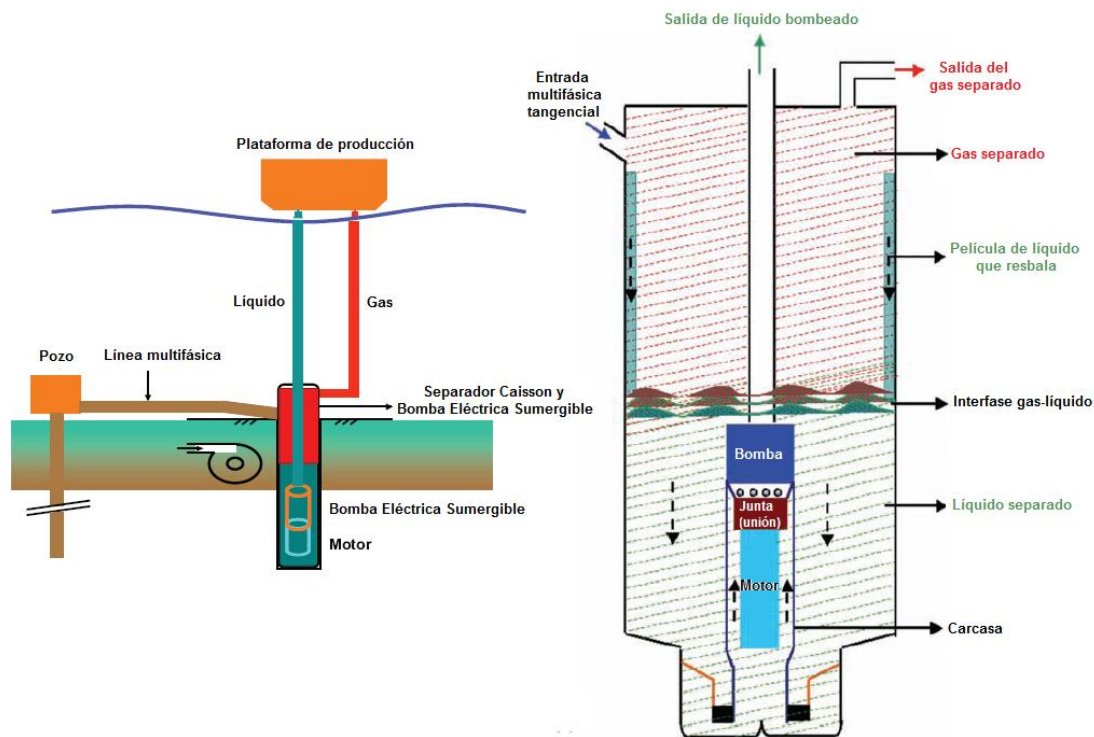


Fig. III.9a, izquierda) Esquema de flujo del pozo productor al sistema Separador Caisson-BEC
 Fig. III.9b, derecha) Esquema de flujo en el sistema Separador Caisson-BEC

III.2.1.3 Sistema de Separación Vertical Anular y de Bombeo, VASPS

El Sistema de Separación Vertical Anular y de Bombeo, VASPS (por las siglas en inglés de *Vertical Annular Separation and Pumping System*), es un concepto innovador que maneja integralmente el equipo de separación y bombeo submarinos, instalados en una tubería conductora de 30-36" en un pozo ficticio.

Después de que la mezcla gas/líquido es separada por el paso en flujo descendente de la corriente multifásica a través de un canal en forma de espiral (Fig. III.10), las fases son enviadas en tuberías independientes hacia la superficie, la fase líquida es bombeada y el gas es venteado hacia la instalación. La línea de aceite está conectada a dos múltiples, uno de producción y otro de prueba, cuyo flujo es controlado desde el equipo superficial; por otra parte, la corriente de gas llega a la instalación, a una presión controlada pasando por un rectificador de gas y finalmente a la succión de un sistema de compresión.

Las mediciones de gasto, presión y temperatura son tomadas a la llegada de ambas líneas a la instalación superficial de producción.

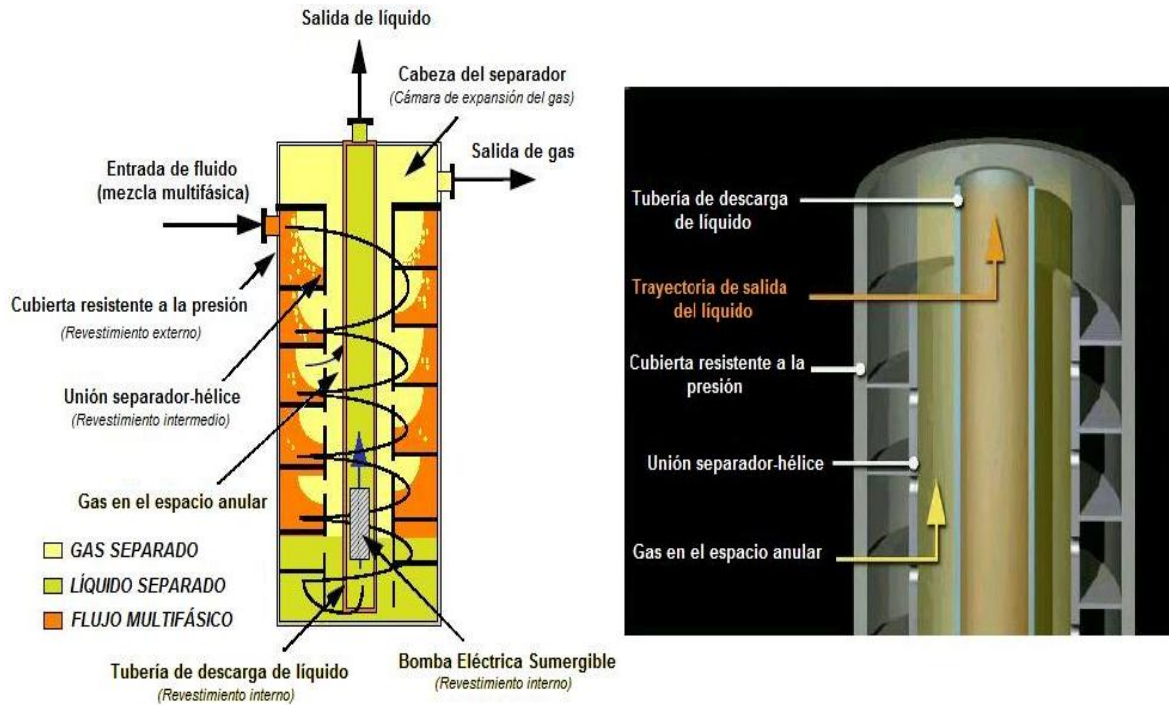


Fig. III.10 Concepto del Sistema de Separación Vertical Anular y de Bombeo, VASPS

En la Fig. III.11 se muestran los principales componentes del VASPS. El sistema de monitoreo y control comprende una unidad hidráulica de potencia, un módulo submarino de control, un sistema maestro de control, un estrangulador (válvula) submarino y dos sensores de nivel. El sistema eléctrico incluye la bomba eléctrica sumergible conectada al tubo de descarga de líquido, sensores de fondo, cable de potencia, conectores mojados de unión y un variador de velocidad en la superficie.

Es importante mencionar que el sistema de control del VASPS utiliza sensores de nivel para monitorear el nivel de líquido en el separador, debido a que:

- Mantener el nivel de líquido en un punto óptimo maximiza la eficiencia del separador.
- Mantener el nivel de líquido arriba de la entrada de la bomba previene algún daño en ella.
- Mantener el nivel de líquido debajo de la salida de gas evita el acarreo de líquido en la línea de gas.

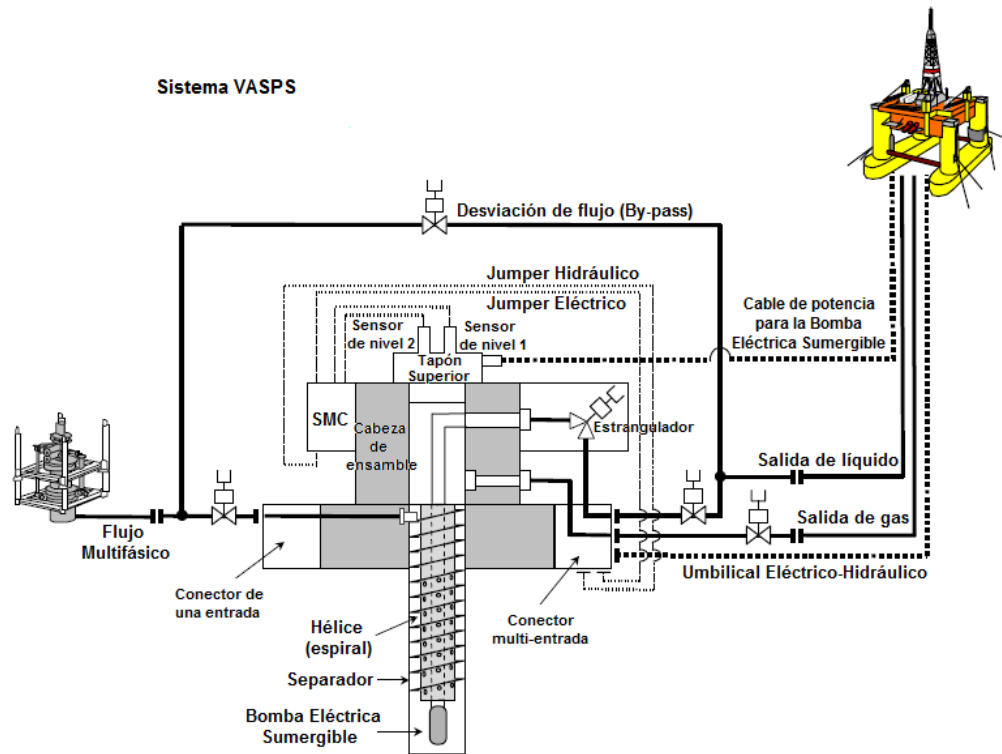


Fig. III.11 Componentes del Sistema de Separación Vertical Anular y de Bombeo, VASPS

III.2.1.4 Aplicación del sistema VASPS en el Caso Campo Marimba, Brasil

El pozo MA-01 se encuentra ubicado en el campo Marimba en la Cuenca de Campos, Brasil. En julio de 2001, el pozo MA-01 producía $750 \text{ m}^3/\text{d}$ (4717 bpd) de fluido con la asistencia de $100,000 \text{ m}^3/\text{d}$ (3.53 mmpcd) de gas de bombeo neumático. La presión de la cabeza del pozo era entonces de $36 \text{ kg}_f/\text{cm}^2$ (Fig. III.12).

Se instaló y puso a funcionar un VASPS prototipo, el cual permitió que la presión en la cabeza del pozo se redujera a $11 \text{ kg}_f/\text{cm}^2$. Lo anterior se vio reflejado en un incremento de la producción hasta llegar a los $1000 \text{ m}^3/\text{d}$ (6289 bpd) sin asistencia de gas de BN (Fig. III.12).

El prototipo operó como se esperaba de Julio hasta Diciembre de 2001, cuando ocurrió una falla en el sistema de la bomba eléctrica. Ya que la falla fue relacionada con el sistema de control de la bomba y no con alguno de los retos tecnológicos del proyecto, se decidió que la tecnología fue exitosa. Entre la falla en Diciembre de 2001 y principios de 2004 cuando

el VASPS reanudó operaciones, el pozo MA-01 continuó produciendo a la plataforma por el bypass de la unidad, con lo que no hubo pérdidas en la producción.

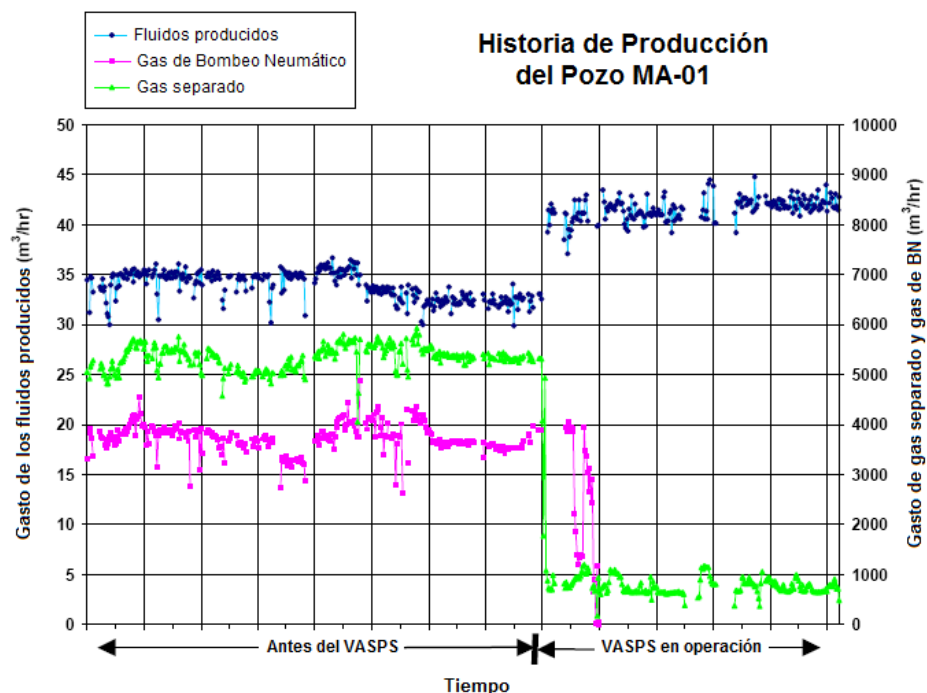


Fig. III.12 Producción del pozo MA-01 antes y después de la instalación y operación del sistema VASPS

III.2.2 Bombeo multifásico

Por definición una bomba multifásica es una bomba que puede manejar gas. Es un equipo que suministra energía directamente a una mezcla de aceite, agua y gas, permitiendo que su transporte sea continuo a mayores distancias y/o proporcionando un aumento en los gastos transportados. Actualmente hay en operación bombas multifásicas en tierra, costa afuera y en el lecho marino. En la Fig. III.13 se observa una bomba multifásica helico-axial marca FRAMO.

Una bomba multifásica representa el tipo más básico de procesamiento submarino y así el más factible, ya que maneja directamente una mezcla multifásica con un mínimo de

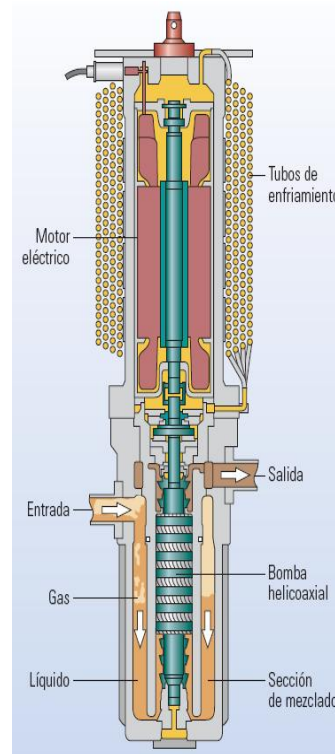


Fig. III.13 Bomba multifásica helico-axial marca FRAMO

equipo, aunque también puede ser usada con otros tipos de esquemas submarinos de proceso.

Actualmente existen dos tipos de bombas multifásicas submarinas en el mercado, las helico-axiales y las de tornillos gemelos.

Las bombas multifásicas submarinas se instalan en módulos de bombeo, en éstos también se colocan otros sistemas submarinos para su correcto funcionamiento.

III.2.2.1 Tipos de bombas

Por la forma en que transforman la energía mecánica en energía hidráulica, las bombas en general se pueden clasificar en bombas de desplazamiento positivo, turbo bombas y bombas especiales.

III.2.2.1.1 Bombas de desplazamiento positivo

La principal característica de estas bombas es que la partícula de fluido en contacto con el elemento impulsor tiene aproximadamente la misma trayectoria de éste, así que el fluido desplazado siempre está contenido entre dicho elemento (que puede ser un émbolo, un diente de engranaje, un aspa o un tornillo) y la carcasa o el cilindro.

“El desplazamiento positivo” consiste en el movimiento de un fluido causado por la disminución del volumen de una cámara, por lo consiguiente, en una máquina de desplazamiento positivo el elemento que origina el intercambio de energía (elemento impulsor) no tiene necesariamente movimiento alternativo (émbolo) sino que puede tener movimiento rotatorio (rotor).

En las bombas de desplazamiento positivo existe una relación constante entre las velocidades de descarga y del elemento impulsor de la bomba. Las bombas de desplazamiento positivo pueden ser:

- Alternativas
- Rotativas

En éstas, siempre hay una cámara que aumenta (succión) y disminuye volumen (descarga) por esto, a estas máquinas también se les denomina volumétricas.

III.2.2.1.1.1 Bombas multifásicas de tornillos gemelos

Las bombas multifásicas de tornillos gemelos son de desplazamiento positivo del tipo rotativas. En la Fig. III.14 se puede ver la clasificación de las bombas rotativas:

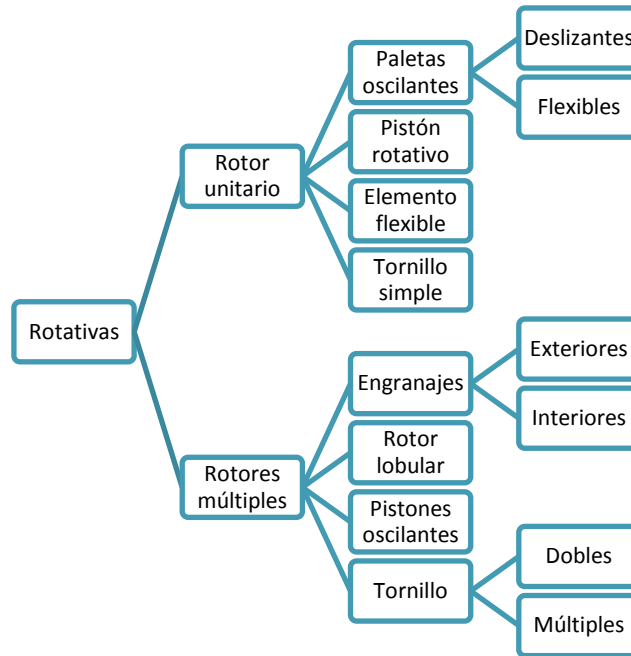


Fig. III.14 Tipos de bombas rotativas

Estas bombas multifásicas pueden ser de rotores dobles o múltiples, los fabricantes más comerciales son Bornemann, Leistritz y Flowserve.

En este tipo de bombas cada cámara de bombeo entrega un volumen constante de fluido cuando los dos tornillos giran. Como se muestra en la Fig. III.15, esta bomba usa dos conjuntos de tornillos con perfiles opuestos para mover el flujo entrante de los extremos hacia la mitad, donde se conecta a la salida de la bomba. Cuando los tornillos (rotor) giran, las fuerzas centrífugas causan que la fase líquida se separe de la fase gaseosa, el líquido se concentra en el perímetro del conjunto de tornillos en cada cámara que se forma entre la carcasa y los tornillos.

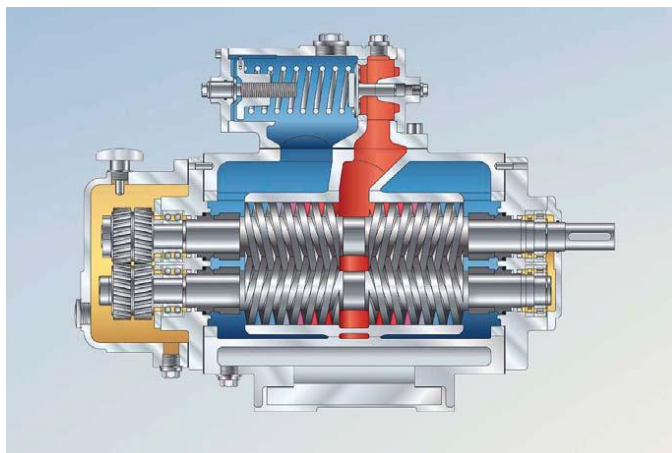


Fig. III.15 Bomba multifásica de tornillos gemelos marca Leistritz

Dado que el flujo se mueve de la entrada hacia la salida, la fase líquida se hace más definida y una corriente laminar de líquido viaja en la dirección opuesta de la corriente de flujo. El flujo en reversa de líquido es el resultado del incremento de presión de las líneas corriente abajo o de la presión de control del separador.

Cuando el flujo de líquido de reversa alcanza y llena la siguiente cámara de bombeo el líquido comprimirá el gas en la cámara. El flujo al continuar seguirá llenando las cámaras que comprimirán el gas. En algún lugar habrá un equilibrio líquido/gas y el flujo combinado de líquido y gas alcanzará la descarga y continuará corriente abajo. El incremento de presión es progresivo de una cámara a otra. Sin embargo, es en la última cámara antes de la salida en la cual se tiene la mayor compresión de gas.

La presencia de líquido es crítica para el éxito de la compresión del gas. El líquido normalmente necesita ser 2-5% del flujo de entrada para poder viajar en un régimen laminar en la bomba de doble tornillo.

Mientras la fracción de gas sea mayor (98-99%), la fase líquida será menos estable y formará espuma y/o se moverá en régimen turbulento. De esta forma el contra flujo de cámara a cámara no será posible y la bomba perderá su capacidad de comprimir gas aunado a una generación excesiva de calor causando daño en la bomba.

III.2.2.1.2 Turbo-bombas

Las turbo-bombas son denominadas comúnmente bombas roto dinámicas, su principal característica es que poseen un elemento impulsor rotativo (el rotor) que comunica generalmente energía cinética al fluido.

A diferencia de las bombas de desplazamiento positivo, en éstas, las partículas de fluido no tienen la misma trayectoria, dirección de la velocidad y aceleración del impulsor. Como para cualquier bomba centrífuga, para las turbo-bombas, la capacidad de elevar la presión depende de la densidad de los fluidos que entran a la bomba, la velocidad de la bomba, diámetro del impulsor y número de etapas.

El órgano impulsor, es esencialmente una pieza cónica dotada de álabes. Las turbo-bombas requieren además de un elemento difusor o recuperador, en el que se transforma la energía hidráulica cinética en energía hidráulica de presión.

La clasificación de las turbo-bombas es realizada de varias maneras atendiendo a diversas características, las cuáles pueden ser:

- La trayectoria del fluido en el rotor
- El número de rotores
- El número de entradas de aspiración
- El modo de transformación de la energía cinética en energía de presión.

III.2.2.1.2.1 Bomba multifásica helico-axial

La otra bomba multifásica comercial es, precisamente, una roto dinámica de tipo helico-axial. En el mercado, los principales fabricantes de este tipo de bombas son Framo y Sulzer.

Al igual que las de tornillos gemelos, este tipo de bomba consiste de varias etapas de compresión, las cuales involucran a un impulsor (rotor) montado sobre un solo eje rotatorio, seguido de un difusor fijo (estator). Las aspas del impulsor tienen forma de hélice. El perfil de un impulsor de tipo abierto y un difusor de aspas está diseñado para

prevenir la separación de la mezcla gas-líquido durante el proceso de compresión (Fig. III.16).

Debido al proceso de compresión, el volumen de gas en la corriente del fluido decrece conforme avanza a través de la bomba. Es por ello que la bomba está generalmente equipada con diferentes series de geometrías ya que una sola serie tendría idénticas etapas de compresión, así que el cambio en la geometría de una serie a la próxima asegura que el gasto de gas en la corriente decrezca.

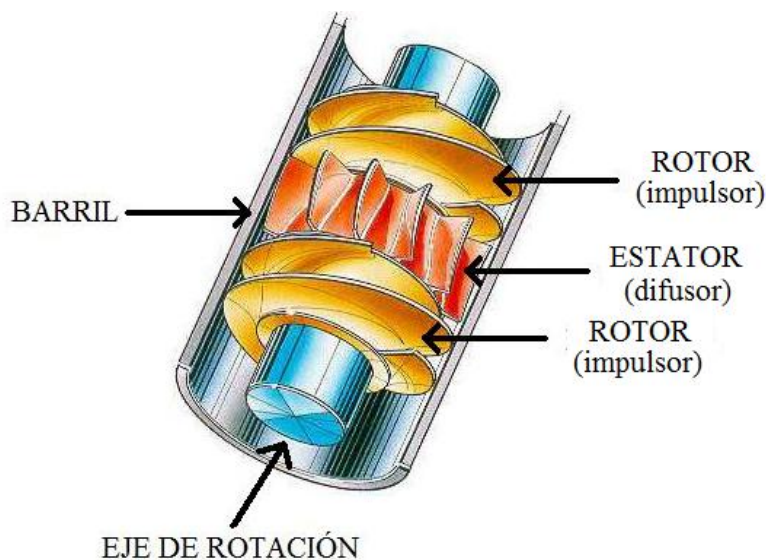


Fig. III.16 Interior de una bomba multifásica helico-axial

III.2.2.1.3 Diferencias entre una bomba volumétrica y una rotodinámica

Tabla III.3 Comparación: Bomba multifásica Volumétrica/Rotodinámica

Característica	Bomba rotodinámica	Bomba volumétrica
Dimensiones	Relativamente compacta (4 m de largo x 0.8 m)	Menos compacta
Gastos manejados	Altos: 22,000 a 600,000 bpd	Bajos a medios: 1,500 a 400,000 bpd
Presión diferencial (P sal – P ent)	Bajas a medias	Medias a altas hasta $\Delta P=1780$ psi
Manejo de gas	Hasta 75%	Hasta 95%
Rendimiento en presencia de fluido viscoso	Disminuye	Aumenta

III.2.2.2 Beneficios de las bombas multifásicas

El bombeo multifásico reduce la contrapresión en el pozo debido al impulso que proporciona al flujo lo que permite al yacimiento acelerar la producción y al operador retrasar el tiempo de abandono de un pozo productor.

Con el bombeo multifásico, las instalaciones de proceso se reducen ya que pueden ser centralizadas y optimizadas juntando un gran número de pozos.

Las bombas multifásicas tienen la ventaja de atrapar y romper los baches y permitir la separación de líquidos en la primera etapa de separación para trabajar sin acarreo de líquidos. La bomba multifásica puede colocarse a boca de pozo, en la línea y en la base del riser (Fig. III.17), la posición óptima depende de una evaluación técnica y económica.

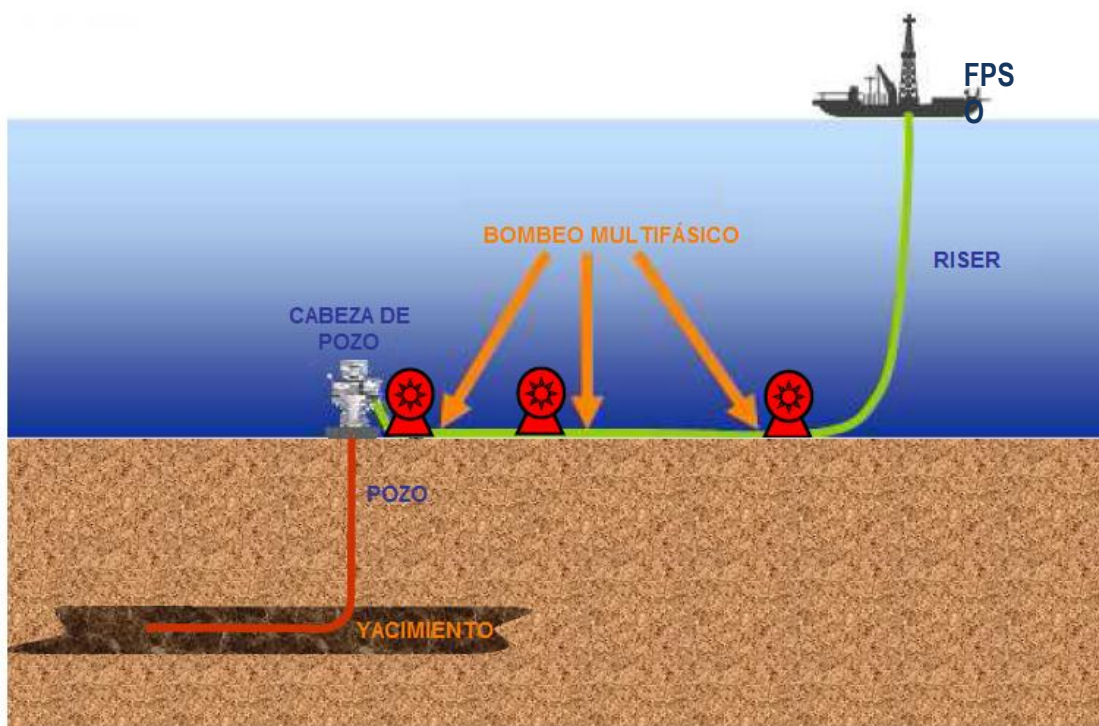


Fig. III.17 Localizaciones que puede tener una bomba multifásica submarina

III.2.2.3 Principales aplicaciones del bombeo multifásico

- Aumento de la producción de aceite en pozos satélite.
- Maximización del rendimiento de las líneas de flujo existentes.
- Reducción/eliminación de la quema de gas.

- Hace factible la producción de pozos que producen para múltiples de recolección distantes a la plataforma.
- Producción de pozos con baja y mediana presión hacia múltiples de recolección o separadores de alta presión.
- Producción de campos marginales y/o líneas submarinas remotos, a instalaciones existentes.
- Restablecimiento de la producción de pozos muertos por reducción de la contra presión.
- Maximiza la utilización de instalaciones de producción existentes de un campo en declinación por la adición de producción de pozos remotos.
- Reduce la presencia de regímenes de flujo inestables en tuberías multifásicas debido a que disminuye la diferencia de las velocidades superficiales de las fases.

III.2.2.4 Parámetros importantes para la selección de una bomba multifásica

- Diferencial de presión de la bomba multifásica.
- Longitud y diámetro de la línea, características de los fluidos, presión estática.
- Gasto total a la presión y temperatura de succión.
- Fracción de gas libre en la succión de la bomba.
- Presión del fluido en el fondo del mar, *RGA*, presión de saturación.
- Tirante de agua/Profundidad vertical del pozo.
- Disponibilidad de energía eléctrica.
- Oferta Comercial.

III.2.2.5 Aplicación del bombeo multifásico en los Proyectos Mutineer y Exeter, Australia

Los campos Mutineer y Exeter están localizados aproximadamente a 150 km al norte de Dampier en la costa noroeste de Australia, con profundidades de agua en un rango de 140 a 160 m.

La concesión de desarrollo fue otorgada en 2003 y las primeras producciones de aceite se esperaban para mediados de 2005. El proyecto se ha desarrollado conjuntando la producción submarina de los dos campos, hacia un FPSO (Fig. III.18).

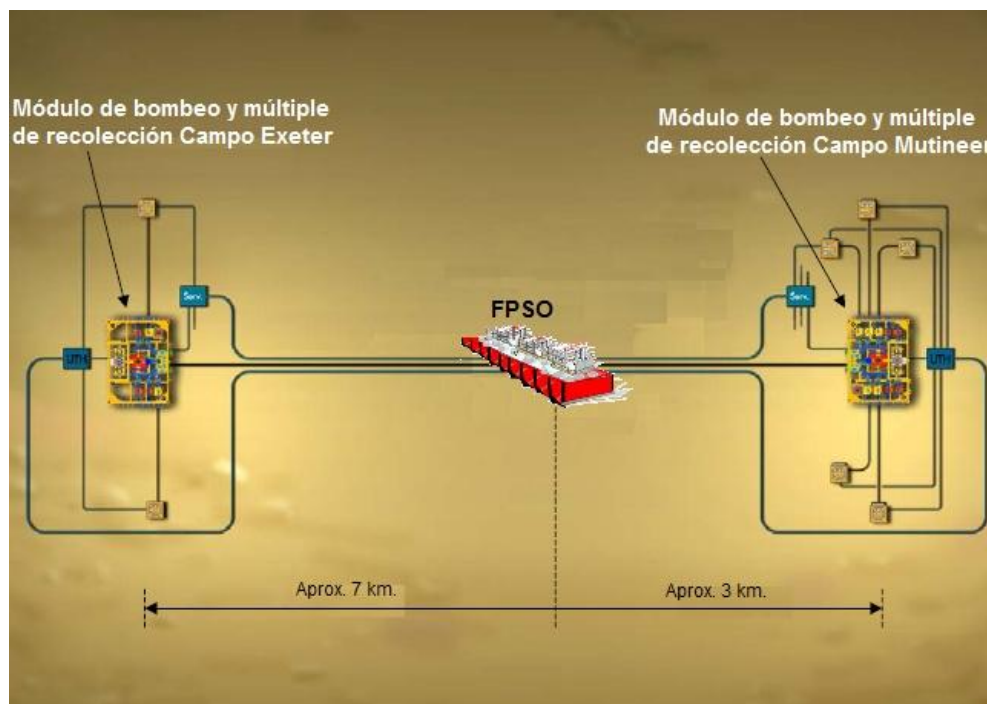


Fig. III.18 Configuración de los proyectos Mutineer y Exeter

La producción total que puede recuperarse de los campos Mutineer y Exeter se estima que es de 100 millones de barriles de aceite y la capacidad de producción de la instalación superficial es de 140 000 bpd.

Los retos

Existe una significativa incertidumbre en cuanto a la predicción del comportamiento de la presión del yacimiento, así que puede haber requerimiento de sistemas artificiales en una edad bastante temprana de la vida del campo.

El bombeo neumático fue una opción poco adecuada debido a la baja RGA del fluido, por otro lado el bombeo multifásico en el suelo marino y el bombeo en el fondo del pozo fueron señaladas como las dos principales alternativas.

Mientras que las bombas colocadas en el suelo marino son instaladas y recuperadas con ligeras intervenciones con buques, las bombas eléctricas sumergibles puestas en el fondo del pozo requieren de plataformas para reemplazar la bomba, siendo ésta una de las principales preocupaciones debido a los altos costos de arrendamiento y la baja disponibilidad de tales plataformas en el área.

La solución

El sistema artificial seleccionado para Mutineer y Exeter es un sistema combinado de bombeo, cada pozo es producido con bombas eléctricas sumergibles en el fondo de los pozos operando en serie con una bomba multifásica simple colocada en el suelo marino en cada uno de los campos.

La bomba multifásica submarina es una helico-axial eléctrica convencional, similar a todas las otras bombas submarinas que operan a la fecha, instalada en una estructura independiente la cual también contiene un múltiple de recolección, una línea desviadora de flujo de la bomba, aislamiento de las válvulas y medidores multifásicos de flujo individuales para las conexiones de los pozos. Adicionalmente, el diseño permite que pozos futuros sean conectados, medidos y bombeados.

Capítulo IV

Aplicación del procesamiento
submarino a un sistema
submarino y de transporte de la
producción de crudo
extrapesado y gas a un FPSO, en
PIPEPHASE®

IV.1 Planteamiento y definición

Partiendo de los conocimientos de aseguramiento de flujo, sistemas submarinos de producción y procesamiento submarino, así como de la posibilidad de contar con un simulador comercial en estado estacionario para el modelado del flujo en tuberías, surgió el interés de crear la simulación y análisis de un sistema submarino de producción para una corriente de aceite extrapesado y gas.

Esta tesis tiene como objetivo el análisis técnico de dos sistemas de procesamiento submarino (bombeo multifásico y separación submarina) aplicados al caso de un campo hipotético de crudo extrapesado y gas en aguas profundas (caso base), mediante el uso de un simulador comercial de flujo en tuberías. De esta manera se busca determinar qué sistema resulta ser técnicamente más factible para su aplicación.

Para poder realizar dicho análisis se plantearon tres escenarios de producción: un caso base y dos casos más en los que se desarrollan las alternativas de explotación mencionadas. Se crearon los modelos que representan dichos escenarios en el software comercial Pipephase[®] de la compañía Invensys Operations Management, ya que el simulador es adecuado para el desarrollo de este tipo de estudio y es ampliamente utilizado en la industria petrolera en México.

Se buscó que los modelos de simulación fueran concisos y claros, y que a la vez tuvieran los componentes suficientes para poder representar los escenarios planteados íntegramente con la información disponible. Esta aclaración es importante ya que al ser un campo hipotético, no se contaba con datos reales, pero se buscó que éstos fueran lo más consistentes posible. Lo anterior nos lleva a mencionar que una de las tareas del ingeniero es analizar y buscar la mejor solución a las situaciones que puedan presentarse, a partir de los materiales e instrumentos que tiene a la mano, por lo que los modelos planteados deben enfocarse a cumplir con los objetivos y obtener los resultados deseados.

El sistema planteado es un campo constituido por seis pozos con terminación submarina llamado Alpha, con un tirante de agua de 1000 m cuya producción es de crudo extrapesado y gas, dicha producción es recolectada en un múltiple de recolección (manifold) y derivada a una línea de flujo que se une a un riser. A partir de la base del riser se han planteado tres diferentes escenarios de producción para su análisis como se muestra en las Figs. IV.1 a IV.6.

Es importante mencionar que este análisis abarca desde los pozos hasta la salida del riser donde la producción es recibida en un FPSO, ya que se considera que estos son límites suficientes para evaluar el desempeño de los sistemas planteados y cumplir con el objetivo de esta tesis.

IV.1.1 Escenario 1: *Caso base*

En este escenario, la producción del campo Alpha llega a la base de un riser a través del cual es enviada directamente a la instalación superficial de producción, donde los fluidos son sometidos a procesos de separación, tratamiento y acondicionamiento para su transporte y comercialización.

En las siguientes figuras se muestra el esquema (Fig. IV.1) y diagrama de flujo (Fig. IV.2) del escenario 1.

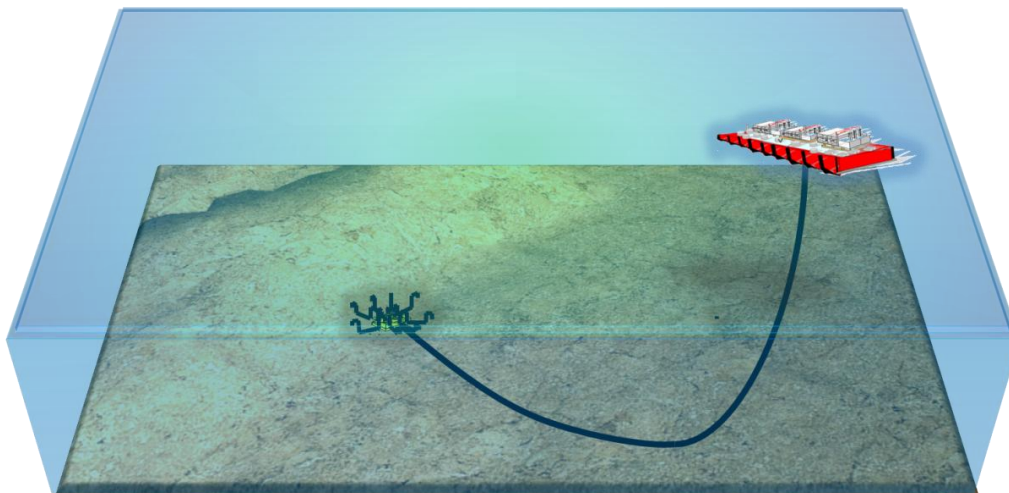


Fig. IV.1 Escenario 1: Caso base

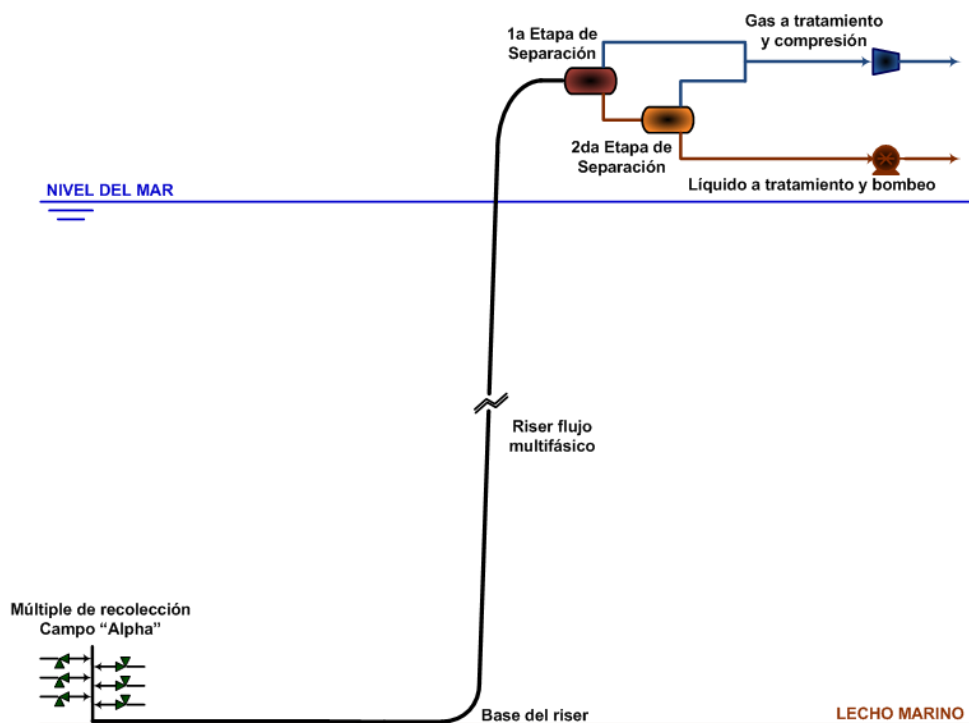


Fig. IV.2 Diagrama de flujo del transporte escenario 1: Caso base

IV.1.2 Escenario 2: *Bombeo multifásico en la base del riser*

En este escenario, la producción llega a la base del riser donde se encuentra localizado un módulo de bombeo multifásico (*bomba helicoaxial o bomba de tornillos gemelos*), después de que el fluido es bombeado llega a la instalación superficial de producción a través del riser, donde se somete a procesos de separación, tratamiento y acondicionamiento para su transporte y comercialización. Las Figs. IV.3 y IV.4 muestran respectivamente el esquema y diagrama de flujo de este escenario.

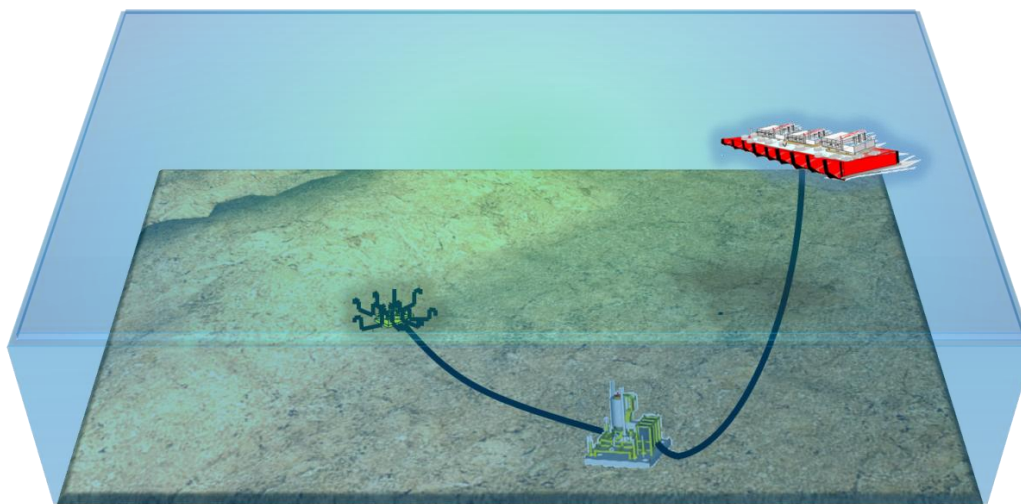


Fig. IV.3 Escenario 2: Bombeo multifásico en la base del riser

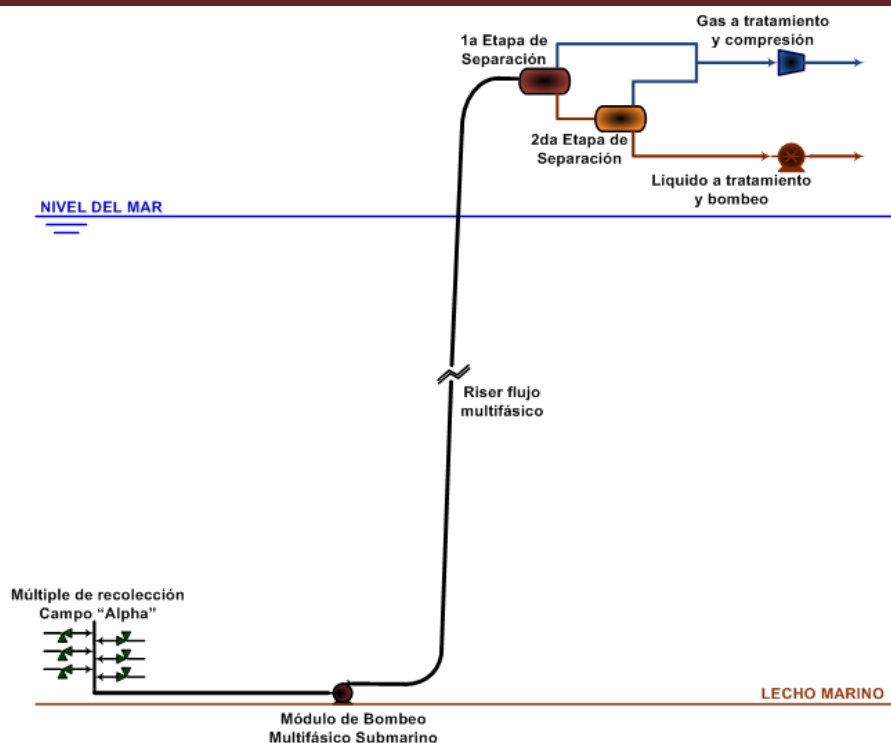


Fig. IV.4 Diagrama de flujo del transporte escenario 2: Bombeo multifásico en la base del riser

IV.1.3 Escenario 3: Separación submarina y bombeo en la base del riser

En este escenario, una vez que la producción llega a la base del riser, pasa a un módulo de separación submarina (*Caisson Separator o Sistema de Separación Vertical Anular y de Bombeo, VASPS*), posteriormente el gas separado es enviado a través de un riser directamente a la instalación superficial de producción, mientras que la fase líquida es bombeada (BEC) y enviada a través de otro riser a la misma instalación, donde ambas corrientes son sometidas a procesos de tratamiento y acondicionamiento para su transporte y comercialización. En las Figs. IV.5 y IV.6 se muestran el esquema y diagrama de flujo de este escenario, respectivamente.

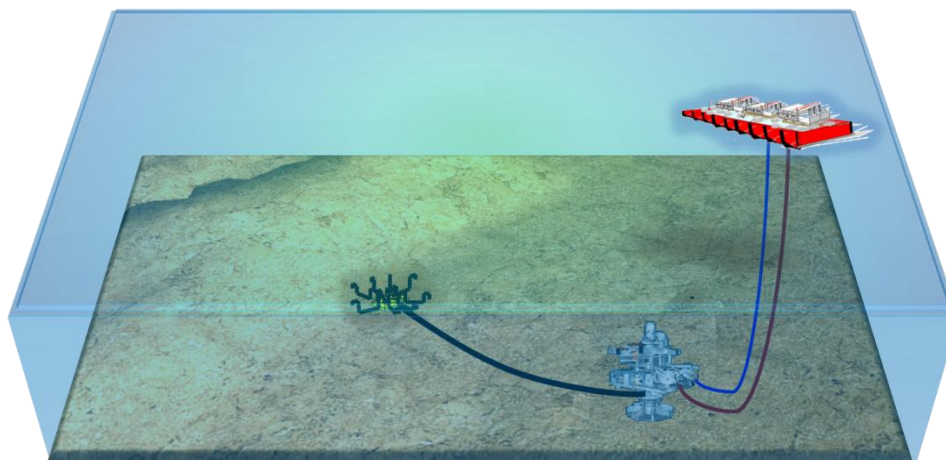


Fig. IV.5 Escenario 3: Separación submarina y bombeo en la base del riser

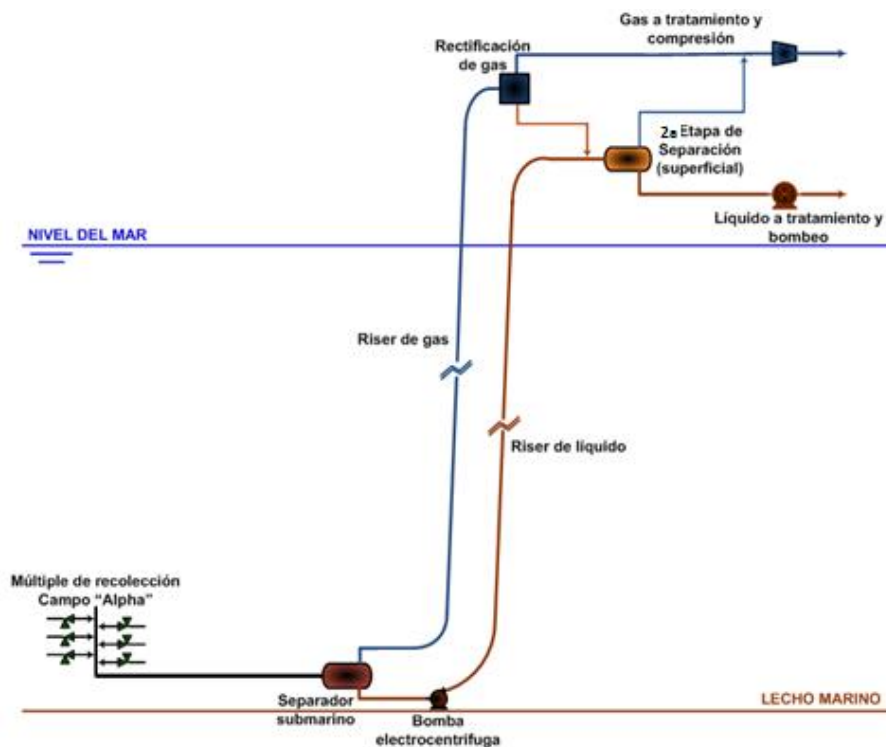


Fig. IV.6 Diagrama de flujo del transporte escenario 3: Separación submarina y bombeo en la base del riser

Nota:

Cabe aclarar que para la utilización de un FPSO, es necesario que el riser tenga una geometría de doble catenaria ya que le permite una mayor flexibilidad operativa en los esfuerzos a los que se ve sometido debido a las corrientes marinas (Fig. IV.7), sin embargo en esta tesis se ha trabajado con una catenaria simple ya que el simulador en estado estacionario no permite la observación y análisis de los cambios que se presentarían en una configuración más compleja.

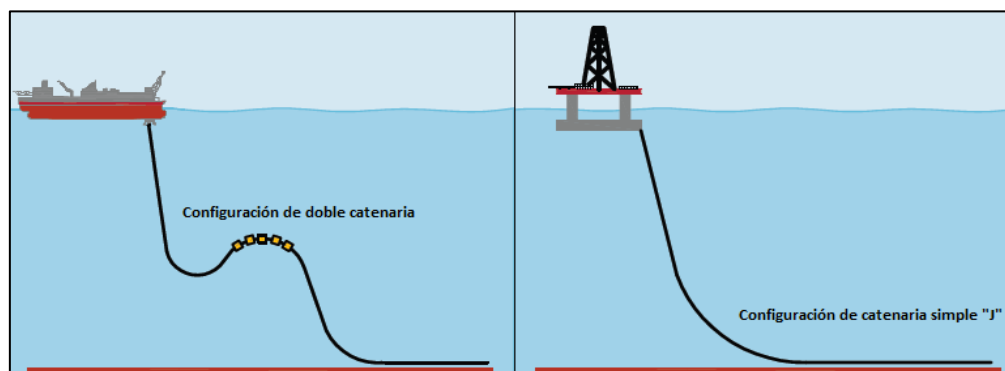


Fig. IV.7 Geometrías de riser en doble catenaria (cuando se tiene un FPSO) y catenaria simple (utilizada en este caso de aplicación)

A continuación se presenta el análisis de los escenarios planteados.

IV.2 Desarrollo del escenario 1: Caso base

IV.2.1 Objetivos del escenario 1:

- ✓ Plantear y modelar en Pipephase® un sistema para la producción y transporte de crudo extrapesado y gas de un campo en aguas profundas, que represente el caso base y que posteriormente se optimizará con la aplicación de las alternativas de producción mencionadas con anterioridad.

IV.2.2 Descripción del sistema planteado

El sistema de producción planteado en el caso base consta de un campo compuesto por seis pozos con terminación submarina (1000 m de tirante de agua) que producen un crudo extrapesado de 11.1 °API, dichos pozos convergen en un múltiple de recolección ubicado en el lecho marino donde la producción es reunida y enviada a través de una línea de flujo hacia un riser que descarga en un FPSO, como lo muestran las Fig. IV.1 y IV.2.

IV.2.3 Creación del modelo en Pipephase®

Para representar el campo se crearon seis pozos (un *pozo tipo* y cinco más tomando éste como base) con sus respectivas configuraciones, desviaciones, tuberías de producción, jumpers, estranguladores, etc., que se unen en un múltiple de recolección y derivan en una línea de flujo, posteriormente ésta se une a una serie de tuberías que representan al riser (ver Fig.IV.8).

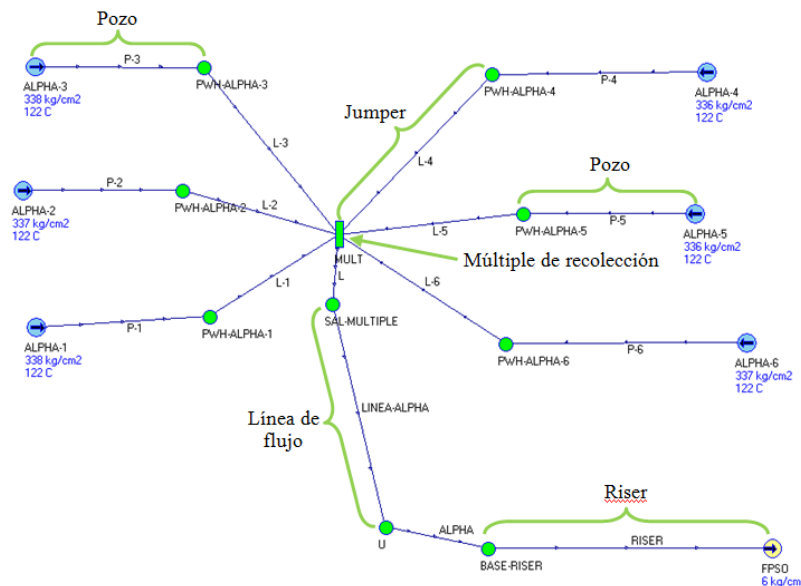


Fig. IV.8 Componentes del sistema planteado para el caso base

En lo que respecta a la información necesaria para realizar la simulación, ya que no se cuenta con datos verídicos de un campo mexicano de crudo extrapesado en aguas profundas, se utilizaron algunos datos reales de pozos marinos de la zona del Golfo de México para aplicarse a este caso.

IV.2.4 Información requerida

IV.2.4.1 Información del fluido

Los siguientes datos del fluido se obtuvieron de un estudio PVT realizado a una muestra de un pozo clasificado como productor de crudo extrapesado ubicado en el Golfo de México.

Densidad del aceite =	11.1	° API
Densidad relativa del gas =	1.091	($\gamma_{\text{aire}}=1$)
Densidad relativa del agua =	1.02	($\gamma_{\text{agua}}=1$)

Impurezas

N ₂ =	0.59	% mol
CO ₂ =	1.57	% mol
H ₂ S =	1.47	% mol

Viscosidad @ Presión = 1 atm

	3230.34	cP @ 60°C
	734.84	cP @ 80°C

IV.2.4.2 Información del *pozo tipo*: Alpha-1

Se trabajó con un *pozo tipo* cuyos datos son los de un pozo de crudo pesado localizado en el Golfo de México, información tomada como base para crear los otros 5 pozos del campo Alpha. A continuación se presentan los datos utilizados para el pozo Alpha-1:

P _{ws} =	338	kg/cm ²
T _y =	122	°C
RGA =	121.8	pie ³ /bl
Corte de agua =	10	%
Índice de Productividad =	327	bpd/(kg/cm ²)
Profundidad vertical =	2402.1	m
Profundidad desarrollada =	2521	m
Diámetro interno T.P. =	3.958	pg
Tirante de agua =	1000	m

El diámetro de la tubería de producción (T.P.) se determinó mediante análisis nodal en la cabeza del pozo como se muestra en la Fig. IV.9, en este caso se seleccionó un solo diámetro para toda la T.P. de 4 ½ pg (diámetro interno de 3.958 pg) a una profundidad de 2,402 metros verticales y un ángulo de inclinación promedio de 20° a partir de los 600 m, para un gasto de 3,700 bpd de líquido (3,330 bpd de aceite) el cual requiere una presión en la cabeza del pozo de aproximadamente 95 kg/cm².

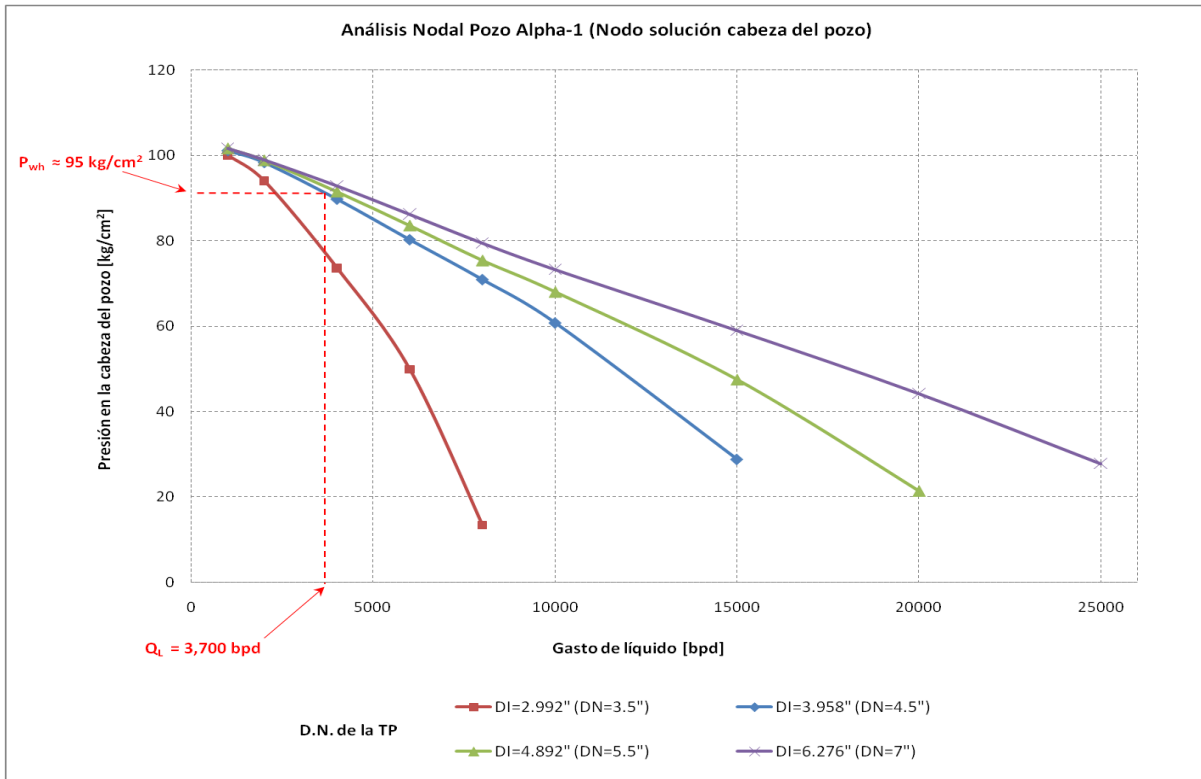


Fig. IV.9 Análisis nodal en la cabeza del pozo Alpha-1

En la siguiente imagen se muestra el estado mecánico del *pozo tipo*.

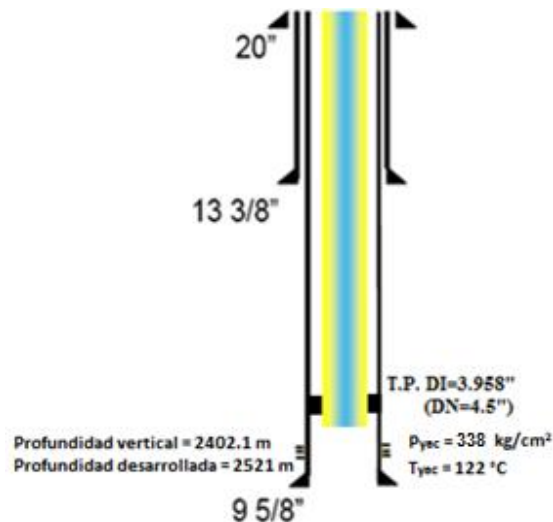


Fig. IV.10 Estado mecánico del pozo Alpha-1

IV.2.4.3 Información de los pozos restantes del campo Alpha

A partir de la información disponible del *pozo tipo*, se crearon los otros 5 pozos del campo Alpha, cuya información es la siguiente:

Tabla IV.1 Datos de los pozos del Campo Alpha

POZO	P _{ws} [kg/cm ²]	T _{yac} [°C]	IP [bpd/(kg/cm ²)]	DI _{TP} [pg]	Profundidad vertical [m]	Profundidad medida [m]
Alpha-1	338	122	327	3.958	2402.1	2521
Alpha-2	337	122	327	3.958	2402.1	2521
Alpha-3	338	122	327	3.958	2402.1	2521
Alpha-4	336	122	327	3.958	2402.1	2521
Alpha-5	336	122	327	3.958	2402.1	2521
Alpha-6	337	122 </td <td>327</td> <td>3.958</td> <td>2402.1</td> <td>2521</td>	327	3.958	2402.1	2521

En lo que respecta al dato de índice de productividad, el valor corresponde al de un pozo marino localizado en el Golfo de México.

IV.2.4.4 Información de las líneas de flujo: cabeza de pozo-múltiple (jumpers)

La información de las líneas de flujo que unen la cabeza de cada pozo con el múltiple de recolección (jumpers) como se muestra en la Fig. IV.11, es la siguiente:

- Longitud = 31 metros horizontales
- Diámetro interno = 4 pg
- Diámetro de estrangulador = 1.75 pg
- Coefficiente global de transferencia de calor = 2 [BTU/hr · pie² · °F]

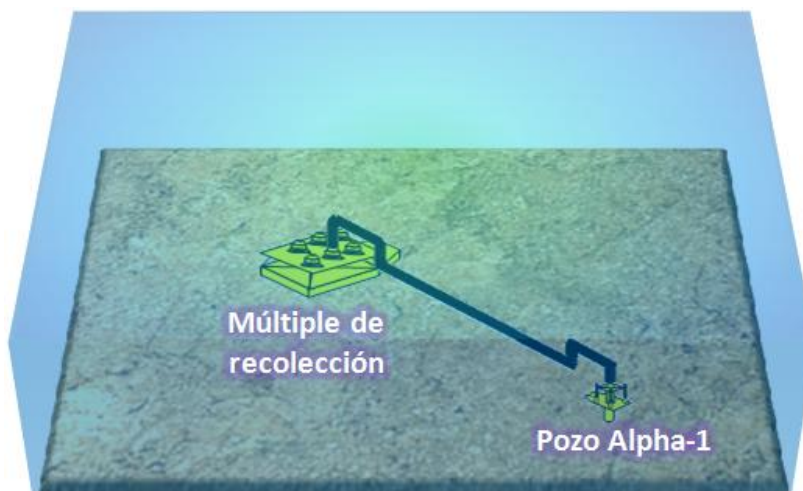


Fig. IV.11 Línea de flujo que une el múltiple de recolección con el pozo Alpha-1

El coeficiente global de transferencia de calor manejado se debe al aislamiento térmico con el que contaría la línea de flujo.

IV.2.4.5 Información de la línea de flujo (flowline)

Por otra parte, la información de la línea de flujo que une la salida del múltiple de recolección con la base del riser (Fig. IV.12) es la siguiente:

Longitud =	200	metros horizontales
Diámetro Nominal =	10	pg
Coeficiente global de transferencia de calor =	2	[BTU/hr · pie ² · °F]

El diámetro seleccionado para esta línea de flujo corresponde al diámetro del riser cuyo análisis de dimensionamiento se presenta enseguida.

IV.2.4.6 Información del riser

A continuación se presenta la información correspondiente al riser (Fig. IV.12):

Tirante de agua =	1,000	M
Coeficiente global de transferencia de calor =	2	[BTU/hr · pie ² · °F]
Presión de salida =	6	kg/cm ²

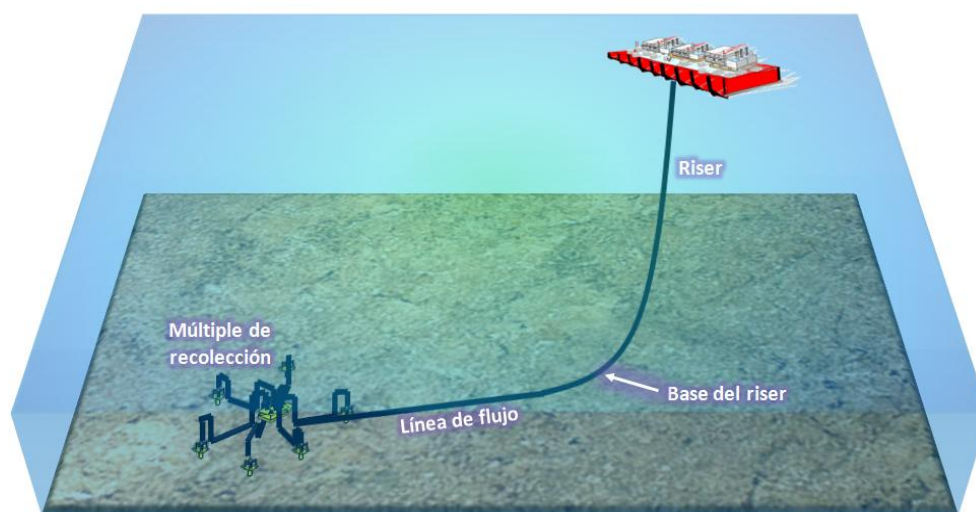


Fig. IV.12 Esquema que presenta el múltiple de recolección, línea de flujo y riser

En cuanto al dato de presión en la salida del riser (FPSO), se propone que sea la presión en la primera etapa de separación en el equipo superficial.

Por otro lado, para obtener el diámetro óptimo del riser se realizó un análisis nodal (Fig. IV.13) teniendo como nodo solución la base del mismo y se obtuvo el diámetro nominal de 10 pg (9.559 pg de diámetro interno) como el adecuado para el riser y la línea de flujo en el caso base.

Tabla IV.2 Presión en cabeza de pozo y gastos de producción de líquido y gas para el caso base

	Q _L [bpd]	Q _o [bpd]	Q _w [bpd]	Q _g [MMpcd]	P _{wh} [kg/cm ²]
Pozo Alpha-1	3,702	3,332	370	0.41	94.77
Pozo Alpha-2	3,473	3,126	347	0.38	94.87
Pozo Alpha-3	3,702	3,332	370	0.41	94.77
Pozo Alpha-4	3,239	2,915	324	0.36	94.90
Pozo Alpha-5	3,239	2,915	324	0.36	94.90
Pozo Alpha-6	3,473	3,126	347	0.38	94.86
Total	20,830	18,747	2,083	2.28	

Como se puede ver en la Tabla IV.2, la producción esperada en el caso base es del orden de 20,830 bpd de líquido (18,747 bpd de aceite), por lo que en la Fig. IV.13 se observa que con el diámetro de 10 pg se requiere una menor presión en la base del riser, lo cual es importante ya que ésta rige la presión en la cabeza de los pozos y lo que se busca es que dicho valor sea el menor posible para que el gasto de producción se maximice como una consecuencia de la disminución de la contrapresión que ejerce el sistema hacia el pozo, concretamente hacia la cara de la formación en el fondo del mismo. Por otra parte, para el gasto manejado en este caso, la intersección con la curva de capacidad de transporte del diámetro seleccionado se encuentra en la zona de flujo estable ofreciendo con esto una mayor flexibilidad operativa cuando la producción disminuye. Lo anterior se explica observando que en este tipo de curvas "...las caídas de presión disminuyen al aumentar el gasto de líquido hasta un punto mínimo a partir del cual aumentan. Esto se debe a que a altos gastos de líquido las caídas de presión se originan principalmente por la fricción, dado que la velocidad de la mezcla es alta. Sin embargo, conforme disminuye el gasto del líquido, la velocidad de la mezcla también disminuye, por lo que las caídas de presión por fricción van disminuyendo, hasta que la caída de presión total alcanza un mínimo. Después de este valor, la velocidad del líquido y la capacidad de arrastre del gas van disminuyendo, provocando que las pérdidas de presión se deban principalmente al efecto de colgamiento y el correspondiente aumento en la densidad de la mezcla, provocando un flujo inestable" (Garaicochea et al, 1991, 123).

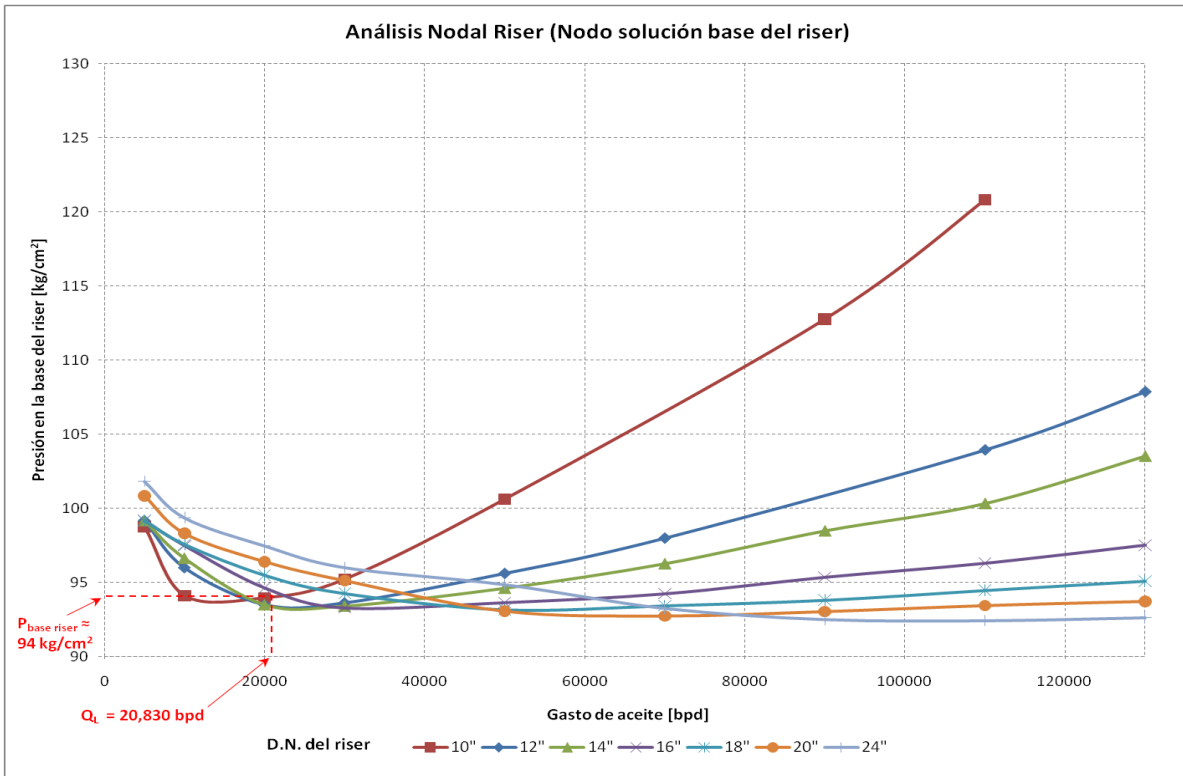


Fig. IV.13 Análisis Nodal en la base del riser para selección del diámetro óptimo del riser

IV.2.5 Modelo de simulación en el programa de cómputo Pipephase®

IV.2.5.1 Propiedades del fluido: Modelo Black Oil

Para la construcción de cualquier modelo de simulación, primeramente deben introducirse al simulador las propiedades del fluido, en este caso las propiedades de un crudo extrapesado.

Inicialmente es necesario seleccionar el tipo de fluido a emplear. El tipo de fluido define la forma en la que el programa obtiene las propiedades físicas necesarias para calcular la caída de presión y transferencia de calor. Pipephase® maneja siete tipos de fluidos divididos en tres categorías:

- Composicional: se emplea cuando se tienen mezclas de componentes químicos con una composición conocida, las propiedades termodinámicas y de transporte de este tipo de fluido son predecidas a partir de las propiedades de sus componentes puros.

- No-composicional: Los gases y líquidos no-composicionales se encuentran en una sola fase.
 - ✓ Aceite negro.- es un modelo de fluido multifásico en el cual predomina la fase líquida, las propiedades son predecidas a partir de la gravedad específica del gas, gravedad específica del aceite y el volumen de gas por unidad de volumen de aceite.
 - ✓ Gas-condensado.- es un modelo de fluido multifásico no-composicional en el que predomina el gas. Todas las propiedades del gas y condensado son calculadas a partir de la gravedad específica y las correlaciones incorporadas en el programa.
 - ✓ Líquido.- todas las propiedades de un líquido no-composicional son calculadas a partir de la gravedad específica y las correlaciones incorporadas en el programa.
 - ✓ Gas.- todas las propiedades de un gas no-composicional son calculadas a partir de la gravedad específica y las correlaciones incorporadas en el programa.
 - ✓ Vapor.- es un fluido no-composicional de dos fases con un solo componente.
- Composicional/Aceite negro.- Puede combinar un fluido de aceite negro con un fluido composicional, esto implica la entrada selectiva de la composición para su uso en el análisis y elaboración de informes Blackoil.

En este caso se seleccionó un modelo de aceite negro (Black Oil) debido a que se trabajó con un aceite extrapesado y porque una de las lecciones aprendidas en trabajos anteriores que se tomaron en cuenta en esta tesis es que trabajar con un modelo composicional implica una mayor complejidad y sin embargo, los resultados obtenidos con ambos modelos son similares cuando son comparados. Los datos introducidos se muestran en la Fig. IV.14.

Gravities			Contaminants		
Oil	11.1	API	Nitrogen	0.59	Mole %
Gas	1.091	sp gr	Carbon Dioxide	1.57	Mole %
Water	1.02	sp gr	Hydrogen Sulfide	1.47	Mole %

Two-point Viscosity Data			
Phase Description	Hydrocarbon		
Temperature	60	80	C
Viscosity	3230.34	734.83	cP

Heating Values	
Gross Heating Value (GHV)	BTU/#3
Wobbe Index (WOBBE)	BTU/#3

Fig. IV.14 Propiedades del fluido

Una vez declaradas las propiedades del fluido, se procedió a realizar la configuración de la red, es decir del sistema de producción en estudio conformado por los pozos, líneas de flujo, riser, etc.

IV.2.5.2 Configuración de la red

IV.2.5.2.1 Un pozo

Para crear un pozo en el simulador Pipephase[®] se colocó una *fuerza* que representa el intervalo productor, un *link* que representa al pozo y un *sumidero* que representa la cabeza del pozo (Fig. IV.15).

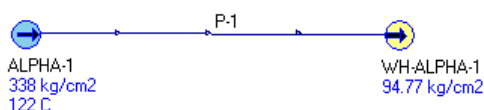


Fig. IV.15 Pozo Alpha-1 en Pipephase[®]

En la Fig. IV.16 se muestra el perfil de desviación del pozo Alpha-1, los datos necesarios del estado mecánico del pozo son los presentados anteriormente en la Fig. IV.10 e introducidos en el link P-1, así como el valor de índice de productividad que es requerido en el mismo.

En la Fig. IV.17 se observan los datos que el simulador requiere del intervalo productor (fuente) que son la presión de yacimiento, temperatura de yacimiento, relación gas aceite y corte de agua. Un dato adicional es el gasto estimado, el cual es un valor con el que el simulador inicia el cálculo del gasto, este dato se toma de historiales de producción o aforos de pozos. En este caso el valor colocado se obtuvo del análisis nodal de cada pozo, en el que se observó el gasto aproximado de producción de cada uno.

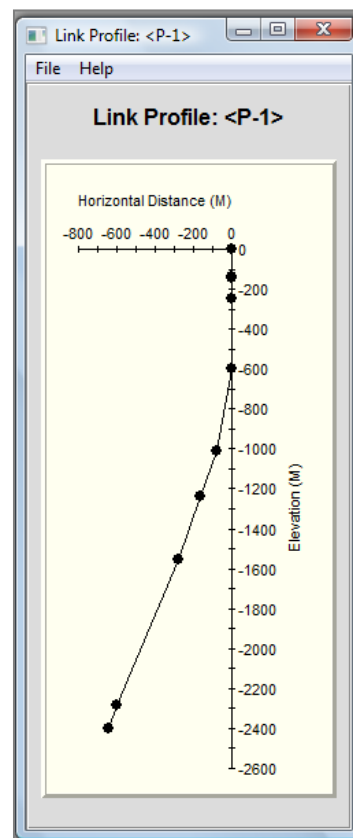


Fig. IV.16 Perfil de desviación del pozo Alpha-1

Como las fuentes son fronteras del modelo, la condición de frontera en cada una de ellas es la presión (P_{ws}), por lo que el simulador calculará el gasto.

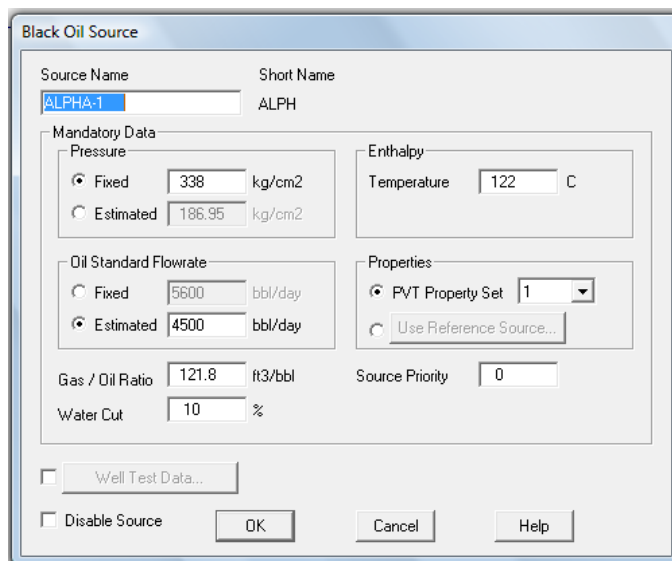


Fig. IV.17 Datos requeridos por Pipephase® en la fuente del pozo Alpha-1

IV.2.5.2.2 Jumpers, línea de flujo y riser

Con los datos presentados anteriormente y tomando como base el pozo Alpha-1, se construyeron los pozos adicionales y las líneas de flujo que convergen al múltiple de recolección para conformar al campo hipotético Alpha (Fig. IV.18).

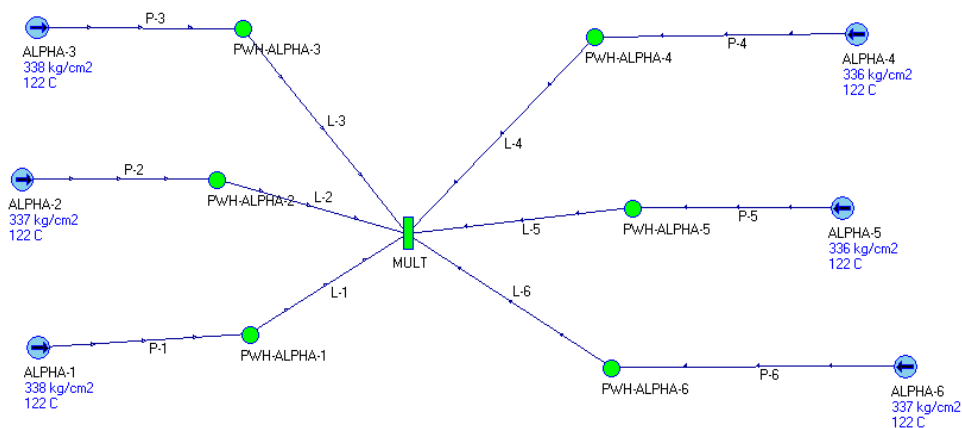


Fig. IV.18 Representación en Pipephase®: pozos, jumpers, múltiple de recolección del campo Alpha

En las siguientes imágenes (Fig. IV.19 y Fig. IV.20) se muestra la configuración de la línea de flujo que une el múltiple de recolección a la base del riser y el perfil vertical del riser, respectivamente.

Link <LINEA-ALPHA> Device Data

	Device Name	Data Entry Window	On?	Diameter (in)	Length (m)	Elevation Change (m)	MWD (m)	Depth (m)	Inserts After
0	SAL	Junction							Junction
1	P031	Pipe	✓	10.000	50.000				Pipe
2	P032	Pipe	✓	10.000	50.000				Pipe
3	P044	Pipe	✓	10.000	50.000				Pipe
4	P045	Pipe	✓	10.000	50.000				Pipe
5	U	Junction							Junction

Buttons: OK, Cancel, Help, Reverse, Cut, Copy, Paste, Link, Nodal, Sizing, VFP Tables, View Profile

Inserts After: Pipe, Pipeline, Tubing, Annulus, IPP, VFP, Choke

Fig. IV.19 Configuración de la línea de flujo que une al múltiple de recolección con la base del riser

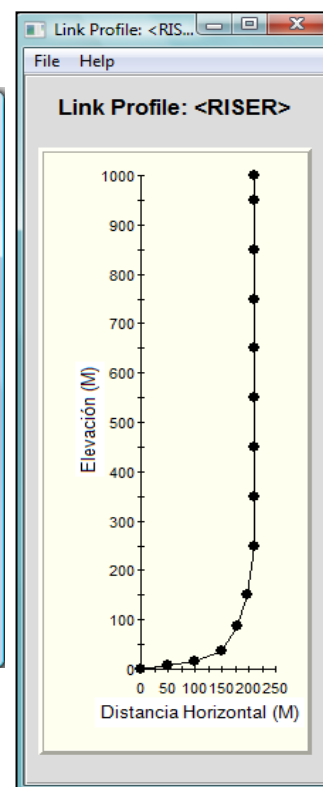


Fig. IV.20 Perfil vertical del riser

IV.2.5.3 Método de flujo multifásico en tuberías: Beggs y Brill

Para trabajar en tuberías de producción, líneas de flujo y riser, se seleccionó el método de flujo multifásico de Beggs y Brill.

Los diversos métodos existentes para el cálculo de distribuciones de presión con flujo multifásico en tuberías, pueden clasificarse en tres grupos con base en el criterio utilizado en su desarrollo. El Grupo I no considera resbalamiento entre las fases, la densidad de la mezcla se obtiene en función de las propiedades de los fluidos corregidas por presión y temperatura, las pérdidas por fricción y los efectos del colgamiento se expresan por medio de un factor de fricción correlacionado empíricamente, no se distinguen patrones de flujo. El Grupo II toma en cuenta el resbalamiento entre las fases, la densidad de la mezcla se calcula utilizando el efecto de colgamiento, el factor de fricción se correlaciona con las propiedades combinadas del gas y el líquido, no se distinguen regímenes de flujo. El método multifásico de Beggs y Brill pertenece al Grupo III en el cual se considera resbalamiento entre las fases, la densidad de la mezcla se calcula utilizando el efecto del

colgamiento, el factor de fricción se correlaciona con las propiedades del fluido en la fase continua, se distinguen diferentes patrones de flujo.

El estudio experimental realizado por H. Dale Beggs y James P. Brill se desarrolló en tubos de acrílico transparentes de 90 pies de largo, estos tubos estaban dotados de un mecanismo que permitía variar su posición desde la horizontal hasta la vertical. Los parámetros estudiados y su rango de variación fueron los siguientes:

1. Gasto de gas (0 a 300 Mpcd)
2. Gasto de líquido (0 a 30 gpm)
3. Presión promedio del sistema (35 a 95 lb/pg² abs)
4. Diámetro de la tubería (1 a 1.5 pg)
5. Colgamiento de líquido (0 a 0.870)
6. Gradiente de presión (0 a 0.8 lb/pg²/pie)
7. Ángulo de inclinación (-90° a +90°)
8. Patrón de flujo

Los fluidos usados fueron agua y aire. Para cada diámetro de tubería se variaron los gastos de gas y líquido de modo que todos los patrones de flujo pudieran ser observados en la tubería. Se varió el ángulo de inclinación de la tubería de tal manera que pudiera ser observado el efecto del ángulo en el colgamiento y la presión, se midió el colgamiento de líquido y la caída de presión con valores de inclinación de +/- 90°, 85°, 75°, 55°, 35°, 20°, 15°, 10° y 5° a partir de la horizontal y 0°. Cada prueba tomó aproximadamente 45 minutos, dependiendo del tiempo requerido para alcanzar el estado estacionario. Las pruebas fueron primero realizadas con tubería de 1 pg de diámetro interno, después se cambió a 1.5 pg. En total se obtuvieron 584 mediciones de colgamiento y caídas de presión.

“No obstante que el método fue desarrollado dentro de rangos limitados, en trabajos posteriores se ha comprobado que permite predecir con bastante exactitud las caídas de presión en tuberías con flujo simultáneo de aceite, gas y agua” (Garaicochea et all, 1991, 132).

La expresión general para el cálculo del gradiente total de presión para este método es:

$$-\frac{dp}{dZ} = \frac{\frac{g}{g_c} \text{sen}\theta [\rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L)] + \frac{f_{tp} G_m v_m}{2 g_c d}}{1 - \{[\rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L)] v_m v_{sg}\} / g_c p}$$

Donde:

g = aceleración debida a la gravedad $\left[\frac{pie}{s^2}\right]$

g_c = constante gravitacional $\left[\frac{pie}{s^2}\right]$

ρ_L = densidad de fase líquida $\left[\frac{lb}{pie^3}\right]$

ρ_g = densidad de la fase gas $\left[\frac{lb}{pie^3}\right]$

H_L = colgamiento de líquido [1]

f_{tp} = factor de fricción bifásico (two phase) [1]

G_m = flujo másico de la mezcla $\left[\frac{lb}{s}\right]$

v_m = velocidad de la mezcla = $(v_{sL} + v_{sg}) \left[\frac{pie}{s}\right]$

v_{sg} = velocidad superficial del gas $\left[\frac{pie}{s}\right]$

Es importante mencionar que dado que el campo Alpha es un campo hipotético, no se tuvieron datos de presión de fondo fluyendo y gasto (que se obtendrían de una prueba de presión-producción) para ajustar el modelo con datos medidos en campo y por lo tanto se buscó una correlación que aplicara para flujo multifásico horizontal, vertical e inclinado, que considerase fluidos de diferentes densidades, que tomase en cuenta los regímenes de flujo, el resbalamiento entre las fases, el efecto de colgamiento sobre la densidad de la mezcla y valores bajos de RGA, características con las que cumple la correlación de Beggs & Brill.

IV.2.5.4 Breve presentación de resultados en Pipephase®

En la Fig. IV.21 se muestra la pantalla con los resultados de presiones y gastos que se obtuvieron en el modelo del caso base, en el siguiente capítulo se presentarán los resultados a mayor detalle así como el análisis de los mismos.

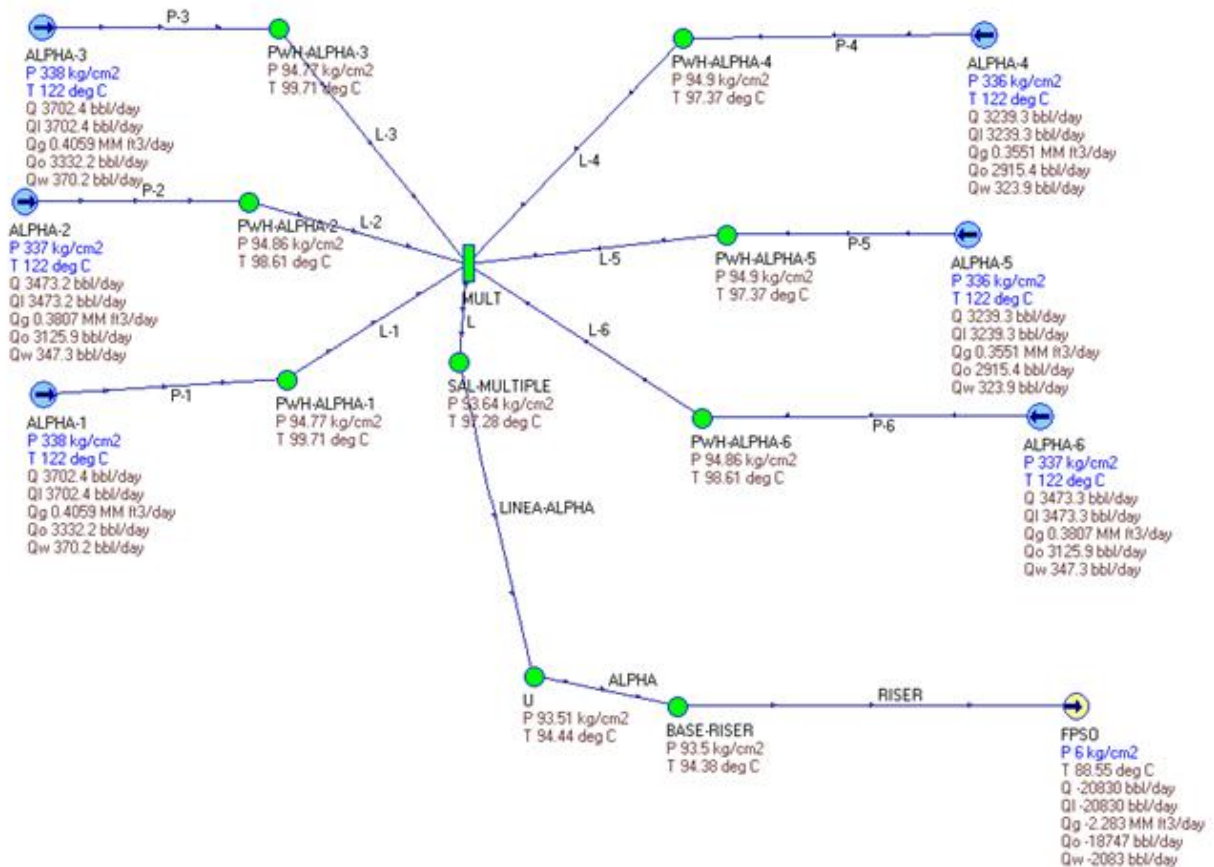


Fig. IV.21 Resultados de presiones y gastos obtenidos en Pipephase® para el caso base

IV.3 Desarrollo del escenario 2: Bombeo multifásico en la base del riser

IV.3.1 Objetivos del escenario 2

- ✓ Plantear y modelar en Pipephase® un sistema para la producción y transporte de crudo extrapesado y gas de un campo en aguas profundas que respresente el escenario 2, colocando un módulo de bombeo multifásico en la base del riser, con la finalidad de cuantificar los beneficios en gastos y presiones que resulten de la implementación de este sistema, respetando las condiciones de frontera establecidas en el caso base.

IV.3.2 Planteamiento del sistema a modelar

Para representar el escenario de bombeo multifásico en la base del riser se buscó la manera mas práctica de modelar las características de este escenario en el software de simulación de flujo en tuberías en estado estacionario Pipephase®.

Como se había mencionado anteriormente, este escenario es una modificación del caso base al cual se le agrega un módulo de bombeo multifásico en la base del riser. Ya que el simulador no cuenta con la opción de modelar un dispositivo que sea como tal una bomba multifásica, se trabajó con el dispositivo llamado “bomba”.

El tipo de bomba que maneja el simulador no es especificado, sin embargo, para relacionar la presión de salida con la presión de entrada de este dispositivo que es utilizado para incrementar la presión del fluido (líquido generalmente) en una línea, puede elegirse alguno de los tres métodos: potencia, presión de salida o curva de la bomba. Los datos opcionales para que pueden colocarse incluyen la eficiencia adiabática, número de etapas, presión máxima y potencia máxima.

Así pues para representar este caso, se colocó una bomba entre la salida de la línea de flujo y la base del riser como se muestra en la Fig. IV.22.

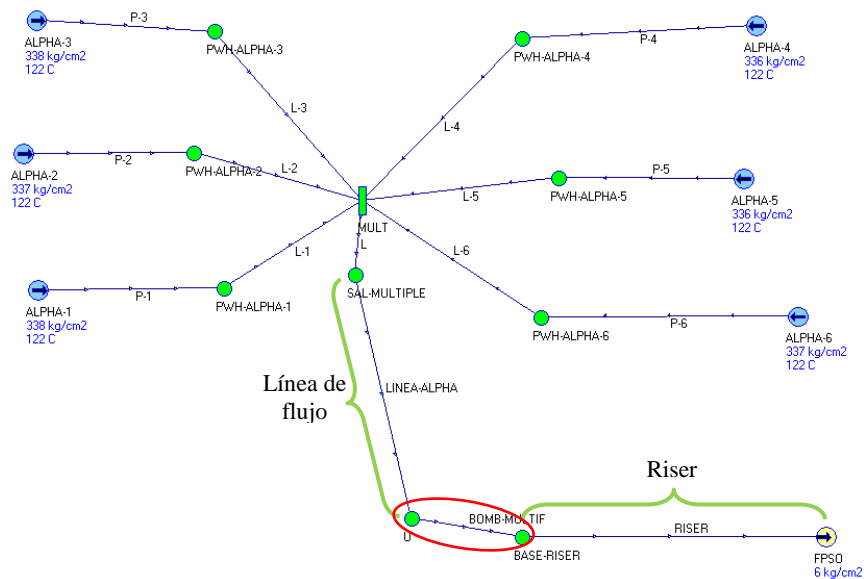


Fig. IV.22 Modelo de simulación escenario 2: Bombeo multifásico en la base del riser

En la siguiente figura (Fig. IV.23) se puede observar el contenido del link BOMB-MULTIF de la Fig. IV.22, donde se colocó una bomba con la finalidad de representar la bomba multifásica propuesta.

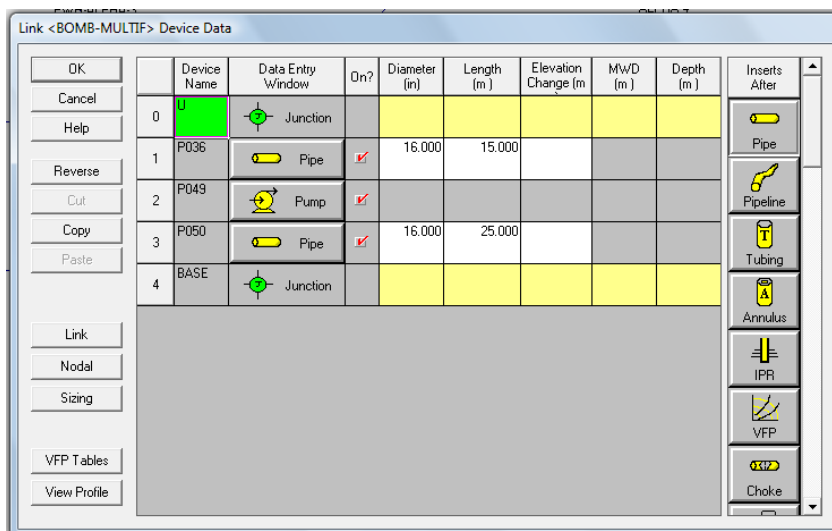


Fig. IV.23 Link en donde se muestra el dispositivo Bomba

IV.3.3 Información requerida

IV.3.3.1 Información de la bomba

Debido a que el cambio primordial que se le hizo al modelo de simulación del caso base fue el anexar una bomba en la base del riser, la información requerida es la misma que se había utilizado anteriormente a excepción de los nuevos datos de la bomba.

El dispositivo bomba del simulador Pipephase[®] maneja las 3 opciones de funcionamiento que se mencionaron arriba. En este caso, se decidió trabajar con la potencia de la bomba en conjunto con la eficiencia adiabática de la misma puesto que no se cuenta con curvas de una bomba multifásica que serían proporcionadas por el fabricante. El valor de eficiencia adiabática con que se trabajó fue de 32 %, valor que se encuentra en el rango de operación de una bomba multifásica que es de 30% - 50% dependiendo de la fracción volumen del gas y de otros factores, según la literatura consultada. Por otro lado la potencia utilizada fue de 3600 hp (ver Fig. IV.24), valor necesario para que el fluido de los pozos pudiese llegar a la superficie a una presión en el separador de 6 kg/cm², la cual fue establecida en el modelo del caso base. Dicho valor de potencia se ocupó también en el escenario 3, con la finalidad de comparar la producción obtenida en ambos casos.

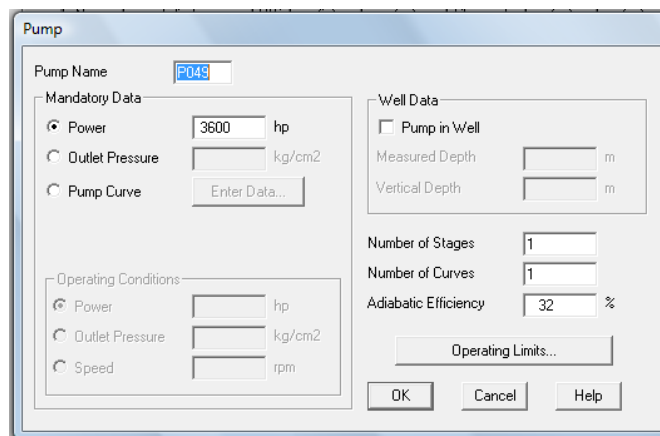


Fig. IV.24 Datos requeridos por la bomba

IV.3.3.2 Información del riser

De la misma manera que en el caso base, para determinar el diámetro óptimo del riser se realizó un análisis nodal con nodo solución en la base de éste. En la Tabla IV.3 se muestran los gastos de aceite, gas y agua manejados en el escenario 2, así como la presión en la cabeza de cada pozo del campo Alpha.

Tabla IV.3 Presión en cabeza de pozo y gastos de producción de líquido y gas para el escenario 2

	Q _L [bpd]	Q _o [bpd]	Q _w [bpd]	Q _g [pcd]	P _{wh} [kg/cm ²]
Pozo Alpha-1	12508	11258	1251	1.37	47.87
Pozo Alpha-2	12400	11160	1240	1.36	47.80
Pozo Alpha-3	12519	11267	1252	1.37	47.80
Pozo Alpha-4	12260	11034	1226	1.34	47.96
Pozo Alpha-5	12260	11034	1226	1.34	47.96
Pozo Alpha-6	12444	11199	1244	1.36	47.62
Total	74391	66952	7439	8.15	

Como se puede observar en la Tabla IV.3 el gasto esperado en este escenario es de 74,390 bpd de líquido (66,950 bpd de aceite), para este gasto se seleccionó el diámetro de 16 pg (diámetro interno de 14.311 pg), debido a que las caídas de presión por fricción son menores que para los diámetros 10 a 14 pg requiriendo una presión en la base del riser de aproximadamente 92 kg/cm², además de que ofrece una mayor flexibilidad operativa al disminuir los gastos de producción comparado con los diámetros mayores, pues alcanzará las condiciones de flujo inestable cuando el gasto de líquido sea de aproximadamente 30 Mbpd (Fig. IV.25).

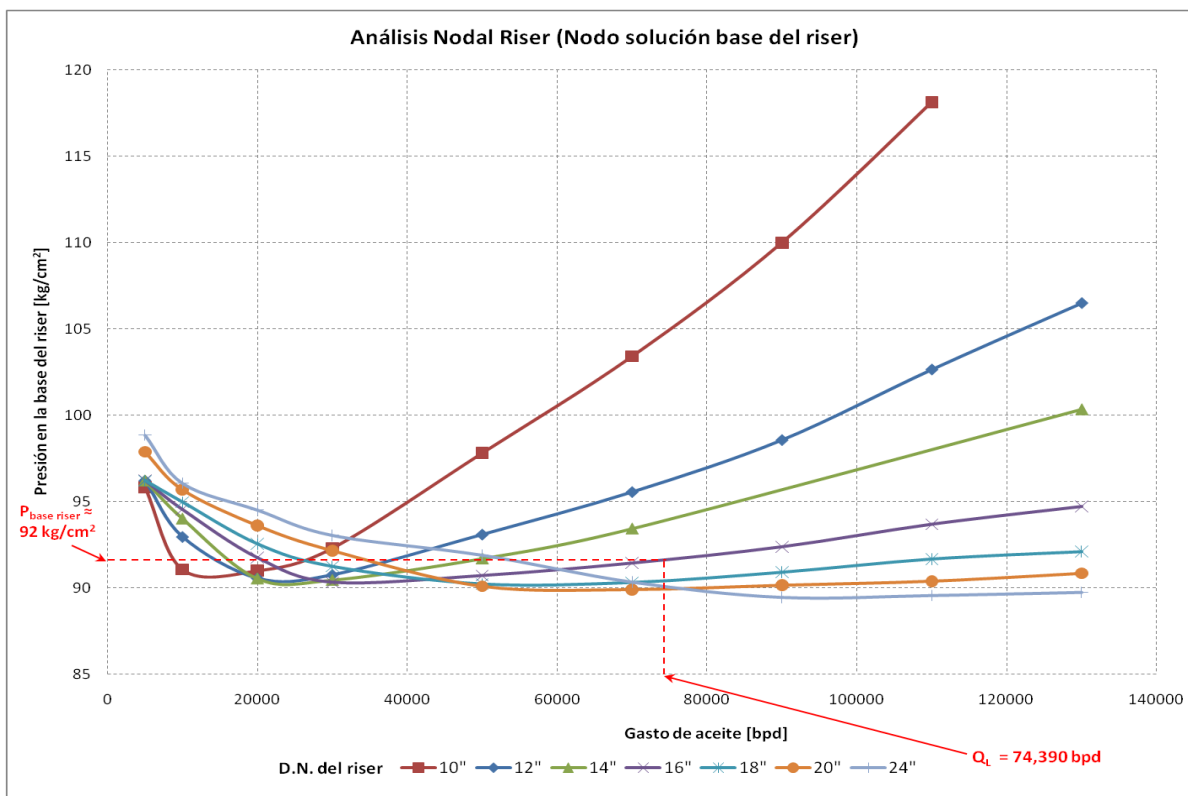


Fig. IV.25 Análisis nodal en la base del riser

IV.3.4 Breve presentación de resultados en Pipephase®

Al realizar las modificaciones que se comentaron anteriormente e introducir todos los parámetros expuestos, se realizó una corrida en el simulador y los resultados se muestran en la Fig. IV.26, tal como lo arroja el software. En esta figura se puede observar que se obtiene un gasto total de 74,391 bpd de líquido con una presión de salida de 6 kg/cm², que corresponde a la presión de separación en el equipo superficial y condición de frontera del modelo. El análisis comparativo de los resultados obtenidos en este caso con los dos escenarios restantes, se llevará a cabo en el siguiente capítulo.

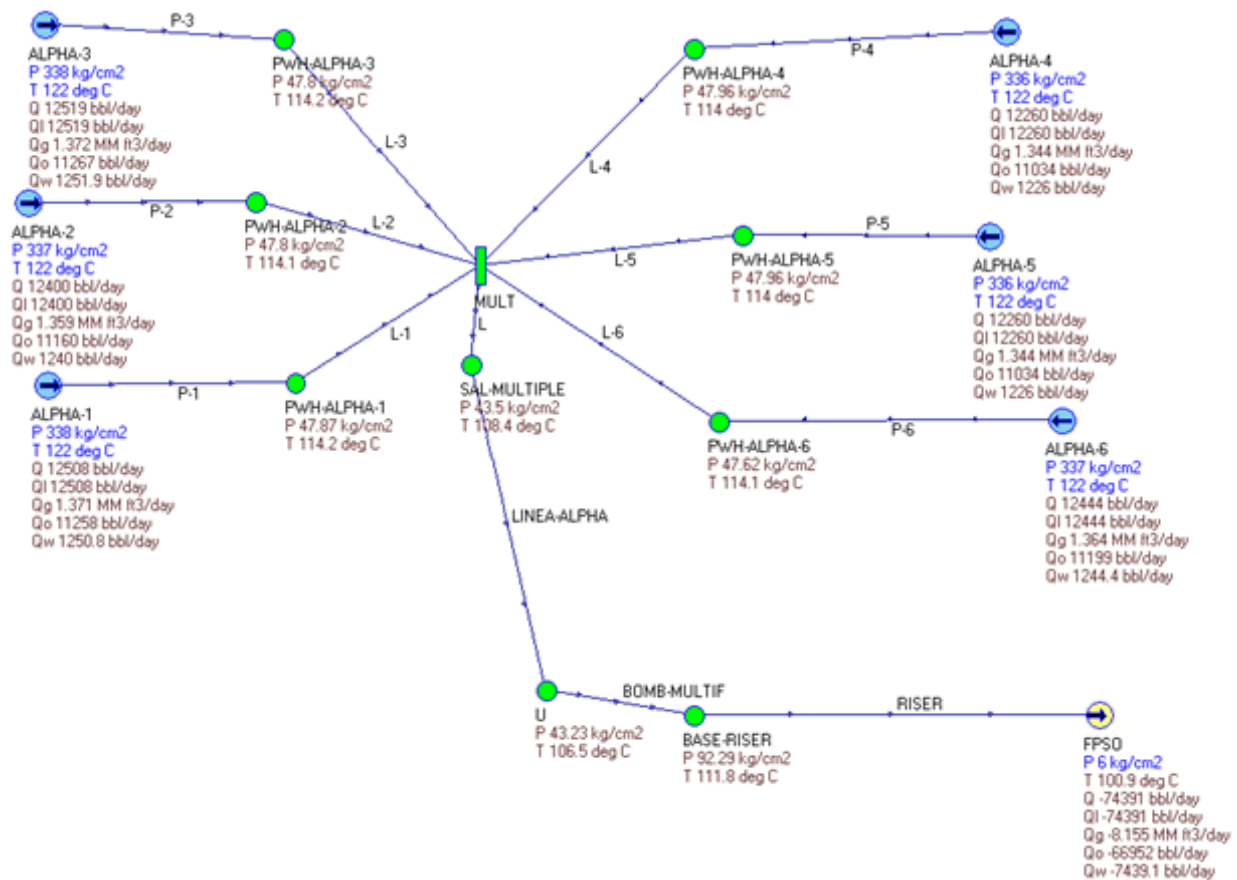


Fig. IV.26 Resultados de presiones y gastos obtenidos en Pipephase® para el escenario 2

IV.4 Desarrollo del escenario 3: Separación submarina y bombeo en la base del riser

IV.4.1 Objetivo del escenario 3

- ✓ Plantear y modelar en Pipephase® un sistema para la producción y transporte de crudo extrapesado y gas de un campo en aguas profundas, que represente el escenario 3 colocando un sistema de separación submarina y bombeo en la base del riser, con la finalidad de cuantificar los beneficios en gastos y presiones que resulten de la implementación de este sistema.

IV.4.2. Planteamiento del sistema a modelar

Al igual que en el escenario anterior, en este caso se buscó la manera más práctica de representar las características del sistema planteado en el software de simulación de flujo en tuberías en estado estacionario Pipephase®. En la siguiente figura se muestra el sistema planteado en el simulador, sin embargo, la parte de la simulación del riser de gas es sólo

ilustrativa ya que ésta se analizó por separado puesto que el programa permite únicamente darle seguimiento en un mismo modelo a la corriente del líquido que sale del separador.

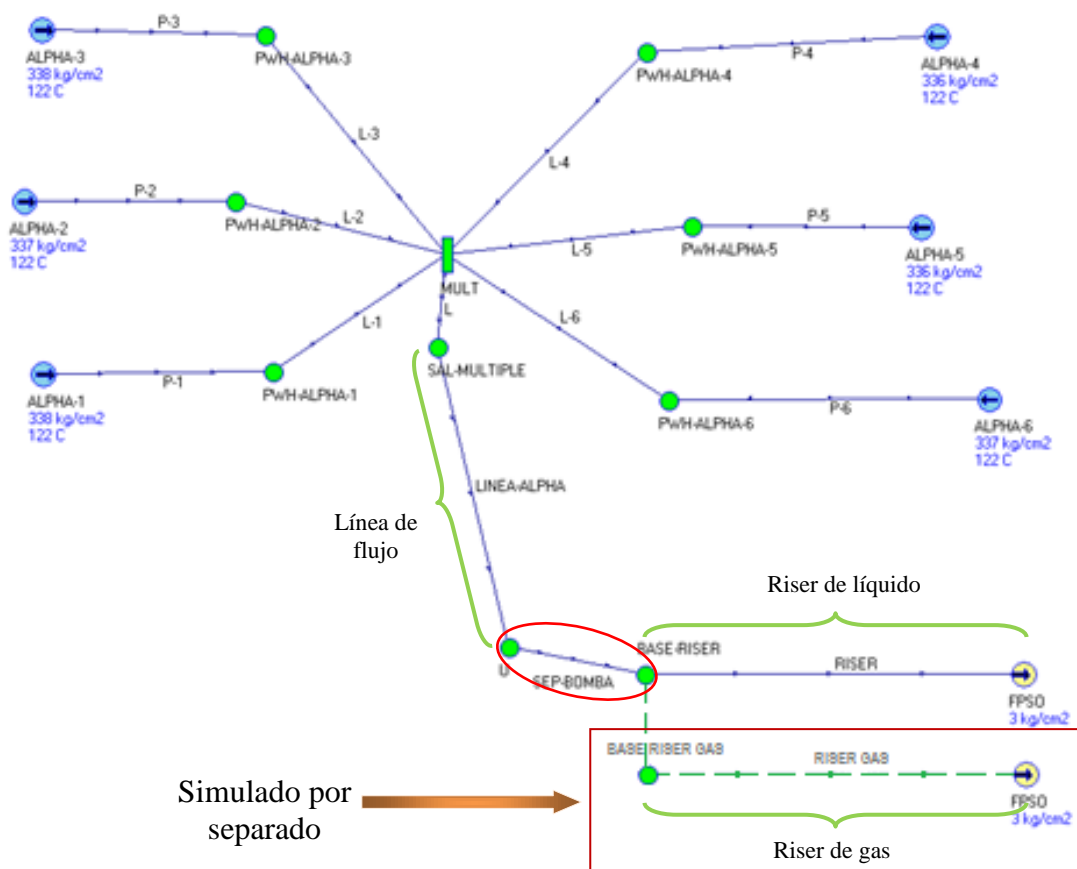


Fig. IV.27 Modelo de simulación escenario 3: Separación submarina y bombeo en la base del riser

En este escenario se agregó al caso base un módulo de separación submarina y bombeo en la base del riser. Para representar dicho módulo se colocó un separador después de la línea de flujo que sale del múltiple de recolección. En este punto el gas es removido de la corriente de flujo y su transporte se analiza por separado, por otra parte el líquido es bombeado hacia un riser independiente. En la Fig. IV.28 se aprecian el separador y la bomba agregados a este modelo.

Device Name	Data Entry Window	On?	Diameter (in)	Length (m)	Elevation Change (m)	MWD (m)	Depth (m)
U	Junction						
P036	Pipe	✓	16.000	15.000			
S002	Separator	✓					
P048	Pipe	✓	16.000	8.000			
P049	Pump	✓					
P050	Pipe	✓	16.000	8.000			
BASE	Junction						

Fig. IV.28 Link en donde se muestra el dispositivo Separador y Bomba

IV.4.2.1 Planteamiento del transporte del gas

Como se mencionó antes, cuando un separador es colocado en el sistema, el software no permite darle seguimiento a ambas corrientes de flujo que salen del separador, en este caso se planteó que fuera removido el gas de la corriente de alimentación por lo que sólo se pudo analizar el transporte de líquido que sale del separador en el mismo modelo. Por lo anterior, para darle seguimiento al transporte del gas separado, en un modelo nuevo, se colocó un link (ver Fig. IV.29) que representara el riser de gas con la misma configuración de tuberías que tiene el riser de líquido (ver Fig. IV.30). Así el gas separado entra a este link con la presión de separación, donde esa energía debe ser la suficiente para que llegue al equipo superficial. En las siguientes figuras se muestra el link y la configuración del riser.

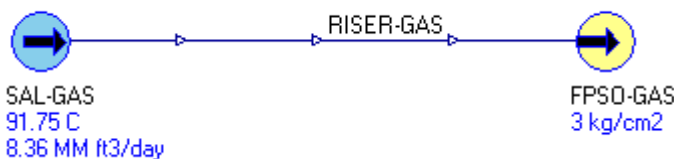


Fig. IV.29 Modelo de simulación escenario 3: Riser de gas

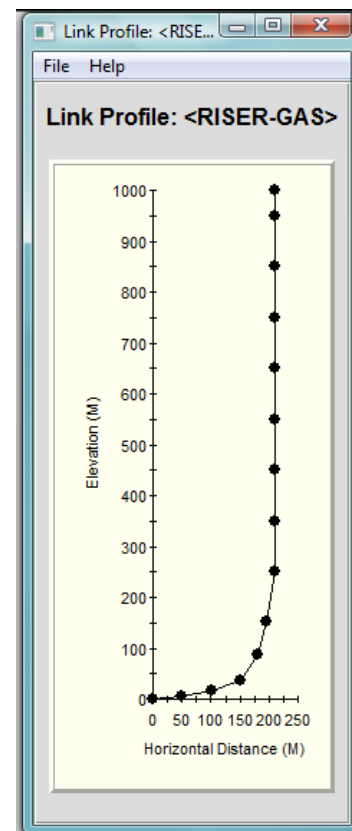


Fig. IV.30 Configuración del riser de gas

En este modelo la presión de llegada al FPSO es de 3 kg/cm², ya que ésta corresponde a la presión en la segunda etapa de separación pues se considera que la primera etapa es la que se llevó a cabo en el separador submarino.

IV.4.3 Información requerida

IV.4.3.1 Información del separador

En el caso del separador la información que solicita el software es el fluido removido, líquido o gas, medido en porcentaje o en gasto. Dado que el fluido que se va a seguir manejando en este modelo es el líquido, el fluido removido es el gas. Suponiendo una eficiencia de separación alta, se consideró que el separador remueve el 95% del gas a una presión de operación de alrededor de 7 kg/cm² (Fig. IV.31).

IV.4.3.2 Información de la bomba

En el caso de la bomba, los datos requeridos son la eficiencia de la bomba y la potencia de la misma. Dado que en este caso el fluido manejado es solo la fase líquida, la eficiencia elegida fue del 60%, valor que se encuentra en el rango de eficiencias que manejan este tipo de equipos (60 - 70%), según la literatura consultada. Por otro lado, el valor de la potencia de la bomba fue el mismo valor que se empleó en el escenario 2 con la finalidad de llevar la producción de aceite de la descarga de la bomba a la presión requerida en el FPSO, de tal manera que el gasto obtenido pueda ser comparado con el del caso anterior. La potencia requerida fue de 3,600 hp. En las siguientes figuras se aprecian los datos introducidos al software Pipephase[®].

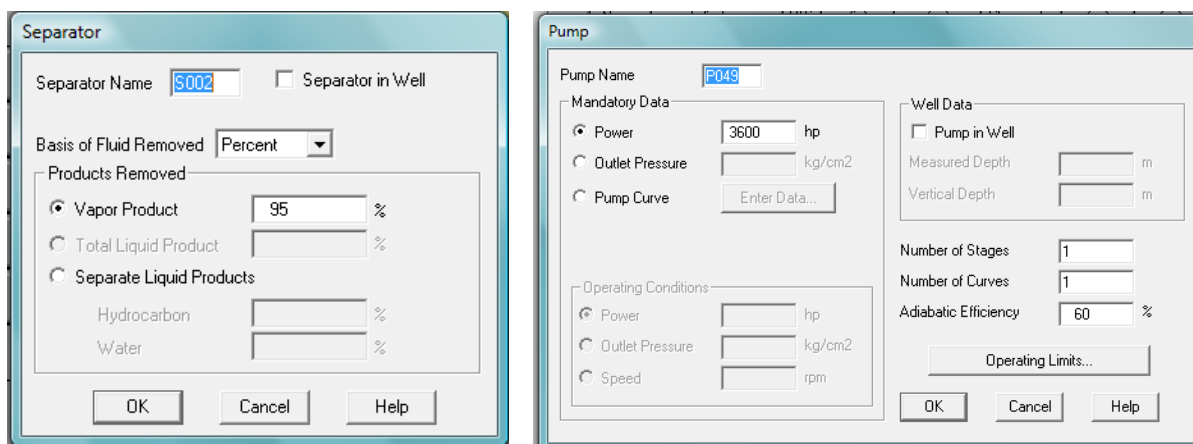


Fig. IV.31 Datos del Separador y la Bomba

IV.4.3.3 Información del riser de líquido

Para obtener el diámetro óptimo del riser de líquido se realizó un análisis nodal en la base de éste (Fig. IV.32). En la Tabla IV.4 se muestran los gastos de producción y la presión en la cabeza de los pozos del campo Alpha.

Tabla IV.4 Presión en cabeza de pozo y gastos de producción de líquido y gas para el escenario 3

	Q _L [bpd]	Q _o [bpd]	Q _w [bpd]	Q _g [pcd]	P _{wh} [kg/cm ²]
Pozo Alpha-1	13582	12224	1358	1.49	16.76
Pozo Alpha-2	13505	12155	1351	1.48	16.65
Pozo Alpha-3	13581	12223	1358	1.49	16.77
Pozo Alpha-4	13416	12074	1342	1.47	16.69
Pozo Alpha-5	13416	12074	1342	1.47	16.69
Pozo Alpha-6	13506	12155	1351	1.48	16.65
Total	81006	72905	8101	8.88	

Como se muestra en la tabla anterior, para este escenario se espera una producción del orden de 81,000 bpd de líquido (72,900 bdp de aceite), para la cual se eligió un diámetro de 16 pg (diámetro interno de 14.311 pg) debido a que las caídas de presión por fricción son

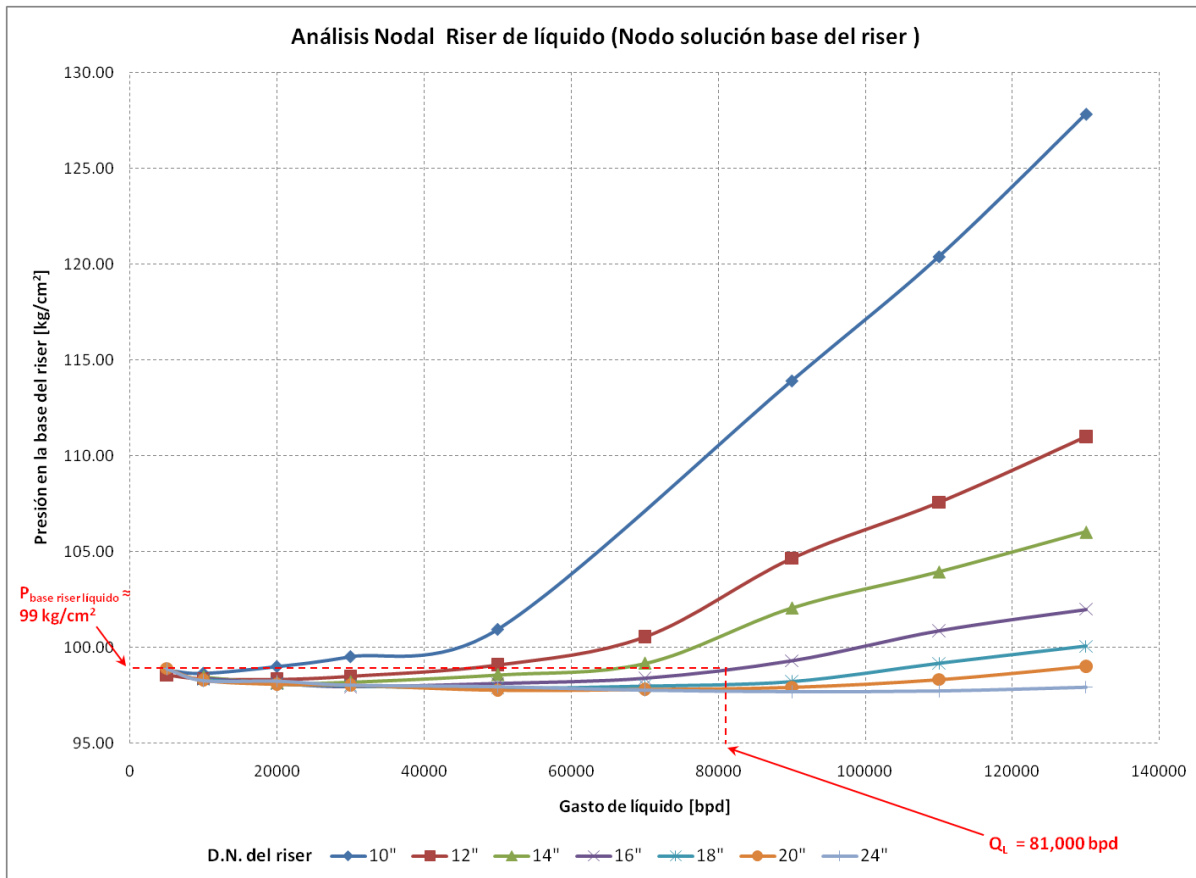


Fig. IV.32 Análisis nodal en la base del riser de líquido

menores a lo largo del riser por lo que se requiere una menor presión en la base de éste con respecto a la requerida por los diámetros 10 a 14 pg, además de que ofrece una mayor flexibilidad operativa que los diámetros mayores cuando los gastos de producción disminuyen, retardando así el tiempo en el que se alcanza la inestabilidad en el flujo (Fig. IV.32), adicionalmente tiene una mayor factibilidad en cuanto a costos de acero comparado con los diámetros mayores.

IV.4.3.4 Propiedades del gas

Para el transporte en el riser de gas, se utilizó un modelo Gas-condensado puesto que el fluido predominante es el gas, no se utilizó un modelo sólo de gas ya que no se trata de un gas seco sino del resultado de la separación de los componentes más ligeros de la mezcla multifásica original que proviene de los pozos y que fluye en un tubo independiente.

Para obtener las propiedades del fluido que se requieren para modelar el riser de gas, se utilizaron datos de la separación por etapas del mismo estudio PVT empleado en el modelado del

transporte de líquido, del cual se obtuvo la densidad relativa del gas, la densidad del líquido y el porcentaje mol de las impurezas a la presión de separación. En la Fig. IV.33 se pueden observar dichas propiedades.

The image shows a software dialog box titled "Gas Condensate PVT Data". It has several sections with input fields:

- Set Number:** A text box containing the number "1".
- Gravities:**
 - Gas: 0.813 sp gr
 - Condensate: 28 API
 - Water: 1.02 sp gr
- Contaminants:**
 - Nitrogen: 0.048 Mole %
 - Carbon Dioxide: 0.044 Mole %
 - Hydrogen Sulfide: 0.022 Mole %
- Heating Values:**
 - Gross Heating Value (GHV): [] BTU/ft3
 - Wobbe Index (WOBBE): [] BTU/ft3

At the bottom, there are three buttons: "OK", "Cancel", and "Help".

Fig. IV.33 Propiedades del gas

IV.4.3.5 Información del riser de gas

Como se mencionó anteriormente, el software Pipephase[®] retira el gas de la corriente de líquido en el separador a su correspondiente presión de operación y reporta la cantidad de gas removido, este gasto es un valor requerido en el modelo de transporte del gas y se obtiene como la diferencia del gasto de gas en la entrada del separador y el gasto de gas remanente en la corriente de líquido que sale del separador.

Gasto de gas a la entrada del separador = 8.8 MMpcd
 Gasto de gas a la salida del separador = 0.44 MMpcd
 Gasto de gas removido en el separador = 8.36 MMpcd

Para el modelado del riser de gas, son necesarios también los siguientes datos:

Temperatura de separación = 91.75 °C
 Presión en el FPSO = 3 kg/cm²

En la Fig. IV. 34 se aprecian los datos de entrada y de salida del riser de gas en el modelo de simulación.

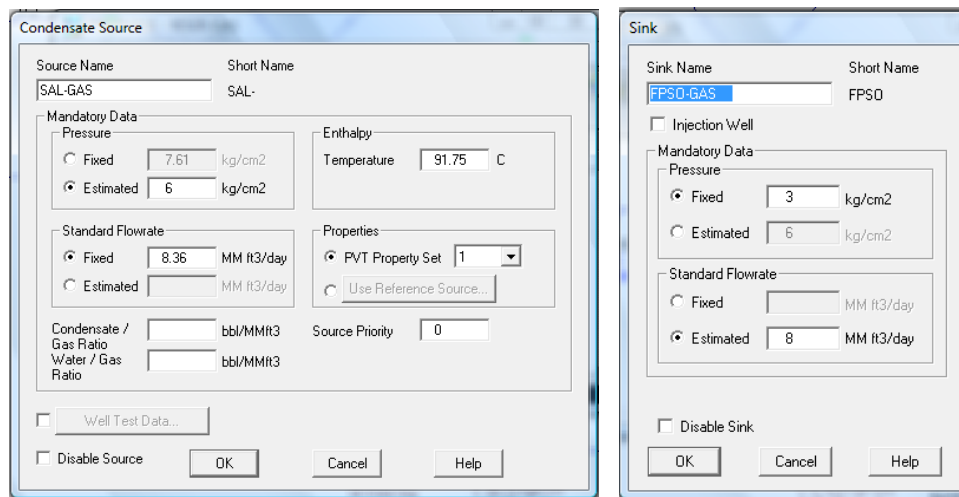


Fig. IV.34 Información de entrada y salida en el link que representa el riser de gas

Con esto, lo que se requiere es que el simulador calcule la presión en la base del riser de gas que debe coincidir con la presión de operación del separador, para lograrlo se sensibilizó el diámetro del riser. En la Fig. IV.35 se aprecia el análisis nodal realizado para dimensionar el diámetro del riser de gas, para lo cual se fijó la presión de llegada al FPSO y el punto de análisis nodal es la base. El diámetro seleccionado para el riser de gas fue el de 6 pg, ya que para el gasto de 8.36 MMpcd cumple que la presión en la base del riser es de aproximadamente 7 kg/cm² que corresponde a la presión de separación, lo que no ocurre para el mismo gasto cuando el diámetro del riser es mayor, pues la presión en estos casos es menor que la requerida.

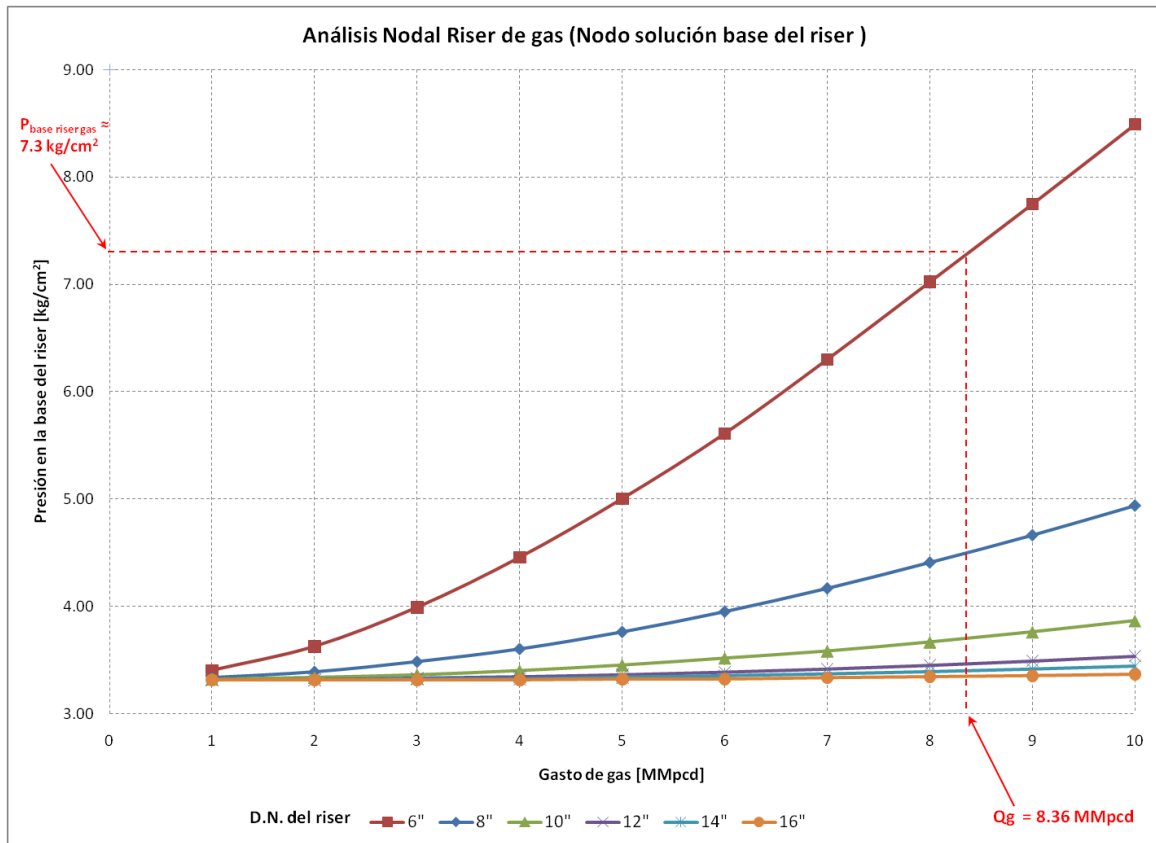


Fig. IV.35 Análisis nodal en la base del riser de gas

IV.4.4 Breve presentación de resultados en Pipephase®

En las siguientes figuras se aprecia el modelo de separación submarina y bombeo con sus respectivos resultados en el software Pipephase® tanto para el riser de gas como para el modelo de transporte del aceite. En el siguiente capítulo se presentan los resultados con mayor detalle, así como su análisis y comparación con los obtenidos en los escenarios anteriores.

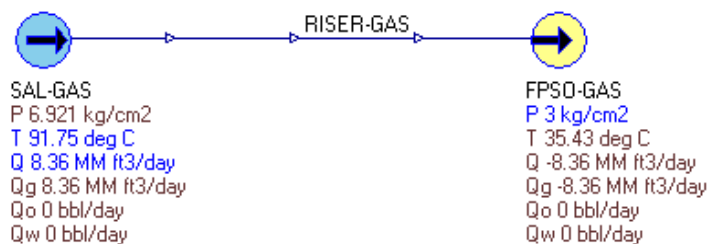


Fig. IV.36 Resultados obtenidos del modelo de simulación escenario 3, riser de gas

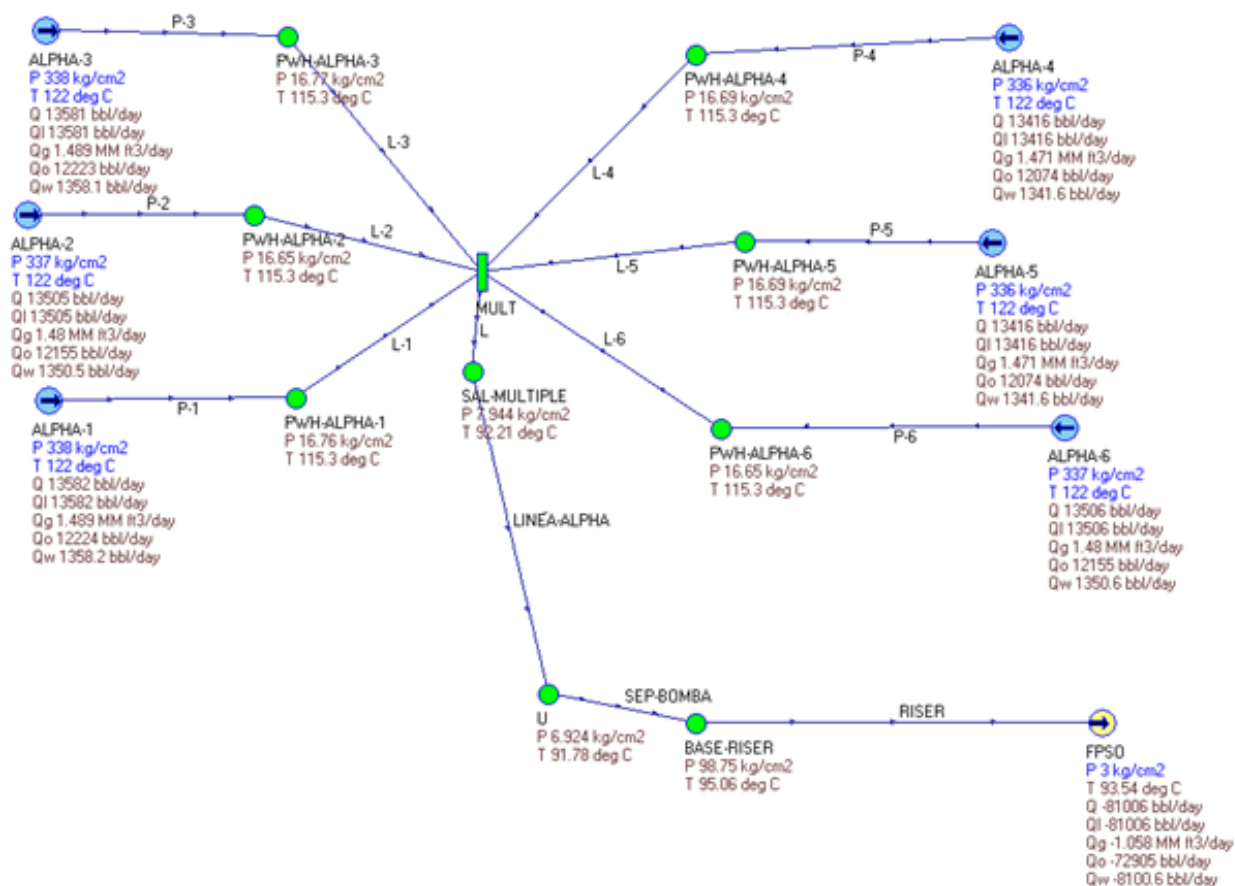


Fig. IV.37 Resultados de presiones y gastos obtenidos en Pipephase® para el escenario 3

Capítulo V

Análisis de resultados

V.1 Análisis de resultados

Los resultados obtenidos por pozo en cada caso son similares entre sí debido a que los pozos se crearon a partir de un *pozo tipo*, es por ello que se presentarán solo los resultados del pozo Alpha-1 para cada caso.

V.1.1 Resultados del *pozo tipo* Alpha-1

En la siguiente tabla se muestran los resultados obtenidos del *pozo tipo* Alpha-1 para los tres escenarios (Tabla.V.1 y Tabla V.2).

Tabla.V.1 Resultados del pozo Alpha-1 para cada escenario

		Pozo Alpha-1		
		Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Profundidad vertical	m	2,402.1	2,402.1	2,402.1
Profundidad desarrollada	m	2,521	2,521	2,521
P_{ws}	kg/cm ²	338	338	338
P_{wf}	kg/cm ²	327.81	303.57	300.62
P_{wh}	kg/cm ²	94.77	47.87	16.76
T_{fondo}	°C	122	122	122
T_{cabeza}	°C	99.71	114.2	115.35
Gasto de aceite	bpd	3,332	11,258	12,224
Gasto de gas	MMpcd	0.4059	1.37	1.49
Gasto de agua	bpd	370.24	1,251	1,358
μ_o fondo	cp	24.72	23.26	25.40
μ_o cabeza	cp	48.71	31.43	48.19
H_L fondo	fracción	1.00	1.00	1.00
H_L cabeza	fracción	0.88	0.72	0.72

Tabla.V.2 Resultados del pozo Alpha-1 para cada escenario (Condiciones de burbuja)

Punto de Burbuja		Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Profundidad	m	1,884	238	500.94
Presión	kg/cm ²	277.58	74.4	74.80
Temperatura	°C	120.61	115.8	117.70
Viscosidad	cp	23.51	20.21	18.16
H_L	fracción	0.92	0.79	0.79

V.1.1.1 Análisis comparativo de resultados del *pozo tipo Alpha-1*

El objetivo de la colocación de un sistema de procesamiento (bomba multifásica o sistema de separación y bombeo) en la base del riser es disminuir la contrapresión que se genera en el sistema debido a la carga del fluido en el riser, y como consecuencia de esa disminución se espera un incremento en la producción de los pozos como se muestra en la Fig. V.1 ya que al disminuir la contrapresión del sistema, disminuye la presión en la cabeza de los pozos y por consiguiente la presión de fondo fluyendo de cada uno de ellos.

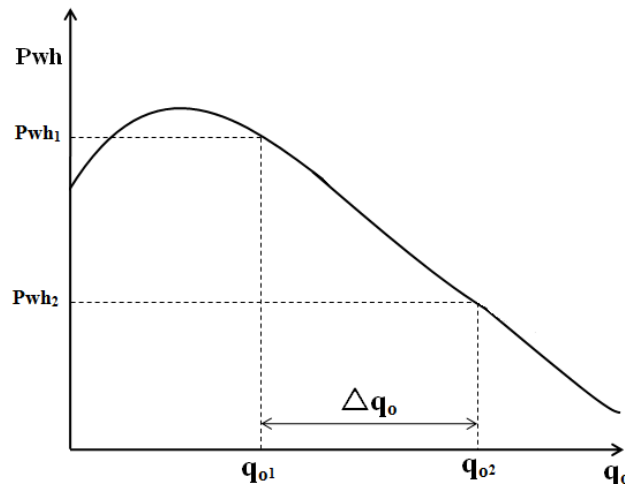


Fig. V.1 Efecto de la disminución de la presión en la cabeza de pozo sobre el gasto

En la Tabla V.1 se puede observar que la presión en la cabeza del pozo Alpha-1 cambia en cada caso. La P_{wh} en los escenarios 2 y 3 se ve beneficiada por el equipo de procesamiento submarino colocado obedeciendo al comportamiento mencionado anteriormente y como resultado de esto también se ve un incremento en los gastos de producción.

En lo que respecta a la temperatura del fluido, existe una menor pérdida de la misma a lo largo del pozo cuando el sistema trabaja con procesamiento submarino ya que la velocidad de flujo en estos casos es mayor debido a que el gasto de producción aumenta, de ahí que la transferencia de calor sea menor porque el tiempo de contacto entre el fluido y la tubería se reduce.

En cuanto a la viscosidad del crudo, se debe aclarar que el simulador Pipephase[®] no predice adecuadamente el comportamiento de ésta, es por ello que el análisis de dicha propiedad solo se tomará de forma cualitativa. Como el comportamiento de la viscosidad está en

función de los cambios en la presión y la temperatura, puede concluirse de los resultados mostrados en la Tabla V.1 que en el caso base el valor de viscosidad se debe principalmente a la disminución de la temperatura más que la presión, por otra parte en el escenario 2 dicho valor obedece a que existe una menor pérdida de temperatura a lo largo de la tubería de producción a pesar de que la presión en la cabeza sea menor con respecto al primer caso, por último en el escenario 3, la viscosidad en la cabeza del pozo es menor que en los otros dos casos estudiados, aún cuando la temperatura sea similar a la que se tiene en el caso 2 pues la presión en la cabeza del pozo es considerablemente menor.

Por otra parte en la Tabla V.2 se muestran por escenario las condiciones a las cuales se alcanza el punto de burbujeo, es decir, el momento en el que comienza la liberación del gas que se encuentra disuelto en el aceite. Como se puede observar dichas condiciones se alcanzan a distintas profundidades pues varían directamente en cuanto a presión y temperatura, es decir, a cada valor de presión de burbuja le corresponde un solo valor de temperatura de burbuja (curva de burbujeo) como se muestra en la Fig. V.2.

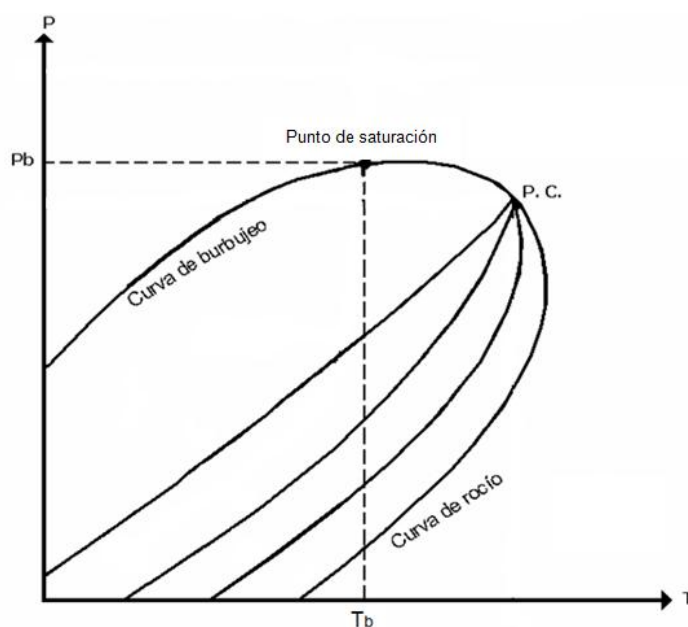


Fig. V.2 Comportamiento del punto de burbuja de un aceite negro con respecto a la presión y temperatura

De las Tablas V.1 y V.2, es importante resaltar el comportamiento de la viscosidad con respecto a la presión a lo largo de la tubería de producción, ya que al disminuir ésta la viscosidad se reduce cuando el fluido se encuentra en una sola fase debido a la expansión

del gas disuelto en el aceite, es decir antes de alcanzar el punto de burbuja. Una vez que comienza la liberación del gas, la viscosidad del aceite se incrementa en forma considerable pues dicha liberación también aumenta (Fig. V.3). El punto de burbujeo corresponde a las condiciones en las que el valor del colgamiento de líquido (H_L) deja de ser igual a 1.

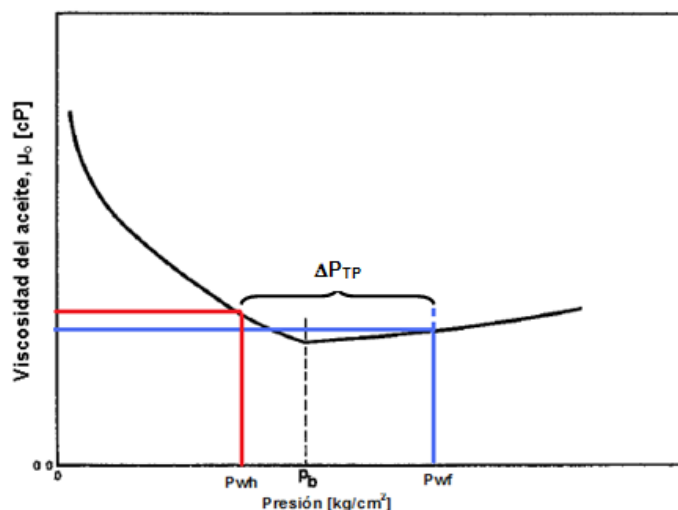


Fig. V.3 Comportamiento de la viscosidad con respecto a la presión en el pozo

V.1.2 Resultados del equipo de procesamiento submarino

Enseguida se muestran los resultados obtenidos en los equipos de procesamiento submarino utilizados en los escenarios 2 y 3.

Tabla V.3 Resultados de la bomba multifásica (Escenario 2)

Bomba multifásica		
$P_{\text{succión}}$	kg/cm ²	43.21
P_{descarga}	kg/cm ²	92.30
$T_{\text{succión}}$	°C	106.35
T_{descarga}	°C	112.23
$H_{L \text{ entrada}}$	fracción	0.816
$H_{L \text{ salida}}$	fracción	1.00
$\mu_o \text{ succión}$	cp	52.90
$\mu_o \text{ descarga}$	cp	24.48
Potencia	HP	3,600
Eficiencia	%	32
$Q_L @ \text{ c.s.}$	bpd	74,391

Tabla V.4 Resultados del separador (Escenario 3)

Separador		
P_{sep}	kg/cm ²	6.84
T_{sep}	°C	91.75
Eficiencia	%	95
Q_g entrada	MMpcd	8.23
Q_g salida	MMpcd	0.41
Q_L entrada	bpd	81,006
Q_L salida	bpd	81,006
H_L entrada	fracción	0.86
H_L salida	fracción	0.972
μ_o entrada	cp	265.52
μ_o salida	cp	275

Tabla V.5 Resultados de la bomba monofásica (Escenario 3)

Bomba monofásica		
$P_{succión}$	kg/cm ²	6.83
$P_{descarga}$	kg/cm ²	98.76
$T_{succión}$	°C	91.74
$T_{descarga}$	°C	95.07
H_L entrada	fracción	.97
H_L salida	fracción	1.0
μ_o succión	cp	275.03
μ_o descarga	cp	263.83
Potencia	hp	3,600
Eficiencia	%	60

V.1.2.1 Análisis de resultados del equipo de proceso submarino

Como se había mencionado anteriormente se trabajó con potencias iguales para ambos escenarios de optimización de la producción con la finalidad de comparar el beneficio en gastos de producción que proporciona cada uno con el mismo requerimiento de potencia, el valor empleado fue de 3,600 hp.

Dicho valor de potencia en el caso de la bomba multifásica generó una presión en la succión de 43.21 kg/cm² con lo que se logró disminuir la P_{wh} del Alpha-1 en cerca del 50% con respecto al caso base con un gasto de líquido a manejar de 74,391 bpd (66,952 bpd) recordando que esta bomba tiene una eficiencia del 32% debido al gas presente en la corriente que la alimenta como se puede observar en la Tabla V.3. Por otra parte también se obtuvo una ganancia en la temperatura del fluido debido a la energía proporcionada por la bomba, lo que redundó en una disminución en la viscosidad del líquido a la salida de la misma. Otro beneficio proporcionado por este tipo de equipos es que la bomba multifásica redissuelve en el aceite el gas libre en la corriente de entrada pues el H_L en la descarga es igual a 1.00 (Tabla V.3).

En el escenario 3, la potencia de la bomba monofásica también fue de 3,600 hp con una eficiencia del 60 % con lo que se generó una presión de succión de 6.83 kg/cm² la cual en este caso rige la presión de operación del separador y logra reducir la P_{wh} del pozo Alpha-1

hasta 16.7 kg/cm^2 con lo que se logra un incremento en el gasto de aceite de alrededor de 54,160 bpd con respecto al caso base y casi 6,000 bpd más que en el escenario 2.

En la Tabla V.4 puede observarse que en el separador se extrae el 95% del gas liberado a las condiciones de operación del equipo por lo que en la corriente de salida del separador aún hay 0.41 MMpcd de gas, también se observa que a la salida el H_L es mayor ya que el gas en la corriente disminuyó. Otra consecuencia de la remoción del gas es un ligero incremento en la viscosidad del aceite, sin embargo en este caso a diferencia de los dos anteriores se observó que el mayor cambio en la viscosidad se dio en la línea que va del pozo al múltiple de recolección ya que hay un cambio súbito de presión y temperatura en el estrangulador, sin embargo, esto puede evitarse ampliando el diámetro del estrangulador utilizado.

Al igual que con la bomba multifásica, en este caso además del aumento en la presión también hay un incremento en la temperatura del fluido al pasar por la bomba, lo que disminuye ligeramente su viscosidad pasando de 275 cp en la succión a 263.8 cp en la descarga. Como las bombas monofásicas tienen cierta tolerancia al manejo de gas, en este caso, la fracción de gas libre presente en la succión es rediseuelto en el aceite, de igual manera que en el caso anterior obteniendo solo fase líquida en la salida de la bomba ($H_L=1$).

También se puede observar que la presión de descarga de la bomba monofásica es ligeramente mayor que en el de la bomba multifásica pues en este caso se maneja un fluido diferente, más denso y viscoso resultado de la separación, por lo que se requiere mayor energía para su transporte de la base a la cabeza del riser.

V.1.3 Resultados del riser

A continuación se presentan los resultados del riser para los escenarios 1 y 2 donde se maneja el transporte de la mezcla multifásica, así como los resultados de los risers de líquido y gas del escenario 3.

Tabla V.6 Resultados del riser para cada escenario

		Riser		
		Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3: (líquido)
Tirante de agua*	m	1000	1000	1000
Metros de riser desarrollados *	m	1130	1130	1130
Diámetro nominal	pg	10	16	16
$P_{\text{base riser}}$	kg/cm ²	93.5	92.29	98.75
$P_{\text{cabeza riser}}$	kg/cm ²	5.79	5.88	2.79
$T_{\text{base riser}}$	°C	94.38	111.8	95.06
$T_{\text{cabeza riser}}$	°C	88.55	100.88	93.54
Gasto total de aceite	bpd	18,746	66,952	72,905
Gasto total de gas	MMpcd	2.28	8.15	1.058
Gasto total de agua	bpd	2,082	7,439	8,100
μ_o base riser	cp	65.95	25.12	263.87
μ_o cabeza riser	cp	345.92	149.74	269.36
H_L base riser	fracción	0.82	1.00	1.00
H_L cabeza riser	fracción	0.53	0.83	0.87

Tabla V.7 Resultados del riser para cada escenario (Condiciones en el punto de burbuja)

Condiciones de burbuja		Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3: (líquido)
Profundidad*	m	Las condiciones de burbuja se alcanzan desde los pozos y prevalecen en el riser.	670	75
Presión	kg/cm ²		73.3	8.27
Temperatura	°C		106.9	93.68
Viscosidad	cp		22.71	239.31
H_L	fracción		0.92	0.89

Tabla V.8 Resultados del escenario 3 (riser de gas)

Escenario 3 (riser de gas)		
Tirante de agua*	m	1000
Metros de riser desarrollados *	m	1130
Diámetro nominal	pg	6
$P_{\text{base riser}}$	kg/cm ²	6.46
$P_{\text{cabeza riser}}$	kg/cm ²	2.82
$T_{\text{base riser}}$	°C	91.75
$T_{\text{cabeza riser}}$	°C	33.46
Gasto total de aceite	bpd	4.77
Gasto total de gas	MMpcd	7.82

* Tomando como cero de referencia el nivel del mar

V.1.3.1 Análisis de resultados del riser

Como se vio anteriormente, las presiones y temperaturas en la base del riser de los escenarios 2 y 3 corresponden a las obtenidas en la descarga de las bombas y en el caso del escenario 1 son las condiciones que se presentan por el flujo natural de la producción.

En la Tabla V.6 se muestra la producción de aceite y agua en cada uno de los escenarios y se puede observar que cuando la presión en la entrada del equipo de procesamiento es menor, los gastos de producción aumentan puesto que la contrapresión del sistema hacia los pozos se reduce. Así pues, la producción del caso base representa aproximadamente el 28% del escenario 2 y el 25% del tercer escenario. Por otra parte el gas manejado en el riser de líquido del caso 3 es menor que los otros dos como consecuencia de la separación a la que se sometió la mezcla original.

Como ya se ha mencionado, el equipo de procesamiento colocado en la base del riser en los casos 2 y 3 da como resultado una corriente monofásica de fluidos, ya sea por la redisolución del gas en el aceite y/o por la separación líquido/gas, así pues el H_L en la base del riser es igual a 1 en estos escenarios. Sin embargo, en estos casos en algún punto del riser comienza nuevamente la liberación del gas como se muestra en la Tabla V.7, de donde se puede observar que en el caso del escenario 2 dicha liberación comienza antes que en el tercero pues la bomba multifásica solo redisolvió el gas en el aceite a diferencia de lo que sucedió con la separación de las fases gas/líquido donde el fluido obtenido en la descarga de la bomba tiene una menor cantidad de gas disuelto y se mantiene en una sola fase hasta los 75 metros antes de llegar al equipo superficial.

En lo referente a la viscosidad, se puede observar que en el escenario 1 ésta sigue en aumento ya que la temperatura y sobre todo la presión siguen disminuyendo. En los escenarios 2 y 3 la viscosidad disminuye hasta que se alcanza el punto de burbujeo debido a la expansión del gas disuelto en el aceite y después va en aumento por la separación de las fases que se da a partir del punto de burbuja.

En el caso del riser de gas del escenario 3, la presión a la salida del separador es suficiente para que el fluido viaje por su propia energía hacia el equipo superficial a donde llega a una presión aproximada de 3 kg/cm^2 .

En este riser se tiene una considerable pérdida de temperatura del fondo a la cabeza del mismo ya que por su naturaleza un gas tiende a que la transferencia de calor con el ambiente se dé con mayor rapidez que cuando se maneja líquido. Para este riser se usó el mismo valor del coeficiente global de transferencia de calor que en los casos anteriores, sin embargo es recomendable usar un aislamiento mayor para evitar la pérdida de temperatura, sobre todo si el gas es susceptible a formar condensados e hidratos.

V.2 Análisis económico preliminar preliminar

Se realizó un análisis económico preliminar con los elementos básicos del sistema simulado de manera tal que se pueda tener un criterio adicional para elegir el sistema de procesamiento submarino más conveniente.

Para realizar un análisis económico preliminar se requieren conocer costos de inversión y operación a lo largo de la vida del proyecto. Entre los costos de inversión se necesitan costos de desarrollo de campos, de sistemas artificiales de producción, de intervenciones a pozos, de infraestructura de equipos de perforación, de instalaciones de producción, de ductos, de mantenimiento a pozos e instalaciones, etc. en cuanto a los gastos de operación se necesitan costos de mano de obra, costos administrativos, etc. Así pues se presentan varios factores en la obtención de dichos costos como modalidades de renta o venta de equipos e instalaciones. Otro factor es la estimación de costos a través del tiempo en que se tiene planeado que dure el proyecto.

A la información de costos mencionado anteriormente no se tiene acceso fácilmente, además dichos costos varían dependiendo de las características y necesidades de cada proyecto.

El Valor Presente Neto (VPN) es el método más conocido para evaluar proyectos de inversión a largo plazo. Estará en función de la inversión previa, las inversiones durante la operación, los flujos netos de efectivo, la tasa de descuento y el número de periodos que dure el proyecto. La obtención del VPN es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos netos de efectivo futuros, originados por una inversión. Consiste en determinar el valor del proyecto en el tiempo 0 de los flujos de efectivo futuros que generan un proyecto y comparar este valor con la inversión inicial. Cuando dicho valor es mayor que la inversión inicial, entonces, es recomendable que el proyecto se lleve a cabo.

Dado que el análisis se realizó en estado estacionario, no se conoce la producción a lo largo del tiempo, tampoco los periodos del proyecto y por ende los flujos de efectivo, por lo tanto se usarán otros indicadores económicos que a continuación se describen.

Uno de los elementos utilizados fue el análisis beneficio-costos, el cuál es una técnica en la que se busca determinar la conveniencia de un proyecto mediante la enumeración y valoración en términos monetarios de los beneficios y costos derivados directa e indirectamente del proyecto. Es una técnica útil aunque subjetiva, ya que se asignan montos de costos y beneficios en el presente y el futuro, lo que provoca que se tengan incertidumbres y riesgos. En términos prácticos la razón beneficio-costos representa el beneficio que se obtiene por cada dólar invertido.

En el análisis beneficio-costos se cuantificaron en dólares los costos y los beneficios de cada caso. Para obtener los costos, se consideraron los elementos de infraestructura principales de cada escenario analizado y se realizó una sumatoria de éstos para así obtener el costo total. En relación a los beneficios, se calculó el monto en dólares de la producción de aceite de cada caso por un año, bajo el supuesto de que se mantendría la misma producción en un año. No se cuantificó la producción de gas ya que es una cantidad mínima por ser un aceite de bajo encogimiento.

Para realizar la cuantificación de los beneficios, se multiplicó la producción de aceite obtenida en cada caso por 365 días y por el precio del barril de aceite, se tomó la premisa de que el costo del barril de crudo fuese de \$52.60 USD, el cuál es el precio de un barril de aceite de 14 °API.

Por último se calculó la razón beneficio entre el costo para cada caso.

Otro de los indicadores económicos calculados fue el costo unitario de producción, el cual representa las operaciones realizadas desde la adquisición de la materia prima requerida hasta su transformación en artículos de consumo o de servicio. Un objetivo de la determinación del costo unitario es conocer el costo de producción de los artículos vendidos y tener una base de cálculo en la fijación de precios de venta, y así poder determinar el margen de utilidad probable.

El costo unitario de producción se obtiene al dividir el costo total por un número de unidades. Para este análisis, se obtuvo el costo unitario de producción al dividir el costo total entre la producción de aceite en un año.

Algunos de los costos de infraestructura utilizados para el análisis económico preliminar se obtuvieron de los siguientes artículos y estudios: Catenary and hybrid risers for deepwater locations worldwide, Junio de 1996, Subsea production Systems for Gas Field Offshore Brazil, 2005, Assessment or subsea production and well systems, octubre del 2004. Se sabe que no son precios actuales, sin embargo es una aproximación, y la mayoría de los costos se repiten en los tres escenarios, lo que significa que se puede hacer una comparación entre el caso base y las dos alternativas de producción.

A continuación se presenta en tablas el análisis económico preliminar realizado para cada caso. Se pueden observar los costos de la infraestructura considerada, así como los ingresos por la producción de un año y el resultado del cálculo de los indicadores económicos utilizados.

Tabla V.9 Análisis económico preliminar del Caso base

CASO BASE			
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO [MMUSD]	TOTAL [MMUSD]
Infraestructura			
Riser flexible (1,000 m)	1	30	30
Jumper (Rígido)	6	1.2	7.2
Múltiple de recolección (6 pozos)	1	25	25
Umbilical (MMUSD/km)	1.5	0.75	1.125
Árbol submarino	6	5.5	33
Pozos			
Pozo	6	100	600
Costo total			696.325

$$Q_o = 18,746 \text{ bpd}$$

$$\text{Ingresos} = 427.85 \text{ MMUSD/año}$$

$$\text{Razón costo beneficio} = 0.52$$

$$\text{Costo unitario de producción} = 101.77 \text{ USD/bbl}$$

Tabla V.10 Análisis económico preliminar de Bombeo Multifásico en la base del riser

BOMBEO MULTIFÁSICO EN LA BASE DEL RISER			
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO [MMUSD]	TOTAL [MMUSD]
Infraestructura			
Riser flexible (1,000 m)	1	30	30
Jumper (Rígido)	6	1.2	7.2
Múltiple de recolección (6 pozos)	1	25	25
Umbilical (MMUSD/km)	1.5	0.75	1.125
Árbol submarino	6	5.5	33
Equipos de proceso			
Bomba multifásica submarina	1	11	11
Pozos			
Pozos	6	100	600
Costo total			707.325

$$Q_o = 66,952 \text{ bpd}$$

$$\text{Ingresos} = 1528.08 \text{ MMUSD/año}$$

$$\text{Razón costo beneficio} = 1.82$$

$$\text{Costo unitario de producción} = 28.94 \text{ USD/bbl}$$

Tabla V.11 Análisis económico preliminar de Separación submarina y bombeo en la base del riser

SEPARACIÓN SUBMARINA Y BOMBEO EN LA BASE DEL RISER			
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO [MMUSD]	TOTAL [MMUSD]
Infraestructura			
Riser flexible líquido (1,000 m)	1	30	60
Riser flexible gas (1,000 m)	1	25	25
Jumper (Rígido)	6	1.2	7.2
Múltiple de recolección (6 pozos)	1	25	25
Umbilical (MMUSD/km)	1.5	0.75	1.125
Árbol submarino	6	5.5	33
Equipos de proceso			
Sistema de separación y bombeo	1	35	35
Pozos			
Pozos	6	100	600
Costo total			756.325

$$Q_o = 72,905 \text{ bpd}$$

$$\text{Ingresos} = 1663.94 \text{ MMUSD/año}$$

$$\text{Razón costo beneficio} = 1.85$$

$$\text{Costo unitario de producción} = 28.42 \text{ USD/bbl}$$

Se puede observar en las tablas anteriores que la razón beneficio-costo para el caso base es de 0.52, lo que nos indica que los costos serán mayores que los ingresos, también se muestra el costo unitario de producción con un valor de 101.77 USD/bbl. Se advierte que los resultados son poco alentadores y que este escenario no es factible económicamente

En el segundo y tercer caso las razones beneficio-costo obtenidas son similares entre estos dos, sin embargo es ligeramente mayor en el escenario de separación submarina y bombeo

con un valor de 1.85 contra 1.82 del escenario de bombeo multifásico, por lo tanto el costo unitario de producción del escenario de bombeo multifásico es mayor con un valor de 28.94 USD/bbl a diferencia del 28.42 USD/bbl del escenario de separación submarina y bombeo en la base del riser.

Al comparar los valores obtenidos de la razón beneficio-costos y el costo unitario de producción en los escenarios planteados, puede concluirse que cualquiera de las dos alternativas de producción con la utilización de procesamiento submarino puede ser aplicable ya que en el caso base se obtuvo un mayor costo unitario de producción y una razón beneficio-costos menor, por lo que los escenarios 2 y 3 son económicamente más factibles que el primero, sin embargo lo que se busca es decidir cuál de las dos opciones de producción submarina es más conveniente de ser aplicada para el caso analizado.

Los indicadores calculados muestran que se va a recuperar más rápido la inversión en el caso de separación submarina y bombeo en la base del riser que en el caso de bombeo multifásico en la base del riser. No obstante, la diferencia entre ambos valores es mínima, porque a pesar de obtener una mayor producción de aceite en el escenario de separación submarina, la infraestructura necesaria es más costosa que en el escenario de bombeo multifásico en la base del riser.

Después de observar los resultados calculados se concluye que el escenario más factible técnica y económicamente para este caso particular es el de bombeo multifásico en la base del riser, ya que la inversión es menor y el beneficio es prácticamente el mismo que se tendría si se escogiera el de separación submarina y bombeo en la base del riser.

Capítulo VI

Conclusiones y recomendaciones

VI.1 Conclusiones

Como se mencionó anteriormente, el objetivo de este trabajo es el análisis técnico de dos sistemas de procesamiento submarino (bombeo multifásico y separación submarina) aplicados al caso de un campo hipotético de crudo extrapesado y gas en aguas profundas (caso base), mediante el uso de un simulador comercial de flujo en tuberías. De esta manera se busca determinar qué sistema resulta ser técnicamente más factible para su aplicación. Del análisis realizado y de los resultados obtenidos se desprenden las siguientes conclusiones:

- ✓ La instalación de los sistemas de procesamiento submarino en la base del riser disminuye la contrapresión en la cabeza de los pozos, lo que causa una mayor producción de aceite, agua y gas.
- ✓ Los gastos de aceite, agua y gas están en función de las presiones de operación de los sistemas de bombeo multifásico submarino y de separación submarino y bombeo; entre menor sea dicha presión de operación, mayor el gasto a obtener.
- ✓ Para una misma potencia de la bomba en los sistemas de bombeo multifásico submarino y separación submarina y bombeo, se obtuvo mayor producción en la bomba monofásica, esto es debido a que se tiene una mayor eficiencia en ésta última, ya que no se maneja gas.
- ✓ El sistema de separación submarina y bombeo proporciona una recuperación de aceite, gas y agua ligeramente mayor que el sistema de bombeo multifásico submarino. Este sistema minimiza el problema de la formación de hidratos de gas ya que las fases viajan en risers diferentes. Otra de las ventajas es que con este sistema se reducen los requerimientos de equipo de proceso en las instalaciones superficiales.

- ✓ El bombeo multifásico es el sistema de procesamiento submarino más simple que existe ya que con solo un equipo se puede manejar la producción de varios pozos, además es el sistema que tendría menos costos de operación e instalación.
- ✓ El calor generado por la bomba multifásica ayuda a disminuir la viscosidad del líquido cuando los fluidos pasan a través de ella ($\Delta\mu_o=28.32$ cp). Este comportamiento también se observa en la bomba monofásica ($\Delta\mu_o=11.2$ cp), aunque en menor medida.
- ✓ Una ventaja económica del sistema de bombeo multifásico es que sólo se emplea un riser, en el que viaja la mezcla de los fluidos producidos.
- ✓ Un buen aislamiento de las líneas de flujo y risers permite que la temperatura del fluido disminuya lentamente, lo que evita problemas de precipitación de parafinas, hidratos o cambios abruptos en los regímenes de flujo.
- ✓ Los sistemas de procesamiento submarino pueden auxiliarse del uso de métodos preventivos para los problemas de aseguramiento de flujo, tales como métodos químicos y métodos térmicos.
- ✓ Los sistemas de procesamiento submarino pueden combinarse con sistemas artificiales de producción. Un ejemplo sería introducir un sistema de bombeo neumático para aligerar la columna de fluidos en los pozos, en el cual se pueda usar el mismo gas producido.
- ✓ Es importante mantener la presión en el yacimiento, ya que de esa forma se conoce el punto en el sistema en el que se presentará el punto de burbuja. La localización de ese punto está en función de las caídas de presión en el sistema y la caracterización del fluido. Si el punto de burbuja se presenta antes de lo que se tenía planeado, se tendrá mayor gas en las tuberías y esto podría afectar el funcionamiento del sistema de bombeo multifásico.

- ✓ Ambos sistemas de procesamiento submarino son una alternativa factible técnica y económicamente para el desarrollo del campo de crudo extrapesado y gas propuesto.
- ✓ Del análisis económico realizado se obtuvo que la razón costo-beneficio de ambos sistemas es similar, ligeramente mayor para el caso de la separación submarina y bombeo en la base del riser, sin embargo el costo de este equipo es muy alto, por lo tanto, se concluye que el escenario más factible técnica y económicamente, para el caso particular en estudio, es el de bombeo multifásico en la base del riser, ya que la inversión es menor y el beneficio es prácticamente el mismo que se tendría si se escogiera el de separación submarina y bombeo en la base del riser.
- ✓ Puede concluirse que si ambos sistemas tiene un buen desempeño para un campo hipotético de aceite extrapesado también se desempeñarán bien para un crudo más ligero, ya que estos fluidos tienen menos pérdidas de presión por elevación y se requerirá menos potencia en las bombas para vencer dichas pérdidas de presión.

VI.2 Recomendaciones

Del análisis realizado al campo hipotético de crudo extrapesado y gas en aguas profundas y los dos sistemas de procesamiento submarino (bombeo multifásico y separación submarina) aplicados a dicho sistema, se desprendieron las siguientes recomendaciones:

- ✓ Se recomienda que se lleve a cabo la aplicación del sistema de bombeo multifásico submarino en la base del riser para un campo con las características mencionadas, ya que los resultados del análisis técnico y económico fueron favorables, sin embargo para dicha aplicación debe realizarse el análisis correspondiente de selección del sistema a utilizarse para el caso particular en estudio.
- ✓ Realizar la simulación del sistema de transporte en un software de producción en régimen transitorio para evaluar el comportamiento del sistema a través del tiempo y verificar que la solución seleccionada sea la mejor.

- ✓ El simulador Pipephase[®] no proporciona herramientas para predecir la formación de parafinas, asfaltenos o hidratos de gas, por lo que se recomienda que se realice un estudio para conocer o predecir las condiciones de presión y temperatura a la cual se presentan dichos problemas para que se adecue la simulación y así evitar tales condiciones de presión y temperatura, o en su defecto verificar en qué momento y en qué parte del sistema se presentarán y buscar una solución.

- ✓ Para una aplicación práctica, se recomienda mantener la temperatura inicial del fluido con aislamiento de tuberías u otro método térmico, ya que al conservar su energía calorífica, el fluido presenta una mejor movilidad debido a que la viscosidad de éste solo cambiaría por la disminución en la presión.

- ✓ Realizar un análisis técnico-económico completo para evaluar la factibilidad de aplicar un sistema de separación submarina y bombeo a un campo de aceite extrapesado y gas en aguas profundas o para sustentar la decisión de aplicar un sistema de bombeo multifásico en la base del riser.

Bibliografía y referencias

Libros

- ✓ Estudio especial de sistemas submarinos, Proyecto Coatzacoalcos Profundos, IMP.
- ✓ Chakrabarti Subrakata K., “Handbook of Offshore Engineering”, Elsevier Ltd., 2005.
- ✓ Bai Yong and Bai Qiang; “Subsea Pipelines and Risers”; Elsevier Ltd; Gran Bretaña, 2005.
- ✓ Peña Chaparro José Luis, “Modelo para análisis de sistemas de producción y aseguramiento de flujo en aguas profundas”, Tesis de maestría, México D.F., Junio de 2008.
- ✓ Viejo Zuricabay Manuel, “BOMBAS Teoría, diseño y aplicaciones”, Editorial Limusa, México, Segunda edición 1975.
- ✓ Scott Stuart L. et. al., “Assessment of Subsea Production and Well Systems”, Department of Petroleum Engineering Texas A&M University College Station, Texas, Octubre 2004.
- ✓ McCain William D. “The properties of petroleum fluids”, PennWell Books, Tulsa Oklahoma, USA, 1990.
- ✓ PIPEPHASE 9.2 Reference Manual, INVENSYS, Simulation Sciences (SimSci), 2007.
- ✓ PRO/II 8.2 Reference Manual, INVENSYS, Simulation Sciences (SimSci).

Artículos

- ✓ Caulfield Iain et. al. “Manejo de proyectos de terminación de pozos marinos”, Oilfield Review, Schlumberger, Verano del 2007.
- ✓ Christie Alan et. al., “Soluciones submarinas”, Oilfield Review, Schlumberger, Primavera del 2000.
- ✓ Maclachlan Malcolm, “An Introduction to Marine Drilling”, Oilfield Publications Ltd., Inglaterra, Marzo, 1987.
- ✓ Stecki Jacek, “Production Control Systems – An introduction”, Exploration & Production: The oil & gas Review 2003.
- ✓ SPE 23049, “The VASPS Subsea Separation and Pumping System Applied to Marginal Field Developments”, A.C. Baker, Baker Jardine & Assocs. Ltd., and J.H. Entress, BJA-Mentor Production Systems Ltd., Septiembre de 1991.

- ✓ Amin Amin et. al., “Desarrollo Submarino desde el Medio Poroso hasta el Proceso”, Revista Oilfield Review, Schlumberger, Verano de 2005.
- ✓ “Hydrodynamic Slug Size in Multiphase Flowlines”, Feesa Ltd Case Study, 2003.
- ✓ Olson Sven “Multiphase Pumps Solve Liquid Loading”, The American Oil & Gas Reporter Review, Mayo 2006.
- ✓ Curtis Carl et. al. “Yacimientos de petróleo pesado”, Oilfield Review, Schlumberger, Invierno 2002/2003.
- ✓ Parshall Joel, “New Field Development: Brazil Parque das Conchas Project Sets Subsea Separation, Pumping Milestone”, Revista JPT, Septiembre 2009.
- ✓ Ami Hinkle and M. Batzle, “Heavy oils: A worldwide overview”, Colorado School of Mines, USA, Junio 2006.
- ✓ Do Vale O.R. et. al., OTC 14003, “VASPS Installation and Operation at Campos Basin”, Petrobras and ENI S.p.A. Agip Exploration and Production Division, 2002.
- ✓ Ribeiro G.A.S. et. al., SPE 95039, “VASPS Prototype in Marimba Field – Workover and re-Start”, Petrobras, SPE and UENF/LENEP, 2005.
- ✓ Grimstad Haakon J., SPE 88562, “Subsea Multiphase Boosting – Maturing technology Applied for Santos Ltd’s Mutineer and Exeter field”, Framo Engineering AS, 2004.
- ✓ Scott S.L., and Devegowda D. SPE 84045, “An Assessment of Subsea Production Systems”, Texas A&M University, 2003.
- ✓ Stephen A. Hatton and Dr Hugh Howells, “Catenary and hybrid risers for deepwater locations worldwide”, Junio de 1996.
- ✓ “Subsea production Systems for Gas Field Offshore Brazil”, Federal University of Rio de Janeiro, International Student Offshore Design Competition 2005.
- ✓ Scott S.L., and Devegowda D. “Assessment or subsea production and well systems”, Texas A&M University, Octubre del 2004.

Catálogos y pósters

- ✓ Catálogo CAMERON: Modular Dual Bore Christmas Trees.
- ✓ Catálogo CAMERON: MOSAIC, Modular Subsea and Integrated Completions.
- ✓ Catálogo CAMERON: SpoolTree Subsea Production System.
- ✓ Catálogo CAMERON: SpoolTree Subsea Christmas Trees.

- ✓ Catálogo CAMERON: Subsea Manifolds.
- ✓ Catálogo CAMERON: Subsea Connections.
- ✓ Catálogo FMC Technologies: Subsea Control Systems.
- ✓ Catálogo FMC Technologies: Subsea All Electric Systems.
- ✓ Catálogo FMC Technologies: ROVCON Tie-in Systems.
- ✓ Catálogo FMC Technologies: Subsea Tie-in Systems.
- ✓ Catálogo FMC Technologies: Subsea Processing.
- ✓ Catálogo IFP Drilling & Production: Flowlines, Umbilicals and Riser Systems.
- ✓ Póster: Deepwater Production Riser Systems and Components, Offshore Magazine, Noviembre 2010.

Internet

- ✓ <http://www.mms.gov/glossary/>
- ✓ <http://www.umbilicals.com/ProductCenter/CableConfigure.aspx>
- ✓ http://www.technip.com/english/html_top/glossaire.htm
- ✓ <http://www.offshore-technology.com/projects/petrobras/>
- ✓ <http://www.petroleo.com/pi/secciones/pi/es/main/in/archivo/articulos/>
- ✓ <http://www.rov.org/info.cfm>
- ✓ <http://www.sulzerpumps.com/>
- ✓ <http://www.bornemann.com/>
- ✓ http://www.leistritzcorp.com/screw_pumps.cfm
- ✓ <http://www.subseaiq.com>
- ✓ <http://www.rigzone.com/>
- ✓ <http://pymesfuturo.com/>
- ✓ <http://www.gestiopolis1.com/>
- ✓ <http://www.mitecnologico.com/>
- ✓ <http://www.docstoc.com/docs/>
- ✓ <http://sigc.uqroo.mx/>
- ✓ <http://www.ingenieriasimple.com/problemas/CostoBeneficio.ppt>
- ✓ <http://www.ii.iteso.mx/I>
- ✓ <http://www.osh.com.mx>

Presentaciones

- ✓ Stevens Keith, “Flow Assurance Experience and Challenge”, Shell International Exploration and Production Inc., Houston, Enero 2005.
- ✓ Lindsey-Curran Christopher, “Aseguramiento de Flujo”, BP, Misión de la SUT a México, Marzo 2004.
- ✓ Puccini Piero, “Perdido Basin Joint Study: Pipelines, Flowlines and Risers”, Shell Exploration y Production.
- ✓ Tosta Luiz, “Bombeamento Multifásico”, Workshop PEMEX-PETROBRAS, Octubre 2008.
- ✓ Valdir Estevam, “Tecnología BCSS aplicada no bombeamento submarino”, Workshop PETROBRAS-PEMEX, Octubre 2008.
- ✓ Vivas Fabiola, “Sistemas Artificiales de Producción: Bombeo Electrocentrífugo”, Marzo 2010.