

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

DISEÑO DE UNA ESTRATEGIA DE ASEGURAMIENTO DE FLUJO PARA UN SISTEMA SUBMARINO DE RECOLECCIÓN DE GAS EN UN CAMPO COSTA AFUERA

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Daniel F. Solaque L.
Para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo

Caracas, junio de 2018

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

DISEÑO DE UNA ESTRATEGIA DE ASEGURAMIENTO DE FLUJO PARA UN SISTEMA SUBMARINO DE RECOLECCIÓN DE GAS EN UN CAMPO COSTA AFUERA

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Lisbeth Miranda

TUTOR INDUSTRIAL: Prof. Luis Mendoza

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Daniel F. Solaque L.
Para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo

Caracas, junio de 2018

Caracas, 8 de junio de 2018

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Daniel F. Solaque L. titulado:

**DISEÑO DE UNA ESTRATEGIA DE ASEGURAMIENTO DE
FLUJO PARA UN SISTEMA SUBMARINO DE
RECOLECCIÓN DE GAS EN UN CAMPO COSTA AFUERA**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el (los) autor (es), lo declaran APROBADO.



Prof. Sandro Gasbarri

Jurado



Prof. Yujeisly Reina

Jurado



Prof. Lisbeth Miranda

Tutor Académico

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a la Universidad Central de Venezuela que, gracias a su resiliencia, se mantiene de pie venciendo las sombras de las crisis, formando profesionales capaces y con altos niveles de adaptación. A la profesora Lisbeth Miranda por su humildad y por extenderme su brazo académico para la realización de este trabajo. Al Ingeniero Luis Mendoza, por ser mi amigo y ejemplo de disciplina para cumplir mis metas. Al profesor Pedro Díaz, al profesor Alberto Vegas y sobre todo al profesor Daniel Guarate quien es un buen amigo y ejemplo de docencia.

A mi madre Amelia López y mi Padre Carlos Solaque. Mis hermanos Diego, María Isabel y Claudia Solaque. A mí amada Alexandra por ser mi gran apoyo en estos años y por darme una segunda familia: Alexander, Marianela y Andrés Rendón. A Silvano Morgado, Rafael e Irene Palma, Sr Pedro y Sra. Carmen de Rivas por todos ser mi familia.

A mis ahijados: Samuelito, Mía Estefanía y Daniela.

A la red de amigos que cree estudiando en esta institución: A Pi Villa, Jesús Ramos, Jordi Ginesta, Ruschin Misrri, Nancy Zamora, A los hermanos Tefa Y Frederick lares, Andreina Chumpitaz, Fidel Cornieles, Carlos Eduardo, Verónica Asuf, Thais Castro, Cristian Márquez, Fabiana Andreina Rangel, Charbel Wanness (y su familia), Fabián Flores, María Victoria, Brian Torres, Manuel Cámara, Hanadi, Kathe La cruz, Domingo Páez, Crisóstomo, Alejandro Virgos, Alberto Garcia Navarro, Khanan Asfour, Roglis, Marcos Gil, Carlos Michinel, Carlos Penalver, Samderson Roa, Luis Sardi, Alejandro Exposito, Andres Azpurua y Andric Sosa.

A la Universidad Simón Bolívar, que considero mi segunda casa de estudios y a toda la red de amigos que cree en esta institución: Eduardo Veli, Pedro Medina, Emiliana Mendoza, Carlos Hernández, Aracelis Sunico y Brayan Villamizar.

A mis amigos: Wilfredo Rojas, Gabriel Betancourt, Edmundo Gonzales, Guillermo Toro, David Soto, Michel Cichette, Carlitos, Vincenzo, Estefanía Mora, Romina Testa, Robert Naranjo y Romaily Pérez.

Daniel F. Solaque L.

DISEÑO DE UNA ESTRATEGIA DE ASEGURAMIENTO DE FLUJO PARA UN SISTEMA SUBMARINO DE RECOLECCIÓN DE GAS EN UN CAMPO COSTA AFUERA

Tutor académico: Prof. Lisbeth Miranda. Tutor industrial: Prof. Luis Mendoza. Tesis. Ciudad, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2018. 158 páginas.

Palabras claves: Recolección de gas, Costa afuera Venezuela, Simulación dinámica, Aseguramiento de flujo, Gas natural.

RESUMEN: El aseguramiento de flujo tiene su filosofía en el diseño, aplicación de técnicas y estrategias que permiten la producción de hidrocarburos de manera ininterrumpida. En el caso de campos costa afuera, las condiciones hostiles que se presentan en este tipo de ambientes convierten el aseguramiento de flujo en uno de los tópicos más importantes durante el diseño del sistema de producción, debido a la dificultad y el elevado costo de intervención por taponamiento a causa de las incrustaciones de hidratos y otras problemáticas en las líneas de recolección. En el presente Trabajo Especial de Grado se expone inicialmente un completo estado del arte sobre el aseguramiento de flujo de gas costa afuera, orientado a los campos de la Plataforma Norte del Golfo de Paria en Venezuela, donde actualmente existe el proyecto Mariscal Sucre, que ha confirmado la presencia de importantes acumulaciones de gas natural. Este trabajo muestra, mediante el uso de una herramienta computacional de simulación dinámica, un estudio en régimen transitorio de la incidencia de la variación del flujo volumétrico de gas producido y la temperatura, en el diseño de un sistema submarino de recolección de gas costa afuera. En dicho estudio se aplican diferentes escenarios de simulación, que demuestran la factibilidad de diseñar un óptimo diámetro interno y aislamiento térmico de la tubería, para prevenir y mitigar problemas como flujo *slug* y acumulación de hidratos. También se muestra, a través de simulaciones, el impacto efectivo de actividades operacionales como el rampeo, estrangulación y despresurización en el sistema de recolección, para remediar los problemas mencionados. El presente trabajo se realizó a partir de una recopilación bibliográfica y la donación de data confidencial por parte de una empresa que opera en el campo Dragón, por lo que fue posible construir un modelo característico lo suficientemente preciso de este campo.

ÍNDICE

LISTA DE FIGURAS	xii
LISTA DE TABLAS	xvii
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	3
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
1.1 Problema	3
1.2 Objetivos de la investigación	5
1.2.1 Objetivo General	5
1.2.2 Objetivos Específicos	5
1.3 Justificación	6
1.4 Limitaciones	7
CAPITULO II	9
MARCO TEÓRICO	9
2.1 Producción submarina costa afuera	9
2.1.1 Instalaciones de producción submarina	9
2.1.2 Proceso del sistema de producción submarina	10
2.2 Consideraciones para el diseño y selección del sistema de producción submarina	12
2.2.1 Consideraciones físico-ambientales	13
2.2.2 Condiciones geográficas	16
2.2.3 Condiciones por profundidad o talud de agua	17
2.2.4 Estructuras de superficie	17
2.2.5 <i>Riser</i>	18

2.3	Arquitectura submarina _____	21
2.3.1	Cabezal submarino _____	21
2.3.2	Árboles de producción submarinos _____	22
2.3.3	Colgadores de tubería _____	25
2.3.4	<i>Jumper</i> _____	25
2.3.5	<i>Manifolds</i> _____	26
2.3.6	Líneas umbilicales _____	28
2.3.7	Líneas de flujo (LF) _____	28
2.4	Descripción general de los proyectos costa afuera en Venezuela _____	29
2.4.1	Proyecto Plataforma Deltana _____	29
2.4.2	Proyecto Mariscal Sucre _____	30
2.4.3	Proyecto Rafael Urdaneta _____	31
2.4.4	Área o Proyecto Carúpano Este _____	32
2.4.5	Área del Golfo de Paria Este/Oeste _____	32
2.4.6	Complejo Industrial Gran Mariscal Ayacucho (CIGMA) _____	33
2.4.7	Resumen de las reservas probadas de Gas Costa Afuera en Venezuela a junio de 2014 _____	34
2.5	Área de estudio: Plataforma Norte Península de Paria (PNPP) _____	36
2.5.1	Descripción geográfica _____	36
2.5.2	Dinámica y meteoceánica de la PNPP _____	36
2.5.3	Unidades morfológicas de interés _____	38
2.6	Aseguramiento de Flujo _____	38
2.6.1	Objetivo del Aseguramiento de Flujo _____	40
2.6.2	Importancia del Aseguramiento de Flujo _____	41
2.6.3	Características que considera el Aseguramiento de Flujo 41	

2.6.4	Factores que afectan el Aseguramiento de Flujo en el sistema de producción _____	43
2.6.5	Acumulación de Hidratos _____	49
2.6.6	Estrategias para el aseguramiento de flujo _____	56
2.6.7	Manejo térmico _____	58
2.6.8	Manejo con tratamientos químicos _____	62
2.6.9	Remediación mecánica _____	64
2.6.10	Despresurización _____	67
2.7	Flujo Multifásico _____	67
2.7.1	Características especiales del flujo multifásico _____	69
2.7.2	Modelamiento de flujo multifásico _____	69
2.7.3	Parámetros de flujo multifásico _____	70
2.7.4	Patrones de Flujo _____	74
2.7.5	Flujo <i>slug</i> _____	77
2.8	Simulación de flujo multifásico _____	82
2.8.1	Origen de la simulación de fluidos _____	83
2.8.2	La herramienta computacional OLGA _____	84
2.8.3	Características fundamentales de OLGA _____	85
2.8.4	Ecuaciones aplicadas para fluido multifásico en OLGA _____	86
2.8.5	Esquema numérico de OLGA _____	89
2.8.6	Modelo de simulación en OLGA _____	91
2.8.7	Caracterización de fluidos _____	105
2.8.8	Ajuste y calibración del modelo _____	106
2.8.9	Modelo de partículas de OLGA _____	106
CAPÍTULO III _____		107
MARCO METODOLÓGICO _____		107
3.1	Recopilación y análisis de la información _____	107
3.2	Construcción del modelo de simulación _____	108

3.2.1	Modelado del fluido en estudio _____	109
3.2.2	Modelado del sistema submarino de recolección _____	112
3.3	Análisis transitorios a partir del Modelo Generado _____	117
3.4	Diámetro y aislamiento inicial en el sistema _____	119
3.5	Patrón de flujo y acumulación de líquido en la tubería _____	120
3.5.1	Incremento del caudal o rampeo _____	121
3.5.2	Estrangulación del flujo en la entrada a la plataforma _____	121
3.6	Paro de la producción y formación de hidratos en la tubería _____	122
3.6.1	Paro del sistema _____	122
3.6.2	Espesor de aislante durante el paro _____	122
3.6.3	Reinicio del sistema y despresurización _____	124
3.7	Reporte Final de los Resultados _____	124
CAPÍTULO IV _____		126
RESULTADOS Y DISCUSIONES _____		126
4.1	Resultados del Modelo de fluido. _____	126
4.2	Resultados del Modelo de producción costa afuera. _____	127
4.3	Resultados del diámetro y aislamiento inicial en el sistema _____	128
4.4	Resultados de flujo tapón y acumulación de líquido en la tubería _____	131
4.5	Resultados del incremento del caudal o rampeo _____	138
4.6	Resultados de la estrangulación del flujo en la entrada al CPF _____	141
4.7	Resultados del paro de la producción _____	144
4.8	Resultados del espesor de aislante durante el paro _____	144
4.9	Resultados del reinicio del sistema y despresurización _____	146

CONCLUSIONES	153
RECOMENDACIONES	155
BIBLIOGRAFÍA	156

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 Instalación de producción submarina en aguas profundas	12
Figura 2.2 Anclajes dependiendo de las condiciones topográficas y del suelo marino	17
Figura 2.3 Estructuras apoyadas o ancladas verticalmente en el lecho marino	18
Figura 2.4 Carrete de <i>riser</i> flexible	19
Figura 2.5 Instalación de <i>riser</i> rígido	20
Figura 2.6 <i>Riser</i> híbrido	20
Figura 2.7 <i>Risers</i> en forma de catenaria	21
Figura 2.8 Cabezal submarino instalado en el lecho marino	22
Figura 2.9 Comparación de la configuración de un árbol vertical y un horizontal	24
Figura 2.10 Árbol submarino horizontal	25
Figura 2.11 Operaciones para instalar un <i>jumper</i>	26
Figura 2.12 Tipos de <i>manifolds</i>	27
Figura 2.13 Configuración de una conexión de línea umbilical con SDU	28
Figura 2.14 Líneas de flujo en un sistema de producción submarino	29
Figura 2.15 Ubicación Geográfica Proyecto Plataforma Deltana	30
Figura 2.16 Ubicación Geográfica Proyecto Mariscal Sucre	31
Figura 2.17 Campo Rafael Urdaneta	32
Figura 2.18 Ubicación Geográfica área Golfo de Paria Este/Oeste	33
Figura 2.19 Esquema y Ubicación de CIGMA	34
Figura 2.20 Concepto del aseguramiento de la producción	38
Figura 2.21 Funcionamiento del aseguramiento de flujo	42
Figura 2.22 Acumulación de sólidos y bacheo en el sistema de producción submarino	43

Figura 2.23 Envolvente de precipitación de asfáltenos _____	44
Figura 2.24 La acumulación de arena en tubería _____	45
Figura 2.25 Depositación de parafinas _____	45
Figura 2.26 Diagrama de fases de ceras _____	46
Figura 2.27 Problemas con incrustaciones en líneas de flujo _____	47
Figura 2.28 Línea de flujo afectada por la corrosión _____	48
Figura 2.29 Estructura de una espuma _____	49
Figura 2.30 Diagrama de fase de hidratos _____	53
Figura 2.31 Formación de hidratos en tuberías y equipo de tratamiento en superficie _____	55
Figura 2.32 Proceso para el diseño y evaluación de estrategias en la función del aseguramiento de flujo _____	57
Figura 2.33 Transferencia térmica _____	59
Figura 2.34 Ejemplo de aislamiento en una tubería _____	60
Figura 2.35 Configuración <i>pipe-in-pipe</i> _____	61
Figura 2.36 Tratamientos químicos _____	63
Figura 2.37 Funcionamiento de la corrida de diablo _____	66
Figura 2.38 Operaciones en tuberías con corridas de cochino o diablos _____	67
Figura 2.39 Modelamiento de flujo multifásico _____	70
Figura 2.40 Retención de líquido y fracción vacía _____	71
Figura 2.41 Caída de presión en flujo multifásico _____	74
Figura 2.42 Patrones de flujo considerados en tuberías horizontales y relativamente horizontales _____	75
Figura 2.43 Patrones de flujo en tuberías verticales y relativamente verticales _____	76
Figura 2.44 Proceso de formación y disipación de un tapón de líquido	79
Figura 2.45 Tapón de líquido formado por la topografía del terreno ____	80
Figura 2.46 Tapón de líquido formado por operaciones de <i>pigging</i> ____	81

Figura 2.47 Inundación del separador durante la llegada del tapón de líquido _____	82
Figura 2.48 Flujo de información entre las ecuaciones del modelo de OLGA _____	87
Figura 2.49 Modelo gráfico de un caso básico en OLGA _____	93
Figura 2.50 Diferencias entre nodo cerrado y nodo de presión _____	94
Figura 2.51 Nodo de unión y nodo de división en un sistema modelado en OLGA _____	94
Figura 2.52 Discretización de las tuberías en OLGA _____	95
Figura 2.53 Filtrado del perfil geométrico de la tubería en OLGA _____	97
Figura 2.54 Fuente de masa en un modelo de OLGA _____	98
Figura 2.55 Especificaciones de las paredes que conforman las tuberías _____	99
Figura 2.56 Seccionamiento de los materiales de las paredes de las tuberías _____	100
Figura 2.57 Analogía eléctrica en la transferencia de calor por conducción para paredes dispuestas en serie _____	101
Figura 2.58 Convección forzada en agua y aire. _____	102
Figura 2.59 Punto de medición o gráfico de tendencia en OLGA _____	103
Figura 2.60 Archivos manejados por OLGA _____	104
Figura 3.1 Algoritmo para caracterizar el fluido en Multiflash _____	109
Figura 3.2 Elección de la ecuación de estado _____	110
Figura 3.3 Composición del fluido ingresada a Multiflash _____	111
Figura 3.4 Configuración de la herramienta para la generación de la envolvente del fluido en estudio _____	111
Figura 3.5 Configuración de la herramienta para la saturación del fluido en estudio con agua _____	112
Figura 3.6 Perfil topográfico modelo de una de las líneas de flujo la red. _____	113

Figura 3.7 Variación de la temperatura ambiente de la zona con respecto a la profundidad del mar _____	114
Figura 3.8 Generación de la pared de las tuberías en OLGA _____	115
Figura 3.9 Perfil medido en pies de una línea de flujo de recolección de gas en la PNGP _____	116
Figura 3.10 Línea de flujo de estudio _____	118
Figura 3.11 Curva de hidratos para el gas en estudio _____	123
Figura 3.12 Ubicación del <i>leak</i> en el sistema _____	124
Figura 4.1 Envoltorio de fase para el fluido en estudio _____	126
Figura 4.2 Modelo de producción costa afuera _____	128
Figura 4.3 Presiones a lo largo de la tubería para distintas configuraciones de diámetro _____	129
Figura 4.4 Temperatura a lo largo de la tubería para distintas configuraciones de aislante _____	130
Figura 4.5 Regímenes de flujo a lo largo de la tubería para el caudal de 20 MMPCED (caso crítico) _____	132
Figura 4.6 Regímenes de flujo a lo largo de la tubería para el caudal de 100 MMPCED _____	133
Figura 4.7 Regímenes de flujo a lo largo de la tubería para el caudal de 200 MMPCED _____	134
Figura 4.8 Comportamiento del caudal de líquido en la salida de la tubería a los diferentes flujos de estudio _____	135
Figura 4.9 Comportamiento de la presión a los distintos flujos de estudio _____	136
Figura 4.10 Volumen acumulado y tiempo de equilibrio para un flujo de gas de 20 MMPCED _____	137
Figura 4.11 Volumen acumulado y tiempo de equilibrio para un flujo de gas de 200 MMPCED _____	138
Figura 4.12 Comparación de los volúmenes acumulados en el tiempo a los diferentes flujos volumétricos de estudio _____	138

Figura 4.13 Efectos del rampeo sobre la tasa de agua y el flujo de salida a través del tiempo _____	139
Figura 4.14 Comportamiento de la presión y la tasa de gas en la salida de la tubería tras el rampeo _____	141
Figura 4.15 Efecto de la estrangulación del flujo sobre el caudal de líquido _____	142
Figura 4.16 Efecto de la estrangulación del flujo sobre la presión _____	143
Figura 4.17 Apertura de la válvula en el tiempo _____	144
Figura 4.18 Curva de formación de hidratos, para el gas en estudio_	146
Figura 4.19 Comportamiento de la variable DTHYD a lo largo de la tubería para los distintos espesores de aislantes estudiados _____	146
Figura 4.20 Caudales tomados en la salida de la tubería en metodología de arranque de la producción _____	148
Figura 4.21 Comportamiento de la variable DTHYD a lo largo de la tubería para los distintos tiempos de despresurización _____	151
Figura 4.22 Caídas de presiones a lo largo de la tubería para los distintos tiempos de despresurización _____	151
Figura 4.23 Flujo de volúmenes a través de la tubería _____	152

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1 Reservas probadas de Gas Costa Afuera _____	35
Tabla 3.1 Composición del gas base seca _____	110
Tabla 3.2 Modelo térmico de los materiales que conforman la línea de flujo. _____	115
Tabla 4.1 Composición final del fluido saturado con agua. _____	127
Tabla 4.2 Efectos en la variación de la apertura de la válvula. _____	143

INTRODUCCIÓN

El aseguramiento de flujo es una disciplina de la ingeniería que asegura o garantiza que los fluidos hidrocarburos sean transportados a través del sistema de producción de una manera segura y económica desde el yacimiento hasta los puntos de exportación en un entorno determinado durante el tiempo de vida de un proyecto. El tema del aseguramiento de flujo es muy diverso, ya que abarca muchos temas especializados y se apoya en todo tipo de disciplinas, tales como la hidráulica, termodinámica, mecánica, química y la ingeniería de software. Las actividades del aseguramiento de flujo están dirigidas a la implementación de diseños termo-hidráulicos, evaluación de sistemas de producción/transporte, así como la remediación de posibles problemas que puedan presentarse en las líneas causando el paro del flujo. Los métodos actuales para la mitigación de las diferentes problemáticas ya no se enfocan solamente al aspecto correctivo, sino que con el paso de los años las pruebas en laboratorio y el desarrollo de herramientas de software les han proporcionado a los ingenieros la habilidad de modelar las condiciones del flujo con datos de campo y predecir gran parte de los problemas en el flujo y mitigarlas de forma rápida y rentable.

En general, el modelamiento del movimiento de los fluidos (agua, petróleo, gas y sólidos) implica resolver un sistema de ecuaciones acopladas dentro de un software para predecir correctamente el comportamiento de los fluidos. Existen herramientas computacionales de simulación tales como el software OLGA de la compañía Schlumberger, que es una herramienta de simulación dinámica de flujo multifásico y monofásico en líneas de producción y transporte, junto a Multiflash, el cual es un software caracterizador de fluidos, mediante el

cual se determinan las propiedades de un fluido a partir de tablas pre-calculadas en función de la Presión y la Temperatura.

No obstante, el caso de la explotación de yacimientos de gas natural, no es una tarea fácil, y es que debido a las condiciones extremas de presión y temperatura que experimentan los fluidos producidos desde el yacimiento hasta las instalaciones superficiales, estos presentan cambios físico-químicos complejos que pueden derivar en problemas serios en la producción, tales como la obstrucción de las líneas de flujo por la formación de hidratos.

En la actualidad, en Venezuela se lleva a cabo desarrollos de campos costa afuera de gas natural con grandes desafíos en el transporte por las condiciones del mismo en cuanto a su naturaleza y la variabilidad en las operaciones, situación que obliga al planteamiento de diversos escenarios y el desarrollo de alternativas de solución del tipo predictivo-preventivo como las que se desarrolla en este trabajo donde se pretende generar escenarios con el fin de determinar el diámetro y el aislamiento necesario para la tubería de recolección comprendida entre el cabezal del pozo y la base del *riser* para evitar la formación de hidratos en situaciones críticas así como también con el objetivo de estudiar inestabilidades de producción como acumulación de líquido en la base del *riser* y flujo tipo tapón, durante diferentes etapas de la vida del campo causadas por la disminución de la presión y del caudal así como también por el aumento del gas en producción para identificar la necesidad de evaluar y aplicar alternativas de mitigación.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 Problema

La demanda de recursos energéticos va ligada con la estimación de crecimiento de la población mundial; por ello es fundamental el desarrollo de estrategias energéticas, pues los recursos naturales para generar energía a través de hidrocarburos no solo se limitan a la cantidad que se encuentra almacenada en yacimientos, si no a los costos requeridos para extraer y producir la mayor cantidad de estos; hoy por hoy la infraestructura de producción con la que hoy se cuenta no necesariamente permite satisfacer de manera óptima tal demanda, se requieren nuevos procesos que optimicen los trabajos producción de los hidrocarburos, especialmente del gas natural que actualmente suple más de un cuarto de la energía requerida a nivel mundial por hogares, negocios, vehículos, industrias y plantas de energía y del cual se espera que en los siguientes 20 años su consumo aumente en un 50 por ciento.

En Venezuela la producción de gas Costa Afuera más importante corresponde al Proyecto Mariscal Sucre cuyo plan de explotación consiste en desarrollar 4 campos, Rio Caribe, Mejillones, Dragón y Patao con el fin de llegar a producir más de 1.200 MMPCD en los próximos años (PDVSA, 2014). El proyecto busca destacar la importancia de aseguramiento de flujo de los esquemas submarinos de producción temprana en estos campos, con el fin de evaluar la estabilidad operacional del sistema al mínimo, máximo caudal de gas y la posible formación de hidratos e inestabilidades de la producción

durante diferentes etapas de la vida del campo. Principalmente porque estos depósitos pueden ser suficientemente severos como para impedir el flujo hacia las instalaciones de superficie, y además generan cuantiosas pérdidas económicas. El desarrollo de este campo está previsto mediante la perforación de pozos productores de gas libre (gas no asociado al petróleo). El sistema de recolección está conformado por los pozos productores del campo y un gasoducto de exportación hacia tierra firme.

Sin embargo, es de notar que el desarrollo de campos costa afuera implica numerosos riesgos y altos costos operacionales en zonas de potencial explotable: durante el transporte de los fluidos desde el pozo hacia las instalaciones de superficie, se presentan cambios drásticos en la presión, temperatura y composición. Así que se debe encontrar la forma adecuada para obtener el mayor beneficio económico y seguro para la producción de hidrocarburos.

En la mayoría de los casos sino se implementa ninguna estrategia de aseguramiento de flujo durante el diseño del sistema se producirán problemas como acumulaciones de sólidos que dificultan el flujo e incluso lo detienen completamente incrementando los costos y disminuyendo las ganancias. Adicionalmente se producen problemas de transporte derivados por formación de hidratos y otros problemas como caudales inestables por la acumulación de líquidos en la base del *riser* que generan la formación de tapones de líquidos.

En base a lo anteriormente mencionado se realiza un estudio en estado transitorio de la línea de flujo, con la finalidad de asegurar la producción. Dicho estudio se lleva a cabo principalmente mediante los análisis de los cambios en el flujo volumétrico del gas producido y el paro de la producción del sistema, para dar solución a problemas como el flujo tapón, la acumulación de líquido y la formación de hidratos.

Los estudios se hacen a través de simulaciones producidas por una herramienta computacional que como tal es un software dinámico de flujo, adecuado para entender los efectos del diámetro y aislamiento necesario en la tubería de recolección comprendida entre el cabezal del pozo y base del *riser*, desarrollando una estrategia optima de aseguramiento de flujo en casos críticos como bajo caudal paro de producción, cambios en la temperatura ambiente, para la atenuación o eliminación de las inestabilidades para estos casos críticos.

1.2 Objetivos de la investigación

1.2.1 Objetivo General

Diseñar una estrategia de aseguramiento de flujo para un sistema submarino de recolección de gas costa afuera.

1.2.2 Objetivos Específicos

- a) Recopilar y revisar la información disponible sobre aseguramiento de flujo y su aplicación en la industria petrolera costa afuera.
- b) Desarrollar un modelo de producción costa afuera basado en información de artículos técnicos en el área.
- c) Desarrollar un modelo de fluido utilizando una herramienta computacional e información de estudios previos.
- d) Recopilar parámetros de diseño de las tuberías y perfil topográfico de los tramos de producción a simular.
- e) Generar un modelo base determinando el diámetro y el aislamiento requeridos en la tubería de recolección para cumplir con las condiciones de operación en el área de estudio.
- f) Determinar la presencia de inestabilidades de producción como flujo tipo tapón y acumulación de líquido en la tubería, a diferentes flujos volumétricos de producción.
- g) Evaluar y aplicar alternativas de mitigación de las inestabilidades mencionadas en el objetivo anterior.

- h) Diseñar un modelo de la tubería de recolección que permita prevenir y mitigar la formación de hidratos, ante un escenario de paro de la producción.

1.3 Justificación

Para llegar a las plataformas o buques de producción, los fluidos provenientes de los yacimientos deben desplazarse a través de todo el *tubing* de producción, y el sistema de producción submarino. Debido a las características específicas de los fluidos de producción, su patrón de flujo y a su tendencia a formar hidratos cuando se modifican las condiciones de presión, temperatura y composición, el transporte de estos fluidos desde los yacimientos de campos en aguas profundas puede resultar bastante complejo. Factores, que actúen en forma independiente o en conjunto, como los cambios de presión y temperatura, pueden producir acumulación de incrustaciones, hidratos, asfáltenos o parafinas en las líneas de flujo submarinas. Estos depósitos pueden ser suficientemente severos como para impedir el flujo hacia las instalaciones de procesamiento de superficie. Los taponamientos, además de problemas operacionales, generan cuantiosas pérdidas económicas, no sólo por la disminución en la producción, sino también por el daño en los equipos y las tuberías. De lo anterior, la importancia en el conocimiento y creación de conciencia sobre lo que el aseguramiento de flujo significa el éxito de las operaciones de producción costa afuera. A partir de este Trabajo Especial de Grado se puede mostrar dicha importancia y acercar a los lectores de manera muy práctica a algunas soluciones de ingeniería que bajo determinadas condiciones ambientales y de infraestructura local, podrán adoptarse en los sistemas de producción de los diferentes campos costa afuera.

Para evitar o manejar de manera segura los problemas o accidentes operativos a causa de estos eventos transitorios es necesario modelar y

simular en forma dinámica, todos y cada uno de los modos y maneras de operación normal y de contingencia, que se puedan generar durante la vida útil del activo, incluyendo los cambios en los componentes del sistema, los incrementos o recorte en la producción y el crecimiento del campo. Además de tomar una actitud preventiva, se debe mitigar los márgenes de riesgo de operación.

Los simuladores de estado estacionario asumen que todos los caudales, presiones, temperaturas, entre otros, son constantes a través del tiempo, mientras que los simuladores de estado transitorio muestran las variaciones en los parámetros tales como la presión, la temperatura, caudales de gas y líquidos como una función del tiempo.

El tener un flujo de gas con presencia de líquido en las tuberías da origen a la formación de patrones de flujos no deseados que dificultan aún más el transporte, con velocidades y presiones críticas en algunos tramos, que producen daños a las redes de gasoductos, reducción de diámetro disponible al flujo por formación de hidratos entre otros problemas que afectan la producción del campo.

Este estudio permitirá predecir considerando la variable tiempo, el comportamiento de la tubería de recolección comprendida entre el cabezal del pozo y la base del *riser* durante diferentes eventos operacionales y considerando un flujo monofásico de gas.

1.4 Limitaciones

Aunque se obtuvo información confiable de fluidos y características de la producción real en los campos Dragón y Mejillón del proyecto Mariscal Sucre, esta no fue suficiente debido a que en el país la información de campo real sobre desarrollos costa afuera es muy limitada. Por ejemplo, para las simulaciones no se disponía información PVT del gas por lo cual se generó la mezcla en el programa PVT de la

herramienta computacional, a partir de propiedades del gas natural. Tampoco se disponía de datos característicos del suelo necesarios para el modelo de transferencia de calor en tuberías submarinas, por lo cual se usan valores por defecto disponibles también en herramienta.

Es importante indicar que las simulaciones con la herramienta computacional implican una alta demanda de uso del CPU y para la evaluación de largos períodos se requieren de algunas horas incluso días de cómputo.

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Producción submarina costa afuera

El proceso de producción submarina costa afuera, es una de las actividades más difíciles de llevar a cabo en la industria petrolera. Producir hidrocarburos en estos ambientes requiere instalaciones adecuadas que permitan asegurar el flujo de hidrocarburos a través de todos los componentes que integran las instalaciones de producción submarina (Schlumberger, 2005).

Las instalaciones de producción requieren un diseño que permita administrar óptimamente la vida productiva del campo y explotar la mayor cantidad de hidrocarburos que contiene un yacimiento.

Todos los factores que son estudiados para la producción de hidrocarburos en profundidades de aguas someras son considerados en proyectos de explotación en aguas profundas, incluso el diseño de las instalaciones de producción requiere mayor detalle para soportar las condiciones ambientales a las que serán expuestos (Wasden, 2003).

2.1.1 Instalaciones de producción submarina

Una instalación de producción submarina se puede definir como el conjunto de elementos que permite conducir los fluidos producidos desde el yacimiento hasta la superficie.

Los sistemas de producción submarina han sufrido a través de los años cambios importantes que mejoran la eficiencia y permiten la producción segura y rentable de un campo en profundidades de agua mayores a los 200 metros. Según Wasden, la selección e instalación del sistema

de producción submarina requiere cuidados especiales ya que el costo que representa una intervención o reparación de estos componentes puede afectar la rentabilidad del proyecto. Todos los equipos después de su diseño son sometidos a pruebas que confirmen su buen funcionamiento, deben soportar la más alta presión de operación o de prueba para determinar su confiabilidad en operación, las nuevas tecnologías son esenciales para lograr disminuir los riesgos operacionales a lo largo de la vida de un pozo, debido a los cambios que experimentan los elementos del sistema de producción suelen efectuarse operaciones de acondicionamiento, las cuales deben minimizarse. Los problemas pueden provocar daños en la formación, pérdidas de producción de hidrocarburos y riesgos relacionados con el medio ambiente (Rodríguez, 2008).

2.1.2 Proceso del sistema de producción submarina

El proceso inicia al dirigir los fluidos producidos en el yacimiento hacia el cabezal del pozo, en la etapa de diseño puede considerarse la opción de instalar sistemas de levantamiento artificial por si el pozo requiere de un sistema que suministre energía adicional a los fluidos producidos (en el caso de instalarse se realiza en la etapa de terminación del pozo), ya que estos deben llegar al árbol de producción submarino, en el cual se realiza el control de la presión y administra la inyección de químicos que suelen ocuparse para tratar los fluidos del yacimiento o para el mantenimiento de los equipos submarinos que componen el sistema a través de válvulas (Schlumberger, 2005). Estos sistemas de levantamiento artificial se instalan para aumentar la energía en el fondo del pozo o para reducir la densidad efectiva del fluido en él, así la carga hidrostática sobre la formación productora será menor, los sistemas de levantamiento artificial mejoran la recuperación mediante la reducción de la presión de fondo. Existen dos sistemas artificiales de producción

que se utilizan normalmente en pozos submarinos y con aplicación en taludes de aguas profundas debido a que su diseño y mecanismo de operación se ajustan a las condiciones que predominan. Estos dos sistemas; el bombeo neumático (gas lift) y el bombeo electro centrífugo sumergido (bomba electro sumergible), cuentan con flexibilidad para ser instalados en el sistema de producción submarino y se ha desarrollado nuevos materiales y diseños para que su fabricación pueda no ser un factor limitante en el uso de ellos en ambientes extremos (Werneck, 2010).

Después a través de líneas de flujo se transporta los fluidos producidos del árbol de producción a un equipo nombrado *manifold* conocido también como colector o múltiple, que recibe y distribuye tanto los fluidos producidos como los fluidos que se inyectan para mejorar las condiciones del flujo, el *manifold* juega un papel clave en el proceso para llevar los hidrocarburos a la superficie.

La producción de cada pozo es procesada a través de un medidor de flujo multifásico instalado en el *manifold*, también en esta etapa del proceso si la presión no es suficiente para seguir transportando los fluidos puede requerirse el uso de una bomba submarina localizada a la salida del *manifold* que impulse los fluidos del yacimiento a los *risers*.

El *riser* es el medio por el cual existe comunicación entre las instalaciones superficiales y las submarinas, a través de ellos la producción logra llegar a superficie para ser almacenada.

En el sistema de producción submarino (véase figura 2.1) se requiere el uso de líneas umbilicales que permiten conectar la plataforma con cada cabezal de pozo y al *manifold* a través de ramificaciones, son importantes ya que a través de ellas se suministra la energía eléctrica e hidráulica para realizar las funciones de control de producción de cada

pozo y proveen los productos químicos que son utilizados para inhibir la formación de obstrucciones en la corriente de producción, estas líneas transmiten la comunicación bidireccional e instrucciones de control entre la plataforma, el cabezal de producción y los dispositivos del fondo de pozo (Rodríguez, 2008).

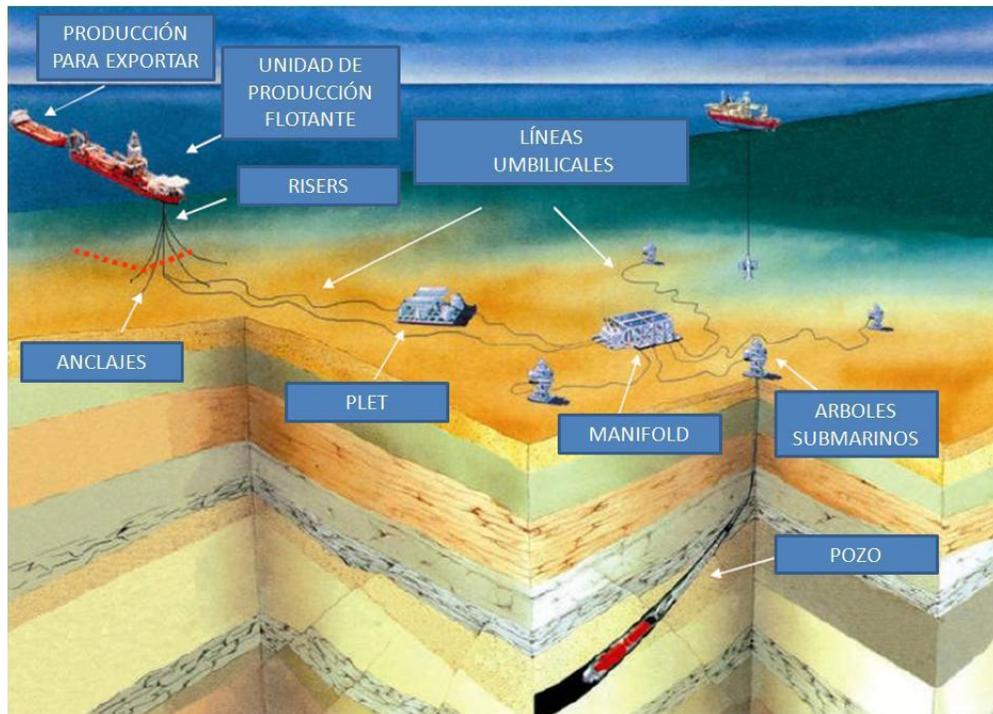


Figura 2.1 Instalación de producción submarina en aguas profundas. Tomado de Instituto Mexicano del Petróleo, 2008.

2.2 Consideraciones para el diseño y selección del sistema de producción submarina

La selección del sistema de producción submarino debe considerar ciertos factores que son importantes para determinar si es el más adecuado, algunos de estos factores son:

- a) Condiciones físico-ambientales como son la presión, temperatura, viento, corrientes marítimas, oleaje y mareas.
- b) El tirante de agua o profundidad del lecho marino.

- c) La localización del yacimiento, sus límites y condiciones del suelo marino.
- d) Infraestructura con la que se cuenta.
- e) Los costos que implica el diseño, fabricación y mantenimiento del sistema.
- f) Tipo de estructura que tiene el yacimiento, densidad del petróleo, si se manejan gases, cantidad de agua y sólidos.
- g) Espacio en el fondo marino y batimetría.
- h) Tiempo que se requiere para el diseño, fabricación e instalación del sistema.
- i) Control del mantenimiento que requiere el sistema de producción.
- j) Volumen de fluidos que se va a producir.
- k) Número de pozos a producir, el tipo de pozos, la ubicación y vida productiva que se estima de estos.
- l) Arreglo de los pozos.
- m) La conducción de los fluidos que se van a transportar.
- n) Arquitectura del campo.
- o) Materiales con los que se dispone para fabricar los equipos.

2.2.1 Consideraciones físico-ambientales

El uso de la meta oceánica es muy importante ya que a través de ella se realizan estudios que apoyan el diseño y funcionamiento del sistema que opera en el mar. La meta oceánica es la combinación de dos especialidades que son; la meteorología y la ingeniería oceánica, que en conjunto permiten realizar estudios para conocer las condiciones meteorológicas y oceánicas a las que serán expuestas las plataformas y el sistema de producción submarino y determinar la eficiencia y seguridad del equipo.

Según Rodríguez en el año 2008 los factores que afectan las instalaciones y son estudiados a través de la meta oceánica son:

El viento: es el desplazamiento del aire que se genera en zonas de alta presión a zonas de baja presión, el viento es importante ya que puede formar huracanes a través de los denominados vientos alisios. El viento se mide a través de registradores llamados anemómetros que disponen de dos sensores, uno para medir la velocidad y otro mide la dirección del viento, las mediciones se registran en anemógrafos.

Corrientes marinas: Las corrientes marinas son movimientos de transferencia de masa de agua continuos o permanentes dependiendo de la zona, se originan por la diferencia de densidad del agua. Una corriente marina puede afectar las operaciones de producción, desconectar los sistemas de anclaje, colapso en *risers*, daños a líneas umbilicales y tensionar las líneas de flujo.

Presión: La presión es otro factor muy importante ya que en el diseño del sistema de producción submarino debe considerarse los efectos que pueden causar al ser sometidos a presiones elevadas, en el medio marino la presión aumenta 14,696 psi por cada 10 metros de profundidad, la presión además interfiere en los factores de temperatura y salinidad.

Temperatura: La temperatura es uno de los factores fundamentales que se estudia, repercute directamente en el funcionamiento del sistema de producción, en especial la temperatura es analizada para el aseguramiento de flujo. La temperatura promedio en aguas de superficie de océanos es de aproximadamente 62 °F, mientras en las profundidades de los océanos la temperatura oscila entre los 32 y 39 °F, las mediciones de las temperaturas se llevan a cabo mediante termómetros que se colocan en boyas (herramientas de medición

térmica), estas se deben hundir hasta los 2.000 metros por debajo de la superficie y se mantienen durante un tiempo aproximado de 10 días, para luego llevarlas de vuelta hacia la superficie con lo que continuamente puede medirse la temperatura y salinidad. La información se envía a un satélite para que los especialistas dispongan de esta información en tiempo real. Para profundidades mayores a los 2.000 metros se utilizan instrumentos que se sumergen desde un barco o plataforma.

Densidad: La densidad en las masas de agua de océanos está en función de; profundidad, salinidad y temperatura, los cambios de la densidad resultan a partir de procesos como la evaporación o calentamiento que ocurre en la superficie del mar.

Mareas y oleaje: un sistema de producción en aguas profundas debe lograr posicionarse adecuadamente, para evitar movimientos ascendentes, descendentes y bogeo que sean causados por las mareas y el oleaje. Las condiciones extremas de oleaje y mareas pueden poner en peligro la integridad del sistema, la pérdida de alguna línea de anclaje y causar que el posicionamiento del sistema falle.

Frentes fríos: Un frente frío es un fenómeno compuesto por vientos de masa de aire fríos que provoca un descenso de temperatura y fuertes lluvias que llegan a causar perturbaciones atmosféricas tales como tormentas de truenos, chubascos, tornados y vientos fuertes, los frentes fríos pueden venir en una sucesión de 5 a 7 días. Pueden afectar el proceso de producción ya que en ocasiones es necesario detener la producción si este fenómeno ocasiona inestabilidad en el sistema submarino en especial en las líneas de anclaje y *risers*.

Ciclones tropicales: Los ciclones tropicales son un fenómeno meteorológico que se define como una circulación cerrada alrededor de

un centro de baja presión y que produce fuertes vientos y abundante lluvia. Los ciclones tropicales extraen su energía de la condensación de aire húmedo, produciendo fuertes vientos.

2.2.2 Condiciones geográficas

El ambiente en aguas profundas presenta condiciones topográficas y consistencia del suelo marino que a veces por muy duro o por muy blando, dificulta la construcción de cimientos o realizar el anclaje (véase figura 2.2).

Las condiciones geográficas del terreno, permiten en ocasiones anclar o fijar plataformas en lugares donde el tirante de agua es menor y así planear la configuración de los pozos de tal manera que resulte más accesible la instalación del equipo.

Se realizan innumerables estudios geofísicos y geológicos para conocer la estructura sobre la cual se va a realizar el anclaje de la plataforma o unidad de producción flotante, el sistema integral de producción submarino depende de este, ya que el área puede presentar obstáculos para determinar si el espacio no es adecuado para su instalación (Petrobras, 2009).

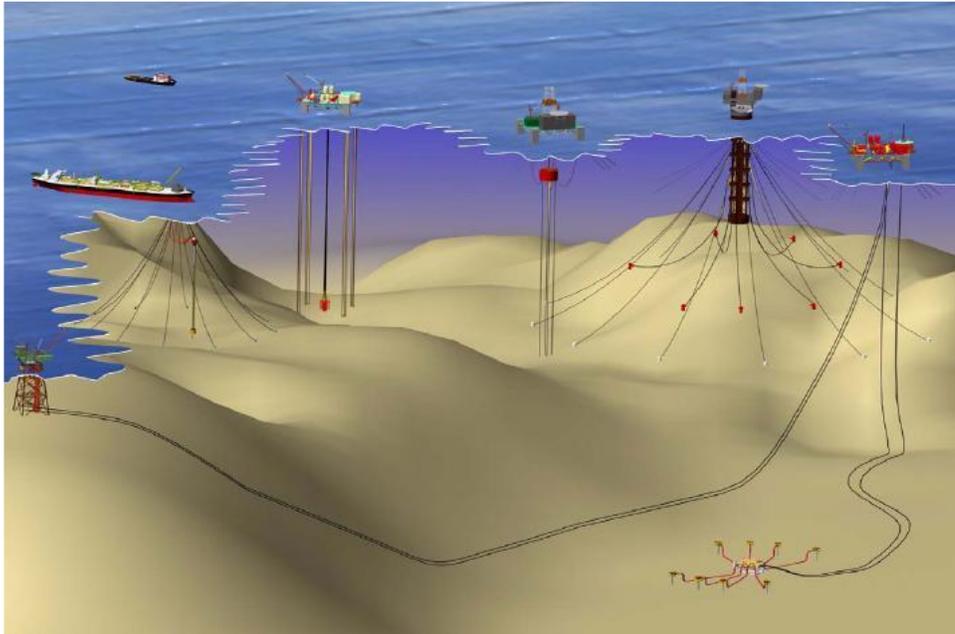


Figura 2.2 Anclajes dependiendo de las condiciones topográficas y del suelo marino.
Tomado de Petrobras/CENPES, 2009.

2.2.3 Condiciones por profundidad o talud de agua

El talud de agua representa el mayor desafío para la producción submarina, para explotar yacimientos en aguas profundas los operadores deben perforar y terminar los pozos en taludes de agua que oscilan entre 200 y 1500 metros.

Debido a las condiciones en estos campos el desafío y el costo que implica perforar en áreas de aguas profundas a menudo dictamina la cantidad mínima de pozos para el desarrollo de un yacimiento, los taludes de agua también determinarán que la mayor parte de los pozos sean terminados como pozos submarinos con los cabezales y el equipo de control de la producción instalada en el lecho marino (Tine, 2015).

2.2.4 Estructuras de superficie

Las estructuras de superficie permiten procesar y almacenar el petróleo ya que en la superficie es donde se instala una planta de procesamiento

para separar y tratar los fluidos producidos por los pozos y el petróleo puede almacenarse en tanques para su transporte. Suelen ocuparse las siguientes estructuras: plataformas de cables tensados, embarcaciones flotantes de producción, almacenamiento y descarga (FPSO por sus siglas en inglés), *spars*, plataformas semisumergibles, o incluso instalaciones de procesamiento con base en tierra (véase figura 2.3).

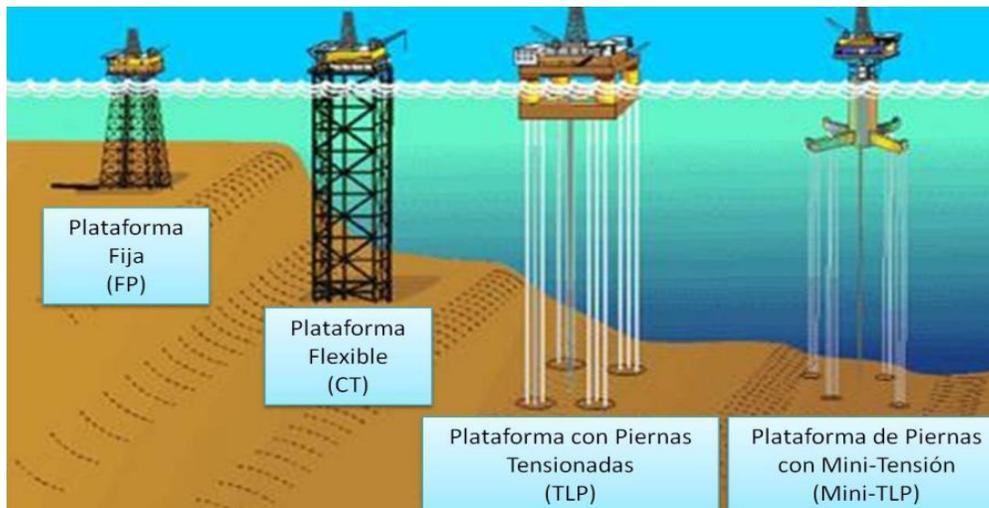


Figura 2.3 Estructuras apoyadas o ancladas verticalmente en el lecho marino. Tomado de Instituto Mexicano del Petróleo, 2008.

2.2.5 Riser

El *riser* es la estructura que permite la comunicación entre las instalaciones superficiales y las submarinas, este sistema permite transportar los fluidos hasta la superficie. Para la selección del *riser* se estudian los siguientes factores:

- a) Ambiente.
- b) Fluidos producidos.
- c) Condiciones de presión y temperatura.
- d) Características del yacimiento.
- e) Sistema del pozo.

- f) Instalación en superficie.
- g) Mantenimiento de la instalación.
- h) Sistema de exportación.

El *riser* debe ser diseñado específicamente con análisis de cálculo de cargas, así como se considera la vida de este y las operaciones de mantenimiento que suelen realizarse en el sistema. Los *risers* pueden diseñarse de distintas formas y las principales son:

Riser flexible (véase figura 2.4): estos *risers* se elaboran de alambres de acero y polímeros, son la solución más común para sistemas de producción flotantes y operan bajo condiciones ambientales severas, este tipo de *riser* son comunes en instalaciones de taludes de aguas profundas debido a que soportan las condiciones, se elaboran por una serie de capas que son fabricadas una por una pero diseñadas para trabajar en conjunto (Tine, 2015).



Figura 2.4 Carrete de *riser* flexible. Tomado de Instituto Mexicano del Petróleo, 2008.

Riser rígido (véase figura 2.5): este tipo de *riser* fueron utilizados en las primeras instalaciones de producción y resultan muy pesados y costosos.

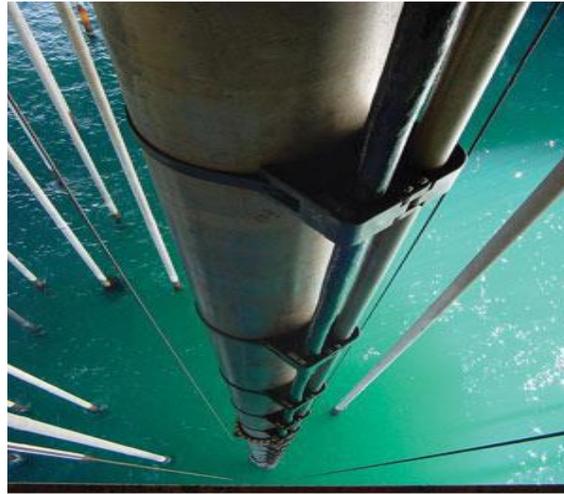


Figura 2.5 Instalación de *riser* rígido. Tomado de Instituto Mexicano del Petróleo, 2008.

Riser híbrido (véase figura 2.6): está formado por un conjunto de tuberías de acero verticales soportadas mediante flotadores externos y se utilizan principalmente en ambientes donde el movimiento de levantamiento es muy severo.

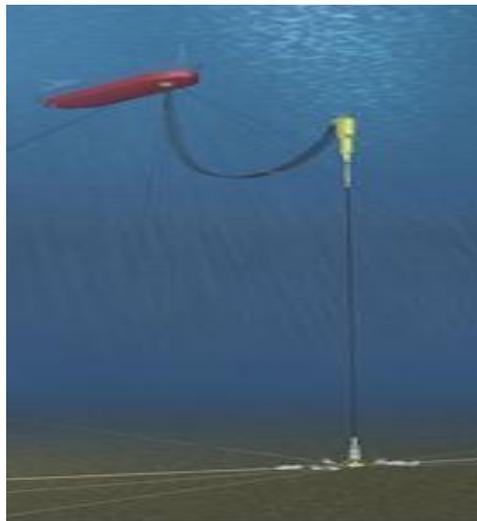


Figura 2.6 *Riser* híbrido. Tomado de Petrobras/CENPES, 2009.

Riser en forma de catenaria (véase figura 2.7): este sistema es el más simple y su estructura está conformado por una tubería de acero que es colgado en forma de catenaria, el *riser* está conectado a una unidad

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

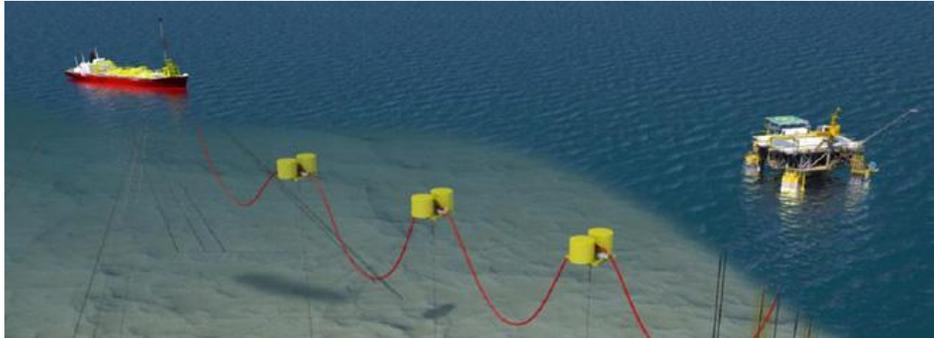


Figura 2.7 *Risers* en forma de catenaria. Tomado de Petrobras/CENPES, 2009.

2.3 Arquitectura submarina

2.3.1 Cabezal submarino

El cabezal permite soportar a la tubería de producción y de revestimiento para la producción de hidrocarburos en un pozo, esta herramienta permite crear una interface entre el árbol submarino de producción y el pozo. El sistema del cabezal de pozo submarino debe ser fiable para que la operación tenga éxito (PEMEX, 2000).

Sus principales funciones son:

- a) Mantener el control de la presión del yacimiento.
- b) Sirve como sello y soporte al árbol de producción submarino.
- c) Proporciona soporte y sello al colgador de tubería.

El cabezal (véase figura 2.8) llega a trabajar con un rango de presión entre 5.000 y 15.000 [psi] y es considerado un elemento importante para operaciones de perforación ya que da soporte al equipo de preventores durante la perforación y permitir además que la tubería de revestimiento quede bien sellada.



Figura 2.8 Cabezal submarino instalado en el lecho marino. Tomado Pemex-ABB, 2009.

2.3.2 Árboles de producción submarinos

Un árbol de válvulas es un bloque de válvulas, conectores y tuberías que permite controlar la presión, actuar como sello y procesar los fluidos producidos en el yacimiento, así como también controlan la inyección de productos químicos para solucionar problemas de obstrucción en el flujo.

El árbol sirve como interfaz entre el pozo, los *jumpers* y *manifolds* para lograr todo el proceso de producción submarina, este elemento también se encarga de obtener información de las condiciones de temperatura y presión para proporcionar un punto de enlace y realizar operaciones de mantenimiento e intervenir el pozo si es necesario (Tine, 2015).

Su diseño resulta complejo ya que son instalados en taludes de agua de más de 500 metros y expuestos a temperaturas muy bajas con altos grados de presión. Sus principales funciones son:

- a) Aislar y controlar la producción del pozo.
- b) Aislar el espacio anular de la tubería de revestimiento.
- c) Conectar al cabezal del pozo submarino.
- d) Suspenden la tubería de terminación.

- e) Proveer acceso para el reacondicionamiento del pozo.
- f) Distribuir químicos.
- g) Distribuir fluido hidráulico.

Factores que intervienen para elegir un árbol submarino:

- a) Presión, temperatura del pozo y el talud de agua.
- b) Caracterización de fluidos para conocer las propiedades de los fluidos.
- c) Gasto de producción del sistema.
- d) Diámetro del pozo.
- e) Materiales del equipo y si se requiere un aislante.
- f) Tipo de cabezal.
- g) Ambiente al que será expuesto.
- h) Conexión a las líneas de descarga.
- i) Método de instalación.

Existen dos tipos de árboles que pueden ser (véase figura 2.9) instalados:

Árboles horizontales (véase figura 2.10): en un árbol horizontal el colgador de la tubería está diseñado para incorporarse en el cuerpo del mismo árbol, las válvulas se encuentran alojadas fuera del espacio anular y se requiere contar con un tapón que permita sellar el agujero del árbol, así como cuenta con un sello secundario de presión para determinar una mayor seguridad.

Árboles verticales: tienen las válvulas en el espacio anular, su instalación se realiza en el cabezal del pozo o con la ayuda de un adaptador. El diseño con el que cuenta este árbol permite que al ser

perforado y terminado el pozo no sea necesario la recuperación del sistema de preventores en la superficie (PEMEX, 2012).

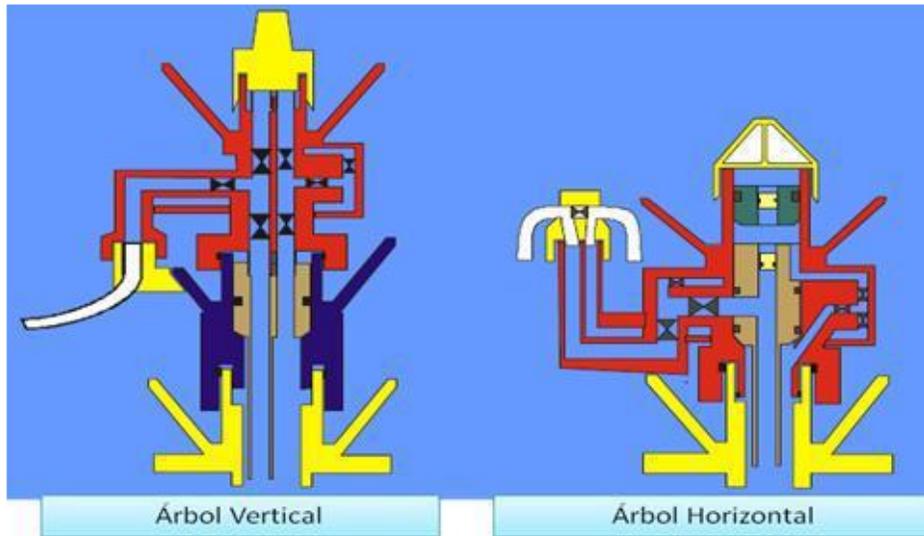


Figura 2.9 Comparación de la configuración de un árbol vertical y un horizontal.
Tomado de Instituto Mexicano del Petróleo, 2008.

Un árbol incluye un subsistema modular que está integrado por:

- a) Conectores.
- b) Cuerpo o estructura de árbol.
- c) Válvulas.
- d) Tubería de suspensión.
- e) Tapones y sellos internos.
- f) Estranguladores.
- g) Controles.
- h) Tapa protectora de desechos.
- i) Herramientas de colocación.



Figura 2.10 Árbol submarino horizontal. Tomado Pemex-ABB, 2009.

2.3.3 Colgadores de tubería

Un colgador es una herramienta que permite asentar, sellar y asegurar la tubería, esta herramienta se alinea con la estructura del árbol y logra una interface entre el fondo del pozo y el árbol de producción submarino.

Sus funciones son:

- a) Lograr un soporte para la tubería de producción.
- b) Permite dirigir la producción del pozo hacia el árbol.
- c) Permite soportar las cargas ejercidas por los cambios de presión y temperatura de la tubería de producción.
- d) Permite sellar el espacio anular a través de un sello en agujero durante operaciones de mantenimiento o intervenciones.
- e) Provee un puerto de control de paso para las operaciones en el fondo del pozo incluyendo la inyección de químicos, operaciones en pozos inteligentes y sensores.

2.3.4 Jumper

El *jumper* está conformado por una sección de tubería que permite enlazar a dos elementos del sistema de producción, los más comunes

son los que permiten enlazar el árbol de producción con el *manifold* o alguna línea de producción.

El uso de un *jumper* permite alojar sensores y medidores para adquirir datos de la producción, así como brindan aislamiento para prevenir la formación de hidratos.

El *jumper* (véase figura 2.11) es un elemento que garantiza el aseguramiento del flujo y facilita instalarse en lugares con condiciones extremas debido a que se fabrican con diferentes geometrías como son en forma de “M” o de “U invertida”. Los *jumpers* más sofisticados se fabrican actualmente con tuberías flexibles, son recuperables y su instalación no es complicada.



Figura 2.11 Operaciones para instalar un *jumper*. Tomado Pemex-ABB, 2009

2.3.5 Manifolds

Un *manifold* es un arreglo de tuberías, cabezales y válvulas que se usan para recibir y distribuir los fluidos que se extraen del yacimiento, se conectan a los árboles de producción y es considerado como el sistema de recolección más flexible (Rodríguez, 2008).

El *manifold* se controla a través de energía eléctrica e hidráulica y tiene un respaldo para controles mediante un ROV, el sistema logra reunir los fluidos producidos de varios pozos para luego llevarlos a la superficie.

Los fluidos producidos fluyen a través de la tubería de producción en el pozo, y por medio del árbol submarino se controla la producción, los fluidos fluyen del árbol al *manifold* a través de los *jumpers* y posteriormente a las líneas de exportación.

El *manifold* permite aislar pozos existentes mientras se perforan nuevos pozos y se instalan los árboles correspondientes, son de suma importancia en las actividades de pozos y manejo de la producción submarina, también permiten realizar las operaciones de limpieza y monitoreo de las condiciones internas de las líneas de flujo (Rodríguez, 2008).

Con la finalidad de que los *manifolds* recolecten los fluidos producidos o distribuyan los fluidos inyectados, éste se debe equipar con los componentes que controlen y monitoreen el flujo y que proporcionen un apoyo estructural. Existen dos tipos de *manifolds* y son (véase figura 2.12): *Manifolds* agrupados y *Manifolds* en patrón.

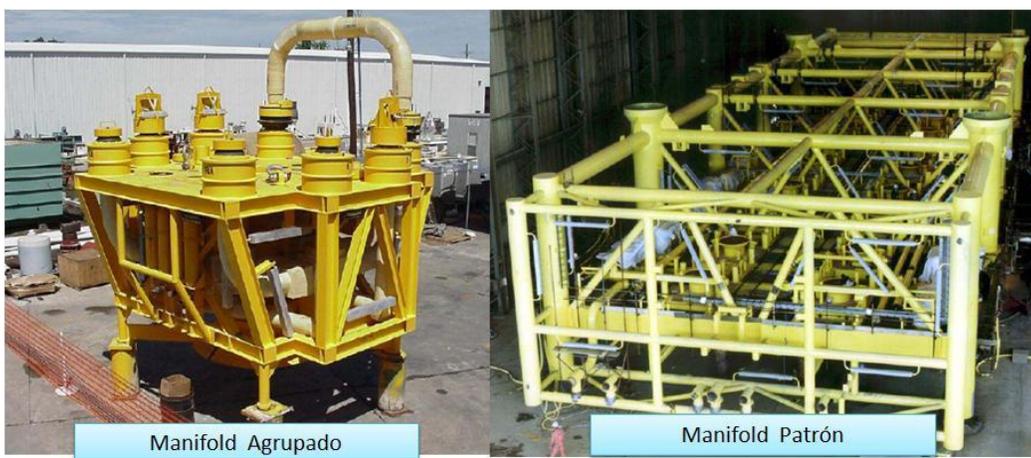


Figura 2.12 Tipos de *manifolds*. Tomado de Instituto Mexicano del Petróleo, 2008.

2.3.6 Líneas umbilicales

Una línea umbilical (ver figura 2.13) es un componente de control que se encarga de conectar la superficie con el equipo submarino, así como permite proporcionar los fluidos de control y químicos, proporciona energía eléctrica y señales desde superficie para controlar los dispositivos instalados en el fondo marino. Las principales consideraciones para elegir el diseño de una línea umbilical son:

- a) Esfuerzos a los que será expuesto.
- b) Talud de agua.
- c) Condiciones ambientales.

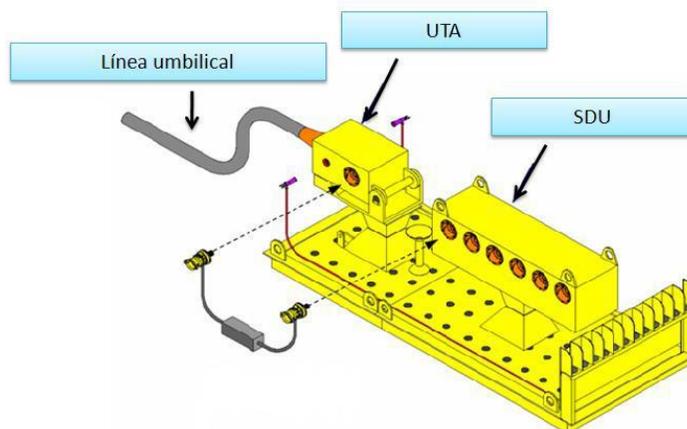


Figura 2.13 Configuración de una conexión de línea umbilical con SDU. Tomado de Instituto Mexicano del Petróleo, 2008.

2.3.7 Líneas de flujo (LF)

Es importante en el sistema de producción submarino las líneas de flujo (véase figura 2.14) ya que permiten la salida de la producción hacia instalaciones de almacenamiento, es común que se confundan en este caso dos términos conocidos como *flowline* (líneas de flujo o por sus siglas LF) y *pipeline* (tuberías), una línea de flujo se define como el medio a través del cual viajan los fluidos producidos en fase multifásica desde un árbol submarino de producción a un *manifold* y en el caso de

una tubería se refiere al medio por el cual se dirigen los fluidos a una terminal de almacenamiento o exportación, las tuberías manejan presiones menores a las LF (Rodríguez, 2008).

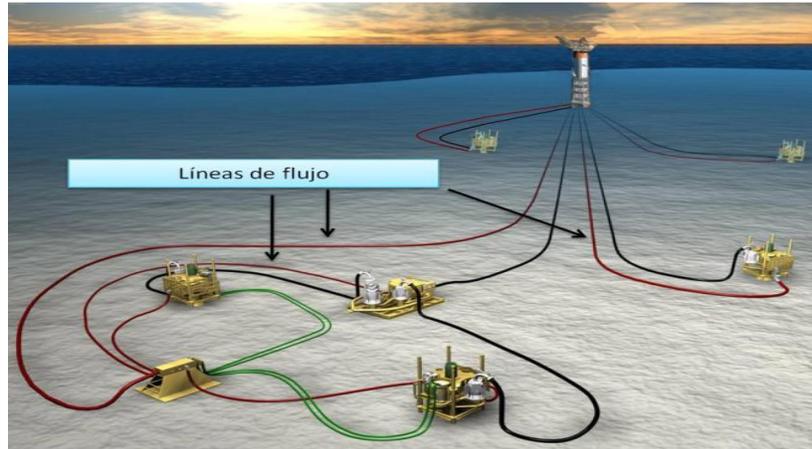


Figura 2.14 Líneas de flujo en un sistema de producción submarino. Tomado de Instituto Mexicano del Petróleo, 2008.

2.4 Descripción general de los proyectos costa afuera en Venezuela

Según información suministrada por PDVSA y el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo (MENPET, 2014), actualmente existen cinco (5) áreas de Gas Costa Afuera las cuales son:

2.4.1 Proyecto Plataforma Deltana

Ubicado en una extensión de 25.000 Km², de la cuenca Oriental de Venezuela (ver figura 2.15), en el área Trinitaria denominada cuenca Columbus, al sur este de Trinidad y al Noreste del Delta Amacuro, contempla la exploración y explotación de gas no asociado costa afuera en un área de 6.500 km². Se visualiza que el campo comience con una producción de gas de 720 MMPCED, dirigida a satisfacer la demanda del mercado interno y para la exportación vía GNL (gas natural licuado). Se tiene visualizado la instalación de una plataforma de procesamiento y compresión de gas costa afuera, para luego ser enviado a tierra hasta

Complejo Industrial Gran Mariscal de Ayacucho (CIGMA). Según información suministrada por el MENPET a junio de 2014, este proyecto posee reservas probadas de 7,31 BPC (billones de pies cúbicos) y Expectativas de 12,635 BPC.

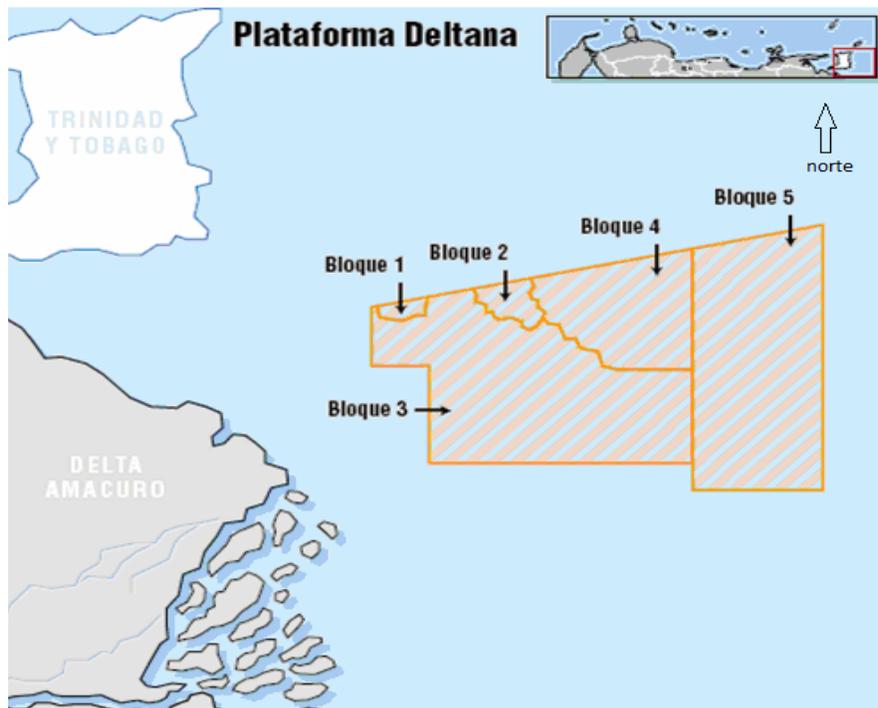


Figura 2.15 Ubicación Geográfica Proyecto Plataforma Deltana. Tomada y adaptada de PDVSA S.A, 2014.

2.4.2 Proyecto Mariscal Sucre

Ubicado en el Estado Sucre, en el mar Caribe, al Norte de la península de Paria (ver figura 2.16), es un proyecto adelantado por PDVSA para desarrollar las reservas del Norte de Paria, en dos fases, tiene como objetivo el desarrollo de 4 Campos de gas no asociado y líquidos condensados, ubicados en el Norte de Paria (Río Caribe, Mejillones, Patao y Dragón), con reservas probadas de 14,73 BPC según datos del MENPET a Junio 2014 y un estimado de producción de 1.200 MMPCED de gas y 18 mil barriles diarios de condensado, la cual será procesada en CIGMA, y será utilizada para suplir prioritariamente el

mercado interno y aprovechar las oportunidades de mercado de exportación para volúmenes remanentes.



Figura 2.16 Ubicación Geográfica Proyecto Mariscal Sucre. Tomada y adaptada de PDVSA S.A, 2014.

2.4.3 Proyecto Rafael Urdaneta

Ubicado en el Golfo de Venezuela y al noreste de Falcón (ver figura 2.17), este desarrollo tiene un potencial de 26 BPC de gas natural no asociado y 7 millones de barriles de hidrocarburos líquidos. Está conformado por 29 bloques en total, 18 ubicados en el Golfo de Venezuela y 11 en Falcón Noreste cubriendo un área aproximada de 30.000 km².

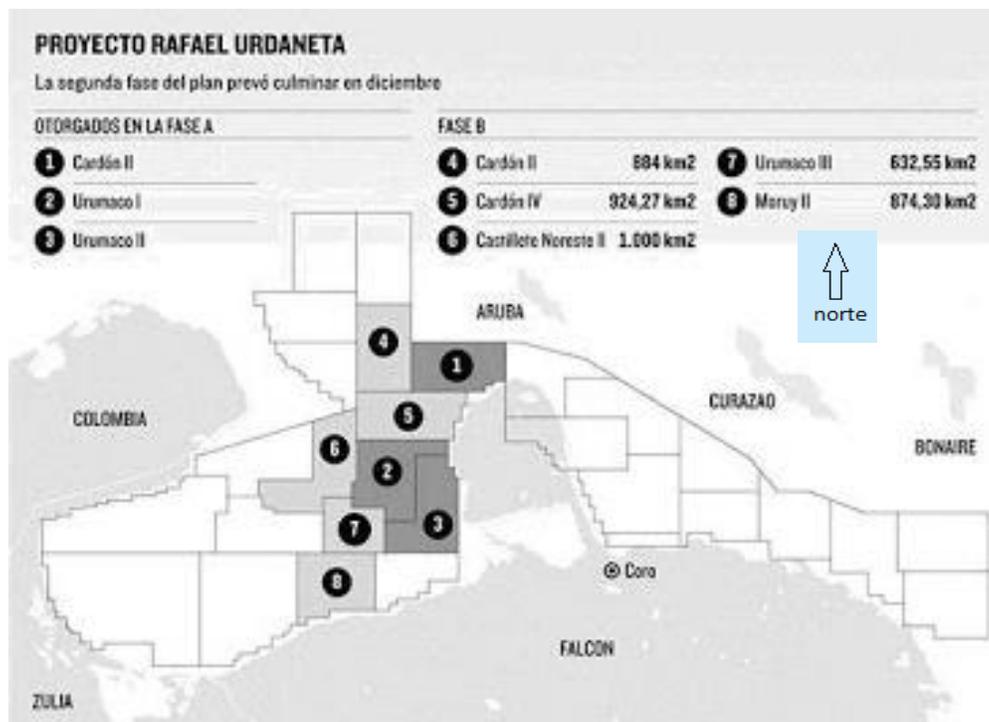


Figura 2.17 Campo Rafael Urdaneta. Tomada y adaptada de PDVSA S.A, 2014.

2.4.4 Área o Proyecto Carúpano Este

Esta área acaba de ser incorporada como reserva de gas costa afuera según información suministrada por el MENPET, con unas reservas probadas actuales de 24.160 MMPCE en el campo los Testigos, no se logró obtener mayor información sobre este nuevo proyecto, pero estas reservas son consideradas para efectos de este proyecto en los datos de la oferta de gas Costa Afuera de Venezuela.

2.4.5 Área del Golfo de Paria Este/Oeste

Se localiza en la convergencia del Río Orinoco con el Mar Caribe (ver figura 2.18), un área con gran potencial socioeconómico, ecológico y significativo desde el punto de vista energético, lo conforma el campo Corocoro y Posa operados por las empresas mixtas Petrosucre y Petroparia respectivamente. Esta área tiene un potencial de reservas

entre 2 y 3 BPC, y actualmente tiene reservas probadas de 254.463 MMPCE.

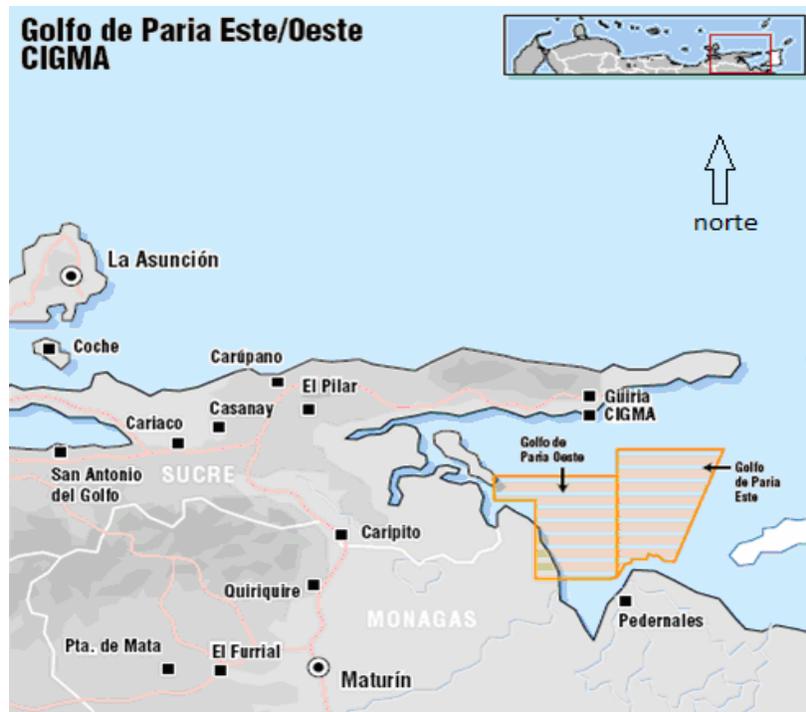


Figura 2.18 Ubicación Geográfica área Golfo de Paria Este/Oeste. Tomada y adaptada de PDVSA S.A, 2014.

2.4.6 Complejo Industrial Gran Mariscal Ayacucho (CIGMA)

Ubicado en Norte de la Península de Paria del Estado Sucre (ver figura 2.19), específicamente en las 6.400 hectáreas de la población de Güiria. Este complejo tiene como objetivo proveer la infraestructura necesaria para incorporar a la oferta energética de Venezuela (Mercado Interno y Exportación), el gas de los desarrollos Costa Afuera en la región oriental del país (Mariscal Sucre, Golfo de Paria y Plataforma Deltana), generando desarrollo social integral en sus áreas de influencia.

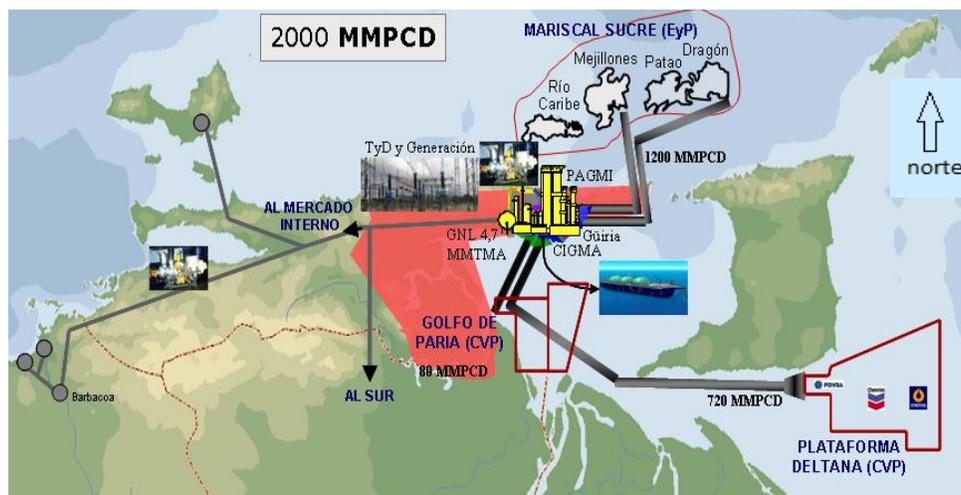


Figura 2.19 Esquema y Ubicación de CIGMA. Tomada y adaptada de PDVSA S.A, 2014.

Estima manejar 2.000 MMPCD y serán manejados según PDVSA GAS de la siguiente manera:

- a) 33% (660 MMPCD) a la Planta GNL Exportación.
- b) 50% (1.000 MMPCD) al Mercado Interno (Guiria, Cumaná, José, Margarita).
- c) 15% (300 MMPCD) Exportación Gasoducto del Sur.
- d) 2% (40MMPCED) Líquidos y Mermas.

2.4.7 Resumen de las reservas probadas de Gas Costa Afuera en Venezuela a junio de 2014

Para efectos de este trabajo especial de grado se emplean sólo los valores de las reservas probadas de gas por área o proyecto Costa Afuera de Venezuela, en la tabla 2.1 se presentan los valores actuales de estas reservas.

Tabla 2.1 Reservas probadas de Gas Costa Afuera. Tomada y adaptada de MENPET, 2014.

	CAMPO	RESERVAS PROBADAS (BPC)
PROYECTO MARISCAL SUCRE	RIO CARIBE*	2.25
	DRAGON**	3.43
	MEJILLONES**	4.96
	PATAO**	4.08
TOTAL		14.73
PROYECTO GOLFO DE PARIA	CORO CORO*	0.2035
	POSA*	0.0496
	POSA**	0.0013
TOTAL		0.2545
PROYECTO CARUPANO ESTE	LOS TESTIGOS**	0.0242
TOTAL		0.0242
PROYECTO PLATAFORMA DELTANA	BALLENA**	0.1181
	COCUINA**	0.0696
	LORAN**	69.580
	TAJALI**	0.0000
	MACUIRA**	0.1642
TOTAL		73.099
TOTAL COSTA AFUERA		22.31

La oferta de Gas Costa Afuera según la información oficial analizada actualmente es de 22,31 BPC, de los cuales según líneas del Ejecutivo Nacional el 50% será destinado para suplir la demanda del Mercado Interno y el otro 50% para la exportación principalmente a mercados de América Latina y el Caribe, ya sea a través de Gas Natural Licuado, Gasoductos u otro medio o tecnología de transporte viable.

2.5 Área de estudio: Plataforma Norte Península de Paria (PNPP)

Como se mencionó anteriormente la Plataforma Norte Península de Paria enmarca los 4 Campos de gas no asociado y líquidos condensados, ubicados en el Norte de Paria (Río Caribe, Mejillones, Patao y Dragón), debido a que estos campos son objetos de nuestro estudio, se ahonda más en esta plataforma, mencionado a continuación una descripción más detallada de la zona, lo que nos permitirá obtener datos relevantes para obtener un modelo más preciso del área de estudio.

2.5.1 Descripción geográfica

La PNPP es una pequeña porción del Mar Caribe sur oriental. La zona está limitada al oeste por la Isla de Margarita, al este por las aguas jurisdiccionales de Trinidad y Tobago, al sur por la costa nororiental de la Península de Paría y al norte por las aguas caribeñas. Gradualmente la plataforma continental se inclina hacia el este, hasta alcanzar profundidades cercanas a los 140 m, en la adyacencia del yacimiento Dragón. Mayores profundidades (mayores a 300 m) se encuentran hacia el sector de Boca Dragón, donde se encuentra un profundo valle excavado por las intensas corrientes (Molina y otros, 2015).

2.5.2 Dinámica y metaoceánica de la PNPP

Desde el punto de vista dinámico, esta zona marina recibe la influencia de varios agentes forzantes, entre los que se puede mencionar:

Efectos climatológicos: caracterizados el primer lugar por el forzamiento que impone la migración Sur-Norte de la Zona de Convergencia Intertropical. Aunado a ello, están los efectos locales que deja el paso de tormentas tropicales durante la así llamada temporada de huracanes (CAMUDOCA, 2006).

Efecto del campo de vientos: los vientos en la zona son generalmente parte de los vientos alisios del nor-este, sin embargo, a lo largo del año presentan una gran variabilidad, influenciado a su vez las corrientes y los patrones de afloramiento costero (surgencia).

Efecto estacional de la descarga de los grandes ríos Orinoco y Amazonas: la capa superficial de la PNPP recibe los influjos de aguas estuarinas provenientes del Golfo de Paria, a través de Boca Dragón, y de las aguas superficiales y sub superficiales del Océano Atlántico que ingresan a la región a través del Arco Antillano. La presencia de estas aguas induce cambios en la estratificación vertical, y generan un gradiente horizontal de densidad capaz de generar corrientes horizontales. Sobre la PNPP la plataforma continental alcanza rápidamente profundidades de más de 30 m muy cerca de la costa, para incrementarse lentamente hacia el norte hasta alcanzar la isobata de los 150 m. Existe un gradiente de incremento zonal de la profundidad cuando se mueve de oeste a este (CAMUDOCA, 2006).

Para la PNPP, un fenómeno típico en esta área es el descenso de la salinidad y el incremento de la temperatura superficial en dirección costa afuera, características atribuibles al influjo de aguas, provenientes del sector Atlántico, penetrando por el paso entre Tobago y Trinidad. La surgencia trae agua más fría y más salina a la capa superficial. Sin embargo, esta distribución general de la temperatura y de la salinidad, se modifica estacionalmente debido a la descarga estacional de agua dulce proveniente de ríos sudamericanos y a la intensidad de la surgencia misma (CAMUDOCA, 2006).

2.5.3 Unidades morfológicas de interés

Las unidades morfológicas submarinas asociadas a la franja marino costera de interés para el estudio es El hundimiento de Boca Dragón, con profundidades de más de 250 brazas (aprox. 500 m) en una distancia de 10 Km. de longitud (Molina y otros, 2015).

2.6 Aseguramiento de Flujo

Existen varias definiciones para el aseguramiento de flujo ya que esta disciplina ha tenido avances tecnológicos que implican ampliar su definición para abarcar todas las actividades que se realizan dentro de su función.

Antes, se debe aclarar que este junto con la vigilancia y el refuerzo de flujo, forma parte de las tres disciplinas que permiten, a rasgos generales, lograr el aseguramiento de la producción (ver figura 2.20).

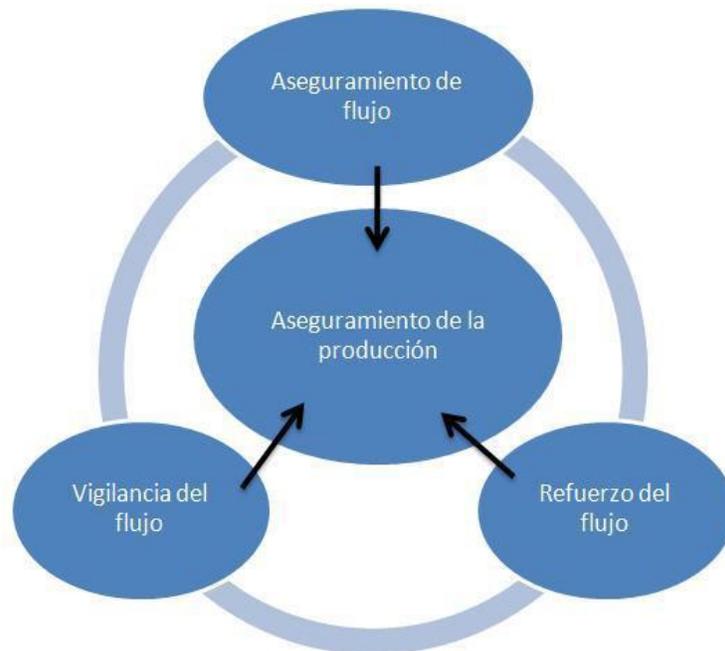


Figura 2.20 Concepto del aseguramiento de la producción. Tomado Pemex-ABB, 2009.

Actualmente el aseguramiento de flujo lleva a cabo la planeación, desarrollo, implementación de nuevas herramientas, mantenimiento, operación de los sistemas submarinos de producción y proporciona estrategias para realizar el proceso de producción de forma más eficiente y mitigar los riesgos asociados en explotación de campos con taludes de aguas profundas (Nas y Brandt, 2015).

A continuación, se exponen algunas definiciones que se utilizan en la industria petrolera para el aseguramiento del flujo.

La primera definición que se presenta es; *“El aseguramiento de flujo logra el transporte exitoso de los fluidos producidos en el yacimiento desde el pozo hacia las primeras instalaciones de tratamiento, sin taponamientos ni fugas”* (López, 2016).

Otra definición nos dice que; *“el aseguramiento de flujo se define como el proceso de análisis estructurado en el cual se requiere:*

- a) *Un profundo conocimiento de las propiedades de los fluidos producidos, transportados y procesados.*
- b) *Un detallado análisis térmico e hidráulico del sistema.*
- c) *El desarrollo de estrategias para el control de sólidos tales como hidratos, parafinas, asfáltenos e incrustaciones”* (Mohamed, 2014).

Una tercera definición nos dice que; *“el aseguramiento de flujo es la capacidad de producir económica y técnicamente hidrocarburos del yacimiento durante la vida del campo en cualquier ambiente, implica el análisis de muestras de fluidos producidos para determinar el comportamiento del yacimiento y anticipar los problemas de flujo asociados con su explotación, de modo que las instalaciones de producción puedan ser diseñadas y operadas con el objetivo de evitar o manejar problemas relacionados con el flujo continuo de hidrocarburos”*. (Nas y Brandt, 2015)

Como se puede observar la definición del aseguramiento de flujo no limita a precisar que es un concepto solo aplicable a operaciones de explotación de campos bajo aguas profundas, ya que estas definiciones abarcan las operaciones en campos con diferentes características, sin embargo es un concepto que se utiliza en dichos ambientes extremos debido a las condiciones existentes, ya que estas ocasionan con mayor frecuencia problemas asociados al flujo continuo de hidrocarburos desde el pozo hasta las instalaciones de procesamiento. (Nas y Brandt, 2015).

2.6.1 Objetivo del Aseguramiento de Flujo

Dentro de los principales objetivos para el aseguramiento de flujo se encuentran:

- a) Mantener una estricta atención y evaluación del rendimiento de todo el sistema de producción submarino.
- b) Mantener un perfil de producción del ciclo de vida operativo del sistema.
- c) Conocer los límites de la capacidad del sistema para determinar el potencial de producción del campo.
- d) Mantener siempre la trayectoria del flujo abierta.
- e) Minimizar intervenciones y obstrucciones del flujo.
- f) Lograr detecciones tempranas de anomalías dentro de la operación del sistema de producción submarino.
- g) Optimización del funcionamiento y parámetros en la producción de hidrocarburos.
- h) Planificar anticipadamente las posibles intervenciones y cambios que podrían mejorar el proceso productivo en campos en taludes de aguas profundas.

2.6.2 Importancia del Aseguramiento de Flujo

El aseguramiento de flujo es de suma importancia ya que determina el éxito de la producción de hidrocarburos en campos bajo taludes de aguas profundas, permite determinar el sistema más óptimo y viable para realizar las operaciones y manejar de forma adecuada los fluidos producidos en el yacimiento y llevarlos con seguridad a instalaciones para ser tratados, el aseguramiento de flujo es una función crítica para lograr que el proceso de producción sea lo más económicamente posible haciendo rentables los proyectos bajo dichas condiciones.

Las operaciones que se realizan en los proyectos, instalación, fabricación, esfuerzos de ingeniería, e investigación de materiales han centrado su desarrollo e implementación de soluciones para el éxito de la producción en ambientes extremos, esto hace más importante el trabajo multifuncional del aseguramiento de flujo que implementa estrategias encaminadas al éxito, las estrategias comprenden tres funciones importantes conocidas como evaluación del proyecto, integración de nuevas herramientas, implementación y mejora del sistema de producción submarino para lograr el aseguramiento del flujo.

El producir óptimamente hidrocarburos puede traer un gran número de beneficios, ya que el aseguramiento de flujo además tiene la función de determinar que el sistema de producción sea seguro para su operación logrando mitigar los problemas asociados con el medio ambiente (Nas y Brandt, 2015).

2.6.3 Características que considera el Aseguramiento de Flujo

El aseguramiento de flujo dentro del proceso de análisis en la ingeniería petrolera logra maximizar la producción minimizando los costos de operación del sistema, se debe garantizar la producción a través del

desarrollo de estrategias que incluyen trabajar con proyectos que integren varios pozos submarinos aunque se instalen largas líneas de flujo que hagan necesario realizar mayores esfuerzos para evitar problemas y mantener el flujo sin restricciones, el aseguramiento de flujo considera las siguientes características que deben tomarse en cuenta para el diseño y operación del ciclo de vida de un sistema de producción submarino.

- a) Formación de sólidos, tales como hidratos, ceras, asfáltenos y parafinas.
- b) Reología, emulsiones y problemas de bacheo del flujo.
- c) La erosión y / o la acumulación de arena.
- d) La corrosión.

En la figura 2.21 se observa un diagrama que muestra la función del aseguramiento de flujo.

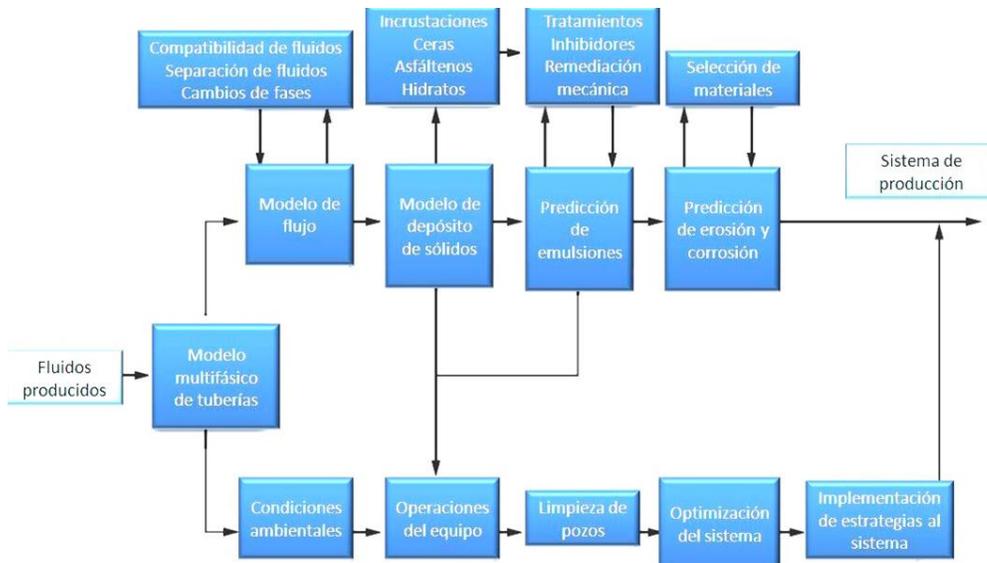


Figura 2.21 Funcionamiento del aseguramiento de flujo. Tomado de Nas & Brandt, 2015.

2.6.4 Factores que afectan el Aseguramiento de Flujo en el sistema de producción

Los factores que afectan el aseguramiento de flujo (ver figura 2.22), pueden provocar la ineficiencia en el sistema de producción submarino, por ello deben ser mitigados para permitir la máxima recuperación en campos con taludes de aguas profundas.



Figura 2.22 Acumulación de sólidos y bacheo en el sistema de producción submarino. Tomado de Schlumberger, 2014.

Según Nas y Brandt, (2015), los principales factores que afectan el aseguramiento de flujo pueden ser causados por:

- a) Comportamiento del flujo (sobre este factor se hablará en la sección de flujo multifásico).
- b) Acumulación de sólidos.

En esta sección se ahondará sobre este último factor, por lo que se presentará una descripción según Nas y Brandt, (2015), de los sólidos más comunes que afectan el aseguramiento de flujo, entre los cuales encontramos la acumulación de:

Asfáltenos

Los asfáltenos son compuestos químicamente indefinidos, es decir los análisis han sido incapaces de aislar y determinar perfectamente las moléculas presentes en las fracciones más pesadas del petróleo crudo.

Estos, son sensibles a los cambios de presión, en el agujero del pozo el inicio de la precipitación de asfáltenos por crudos asfálténicos inestables ocurre por encima de la presión de saturación.

En el caso de los asfáltenos inician a precipitarse en un rango de presión alrededor de la presión de yacimiento y el punto de burbuja, a esta zona se conoce como envoltante de precipitación de asfáltenos y en la figura 2.23 se puede observar con mayor detalle.

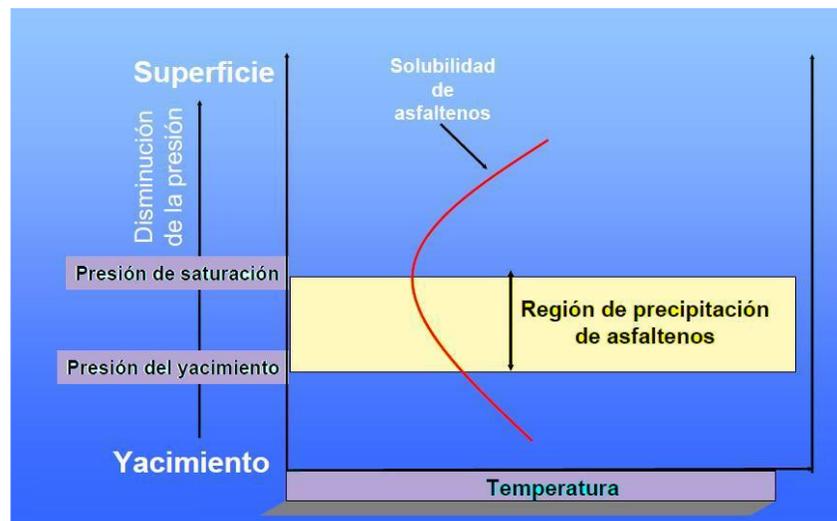


Figura 2.23 Envoltante de precipitación de asfáltenos. Tomado de Instituto Mexicano del Petróleo, 2012

Control de arena / erosión

La producción de arenas es común cuando existe una cantidad de agua considerable que permita el arrastre de estas (ver figura 2.24), una de las operaciones que se encarga de evitar que exista presencia de arena durante la vida productiva del pozo está asociada al tipo de terminación que se realiza en el mismo, ya que una buena terminación y un sistema de monitoreo de arrastre de arena en la corriente del flujo de fluidos producidos en la formación puede mitigar la acumulación de estas.

En la producción de hidrocarburos en aguas profundas es común que se presenten acumulaciones de arena en la corriente del flujo, es

importante por ello monitorear la cantidad de arena para evitar que la acumulación sea en un grado severo y este no afecte el sistema de producción.



Figura 2.24 La acumulación de arena en tubería. Tomado de Instituto Mexicano del Petróleo, 2012

Parafinas

Las parafinas (ver figura 2.25) son ceras alifáticas de hidrocarburo, es decir son compuestos orgánicos constituidos por carbono e hidrógeno en los cuales los átomos de carbono forman cadenas abiertas, las parafinas están presentes en la mayoría de los petróleos crudos.

Para el aseguramiento de flujo es importante determinar el diseño adecuado del sistema para evitar que aparezcan parafinas provocadas por la temperatura, para mitigar este problema se necesita principalmente pruebas de laboratorio que permitan caracterizar los fluidos provenientes del yacimiento que se tienen como muestra.



Figura 2.25 Depositación de parafinas. Tomado de Schlumberger, 2014

En un diagrama de fases (ver figura 2.26) se utiliza el concepto WAT (*Wax Appearance Temperature*) para definir la temperatura en la que se presentan las ceras parafínicas, esta temperatura es en la que se forma una fase de parafina sólida dentro de un hidrocarburo en su fase líquida a una presión determinada.

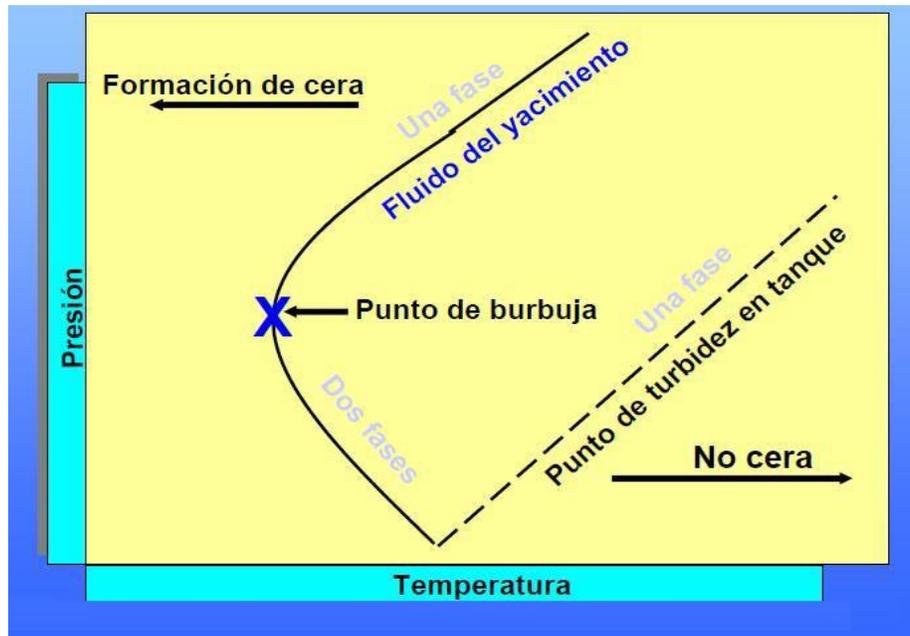


Figura 2.26 Diagrama de fases de ceras. Tomado de Instituto Mexicano del Petróleo, 2012.

Incrustaciones

La formación de estos compuestos se debe a los cambios de temperatura, presión, presencia de gases y la salinidad como principales factores y se inicia (ver figura 2.27) con la unión de núcleos de forma homogénea, su estabilidad dependerá del tamaño de la molécula ya que entre más grande sea el cristal su estabilidad será mayor y si los cristales formados son pequeños entonces puede disolverse con facilidad.



Figura 2.27 Problemas con incrustaciones en líneas de flujo. Tomado de PETROBRAS, 2008.

Corrosión

La corrosión es un proceso debido al comportamiento del fluido que afecta el sistema de producción submarino, la producción de hidrocarburos en taludes de aguas profundas requiere de un sistema seguro en especial el diseñar líneas de flujo que sean resistentes a la corrosión ya que son un elemento muy costoso y el que presenta mayores problemas por esta causa. La corrosión es un factor que puede hacer que las operaciones de producción sean un fracaso, ya que un problema severo de corrosión puede llevar a realizar reparaciones muy costosas. La corrosión en el sistema de producción submarino puede reducir la vida operativa del pozo, uno de los factores que produce la corrosión es el régimen de flujo o el patrón de flujo, ya que, si existe un flujo intermitente, este puede generar condiciones altamente corrosivas.

En operaciones en taludes de aguas profundas es común que las condiciones promueven la rápida condensación del agua en una sección más fría de la línea de flujo, por lo cual se forma una película de

agua en la parte superior de la línea de flujo, el agua se satura con gases ácidos y es entonces cuando inicia la corrosión.

La corrosión (ver figura 2.28) además puede desarrollarse aun cuando existan problemas con depositación de arena o incrustaciones y estas formaciones pueden acelerar el proceso cuando se combinan con la erosión.



Figura 2.28 Línea de flujo afectada por la corrosión. Tomado de PETROBRAS, 2008.

Emulsión

La emulsión se puede definir como un sistema heterogéneo constituido por un líquido no miscible disperso en otro, en forma de gotas, cuyos diámetros son generalmente mayores a 0.10 micras. La fase formada por las gotas aisladas se llama fase dispersa o interna y la fase que forma la matriz en donde las gotas están suspendidas, se llama fase continua o externa.

Las emulsiones pueden ser determinadas como un problema primario que dificulta la separación de los fluidos que se producen, en caso de que no se controle una emulsión puede causar que la viscosidad del fluido aumente cuando existe un corte de agua menor al 50 por ciento.

Espumas

Una espuma se forma debido al gas disperso en una fase líquida, es un proceso similar al de una emulsión (ver figura 2.29). Los problemas debidos a las espumas son por la incapacidad de identificar las distintas fases y dificultar la separación de estas, los problemas de espumas se controlan mediante el uso de antiespumantes.

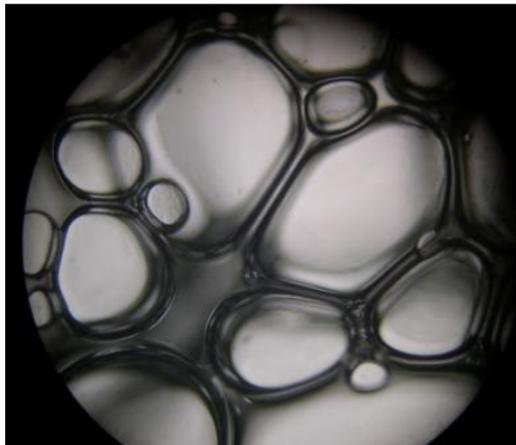


Figura 2.29 Estructura de una espuma. Tomado de Schlumberger, 2014

2.6.5 Acumulación de Hidratos

Los hidratos son estructuras cristalinas que se forman cuando las moléculas de metano que es el componente principal del gas natural quedan atrapadas en espacios microscópicos de las moléculas de agua. Los hidratos pueden llegar a encontrarse con temperaturas muy bajas incluso menores a la del hielo y pueden coexistir con agua o hielo dependiendo de las condiciones de temperatura y presión.

En la explotación de campos en taludes de aguas profundas los hidratos son de mucho interés para el aseguramiento de flujo, la acumulación de hidratos puede taponar las líneas de flujo y ocasionar problemas severos en válvulas y otros elementos del sistema submarino de producción (Soria, 2010).

La formación de hidratos proviene comúnmente de hidrocarburos ligeros que están en contacto con el agua, generalmente se forman en temperaturas cercanas entre los 4 y 20 °C dependiendo de las presiones que se presenten.

En 1811 se determinó la existencia de hidratos que fueron reconocidos por científicos, aunque la industria petrolera se tardó 100 años más en determinar que estos compuestos cristalinos son tema importante en el aseguramiento de flujo, durante estos últimos 50 años se ha realizado una mayor investigación ya que conforme avanzó el desarrollo de explotación en aguas más profundas se ha trabajado en determinar los problemas asociados con la acumulación de hidratos y como mitigarlos.

Algunas investigaciones realizadas por expertos estiman que el control y la prevención de hidratos a través de la función del aseguramiento de flujo requieren de altos costos, por ello a través de la experiencia obtenida en proyectos desarrollados en taludes de aguas profundas se ha demostrado tener un mayor interés en lograr comprender mejor los mecanismos que desencadenan la formación de hidratos para lograr reducir los costos de control y eliminación que genera la acumulación de estos compuestos (Soria, 2010).

Propiedades y características de los hidratos

Los hidratos son formados por moléculas de gas metano y agua, la formación de su estructura cristalina se debe a las fuerzas denominadas fuerzas de Van der Waals, que actúan como fuerza de atracción entre las moléculas de gas.

La estructura de un hidrato contiene 85 por ciento o más de agua en su molécula y el resto corresponde a gas, en cuanto al color que presentan pueden ser de diferentes coloraciones dependiendo de las impurezas, en el Golfo de México se han identificado hidratos de color amarillo,

naranja y verde mientras que en el Océano Atlántico se han encontrado de color azul por mencionar algunos ejemplos.

El tiempo que toma la formación de hidratos está en función de las condiciones dinámicas del sistema y de las propiedades de los fluidos en el pozo, en el caso de que las condiciones desaparezcan los hidratos puede desasociarse y así formar gas libre y agua (Soria, 2010). Su depositación es principalmente influenciada por los siguientes factores:

- a) Temperatura.
- b) Presión.
- c) Salinidad del agua de formación.
- d) Propiedades del gas.
- e) Cantidad de agua y gas.
- f) Rutas donde pueden migrar el gas y agua.

Los hidratos de gas se encuentran asociados principalmente a zonas de sedimentos con alto material orgánico donde el gas que en su mayoría se trata de gas metano es transportado como gas disuelto en el agua, debido a la facilidad que tienen para viajar este gas libre alcanza condiciones favorables de presión y temperatura que permite la estabilidad de estos, el ambiente saturado de gas metano y otros gases inicia la formación de hidratos en presencia de moléculas de agua. Aparte del metano, el etano, propano, butano, nitrógeno, dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno son los gases más comunes en el yacimiento que pueden formar hidratos.

El proceso en el que se forma los hidratos se da al unir los núcleos de hidratos y permitir la formación de partículas más grandes, este proceso se da, de tal forma que cuando el tamaño es crítico la tasa de formación

de hidratos es demasiado rápida y ocasiona problemas catastróficos como el bloqueo completo de las líneas de flujo.

El manejar gas en taludes de agua profundas, presenta gran dificultad debido a las condiciones que permiten la formación de hidratos, por ello se necesita precisar adecuadamente la presencia y cantidad de hidratos para lograr mitigar la deposición de estos en el sistema submarino de producción y asegurar el flujo desde el yacimiento hasta las instalaciones en superficie. Los hidratos deben ser caracterizados para utilizar el método adecuado de control y eliminación (Soria, 2010).

La estabilidad de los hidratos depende de los siguientes factores:

- a) Presión.
- b) Temperatura.
- c) Cantidad de gas.
- d) Cantidad de agua.

Las condiciones extremas en taludes de aguas profundas son un factor para que en operaciones de perforación de pozos puedan encontrarse ya formaciones de estos compuestos y al ser mezclados con los fluidos de perforación puede provocar cambios en las propiedades reológicas causando obstrucción y daño a la formación.

En un diagrama de fases (ver figura 2.30), la línea correspondiente a la formación de hidratos mantiene una temperatura relativamente estable a lo largo de un rango de presiones hasta llegar a la línea correspondiente al punto de burbujeo, en cuanto a la zona que se encuentra por debajo de la temperatura de formación de hidratos disminuye si se reduce la presión.

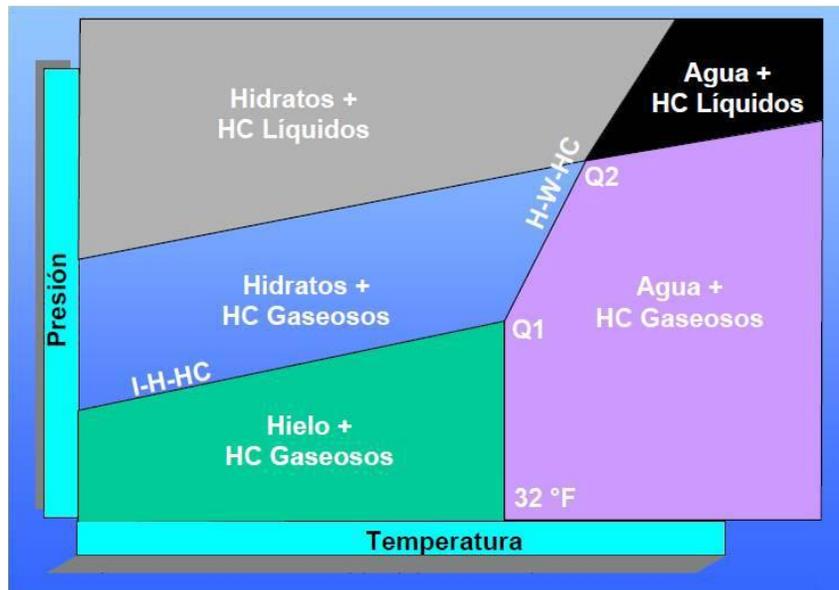


Figura 2.30 Diagrama de fase de hidratos. Tomado de Instituto Mexicano del Petróleo, 2012

Operaciones que propician la acumulación de hidratos

En el caso de formación de hidratos existen varias operaciones que desencadena la acumulación de estos en el sistema submarino de producción y se mencionan algunos:

- a) El enfriamiento del pozo durante los períodos de cierre: pruebas de presión, reparación de accesorios y componentes, intervenciones o tomas de información.
- b) El reinicio de operaciones después de un período de cierre: en este caso se requiere la inyección de inhibidores que usualmente son metanol o glicol, por ello es importante ya que una vez que el pozo alcance el gasto requerido y se encuentre lejos de las condiciones de la envolvente de formación de hidratos, la inyección del inhibidor se reduce dependiendo del corte de agua. En el caso de arranque de pozo no es recomendado realizarse sin la inyección de un inhibidor.
- c) El período de limpieza del pozo: el objetivo del aseguramiento del flujo en las operaciones de limpieza de pozo es protegerlo del taponamiento por hidratos (ver figura 2.31), mientras se mantiene la máxima flexibilidad posible para las operaciones durante todo el proceso, el plan de limpieza de pozo

generalmente implica de la experiencia de un grupo de ingenieros que determine cual método es el más eficiente.

- d) La salinidad del fluido de terminación ya que en muchos casos tiene efectos en la inhibición de los hidratos. (Soria, 2010).

Control de hidratos

El control de hidratos es una función muy importante que requiere de las siguientes actividades para evaluar los problemas asociados con su depositación:

- a) Determinar las condiciones de operación: presión, temperatura, RGL, corte de agua.
- b) Analizar los fluidos del yacimiento para determinar las condiciones de formación de los hidratos:
 - a. Obtener una muestra representativa buena (petróleo, gas, agua).
 - b. Medir la composición química y el comportamiento de fase.
 - c. Realizar cálculos de predicción de hidratos.
 - d. Medir las líneas de equilibrio de fase para hidratos.
 - e. Estimar el efecto de algún inhibidor.
 - f. Estimar la separación de la molécula de hidrato con el uso del inhibidor.
 - g. Considerar el uso de un método mecánico para eliminación de hidratos.
 - h. Evaluación del daño de equipo por hidratos.

Métodos para inhibir o evitar la formación de hidratos

Los siguientes son métodos para inhibir o evitar la formación de hidratos (ver figura 2.31), estos forman parte de las estrategias de aseguramiento de flujo y por ende se hablará de ellos con mayor detalle en la siguiente sección:

- a) Métodos térmicos: el calentamiento del sistema para superar la temperatura de formación de hidratos y el aislamiento térmico.
- b) El sistema de dosificación con inhibidores químicos: uso de metanol, inyección de glicol.
- c) Control a través de altas velocidades de flujo que viajen en las tuberías como método de prevención de hidratos.
- d) Despresurización: consiste en someter los hidratos a un estado de baja presión dentro de la tubería, para llevarlos por debajo del valor de equilibrio trifásico (hidrato, agua líquida, hidrocarburo), donde el elemento inestable se descompone en metano y agua, mitigando así el hidrato.



Figura 2.31 Formación de hidratos en tuberías y equipo de tratamiento en superficie.
Tomado de PETROBRAS, 2008.

2.6.6 Estrategias para el aseguramiento de flujo

Como ya se vio, los factores que afectan la función del aseguramiento de flujo son causados por la acumulación de sólidos o el comportamiento del flujo, por lo cual se han diseñado métodos que permiten prevenir, mitigar y eliminar estos factores haciendo posible que las operaciones de producción de hidrocarburos sean exitosas en taludes de aguas profundas (López, 2006).

Se define como estrategias, a los diferentes métodos que se han desarrollado para lograr prevenir, mitigar y eliminar los factores que afectan la función del aseguramiento de flujo. Las principales estrategias que se pueden destacar:

- a) Estrategias de mitigación o eliminación.
- b) Estrategias de prevención.
- c) Selección del sistema de producción.

Los apartados a) y b) de la sección anterior, son los que justamente se estudiarán en este trabajo especial de grado.

Es importante al realizar una evaluación de una estrategia, seguir con un proceso de diseño de la función del aseguramiento de flujo (ver figura 2.32) que inicia con la medición y muestreo de fondo de pozo para conocer las propiedades de los fluidos y realizar un modelo del comportamiento del flujo, este tema como se desarrolló anteriormente permite ser una base importante para definir las posibles estrategias que podrían efectuarse para el aseguramiento de flujo.



Figura 2.32 Proceso para el diseño y evaluación de estrategias en la función del aseguramiento de flujo. Tomado de Schlumberger, 2014

El objetivo principal de elaborar una estrategia para el aseguramiento de flujo es ofrecer ventajas tales como:

- a) Permitir operaciones seguras en la producción de hidrocarburos.
- b) Evaluación de todos los métodos que puedan prevenir, mitigar o eliminar cualquier factor que afecte el aseguramiento de flujo.
- c) Reduce los costos de operación y mantenimiento al elegir el método más adecuado.
- d) Optimiza la operación de los sistemas de producción submarina.
- e) Reduce los posibles casos de inactividad por problemas asociados en el flujo.
- f) Ningún riesgo de daño al medio ambiente.

Esta sección se enfoca en explicar cuáles son estos métodos y porque su uso es frecuente en la ingeniería petrolera para lograr exitosamente el aseguramiento de flujo en taludes de aguas profundas. Los tres

métodos que se utilizan para elaborar estrategias de aseguramiento de flujo son:

- a) Manejo térmico.
- b) Manejo con tratamientos químicos.
- c) Remediación mecánica.
- d) Despresurización.

2.6.7 Manejo térmico

Los métodos térmicos se utilizan con frecuencia para mantener una temperatura que evite la precipitación de sólidos como ceras e hidratos, es común requerir de aislamiento, calentamiento eléctrico, circulación de fluidos calientes y adición de químicos que actúen como reacciones exotérmicas para retener el calor (López, 2006).

Aislamiento térmico

El aislamiento térmico es un método que se requiere para evitar que los fluidos producidos en el pozo sufran de una caída de temperatura debido al entorno frío del agua de mar y por ello logren precipitarse y formar sólidos que afecten los sistemas de producción submarinos, ya que la depositación en líneas de flujo o cualquier otro elemento del sistema puede causar un mal funcionamiento o la pérdida de producción.

El uso de un aislamiento térmico permite evitar la depositación principalmente de hidratos y ceras parafinicas, así como eliminar efectos en la viscosidad que impida el flujo de los fluidos.

Este método busca retener el calor que provee la corriente de los fluidos producidos y que no alteran en gran medida la composición de ellos, las características de retención de calor se logran cuantificar mediante el coeficiente de transmisión térmica donde un flujo radial de

calor de un sólido se pone en contacto con un fluido que se encuentra a diferente temperatura entonces el flujo de calor transferido por convección puede expresarse en función de la diferencia global de esas temperaturas, este se basa en la ley de Newton de enfriamiento (ver figura 2.33).

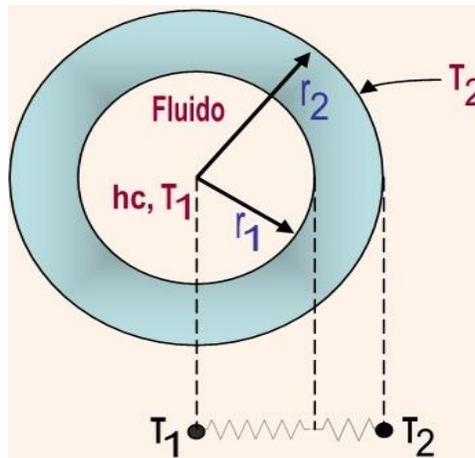


Figura 2.33 Transferencia térmica. Tomado de PEMEX, 2012.

Un aislante térmico (ver figura 2.25), debe ser flexible para que no se degrade durante la vida productiva de los sistemas de producción submarinos que a menudo es de 20 a 25 años o más.

El material de aislamiento térmico debe tener las siguientes características:

- a) Baja conductividad térmica.
- b) Capacidad de conservar sus propiedades aislantes bajo compresión hidrostática.
- c) Exposición a largo plazo con agua de mar.
- d) Capacidad limitada para adaptarse a espacios disponibles.
- e) Facilidad de instalación y reparación.
- f) Capacidad de soportar el impacto de la manipulación y protección contra la corrosión.



Figura 2.34 Ejemplo de aislamiento en una tubería. Tomado de PEMEX, 2012.

Tuberías con aislamiento al vacío (VIT)

Existe un tipo de aislamiento denominado VIT, esto consta de una tubería de aislamiento al vacío, compuesta de un tubo en otro tubo mejor conocido como *pipe-in-pipe* o PIP por su nombre en inglés, el diseño permite que en el espacio anular que se forma dentro de ambos tubos pueda mantenerse una condición de baja conductividad térmica con valores en su aplicación en el Golfo de México de $0.0014 \text{ W}/(\text{m}\cdot\text{K})$, la longitud de esta tubería generalmente se fabrica mayor a los 12 metros.

VIT es un método de prevención de parafinas y formación de hidratos, su uso suele ser costoso, pero ayuda a aumentar el tiempo de enfriamiento en el pozo debido a su excelente comportamiento térmico.

Calentamiento eléctrico

El calentamiento eléctrico es un método para prevenir la formación de ceras e hidratos, su uso se requiere principalmente cuando se trata de transportar los fluidos producidos por largas distancias y bajas temperaturas en los taludes de aguas profundas, se puede utilizar en

conjunto con sistemas *pipe-in-pipe* (tubería en tubería) y con sistema de aislamiento térmico mojado (López, 2006).

Su uso es útil cuando existen cierres de producción prolongados y es considerado como un método muy confiable, aunque su instalación es muy costosa en campos con taludes de aguas profundas.

El calentamiento eléctrico es considerado como un método de protección total entre sus ventajas se encuentra que provee un aislamiento de alto rendimiento y da confiabilidad a largo plazo, mientras que su principal desventaja es que requiere de mucha energía que puede significar mayores costos de operación.

Circulación de fluidos calientes

Este método permite que un fluido a temperatura elevada viaje a través del espacio anular generado por dos tuberías con configuración *pipe-in-pipe*, el fluido térmico se calienta con calor externo y la circulación de los fluidos tiene 2 alternativas; la corriente y la contracorriente.



Figura 2.35 Configuración *pipe-in-pipe*. Tomado de PETROBRAS, 2008.

El diseño (ver figura 2.35) debe permitir que las líneas de flujo en operación funcionen con una mayor temperatura a la de formación de hidratos, una de las línea será más caliente debido a que se requiere

una mayor temperatura para que viaje desde la superficie hasta el árbol submarino de producción, la línea de flujo fría que es la líneas de retorno del fluido circula a temperaturas más bajas debido a la transferencia de calor hacia la corriente de producción, sin embargo debe buscarse que la temperatura no sea menor que la temperatura de formación de hidratos ya que podría ser un problema severo para permitir la formación de estos.

En general el tratamiento con circulación de fluidos tiene gran flexibilidad para lograr disolver la depositación de ceras, ya que debido a la configuración del sistema puede cambiarse periódicamente la dirección del calor a través las líneas de flujo, la línea caliente se hace línea fría y la fría se hace caliente haciendo que la línea de flujo de operación incremente su temperatura y disuelva nuevamente la depositación de ceras (López, 2006).

2.6.8 Manejo con tratamientos químicos

Los tratamientos químicos son una estrategia utilizada en el aseguramiento de flujo para combatir varios problemas, ceras, hidratos, asfaltenos, incrustaciones y corrosión.

Los tratamientos químicos se pueden aplicar mediante un sistema de inyección diseñado para ser eficaz, fiable y cuyo objetivo es maximizar la capacidad de producción del sistema. El mayor cuidado en su aplicación debe ser la compatibilidad con los fluidos producidos, evitar el cambio de propiedades de los hidrocarburos y no debe causar ningún daño al medio ambiente cuando se descargan en el mar a través del agua producida (PEMEX, 2012).

En la figura 2.36 se mencionan los principales tratamientos químicos que sirven como estrategias para el aseguramiento de flujo en aguas profundas.

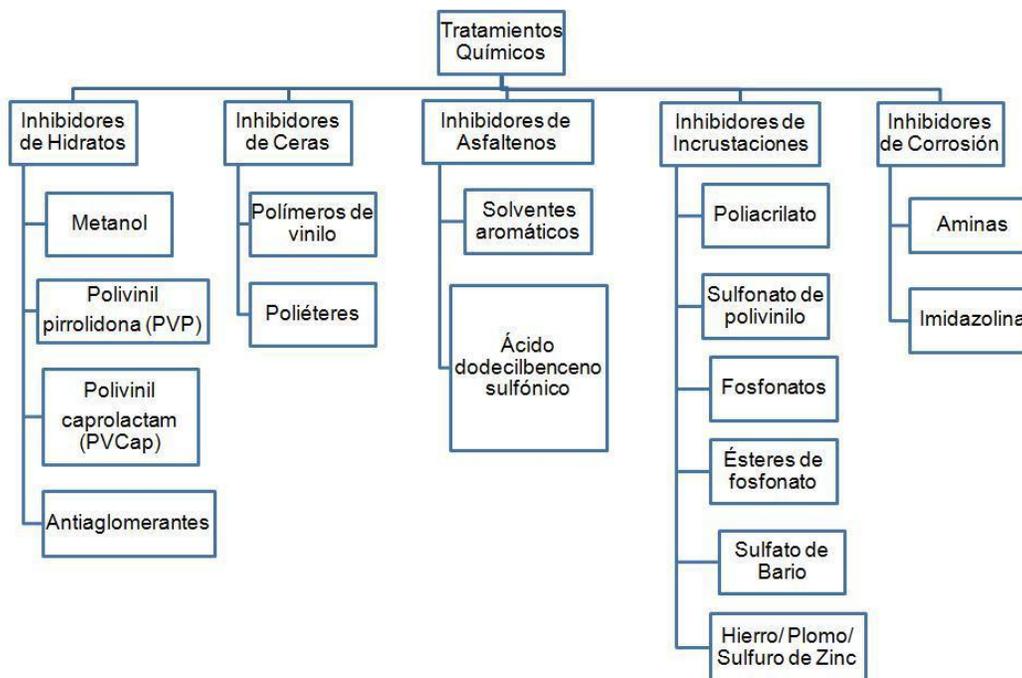


Figura 2.36 Tratamientos químicos. Tomado de PEMEX, 2012.

Inhibidores de hidratos

Existen 3 tipos de inhibidores para tratar el problema de deposición de hidratos:

- a) Termodinámicos.
- b) Cinéticos.
- c) Antiaglomerantes.

Los inhibidores químicos desplazan el equilibrio de presión-temperatura de tal forma que los hidratos no consiguen la inestabilidad a la condición in situ de presión-temperatura y los hidratos se disocian en la superficie de contacto.

Parámetros importantes para el efecto de los inhibidores de hidratos:

- a) Tiempo para el inicio de la formación de cristales de hidrato.
- b) Tiempo de inducción a la temperatura de inicio de la formación de hidratos.

- c) Tasa de crecimiento inicial de los cristales de hidrato.
- d) La extensión y tiempo a la aglomeración.
- e) El consumo total de gas para la conversión en hidratos.

Dentro de los inhibidores los más comunes son los inhibidores termodinámicos (alcoholes), tales como el metanol o el glicol, estos inhiben la formación de hidratos mediante la reducción de la temperatura (Marquez, 2014).

2.6.9 Remediación mecánica

La remediación mecánica se realiza a través de la corrida de cochino o diablos, el cual es un proceso importante de limpieza de tuberías en taludes de aguas profundas, entre los beneficios que se obtienen se encuentran:

- a) La producción se incrementa.
- b) Los fluidos producidos son más limpios.
- c) Se requiere una menor presión para bombear los fluidos producidos.
- d) Se mantiene en óptimas condiciones al eliminar los depósitos como ceras parafinicas e incrustaciones en las líneas de flujo.

Un diablo, *pig* o cochino es el objeto que empuja fluidos a través de la tubería, es fabricado de materiales de alta calidad, que son muy resistentes y a la vez flexibles. Los diablos están disponibles en varias formas y se hacen de varios materiales.

Para identificar los problemas de obstrucción en el sistema de tuberías es crucial conocer el proceso de la operación y prevenir los problemas que pueden presentarse, los estudios se realizan con ayuda de simuladores de flujo.

El proceso (ver figura 2.37) de limpieza es mejor conocido como “corrida de cochino o diablo”, este término describe un método mecánico de cambiar de sitio un líquido en una tubería o para limpiar parafinas, asfáltenos, incrustaciones, corrosión y otros depósitos acumulados en el interior de la tubería, permitiendo dar integridad interna del sistema que requiere su uso.

Es importante para la remediación mecánica conocer la localización exacta y el grado de severidad de la obstrucción de las tuberías para determinar la estrategia.

Los diablos son una herramienta muy útil que se utiliza para raspar los depósitos que se han formado en las tuberías y su uso se ha hecho más frecuente.

Las nuevas tecnologías que ofrece este método hace posible realizar internamente un registro de la tubería para los sitios de depósitos sólidos, espesor de la pared, nivel de afectación de corrosión, el gasto del flujo y los datos de temperatura que en conjunto brindan información que ayuda a elaborar otras estrategias de acción correctiva.

La mayor dificultad es que a veces los equipos pueden quedar atrapados ya que los depósitos que son muy pesados y hacen que las recuperaciones del sistema requieran una mayor intervención y el cierre de operación de todo el sistema de producción submarino (Schlumberger, 2015).

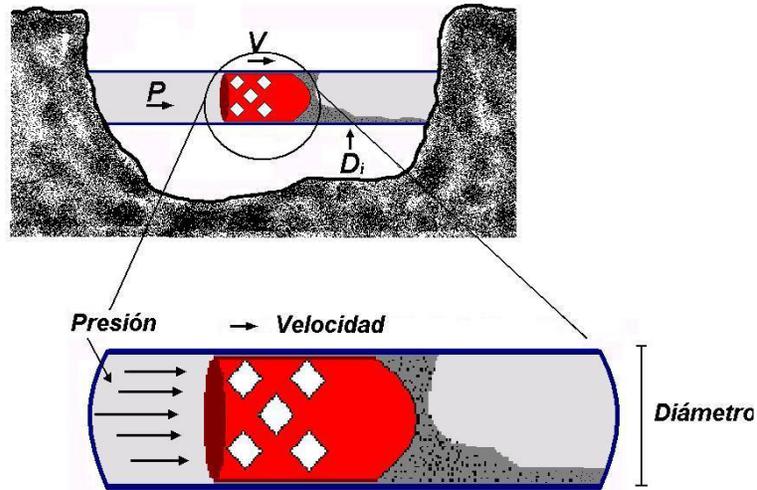


Figura 2.37 Funcionamiento de la corrida de diablo. Tomado de Schlumberger, 2015.

Los principales problemas que deben considerarse es que las operaciones también causan bacheos gigantes y puede descontrolar la operación del pozo si no se calcula bien la capacidad adecuada para el manejo del bacheo en superficie, así como también se necesitan tuberías que deben ser lo más fuerte estructuralmente.

En operaciones (ver figura 2.38) en taludes de aguas profundas la mayor preocupación es la velocidad de llegada del diablo ya que la rectitud del sistema y la recepción del diablo limitan la máxima velocidad de llegada del diablo. En casos de sistemas en aguas profundas con *riser* del orden de unos pocos miles de metros de altura, la velocidad de llegada del diablo es muy grande, esto es causado por la columna de líquidos del *riser*.

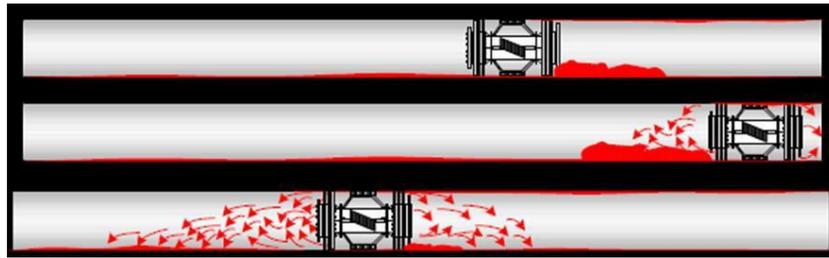


Figura 2.38 Operaciones en tuberías con corridas de cochino o diablos. Tomado de Schlumberger, 2015.

2.6.10 Despresurización

Es el método más comúnmente usado para remediar los taponamientos con hidratos. Consiste en reducir la presión del sistema por debajo de la presión a la cual los hidratos son estables a la temperatura ambiente del agua del mar. La capacidad de despresurización, así como la efectividad de la despresurización, deben incluirse en la fase de diseño del sistema, además, de considerar que muy posiblemente se presenten bloqueos múltiples que prolongarán el proceso, y harán necesario sumar los aspectos de seguridad. Algunas configuraciones del sistema submarino pueden ser difíciles de despresurizar hasta una presión lo suficientemente baja (por ejemplo, los puntos más bajos de las líneas de flujo). El tiempo para derretir o eliminar los hidratos, es función del coeficiente global de transferencia de calor de la tubería, por ende, dependerá de si la línea de flujo presenta o no aislamiento.

2.7 Flujo Multifásico

El flujo multifásico se define como la mezcla de dos o más fases distintas (por ejemplo, petróleo, agua, gas y sólidos) que fluyen a través de un conducto cerrado o una tubería (Gómez, 2015). El comportamiento de múltiples fases fluyendo es mucho más complejo que para el flujo de una sola fase, porque tienden a separarse debido a la diferencia de densidad y, normalmente no viajan a la misma velocidad. La diferencia en las velocidades reales entre las diferentes

fases se traduce en un fenómeno muy importante, que es el deslizamiento de una fase con relación a otras. Las fases que pueden estar presentes en un flujo multifásico son:

- a) Sólidos, que son normalmente en forma de partículas relativamente pequeñas. El sólido es incompresible y tiene interfaces no deformables.
- b) Líquidos, que también son relativamente incompresibles, pero sus interfaces con las otras fases son deformables.
- c) Gases, esta fase es muy compresible y deformable.

El flujo multifásico se puede clasificar de acuerdo a la variación de la distribución física de las fases en el flujo, de dos y tres fases. La clase más común de flujo multifásico son flujos de dos fases, que se han agrupado en cuatro categorías:

- a) El flujo de gas-líquido.
- b) Flujo líquido-líquido, tales como emulsiones de crudo y agua en las tuberías.
- c) Flujo líquido-sólido, que son ampliamente encontrados en el transporte de hidrocarburos.
- d) Flujo de gas-sólido, donde las partículas sólidas se suspenden en los gases, que son de importancia en gasoductos.

Flujos trifásicos son también de importancia práctica, siendo ejemplos los siguientes:

Flujos de gas-líquido-sólido, que se producen en sistemas de recolección de crudo, proveniente de formaciones poco consolidadas. Los flujos de gas-líquido-líquido, como se encuentran en la condensación o evaporación de mezclas líquidas (Nas y Brandt, 2015).

2.7.1 Características especiales del flujo multifásico

- a) Deslizamiento entre fases: las velocidades de las fases son diferentes.
- b) Diferentes patrones de flujo: flujo distribuido y flujo separado.
- c) Comportamiento de fases: intercambio de masa entre las fases.
- d) Arrastre y deposición: pequeñas gotas de líquido existen en la fase gaseosa y finas burbujas de gas en la fase líquida, también es posible la dispersión líquido-líquido y la dispersión de partículas sólidas (arena) en cualquiera de las fases.

2.7.2 Modelamiento de flujo multifásico

El flujo multifásico por su naturaleza es siempre un fenómeno transitorio y es descrito por el régimen de flujo y su transición (Nas & Brandt, 2015). Actualmente las correlaciones empíricas y modelos mecánicos son usados para modelar en estado estacionario pero los modelos dinámicos requieren de modelos mecánicos, debido a que estos describen la física del fenómeno (Nas y Brandt, 2015).

Una correlación empírica se desarrolla científicamente y puede ser aplicada en los rangos de condiciones similares a los cuales los datos experimentales fueron tomados, mientras que un modelo mecánicos es un modelo matemático que explica el comportamiento del flujo multifásico en tuberías incorporando todas las variables que están involucradas en el fenómeno, complementando la parte teórica con datos de campo; esta aproximación produce métodos de predicción que representa mejores resultados sobre las correlaciones empíricas (Schlumberger, 2014). Esto se puede observar en la Figura 2.44.

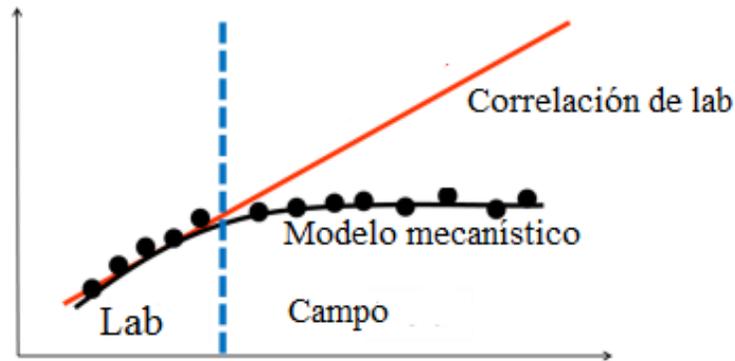


Figura 2.39 Modelamiento de flujo multifásico. Tomado de Schlumberger, 2014.

2.7.3 Parámetros de flujo multifásico

La velocidad superficial de líquido y gas, la fracción de volumen de gas y la retención de líquido afectan significativamente el comportamiento del flujo. Según Nas y Brandt, 2015, estos parámetros son brevemente descritos a continuación:

Retención de líquido o *holdup*

El *holdup* se define como la relación entre la cantidad de volumen de líquido en un segmento de tubería y el volumen total de dicho segmento. La definición varía entre cero, donde la fase es gaseosa completamente, y uno, para fase líquida completamente. El volumen restante de la tubería ocupado por el gas se denomina *holdup* de gas o fracción de vacío. Ver la Figura 2.40.

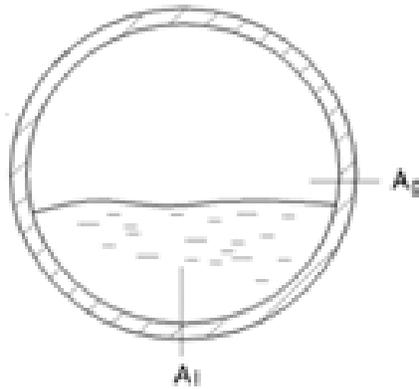


Figura 2.40 Retención de líquido y fracción vacía. Tomado de Schlumberger, 2014.

$$\alpha = A_g/A_t \quad \text{Ecuación 1}$$

$$H = A_l/A_t \quad \text{Ecuación 2}$$

$$H = 1 - \alpha \quad \text{Ecuación 3}$$

Donde:

α : Es la fracción ocupada por el gas (adimensional).

H: Es la fracción ocupada por el líquido o el holdup (adimensional).

A_l , A_g : Área ocupada por el líquido y el gas respectivamente (m^2).

A_t : Es el área transversal de la tubería (m^2).

Retención de líquido sin deslizamiento (*non slip holdup*)

La retención de líquido sin deslizamiento es la razón de volumen de líquido en un segmento de la línea dividido por el volumen total de dicho segmento, considerando que ambas fases viajan a la misma velocidad. Puede ser calculado directamente con los caudales volumétricos. La

diferencia entre la retención y la retención sin deslizamiento es una medida del grado de deslizamiento entre las fases.

Velocidad superficial.

La velocidad superficial de una fase fluida es la velocidad que esta fase exhibiría si fluyera sola a través de la sección transversal de la línea. La velocidad superficial representa la tasa de flujo volumétrico de una de las fases por unidad de área.

$$V_{sl} = Q_l \times A_t \quad \text{Ecuación 4}$$

$$V_{sg} = Q_g \times A_t \quad \text{Ecuación 5}$$

Donde:

V_{sl} , V_{sg} : Velocidad superficial del líquido y del gas, respectivamente (m/s).

Q_l , Q_g : Caudal volumétrico de líquido y gas, respectivamente (m^3/s).

A_t : Es el área transversal de la tubería (m^2).

Velocidad real (*in situ*).

La velocidad real o actual de la fase es el caudal volumétrico entre el área que ocupa dicha fase.

$$V_l = Q_l \times A_l \quad \text{Ecuación 6}$$

$$V_g = Q_g \times A_g \quad \text{Ecuación 7}$$

Donde:

V_l , V_g : Velocidad de líquido y gas respectivamente (m/s).

A_l , A_g : Área ocupada por el líquido y el gas respectivamente (m^2).

Velocidad de deslizamiento.

El deslizamiento introduce un efecto multifásico que no es observado en el flujo de una sola fase y puede ser de dos tipos: un deslizamiento local debido a la diferencia de velocidades entre fases en el mismo lugar y un deslizamiento distribuido debido a la distribución irregular de una fase en otra. La velocidad de deslizamiento representa la velocidad relativa entre las dos fases. Se define como la diferencia entre las velocidades reales del gas y del líquido.

$$V_s = V_g - V_l \quad \text{Ecuación 8}$$

Donde V_s es la velocidad de deslizamiento (m/s).

Caída de presión para flujo multifásico

La caída de presión total se genera por la caída de presión hidrostática, la caída de presión por fricción y la caída de presión por aceleración. La caída de presión hidrostática es proporcional al *holdup* y este último depende del caudal de líquido, el caudal de gas y del deslizamiento. Ver la Figura 2.41.

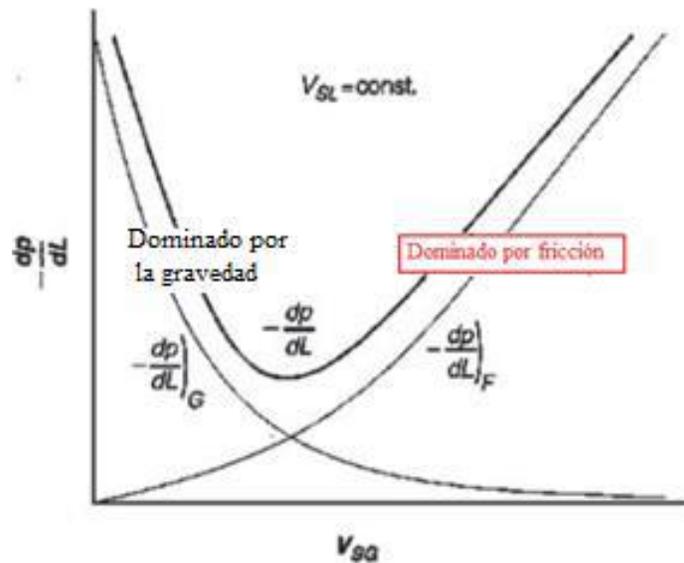


Figura 2.41 Caída de presión en flujo multifásico. Tomado y adaptado de Schlumberger, 2014.

2.7.4 Patrones de Flujo

Uno de los factores de mayor relevancia en el estudio de flujo multifásico son los patrones de flujo, los cuales se refieren a las diversas configuraciones que adquieren las fases dentro de la tubería, cuando viajan simultáneamente. La predicción de estos regímenes, resulta de gran importancia en la determinación de la caída de presión y el *holdup* de líquido, pues buena parte de las correlaciones empíricas y modelos mecánicos empleados en estos cálculos, dependen del patrón de flujo presente para las condiciones de trabajo. Los diferentes patrones de flujo han sido clasificados dependiendo de su configuración espacial en la que intervienen parámetros como la gravedad, la dirección y geometría de la tubería, las velocidades superficiales y las propiedades de las fases. A continuación, se define de manera general los patrones de flujo identificados en una tubería de producción Schlumberger (2014).

Patrones de flujo bifásico en tuberías horizontales

Existen dos tipos básicos de régimen de flujo en tuberías horizontales que se reconocen en la herramienta computacional: separado o segregado y distribuido. El primero comprende flujo estratificado y anular y el segundo burbuja y flujo tapón. Ver Figura 2.42.

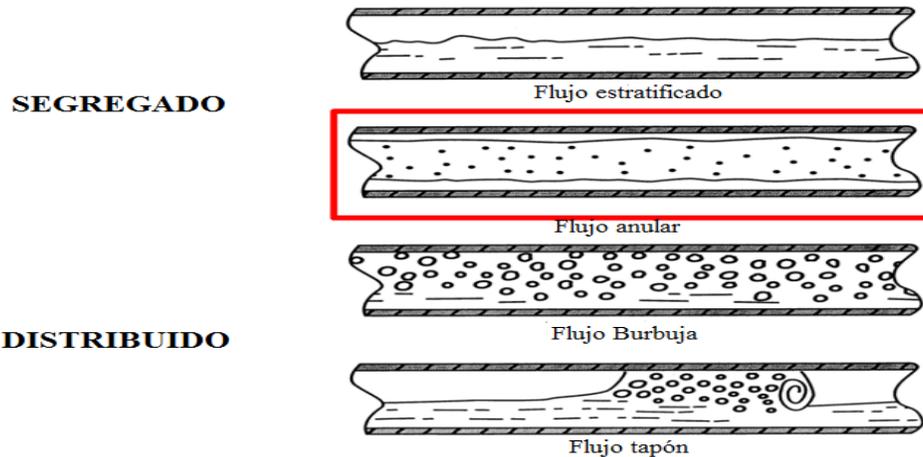


Figura 2.42 Patrones de flujo considerados en tuberías horizontales y relativamente horizontales. Tomado y adaptado de Schlumberger, 2014.

Schlumberger (2014) afirma que OLGA tiene en cuenta que el flujo anular solo aparece en sistemas verticales o relativamente verticales.

En el caso del flujo en tuberías verticales, al igual que el flujo en tuberías horizontales e inclinadas, el patrón de flujo puede ser segregado o distribuido y es altamente dependiente del caudal de gas, la diferencia radica en que el flujo estratificado no está presente en tuberías verticales, debido a los efectos de la gravedad. La Figura 2.43 muestra los patrones de flujo que se puede encontrar en las tuberías verticales considerados por OLGA. Al modelar el flujo tipo *churn*, el cual es la transición entre flujo tapón y el anular, el simulador utiliza el modelo para flujo tipo tapón.

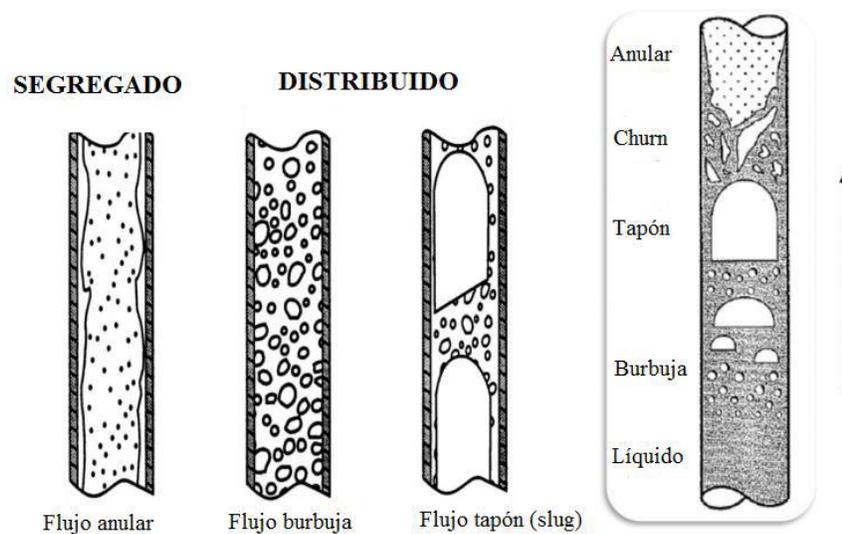


Figura 2.43 Patrones de flujo en tuberías verticales y relativamente verticales. Tomado y adaptado de Schlumberger, 2014.

Flujo segregado

Dentro de esta clasificación general se presenta como característica común la baja velocidad de la fase líquida, mientras que la velocidad de la fase gaseosa puede ir entre baja a moderada. Dentro de la clasificación de flujo segregado se encuentran: flujo estratificado y flujo anular.

- a) Flujo estratificado: se produce a bajas velocidades de flujo en tuberías horizontales o inclinadas hacia abajo, el líquido y el gas se separan por efecto de la gravedad. A bajas velocidades de gas, la superficie del líquido es suave, pero a velocidades del gas superiores, la superficie del líquido se vuelve ondulada.
- b) Flujo anular: se produce a altas velocidades de flujo en sistemas dominados por gas. El líquido fluye como una película alrededor de la pared interior del tubo. Las gotitas de líquido son arrastradas por el gas que fluye en el centro de la tubería.

Flujo distribuido

En esta clasificación general se presenta como característica predominante, que la fase líquida posee una velocidad moderada,

mientras que la fase gaseosa está entre moderada y alta. Dentro de la clasificación de flujo distribuido se encuentran: flujo burbuja y flujo tapón.

- a) Flujo tapón (*slug*): se produce debido al fenómeno de coalescencia, las burbujas se hacen más grandes y cuando esto sucede, tapones de líquido y gas fluyen de forma alternada a través de la tubería. Se produce para todos los ángulos de inclinación, aunque más probable para tuberías inclinada hacia arriba que inclinada hacia abajo.
- b) Flujo tipo burbuja: la característica predominante es que una de las dos fases es dominante sobre la otra, dado que el flujo de una de estas es mucho mayor a la otra y por lo tanto su velocidad. Flujo tipo burbuja se produce a altas velocidades de flujo en sistemas dominados por líquidos, el flujo es una mezcla de pequeñas burbujas de gas arrastradas por el líquido (Schlumberger, 2014).

2.7.5 Flujo *slug*

El flujo *slug* puede ser clasificado en dos principales grupos: naturales y operacionales. Los naturales son del tipo hidrodinámico y los *slugs* provocados por la topografía del terreno, mientras que los inducidos se deben a cambios en las tasas de flujo y a operaciones de corridas de cochinos (*pigging*) Schlumberger (2014).

Tapón o *slug* de líquido hidrodinámico

El *slug* hidrodinámico se inicia por la inestabilidad en la interfaz gas/líquido en el flujo estratificado. Lo cual se debe a la diferencia de velocidades entre la fase gaseosa y la fase líquida y esto se conoce como inestabilidad de Kelvin-Helmholtz.

Un enfoque para examinar la formación y disipación de los tapones de líquido fue investigado por Dukelr y Hubbard (1975) y Taitel y Dukler (1976) (como cita Lababidi, (2012)). Estos autores investigaron la formación de un *slug* usando observaciones en el flujo de gas-líquido en

una tubería horizontal. En su descripción de los fenómenos observaron que, en un tiempo inicial, el gas tiende a fluir por encima de la capa de líquido generando un flujo estratificado. Sin embargo, debido a las fuerzas de fricción creadas en la pared de la tubería, la capa de líquido tiende a desacelerarse a medida que avanza a lo largo de la tubería. Mientras esto ocurre, las pequeñas perturbaciones en la capa estratificada podrían desarrollar especies de olas debido al efecto de succión causado por un aumento de la velocidad del gas, como muestra en la Figura 2.44 (a) y (b), hasta que finalmente una de las olas crece hasta un tamaño suficiente para obstruir la tubería. Este proceso bloquea el flujo de gas, véase la Figura 2.44 (c), y así la presión aguas arriba crece a causa de la obstrucción. Durante esta etapa, el gas se represuriza y actúa como una cuchara, recogiendo líquido de movimiento lento en la película (proceso *pick-up*), comenzando a crecer en volumen para convertirse en un tapón como se muestra en la Figura 2.44 (d).

El gas también puede ser arrastrado en forma de pequeñas burbujas, que se deforman por el efecto combinado de las fuerzas de flotabilidad y las fuerzas de cizallamiento turbulento creado por la diferencia de velocidades entre la parte delantera del tapón y la película de líquido. Como resultado, una dispersión de pequeñas burbujas puede ser transportada a través del cuerpo del tapón de líquido. Mientras tanto, en la cola del mismo, el gas sigue aportando líquido al cuerpo del tapón y por otro lado el líquido del frente del tapón se va derramando hacia la región estratificada hasta que el tapón es disipado por completo y se convierte en una capa de líquido estratificado como se ilustra en la Figura 2.44 (e). Mientras la tasa de aporte del *pick-up* sea mayor que la tasa derramada, el *slug* sigue creciendo de lo contrario se disiparía;

estos dos factores son los que definen la longitud de los tapones. Este proceso se repite a lo largo de la tubería.

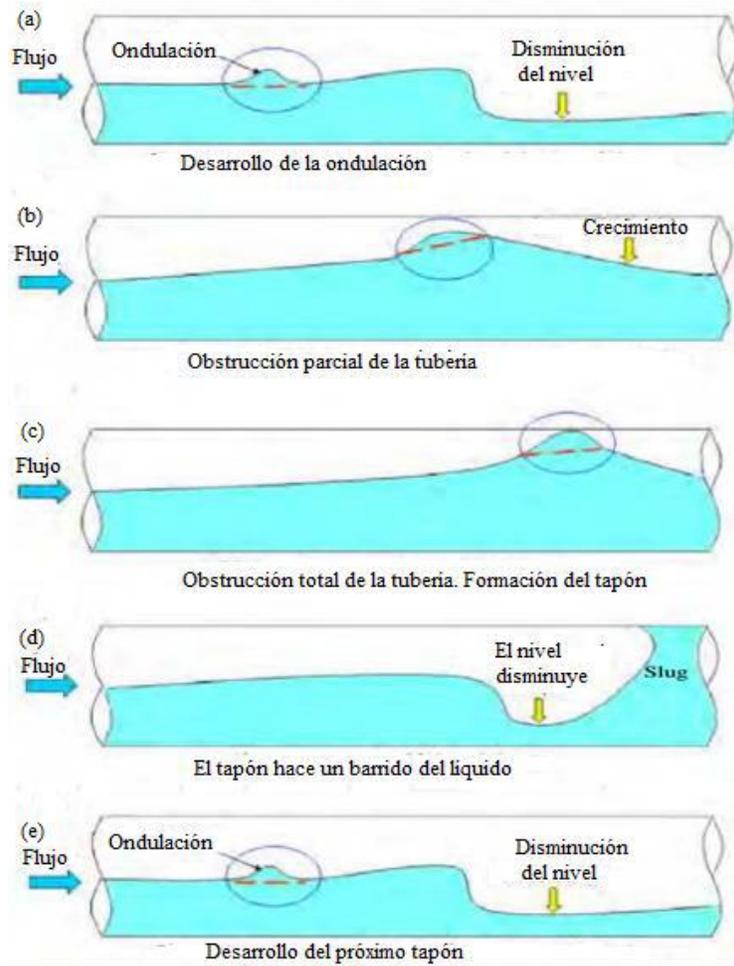


Figura 2.44 Proceso de formación y disipación de un tapón de líquido. Tomado y adaptado de Lababidi, 2012.

Slug o tapón por terreno

Es provocado por los cambios de inclinación en tuberías adyacentes y se forma bajo condiciones de flujo a bajas tasas (véase la figura 2.45).

Tapones inducidos por la topografía del terreno son creados por el líquido atrapado en los puntos bajos de las tuberías por donde esta pasa y en general ocurren a bajas tasas de flujo. El caso más típico y

severo de este fenómeno ocurre en los sistemas de producción costa afuera que terminan en tuberías verticales (*riser*) que se conectan a la plataforma de separación.

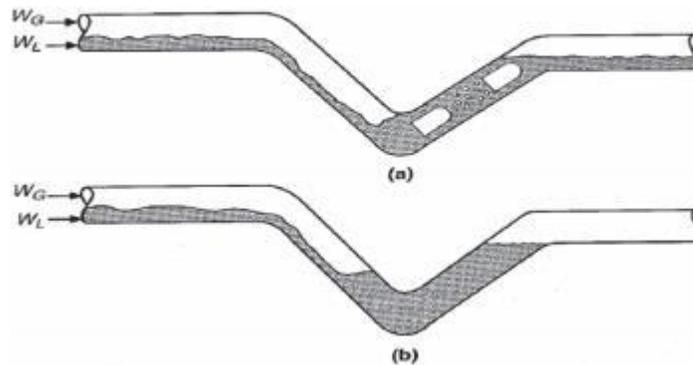


Figura 2.45 Tapón de líquido formado por la topografía del terreno. Tomado de Schlumberger, 2014.

Tapón o *slug* de origen operacional

Este tipo de *slug* es creado por cambios operativos en el sistema, tales como el arranque, cambios en la tasa de flujo, *plunger lift* y *pigging*. Para un flujo multifásico, un cambio en el caudal en la entrada puede resultar en un nuevo *holdup* o contenido de líquido y puede causar olas o también conocido como onda de densidad en el sistema de transporte. Durante el arranque del sistema, se puede formar un tapón debido al líquido que se acumula en los puntos bajos de la tubería después de la parada. Cuando se realiza un cambio de tasa de flujo se forma dicha ola, pero solo ocurre cuando el cambio es un aumento desde una condición estable, lo cual actúa como un barrido para el líquido acumulado. El volumen del *slug* es la diferencia de *holdup* entre ambas condiciones, y va a depender de la nueva tasa y el tiempo durante el cual se realiza el cambio o mejor conocido como tiempo de rampeo.

El *slug* por operaciones de limpieza es creado cuando se hacen corridas de cochinos, pero típicamente se forma un único tapón de líquido delante de la herramienta ver la Figura 2.46. El *slug* tendrá un volumen equivalente al volumen de líquido que se encontraba en la tubería en el momento de lanzar el cochino menos el volumen de líquido que se descarga en el separador durante el tiempo de transito del mismo (Schlumberger, 2014).



Figura 2.46 Tapón de líquido formado por operaciones de *pigging*. Tomado de Schlumberger, 2014.

Problemas que ocasiona el flujo *slug*

El flujo tapón genera problemas de operación y de producción. No obstante, los problemas operacionales conllevan a los problemas de producción puesto que la falta de control sobre el tapón se ve reflejado en una baja producción (Schlumberger, 2014).

Problemas operacionales:

- a) Vibración por altas fluctuaciones de presión.
- b) Inestabilidad del flujo.
- c) Daños a equipos de separación y transporte.
- d) Dificultad operacional durante los reinicios de producción.

Problemas de producción:

- a) Separación deficiente que dará crudo fuera de especificaciones.
- b) Paros en los equipos de recepción y del sistema en general.

- c) Contrapresión en el yacimiento.
- d) Reducción de la producción promedio.

El principal y más indeseado problema que ocasionan los tapones de líquido es el inundamiento de los separadores debido al flujo adicional que se recibe provocando que la fase líquida salga por la sección de gas (ver figura 2.47). También existe una situación insegura en el medio laboral por las vibraciones generadas que provocan fallas en las redes y fatiga en dispositivos mecánicos, lo que lleva también a un tiempo no productivo y consecuentemente pérdidas monetarias (López, 2006).

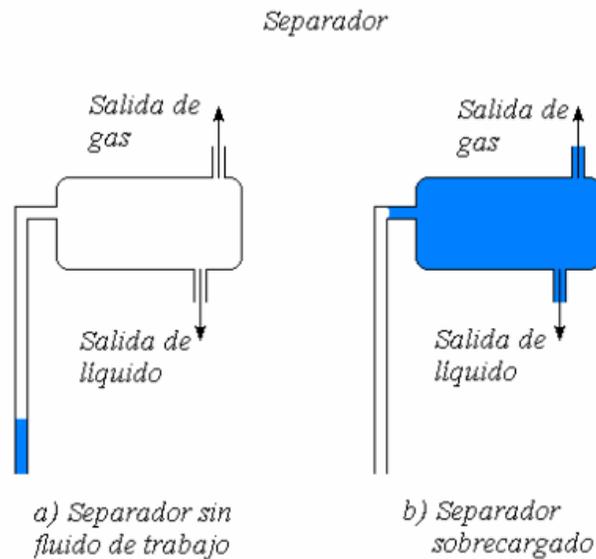


Figura 2.47 Inundación del separador durante la llegada del tapón de líquido. Tomado de López, 2006.

2.8 Simulación de flujo multifásico

La simulación de flujo constituye un mecanismo con el cual los ingenieros reflejan el comportamiento del flujo estacionario y transitorio de petróleo, gas, agua y sólidos de un pozo, sistema de producción y líneas de transporte, para guiar las decisiones de desarrollo de campos petroleros (Gómez, 2015).

Las simulaciones pronostican el comportamiento del flujo de fluidos en todas las etapas de la vida productiva de un pozo o un campo, desde la perforación, la producción hasta los diferentes procesamientos. La simulación es una herramienta valiosa para el desarrollo de planes de contingencia en caso de paros y arranques de ductos, cambios en la tasa de producción, limpieza de tuberías y muchos eventos operacionales y procedimientos de emergencia que ocurren en todo campo de petróleo y gas. Los ingenieros utilizan las simulaciones durante la ingeniería inicial, conceptual y de detalle para guiar las decisiones relacionadas con el dimensionamiento y la selección de materiales para tuberías, válvulas e instalaciones de procesamiento y almacenamiento.

Las simulaciones de flujo desempeñan un rol importante en los programas de capacitación de los operadores, porque ayudan al personal a familiarizarse con los procedimientos y las consideraciones relacionadas al aseguramiento de flujo. Además las simulaciones proporcionan al personal menos experimentado un mecanismo para practicar operaciones seguras y correr numerosos escenarios hipotéticos del tipo “que sucedería si” (Nas y Brandt, 2015).

2.8.1 Origen de la simulación de fluidos

La mayoría de los fluidos producidos no llega a la superficie en una corriente monofásica estacionaria. Por el contrario, la producción es una combinación compleja y constantemente cambiante de hidrocarburos, agua y sólidos.

La fuerza que impulsó el desarrollo de las primeras herramientas de simulación de la industria petrolera fue la necesidad de los diseñadores de contar con estimaciones precisas de presión, temperatura y fracción retenida de líquido.

Las primeras simulaciones en modelos de estado estacionario, asumían que las propiedades del flujo tales como caudal, temperatura, densidad, composición permanecían constantes en el tiempo en un punto dado del sistema. Desde la introducción en la industria petrolera hace casi 30 años, los simuladores de flujo de estado estacionario evolucionaron significativamente. Por ejemplo, el simulador en estado estacionario PIPESIM (uno de los más conocidos en la industria) permite pronosticar una diversidad de situaciones asociadas con el flujo de fluidos.

Las simulaciones en estado estacionario proporcionan un método para estimar rápidamente los resultados del flujo con ciertas especificaciones. No obstante, debido a que operan en base a que los parámetros del flujo no cambian en el tiempo, no son aplicables para la simulación de fenómenos de flujo transitorio.

Esta limitación instó al desarrollo de las simulaciones dinámicas de flujo multifásico que permiten al usuario modelar el comportamiento variable en el tiempo de un sistema. Como resultado de ese desarrollo, a comienzo de la década de los 80 se comenzaron a utilizar modelos dinámicos para simular el flujo de petróleo, gas y agua en tuberías. Este primer intento tuvo lugar en el año 1980 como un proyecto de investigación entre Statoil y el Instituto de Tecnología Energética (ambas empresas de Noruega). La primera versión de una herramienta de simulación dinámica de flujo multifásico OLGA fue introducida en 1983 como resultado de este proyecto.

2.8.2 La herramienta computacional OLGA

El código OLGA es un modelo unidimensional de fluidos, de régimen permanente y transitorio modificado para hidrocarburos en tuberías, redes de tuberías y pozos (Schlumberger, 2014); fue iniciado por el Instituto de Investigación de la Energía (IFE) en 1980. La industria del

petróleo comenzó a usar OLGA en 1984 cuando Statoil había apoyado su desarrollo durante 3 años dentro del proyecto de flujo multifásico de los Institutos Noruegos SINTEF e IFE (en noruego: *Stiftelsen for industriell og teknisk forskning*, en español: Fundación para la Investigación Científica e Industrial). Los datos del banco de flujo a gran escala en SINTEF, fueron esenciales para el desarrollo de las correlaciones de flujo multifásico y también para la validación de OLGA. Desde entonces las compañías petroleras apoyan el desarrollo y proporcionan datos de campo al Proyecto de Verificación y Mejora de OLGA (*OLGA Verification and Improvement Project (OVIP)*).

Fue comercializado por primera vez en 1993 por *SPT Group (Scandpower Petroleum Technology)* y desde entonces ha tenido un continuo desarrollo principalmente a través de iniciativas de la industria. Schlumberger (2014) afirma que “OLGA es la herramienta estándar de la industria para la simulación transitoria en la producción de hidrocarburos multifásicos”. La interfaz gráfica de OLGA se puede utilizar para combinar tuberías, equipos de diferentes procesos y una red de pozos con diversas opciones incluidas en el *software*.

OLGA tiene incluido un preprocesador de estado estacionario que está destinado para el cálculo de los valores iniciales o de partida para las simulaciones transitorias; y puede interactuar dinámicamente con los principales simuladores de procesos dinámicos, como Hysys y Dynsim y también con simuladores de yacimientos como Eclipse. Esto permite hacer simulaciones integradas de ingeniería y entrenamiento a operadores que estudian el proceso desde el yacimiento hasta la disposición de los fluidos en un solo modelo de alta fidelidad.

2.8.3 Características fundamentales de OLGA

- a) Flujo transitorio (son ecuaciones diferenciales parciales referidas a un cierto período de tiempo)

- b) Unidimensional (la solución de las ecuaciones es en la dirección del eje axial)
- c) Completo (esto quiere decir que incluye todas las ecuaciones de flujo multifásico)
- d) Un modelo de dos fluidos modificado, es un modelo de dos fases, pero modificado para considerar tres y hasta cuatro fases (agua, petróleo, gas y arena).
- e) Resuelto con una solución numérica semi-implícita (es un método para la solución de ecuaciones). (Schlumberger, 2014).

2.8.4 Ecuaciones aplicadas para fluido multifásico en OLGA

Modelos físicos empleados por OLGA

El modelo de fluidos incluye ecuaciones de conservación de la masa, cantidad de movimiento (momento) y energía. La solución de este conjunto de ecuaciones requiere el desarrollo de leyes de cierre, que son relaciones necesarias que deben agregarse a las ecuaciones de conservación para permitir su cálculo. Una ley de cierre básica es la ecuación de estado del fluido, se trata de una ecuación termodinámica que proporciona una relación matemática entre las propiedades de los fluidos tales como la densidad y la viscosidad, las ecuaciones de estado incluyen también presión, temperatura volumen y energía interna asociada al fluido. Esta relación puede obtenerse consultando las tablas de propiedades como función de la presión y la temperatura pre calculadas por el paquete PVT (Schlumberger, 2014).

El flujo de información entre las ecuaciones ocurre como se muestra en la figura 2.48. En el caso de tener un flujo monofásico en la tubería, la ecuación de conservación de la cantidad de movimiento recibe información de estado del fluido proveniente de las tablas y encuentra la velocidad del fluido presente en la sección de la tubería en estudio. Esta información se utiliza luego como datos de entrada para las ecuaciones

de conservación de la masa y conservación de la energía a fin de actualizar el contenido de masa y energía en esta sección. La nueva información de masa y energía se utiliza posteriormente como dato de entrada para la ecuación de estado a fin de actualizar la presión. Esta nueva información de presión, junto con la información actualizada de energía y densidad del fluido se emplea a su vez para actualizar la ecuación de cantidad de movimiento para la siguiente sección de tubería y así ocurre sucesivamente en todo el dominio discretizado. Esta relación general entre las ecuaciones de flujo existe para cada fase del fluido presente en un sistema de flujo multifásico.

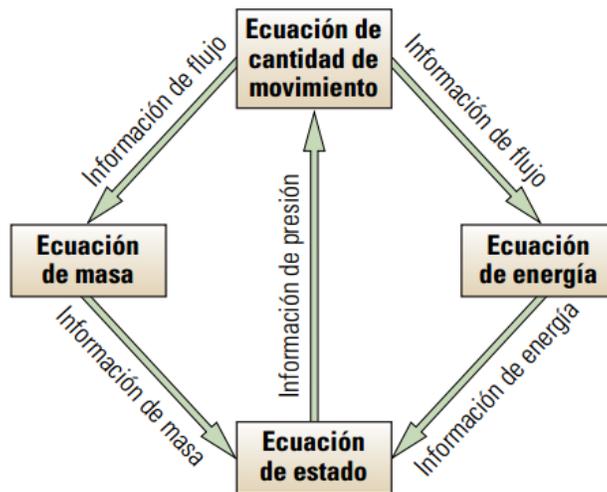


Figura 2.48 Flujo de información entre las ecuaciones del modelo de OLGA. Tomado de Nas & Brandt, 2015.

Las ecuaciones de conservación de la masa de la fase gaseosa, de la fase líquida y las gotas de líquido se resuelven por separado y son acopladas a través de la transferencia de masa. Solo tres ecuaciones de conservación de cantidad de movimiento son usadas, una para la fase continua de líquido, otra para la fase gaseosa con la posibilidad de que existan gotas de líquido y otra para la fase de gas. La velocidad de las gotas de líquido en el gas viene dada por una relación de deslizamiento.

La ecuación de la energía es aplicada para la mezcla total porque se considera que las fases se encuentran en equilibrio térmico.

Con la intención de ilustrar sobre la forma, variables y elementos matemáticos que se usan en las ecuaciones del modelo de fluidos, se presenta a manera de ejemplo, el grupo de ecuaciones que rigen la conservación de la masa en OLGA:

1. Ecuaciones de conservación de la masa:

a) Ecuación para la fase de gas.

$$\frac{\partial}{\partial t}(f_g \rho_g) = -1A \frac{\partial (A f_g \rho_g \tilde{v}_g)}{\partial Z} + \psi_g + G_g \quad \text{Ecuación 9}$$

Donde:

A: Área transversal de la tubería (m²).

f_g: Fracción de volumen de gas (adimensional).

ρ_g: Densidad del gas (kg/m³).

ṽ_g: Velocidad del gas (m/s).

ψ_g: Término de la transferencia de gas (kg/sm³).

G_g: Fuente de gas (kg/sm³).

b) Ecuación para la fase líquida en la pared o continuo:

$$\frac{\partial}{\partial t}(f_l \rho_l) = -1A \frac{\partial (A f_l \rho_l \tilde{v}_l)}{\partial Z} - \psi_{gf} f_l L + f_D - \psi_e + \psi_d + G_L \quad \text{Ecuación 10}$$

Donde:

A: Área transversal de la tubería (m²).

f_l: Fracción de volumen de la fase de líquido continuo (adimensional).

ρ_l: Densidad de la fase de líquido continuo (kg/m³).

\tilde{v}_L : Velocidad de la película de la fase de líquido continuo (m/s).

ψ_e : Término de arrastre (kg/sm^3).

ψ_d : Término de deposición (kg/sm^3).

f_D : Fracción de volumen de las gotas (adimensional).

G_L : Fuente de masa de la fase de líquido continuo (kg/sm^3).

c) Ecuación para las gotas de líquido:

$$\frac{\partial}{\partial t}(f_D \rho_l) = -1A \frac{\partial}{\partial Z}(A f_D \rho_L \tilde{v}_D) - \psi_g f_D f_L + f_D + \psi_e - \psi_d + G_D \quad \text{Ecuación 11}$$

Donde:

A: Área de la tubería (m^2).

f_D : Fracción de volumen de la fase de gotas de líquido (adimensional).

ρ_L : Densidad de la fase de líquido (kg/m^3).

\tilde{v}_D : Velocidad de la fase de gotas de líquido (m/s).

f_D : Fracción de volumen de las gotas de líquido dispersas en la fase gaseosa, (adimensional).

ψ_e : Término de arrastre (kg/sm^3).

ψ_d : Término de deposición (kg/sm^3).

G_D : Fuente de masa de gotas de líquido (kg/sm^3).

2.8.5 Esquema numérico de OLGA

OLGA trabaja con un arreglo no lineal unidimensional. El modelo de flujo en dos fases es resuelto mediante el método de diferencias finitas. OLGA utiliza una técnica de malla donde todas las variables de volumen son definidas en los puntos medios de cada sección como por ejemplo la presión, la temperatura y el *holdup*; y variables como las

velocidades, caudales y patrón de flujo son definidos en las fronteras de las celdas.

El modelo de OLGA aplica la técnica de la celda donadora o mallado escalonado, el cual es un método semi-implícito donde las propiedades de los fluidos son calculadas por la ecuación de estado en el paquete PVT y usadas por la ecuación de cantidad de movimiento para encontrar la velocidad en la sección de tubería y luego esta información se usa como dato de entrada para la ecuación de conservación de la masa y conservación de la energía para actualizar la masa y la energía en esa sección, esta última información sirve para la ecuación de estado a fin de actualizar la presión. Esta nueva información de presión se emplea a su vez para actualizar la ecuación de cantidad de movimiento para la sección de tubería siguiente y así sucesivamente; en otras palabras, las condiciones de frontera arrojadas de una celda son donadas a la celda adyacente, por esta razón se requiere introducirle al modelo las condiciones fronteras del problema para iniciar este proceso que se repite consecutivamente hasta recorrer todo el sistema que ha sido discretizado.

Error de volumen

En cada paso de tiempo, cuando todas las ecuaciones se han resuelto, el cambio de volumen de fluido neto debería ser cero, pero en OLGA se permite un error de volumen que se calcula como sigue:

$$VOL_i = \sum v_f - v_{if} \quad \text{Ecuación 12}$$

Este error se compensa adicionando la sección de volumen en el siguiente paso de tiempo, y es necesario monitorearlo durante la simulación. Se aconseja que deba ser menor a un 5 %, como criterio de convergencia de las ecuaciones. Para la simulación se debe especificar el paso de tiempo máximo y mínimo y de ello depende la magnitud del

error volumétrico. El usuario puede definir estos dos parámetros, pero en muchos casos es el simulador quien controla el paso de tiempo. OLGA utiliza el criterio de Courant Friedrich Levy (CFL) basado en la velocidad de transporte para marcar el límite superior del intervalo de tiempo utilizado para el algoritmo, y no es más que un criterio de estabilidad numérica en la solución de ecuaciones diferenciales en derivadas parciales (Schlumberger, 2014). Para problemas dinámicos de transporte de masa se aplica el criterio CFL, y es el siguiente:

$$\Delta t \leq \min(L_{\text{sección}} U_{\text{fluido}}) \quad \text{Ecuación 13}$$

Donde:

Δt : es el paso de tiempo (s).

$L_{\text{sección}}$: es la longitud de la sección de tubería (m).

U_{fluido} : Es la velocidad del fluido (J/sm^3).

2.8.6 Modelo de simulación en OLGA

Antes de iniciar desarrollo de modelos de simulación se debe definir las opciones generales para la simulación, éstas se listan a continuación:

Parámetros de integración

Se debe definir el tiempo inicial y el final de la simulación, esto se hace en función de los escenarios que se desee analizar. También se debe definir el paso de tiempo máximo y mínimo de integración. Colocar el máximo en 10 s, y el mínimo en 0,01 s es una buena práctica para la mayoría de las simulaciones, pero hay que tener en cuenta que si son transitorios rápidos como un golpe de ariete se deben reducir estos parámetros. (Schlumberger, 2015).

Inicialización de la simulación

Hay tres formas de iniciar la simulación:

- a) Usando el preprocesador de estado estable
- b) A partir de unas condiciones iniciales dadas por el usuario: presión y temperatura, fracción de volumen de gas y de líquido; cada una de ellas deben ser definidas en la entrada y en la salida para todas las tuberías.
- c) A partir de una simulación de estado pseudo estacionario (RESTART). Una simulación a partir de los resultados de un caso base es posible gracias a la opción de RESTART del software OLGA en el que se alcanza el estado estable, es decir se ha superado la transición de una simulación de estado estacionario a una simulación dinámica. Las condiciones finales del caso base o pseudo estacionario son usadas como condiciones iniciales para el caso transitorio.

En esta sección se describe algunas consideraciones a seguir para el desarrollo básico de los modelos de simulación empleando el simulador OLGA.

- a) Modelo Gráfico
- b) Modelo Geométrico
- c) Condiciones iniciales y de frontera
- d) Modelo de transferencia de calor
- e) Configuración del reporte
- f) Tabla de las propiedades de los fluidos, generadas en el paquete PVT Multiflash.

Modelo gráfico

El modelo gráfico es un bosquejo o una figura donde se representan todos los elementos que conforman el modelo de simulación y al cual se le tienen que asignar los demás modelos (Geométrico, Térmico,

Condiciones iniciales y las variables de medición). Un modelo gráfico básico puede verse en la Figura 2.49.



Figura 2.49 Modelo gráfico de un caso básico en OLGA. Tomado y adaptado de Schlumberger, 2014.

Modelo Geométrico

Es una secuencia de tubos que pueden representar tuberías de revestimiento, de producción o de recolección y transporte; la geometría generada en OLGA es una aproximación de la geometría real del sistema. A una tubería se le deben asignar parámetros como longitud, inclinación, diámetro interno, rugosidad y la pared de materiales que la conforman. Cualquier sistema a simular en OLGA, sea un pozo, un ducto o una red, inicia con un nodo acoplado a una tubería y finaliza con otro nodo, a este conjunto se le conoce como ramal o *branch*. Un nodo es un límite de tubería o punto de conexión para dos o más trayectorias de flujo.

-Tipos de nodos

De manera general existen dos tipos de nodos, nodos terminales e internos. En la figura 2.50 se tiene un ejemplo de nodos terminales

a) Nodo terminal: es un nodo ubicado en un extremo del sistema y pueden ser de tres tipos:

- a. Nodo cerrado: es una frontera cerrada en una tubería la cual no permite el paso de fluido en ningún sentido.
- b. Nodo de presión: es el tipo de nodo que permite el paso de fluidos en cualquier dirección, ya sea entrando al sistema o saliendo del mismo. Puede representar un separador o un cabezal.

- c. Nodo de masa: es una fuente de masa en un extremo de la tubería.
- b) Nodos internos: son nodos que representan conexiones internas en el sistema y existen dos tipos (ver la figura 2.51):
 - a. Nodo interno de unión: es la unión entre dos o más ramales del sistema.
 - b. Nodo de división (*split*): como lo indica su nombre representa la división del flujo hacia dos o más ramales (Schlumberger, 2014).



Figura 2.50 Diferencias entre nodo cerrado y nodo de presión. Tomado de Schlumberger, 2014.

A un nodo de presión normalmente se le especifica la presión y la temperatura. Estas condiciones establecen la dirección de flujo. Las trayectorias de flujo tienen una dirección definida por el usuario, pero el flujo es independiente de la dirección, así que cualquier fase puede fluir en contracorriente con respecto a la dirección predefinida en cualquier momento y posición donde existan las condiciones hidráulicas.

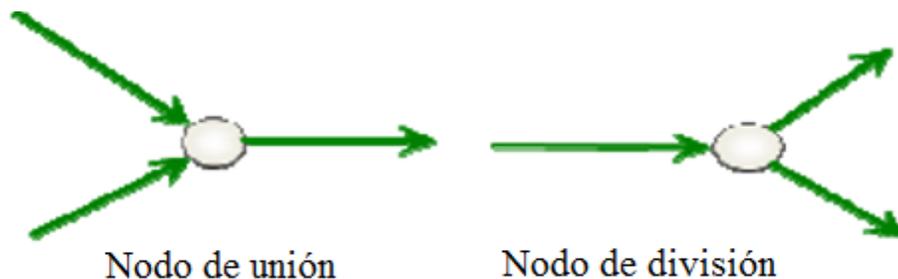


Figura 2.51 Nodo de unión y nodo de división en un sistema modelado en OLGA. Tomado de Schlumberger, 2014.

-Perfil de tubería.

Cada trayectoria de flujo consiste en una secuencia de tuberías y cada una está dividida en secciones (es decir volúmenes de control). Estas secciones corresponden a la discretización para el modelo numérico. OLGA aplica un método de malla espacial escalonada, el cual consiste en calcular variables de flujo (por ejemplo, velocidades y caudales) en los límites de la sección y las variables de volumen (por ejemplo, presión, temperatura y fracciones de volúmenes) como un valor promedio en la sección. En las fronteras de las secciones son ubicados las válvulas, compresores, bombas o cualquier equipo de procesos. La figura 2.52 muestra como es seccionada la tubería y las posiciones donde son medidas las variables.

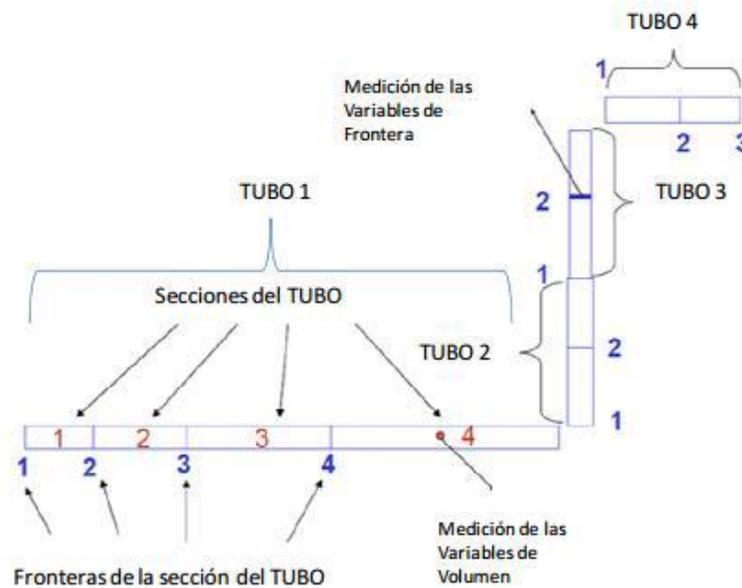


Figura 2.52 Discretización de las tuberías en OLGA. Tomado de Gómez, 2010.

El tiempo de cómputo empleado para la simulación, así como la precisión depende del largo de las secciones. Es común que los datos medidos de los perfiles de las tuberías sean proporcionados con distancias muy cortas lo que lleva a tener un número elevado de

secciones. Si esto ocurre se tendrá un modelo muy preciso pero que requerirá de un tiempo de cómputo muy largo lo cual puede ser poco práctico. Por esta razón en caso de que el perfil contenga secciones muy cortas, es recomendable simplificarlo para obtener secciones más largas con el fin de que el tiempo de cómputo sea menor.

-Discretización de perfil de tubería.

La discretización del perfil de tubería, es dividir cada tubería en un número de celdas o secciones, las cuales son empleadas para hacer el cálculo numérico, y se establece en base a la siguiente regla:

$$0.5 L_i \leq L_{i+1} \leq 2L_i \quad \text{Ecuación 14}$$

Donde:

L_i es la longitud de la sección de tubería actual.

L_{i+1} es la longitud de la sección de tubería siguiente.

Esto establece que el tamaño de la sección siguiente debe estar entre la mitad y el doble de la anterior.

-Filtrado de la tubería.

En esta etapa se remueven aquellos puntos que no contribuyen de forma significativa con el perfil, también permite eliminar problemas de convergencia que existe en la medición de los cambios de elevación. El procedimiento seguido para el filtrado se esquematiza en la figura 2.53.

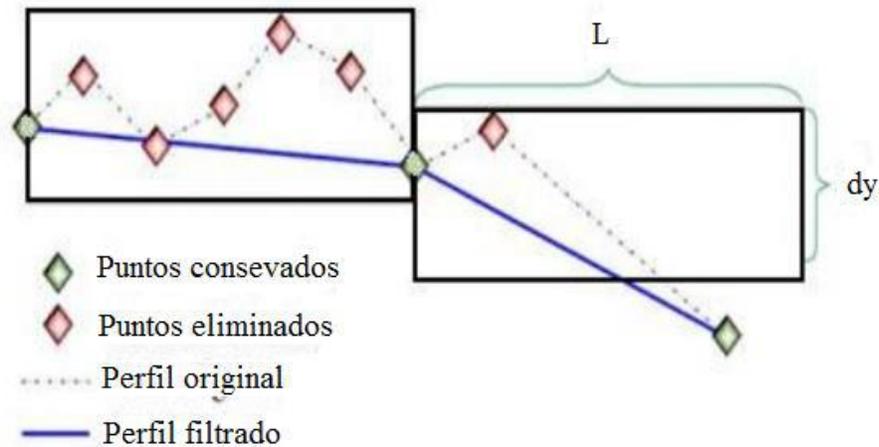


Figura 2.53 Filtrado del perfil geométrico de la tubería en OLGA. Tomado de Masabanda M, 2014.

Condiciones iniciales y de frontera

Para simular la entrada de fluidos a los ramales se dispone de diferentes opciones en OLGA:

- a) Una fuente de masa.
- b) Un nodo de masa.
- c) Un nodo de presión.
- d) Un pozo.
- e) Una zona o yacimiento.

Las fuentes de masas son usadas frecuentemente en el modelamiento de redes de recolección, y tiene las siguientes particularidades:

- a) La fuente inyecta masa sin importar la presión de la tubería.
- b) Puede ser colocado en cualquier sección de la tubería.
- c) Una sección puede tener varias fuentes.

Un sistema con una fuente de masa esta descrito en la figura 2.54.

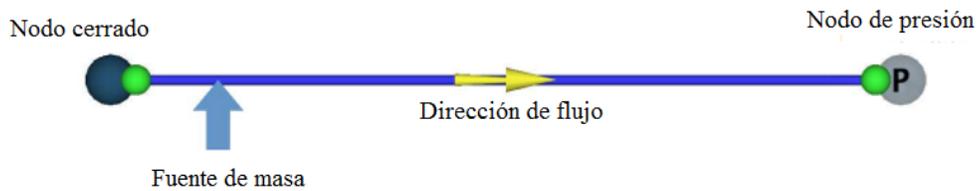


Figura 2.54 Fuente de masa en un modelo de OLGA. Tomado de Gómez, 2010.

La fuente requiere el flujo másico o volumétrico, la fracción de cada fase, la temperatura y la tabla de propiedades del fluido que se inyecta. OLGA calcula la presión a partir del caudal y la temperatura. Al nodo de presión se le debe asignar las condiciones de presión y temperatura que controlan el sistema. A cada elemento que conforma el sistema se le tiene que especificar el fluido que va a manejar (Gómez, 2010).

Cálculos térmicos utilizando el simulador OLGA

El modelo del código OLGA es capaz de simular una tubería con una pared totalmente aislada, o una pared compuesta de capas de diferente espesor, densidad, capacidad calorífica y conductividad. Las propiedades de la pared pueden cambiar a lo largo del sistema de tuberías como es el caso para simular un sistema de un pozo rodeado de formación rocosa con un gradiente de temperatura, una línea de flujo, enterrada o con materiales aislantes y recubrimiento de concreto o pinturas. El coeficiente de transferencia de calor desde el fluido a la pared interna de la tubería es calculado por el código mientras que el coeficiente de transferencia de calor del exterior debe ser especificado por el usuario. Solamente se considera la transferencia de calor en dirección radial y se supone simetría axial.

Una pared son todos aquellos materiales que definen la estructura física de una tubería y sus alrededores y que propician la transferencia del calor por conducción (Gómez, 2010), mientras que en el exterior de la tubería ocurre la transferencia de calor por convección con el aire o el

agua. La convección también ocurre entre el fluido y la pared más interna de la tubería. La utilización de paredes necesita de especificaciones del material o los materiales que la componen, a cada material se le asignan propiedades como la densidad, la capacidad térmica específica y la conductividad térmica (véase la figura 2.55).

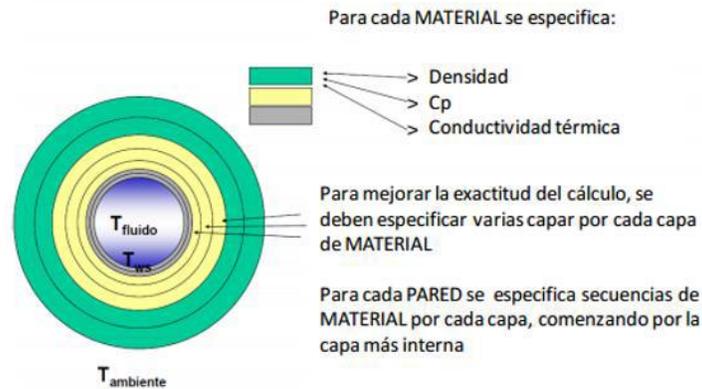


Figura 2.55 Especificaciones de las paredes que conforman las tuberías. Tomado de Gómez, 2010.

La solución numérica para la temperatura en la capa de la pared depende de la discretización de la capa, porque OLGA usa el método de diferencias finitas. Una discretización más fina de las capas de la pared es necesaria para los cálculos transitorios. Cuando el almacenamiento de calor en las paredes de la tubería puede ser importante (enfriamiento o calentamiento durante paradas), debería cumplirse la siguiente regla general entre el espesor de capas contiguas, descrita en la figura 2.56.

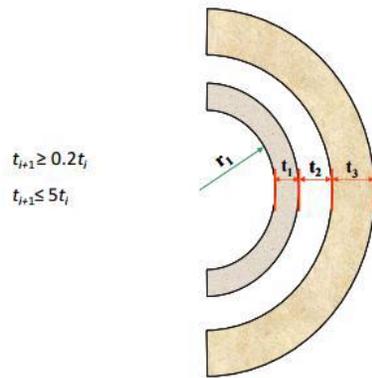


Figura 2.56 Seccionamiento de los materiales de las paredes de las tuberías. Tomado de Gómez, 2010.

OLGA calcula la acumulación de calor en las paredes de las tuberías y también la conducción de calor a través de estas, resolviendo para cada capa y para cada componente la ecuación de conservación de la energía; en ese caso se debe definir las propiedades térmicas para cada material. Otra forma de calcular el flujo de calor es definiendo un coeficiente global de transferencia de calor, donde la transferencia de calor por conducción entre las capas ocurre análogo al flujo de corriente en un circuito, pero en lugar de existir una resistencia eléctrica se considera la resistencia térmica y la conductancia térmica entre materiales, ver la figura 2.57. Este análisis supone que el flujo de calor es unidimensional y es un valor constante especificado por el usuario. Bajo esta modalidad OLGA calcula la temperatura del fluido y el flujo de calor como sigue:

$$Q = U(T_{\text{ambiente}} - T_{\text{fluido}}) \quad \text{Ecuación 15}$$

Donde:

U es el coeficiente de transferencia de calor ($\text{W}/\text{m}^2\text{K}$).

Q es el flujo de calor por unidad de área (W/m^2).

El primero es el más recomendado porque la capacidad de almacenamiento de calor en la pared es significativa. Se debe incluir un cálculo dinámico de la temperatura de las capas de la pared en una simulación transitoria como paros y arranques. La última opción ahorrará algo de tiempo de cómputo, pero sólo debe utilizarse con cuidado y preferiblemente en situaciones estado estacionario.

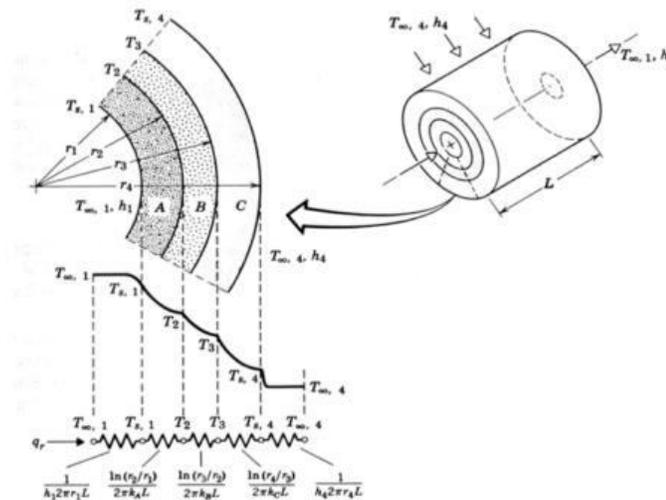


Figura 2.57 Analogía eléctrica en la transferencia de calor por conducción para paredes dispuestas en serie. Tomado de Schlumberger, 2015.

Capas muy delgadas, tales como pintura, deben ser incluidas como una nueva capa, pero ajustando el espesor de la capa vecina con el fin de cumplir la regla.

-Transferencia de calor con el ambiente.

La convección es la manera como ocurre la transferencia de calor con el ambiente y para ello es necesario definir los coeficientes de transferencia de calor por convección, y éste depende del fluido que rodea a la tubería. Los coeficientes de transferencia de calor por convección pueden ser un valor típico de la zona geográfica o bien calcularlo en base a la velocidad de la corriente del fluido que rodea a la

tubería hacia donde se disipa el calor (convección forzada) ver la Figura 2.58.

Alternativamente los parámetros de transferencia de calor se pueden definir como un coeficiente global o especificarle a cada ramal, tubería o sección sus propios parámetros. La primera es una forma sencilla de modelar la disipación de energía, pero no es un procedimiento adecuado si se desean simular transitorios como paros y arranques.

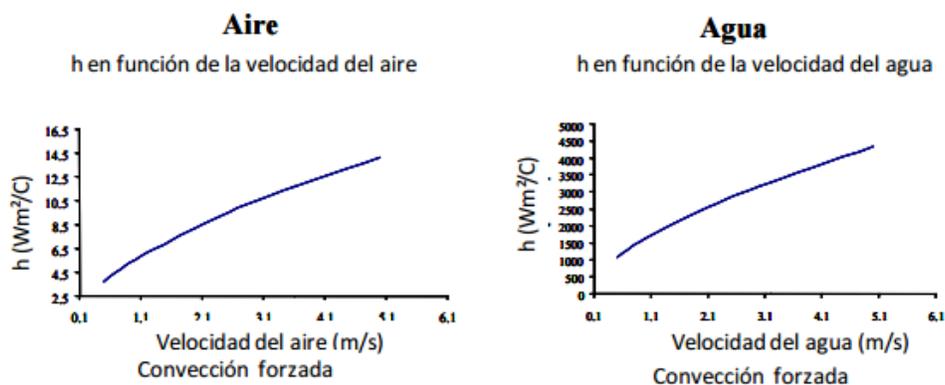


Figura 2.58 Convección forzada en agua y aire. Tomado de Gómez, 2010.

Reporte de variables en OLGA

Las variables que se desean medir son solicitadas en la interfaz gráfica de OLGA, y este tiene tres tipos de reporte, el reporte escrito (*OUTPUT*), los gráficos de perfil (*PROFILE*) y los gráficos de tendencia (*TREND*).

Los gráficos de perfil permiten conocer el valor de las variables solicitadas a lo largo de toda la tubería para un tiempo fijo, es equivalente a observar el estado de todo el ramal para un tiempo determinado. También tienen la particularidad de observarlos de manera animada. Los gráficos de tendencia son diferentes, ya que permiten conocer el valor de una variable en una posición fija para un tiempo variable, los resultados observados en un gráfico de tendencia

son equivalentes a colocar un registrador en la tubería (ver la Figura 2.59), que almacena el valor de la variable con respecto al tiempo (Gómez, 2010).

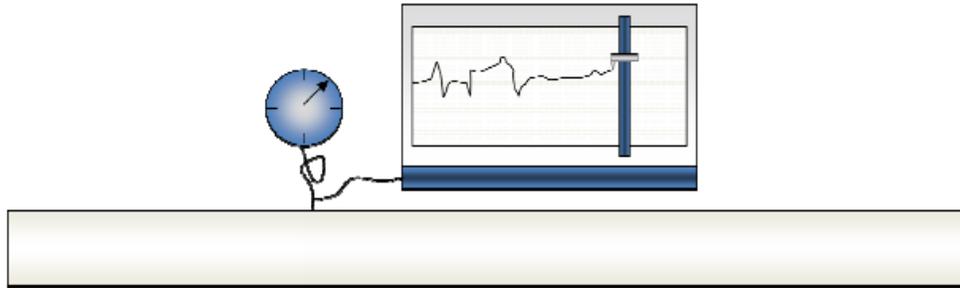


Figura 2.59 Punto de medición o gráfico de tendencia en OLGA. Tomado de Gómez, 2010.

En todos los casos el usuario del *software* debe especificar las variables que desea registrar y con qué frecuencia de tiempo. El simulador contiene dos herramientas llamadas OLGA VIEWER y el visualizador 3D, la cual permite generar una animación de lo que está sucediendo en el modelo.

Los archivos de OLGA

Para la simulación en OLGA se puede crear un proyecto o un caso, el proyecto contiene un caso base y variaciones del mismo. Estos dos archivos son creados por el usuario o simplemente abiertos desde OLGA si ya han sido creados previamente. Las tablas de propiedades de los fluidos son asignadas a través de la interfaz del modelo (Gómez, 2010).

Una vez que el modelo comienza a correr el preprocesador de estado estable genera el archivo de entrada que contiene las condiciones iniciales para la simulación dinámica. Durante el tiempo de simulación se generan los diferentes archivos de salida, tanto el reporte escrito como las gráficas de tendencia, perfil y animaciones. El archivo de

reinicio es utilizado para realizar un posterior modelo, el cual va a partir del punto final del caso que ya ha sido simulado. En la figura 2.60 se muestran los archivos asociados a OLGA.

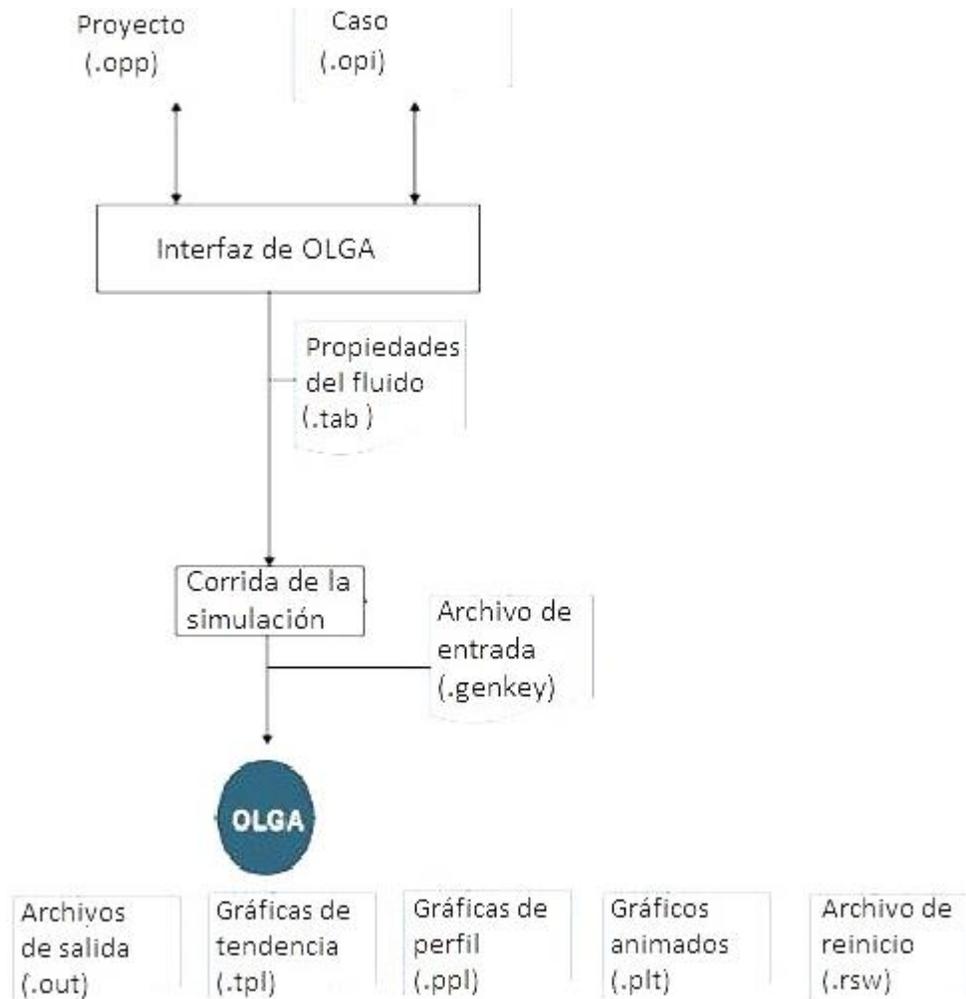


Figura 2.60 Archivos manejados por OLGA. Tomado y adaptado de Schlumberger, 2015.

Como puede verse OLGA requiere un archivo que contenga las propiedades del fluido como la densidad, viscosidad, tensión interfacial, en general el comportamiento de las fases y las propiedades físicas del fluido en función de la presión, la temperatura y la composición. Este archivo generalmente es una tabla pre-calculada a partir de un fluido que ha sido caracterizado en un paquete PVT.

2.8.7 Caracterización de fluidos

Se entiende por caracterización al proceso mediante el cual se obtiene una composición representativa para un fluido. Entonces un fluido está caracterizado cuando se conocen las especies químicas presentes en una mezcla, la cantidad y sus propiedades (Masabanda M, 2014). La caracterización de fluidos se hace utilizando Multiflash, el cual es una herramienta computacional para el modelado de propiedades físicas y equilibrio de fases. Multiflash utiliza el método de la ecuación de estado para derivar las propiedades termodinámicas para cualquier fase. Una ecuación de estado simple describe el comportamiento de la presión, temperatura y volumen de componentes puros y mezclas. Sin embargo, existen ecuaciones cúbicas de estado para representar mejor la densidad del líquido.

Modelos informáticos en la caracterización de hidrocarburos

Un modelo es una descripción matemática para representar una o más propiedades termodinámicas y de transporte de un fluido o un sólido como función de la presión, temperatura y composición. La predicción exacta de las propiedades físicas y termodinámicas es un requisito para el éxito de la simulación y diseño de tuberías. La pérdida de presión, el *holdup*, la pérdida de calor, la formación de hidratos y la deposición de ceras; todos requieren conocimiento de los estados del fluido.

Las etapas en la construcción de las tablas de propiedades se listan a continuación:

- a) Definición de composición de los fluidos.
- b) Definir las fracciones componentes de las mezclas.
- c) Ajuste de la caracterización.
- d) Establecer temperaturas y presiones para cálculo de propiedades.

- e) Definir el número de puntos en la tabla.

2.8.8 Ajuste y calibración del modelo

Para el ajuste entre datos obtenidos de la simulación y los datos de campo, es importante considerar que en OLGA no es posible cambiar la correlación de flujo multifásico para ajustar la caída de presión y tampoco lo es fijar una eficiencia de flujo en los ductos para lograr el ajuste. En caso de existir un error elevado durante la simulación, y es necesario ajustar las caídas de presión, se deben revisar las tablas de propiedades (tablas PVT) o identificar posibles errores en modelo geométrico (diámetro y rugosidades). Si se requiere ajustar la temperatura, se debe revisar el modelo de transferencia de calor (desratización de las paredes).

2.8.9 Modelo de partículas de OLGA

OLGA supone que las partículas se dispersan en las tres fases (capa de gas, capa de petróleo y agua). La velocidad de las partículas se define utilizando una velocidad de deslizamiento a través de la fase portadora.

Se considera el deslizamiento inducido por la gravedad, y por lo tanto las partículas que fluyen horizontalmente se moverán con la velocidad de la fase portadora sino existe deposición o deslizamiento (Schlumberger, 2014).

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

A continuación, se presenta la metodología utilizada para el desarrollo de los modelos de simulación que dieron lugar a una serie de reportes finales los cuales permitieron cumplir con los objetivos planteados en este Trabajo Especial de Grado:

3.1 Recopilación y análisis de la información

Se realizó una amplia recopilación de informes técnicos sobre estudios relacionados a la producción submarina de gas, procesos operacionales de paros de sistemas de producción, acumulación de sólidos y limpiezas de tuberías en sistemas de superficie, simuladores de flujo multifásico como MULTIFLASH y OLGA, fenómenos termohidráulicos y fisicoquímicos, así como trabajos teóricos publicados en libros, reportes, revistas y a través de Internet que sirvieron de base para ajustar y modelar el comportamiento de la acumulación de líquido y de sólidos (hidratos) en tuberías y evaluar operaciones de diseño y mantenimiento de sistemas de gas, simulados con OLGA. La mayoría de la información recolectada se localizó en la página de la Sociedad de Ingenieros de Petróleo (SPE, por sus siglas en inglés), y en diversas versiones de libros en formato digital existentes en la red. Dentro de esta etapa se recopiló toda la información referente a la línea de flujo y de los fluidos manejados en ella. Se realizó la revisión de proyectos de ingeniería básica y de detalle para filtrar y obtener la información de la arquitectura instalada y de los próximos desarrollos del campo, así como también los perfiles de producción de agua y gas, planos civiles y mecánicos de la infraestructura actual y futura que se tiene previsto en

el plan de explotación. Datos de pruebas de pozos fueron usados para cuantificar a grandes rasgos la producción de gas y agua en el proyecto Mariscal Sucre, especialmente del campo Dragón. También se recopilaron estudios de laboratorio que contienen la información para la caracterización de los fluidos manejados en tales campos (para su post-validación con los paquetes integrados en la herramienta computacional) y estudios de la zona geográfica que contienen la meta oceánica y estudios geomorfológicos del lecho marino esenciales para el modelo de simulación.

3.2 Construcción del modelo de simulación

Para construir el modelo de simulación es importante conocer de antemano la metodología para caracterizar un fluido. Esta consiste en generar de manera aproximada las características físicas y químicas de los fluidos, es decir una composición representativa para el hidrocarburo, a partir del análisis PVT y de laboratorio de las muestras, donde se conocen las especies químicas presentes, su cantidad y sus propiedades. Estas tablas nombradas anteriormente son generadas en el paquete PVT para la caracterización de fluidos Multiflash. El algoritmo en la caracterización del fluido se muestra a continuación en la figura 3.1.

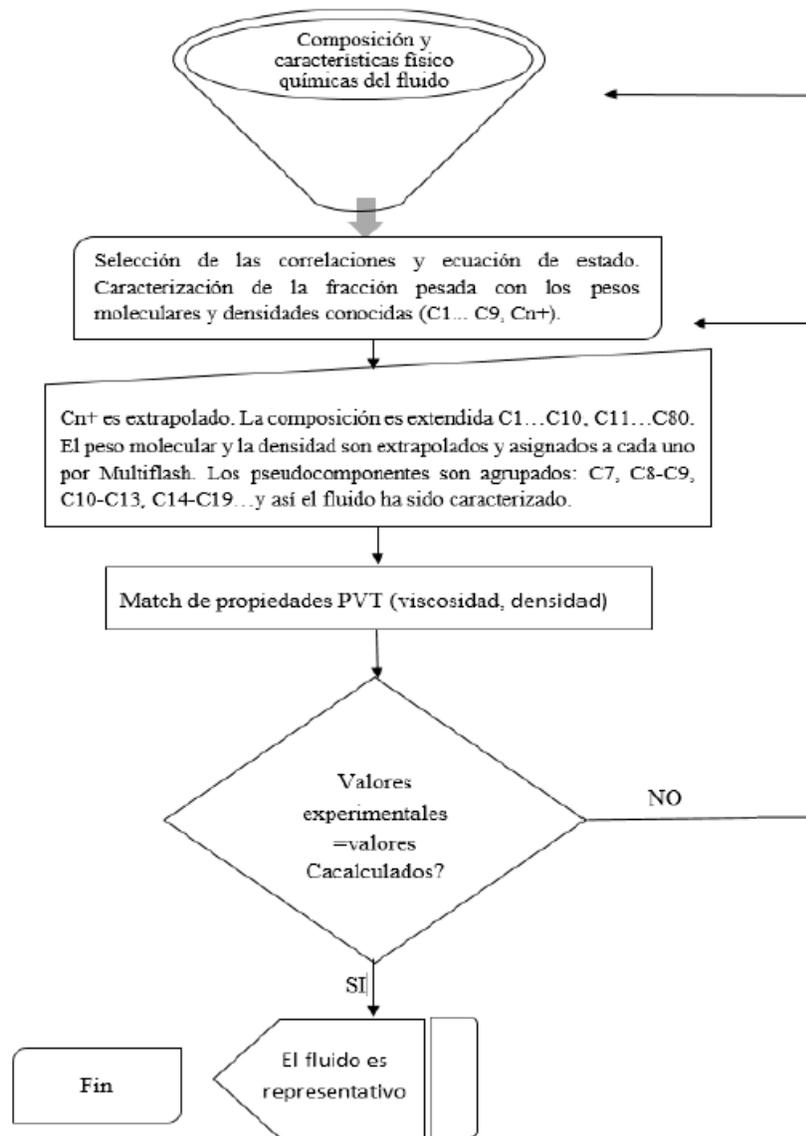


Figura 3.1 Algoritmo para caracterizar el fluido en Multiflash. Tomado de Mendoza 2016.

3.2.1 Modelado del fluido en estudio

El proceso para generar el modelo de fluido se lista a continuación:

En la interfaz del programa Multiflash, se debe elegir la ecuación de estado (EDE) (ver figura 3.2). Se recomienda para gases secos la Ecuación de Estado de Peng Robinson por ser la que mejor se ajusta a este tipo de gas, (Schlumberger, 2014).

Analysis units

Fluid

Unit: mole %

	Component	Fluid amounts
1	NITROGEN	0.32
2	H2S	0
3	CO2	0.09
4	METHANE	99.47
5	ETHANE	0.07
6	PROPANE	0.05
7		
8		

Total: 100

Total fluid

Total amount of fluid: mol

Change to: Single Fluid

Clear analysis

Figura 3.3 Composición del fluido ingresada a Multiflash. Tomada de *OLGA dynamic flow simulator, 2015*.

Una vez, se han cargado los datos, se pudo conocer el comportamiento de las fases del fluido en estudio. En este caso se procedió a generar a través de la herramienta computacional (ver figura 3.4), la envolvente de fase del fluido, generándose un diagrama P–T representativo, el cual se mostrará en la sección de resultados.

Phase | Initial Values | Frame

Type of solution

Normal

Upper retrograde

Unspecified

Select

GAS

Select basis

Mole Fraction

Enter phase fraction (0 to 1)

0

Figura 3.4 Configuración de la herramienta para la generación de la envolvente del fluido en estudio. Tomada de *OLGA dynamic flow simulator, 2015*.

Por último, para el diseño de la técnica de aseguramiento de flujo, es importante estimar el contenido de agua en el fluido (gas) que potencialmente puede acumularse en la línea de recolección. En este caso se configura la herramienta (ver figura 3.5), para saturar el fluido en estudio con agua, considerando una presión promedio de 4110 psia y una temperatura de 168 °F en el yacimiento (SPE-WVS-412). La saturación se determina empleando la ecuación de estado de Peng-Robinson.

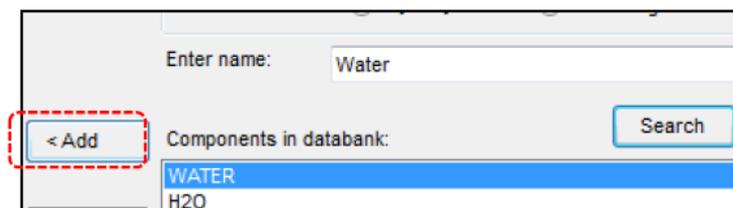


Figura 3.5 Configuración de la herramienta para la saturación del fluido en estudio con agua. Tomada de OLGA *dynamic flow simulator*, 2015.

3.2.2 Modelado del sistema submarino de recolección

Tomando como punto de partida las propiedades del fluido antes descritas, se procede con el modelado del sistema submarino de recolección.

Para el desarrollo del modelo de simulación, se ingresó información necesaria como perfil de tubería, especificaciones para la transferencia de calor, especificaciones ambientales, tabla de propiedades del fluido caracterizado, configuración del sistema submarino, condiciones de operación (presión, temperatura y caudales) y la configuración para el reporte de resultados.

Al tratarse de una investigación de perfil teórico se toma los escenarios más críticos para la determinación de las irregularidades que se buscan mitigar: acumulación de líquido, flujo tapón y formación de hidratos, que pueden ocurrir en la línea de flujo de recolección de gas que va desde el cabezal de un pozo hasta la base del riser ubicada en el lecho

marino, que finalmente estará conectada con una estación de flujo receptora sobre el nivel del mar.

Para el desarrollo del modelo geométrico se utilizan los planos de ruta de tuberías que contienen el perfil topográfico de las líneas de recolección de gas de la plataforma norte del Golfo de Paria (PNGP), como se muestra en la figura 3.6. La línea de flujo tiene como punto de inicio en el cabezal del pozo justo donde se une con el árbol de producción submarino hasta la base del *riser* recibiendo la producción del pozo. La tubería realiza un recorrido de aproximadamente de 9 kilómetros sobre el lecho marino.

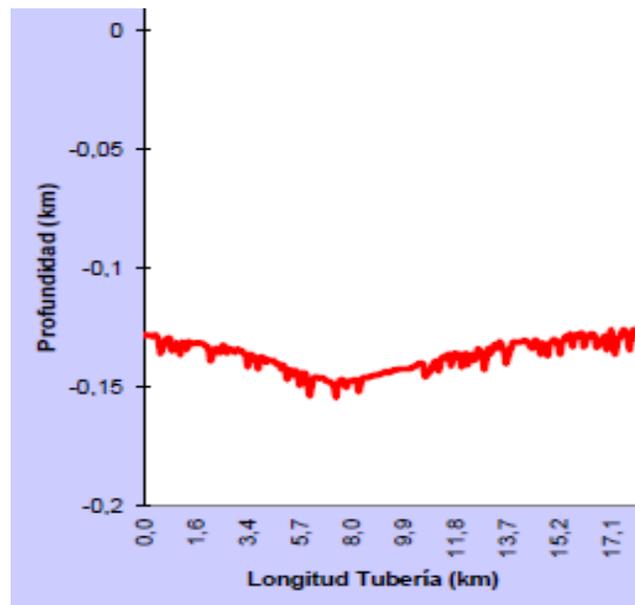


Figura 3.6 Perfil topográfico modelo de una de las líneas de flujo la red. Tomado de PVDSA-INTEVEP 2015.

A partir de los puntos de los planos se obtienen la longitud y la elevación, lo cual se ingresa al editor de geometrías para crear el perfil de las tuberías. Con estas dos especificaciones el editor genera automáticamente el número de tuberías y la inclinación de las mismas. Adicional a esto se debe indicar en el editor la rugosidad y el diámetro interno de la tubería.

Una vez generado el modelo geométrico, se construye el modelo térmico, y para ello, se deben crear las paredes de todos los materiales con los que se encuentra en contacto el fluido y las tuberías. Para crear las paredes se debe conocer qué tipo de materiales coexisten en una tubería, como están dispuestos o distribuidos y el espesor de cada uno de ellos, puesto que cada vez que exista un material diferente o simplemente alguno deje de existir, se debe construir otra pared con las nuevas características. Las condiciones ambientales del bloque donde se encuentra la red son:

- a) Medio hacia donde se disipa el calor: acuoso (agua del mar).
- b) Velocidad del agua: variable (promedio 10 pie/s).
- c) Tuberías sobre el lecho marino.
- d) Temperatura ambiente: varía con la profundidad y en menor medida con la época del año.

En el área de la PNGP, a razón de la profundidad, la temperatura del mar puede variar hasta en 8 grados Celsius; esto se ilustra en la Figura 3.7.

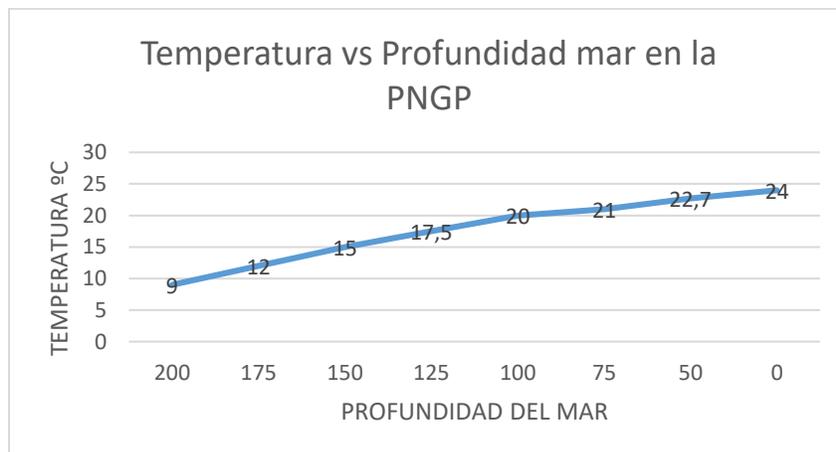


Figura 3.7 Variación de la temperatura ambiente de la zona con respecto a la profundidad del mar (m). Realizado con datos de PDVSA, 2015.

La línea de flujo a simular está formada por tuberías sobre el lecho marino, por lo tanto, el flujo de calor ocurre en forma radial o simétrica y se disipa en medio acuoso (agua del mar).

Para generar el modelo térmico es necesario declarar los materiales, y para eso se le tiene que especificar un nombre, la densidad, la capacidad térmica y la conductividad térmica, ver la tabla 3.2.

Tabla 3.2 Modelo térmico de los materiales que conforman la línea de flujo.

Material	Density [kg/m ³]	Specific Heat [J/kg/K]	Thermal Conductivity [W/m/K]
Steel	7850	500	50
Insulation	1000	1500	0.135

Lo siguiente es generar las paredes, lo cual consiste en el arreglo de materiales que existe en cada línea de flujo, y la discretización de cada capa, ver la Figura 3.8.

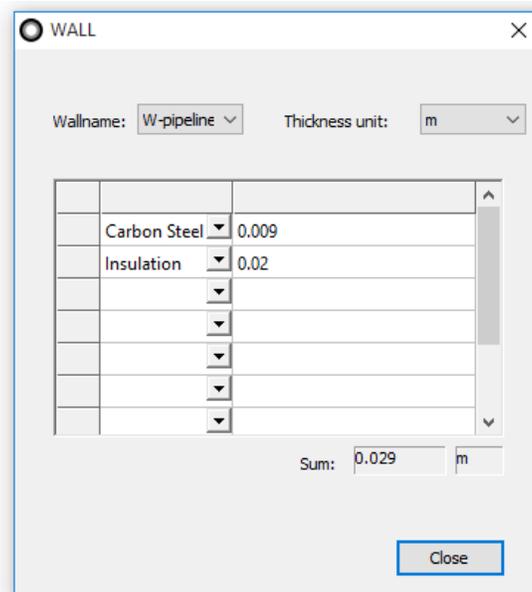


Figura 3.8 Generación de la pared de las tuberías en OLGA. Tomada de OLGA *dynamic flow simulador*, 2015.

El simulador es capaz de hacer una discretización automática siguiendo la regla de espesor de capas contiguas. Una vez que se ha hecho todo esto se debe acoplar el modelo geométrico con el modelo térmico a través del editor de geometría, asignándole a cada tubería la pared que le corresponde. Cada tubería requiere los parámetros ambientales de transferencia de calor como la velocidad del fluido del medio exterior para la convección forzada, así como la temperatura del ambiente ver figura 3.9. Se debe verificar que las caídas de presión y demás parámetros no sean alteradas a medida que se van realizando los estudios necesarios para alcanzar los objetivos propuestos, y asegurar que el modelo siga siendo representativo.

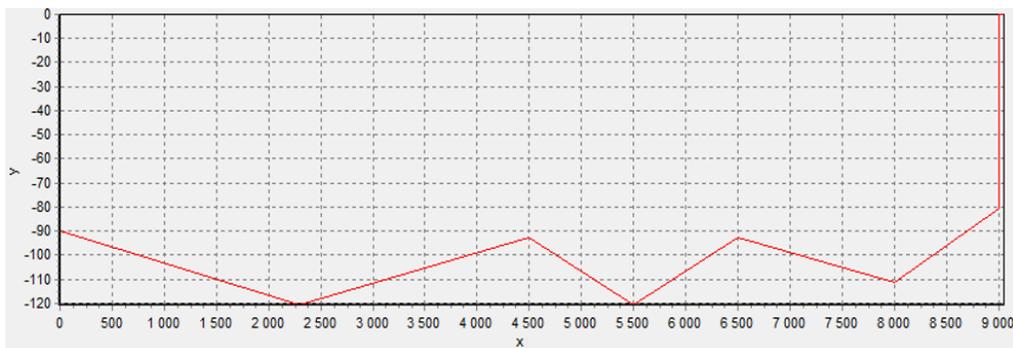


Figura 3.9 Perfil medido en pies de una línea de flujo de recolección de gas en la PNGP. Tomada de *OLGA dynamic flow simulator*, 2015.

Finalmente, el perfil que ha sido filtrado, debe discretizarse, lo cual consiste en dividir cada tubería en secciones para los cálculos numéricos de OLGA. Lo siguiente es asignar las condiciones de frontera, esto incluye valores de presión y temperatura en los nodos de presión.

Para definir la entrada de fluidos en este sistema se hace por medio de un nodo de masa o una fuente que representa el cabezal del pozo; a estos se les especifica el caudal, el corte de agua (dado por la saturación del fluido con agua), la temperatura y la fracción másica de

sólidos (hidratos). Todos estos parámetros se ingresan y el simulador irá actualizando los valores de acuerdo al paso del tiempo en la simulación. Se debe especificar también las condiciones de presión y temperatura en el punto de descarga que es representado por un nodo en el CPF (centro de procesamiento de fluidos).

Finalmente, el modelo de producción resultante (tras haberse configurado en la herramienta computacional los parámetros descritos anteriormente), se validará y se podrá observar en forma gráfica con sus principales características, en la sección de resultados.

Para su validación el modelo fue ajustado tomando en cuenta datos de presión, temperatura y caudal en cabezales submarinos obtenidos de la data del campo, respecto a los obtenidos en la simulación. En este sentido, el tamaño del paso de tiempo de integración y máximo error numérico son los parámetros necesarios a ajustar para lograr una mejor aproximación entre estos. Por ejemplo, si el paso de integración es muy grande, es probable que los resultados no sean representativos de la situación real, y provocará una condición conocida como inestabilidad numérica, de allí la importancia del ajuste de este parámetro.

3.3 Análisis transitorios a partir del Modelo Generado

Después de la construcción y ajuste del modelo de simulación se crearon varios escenarios de producción a fin de tener un abanico de resultados bajo ciertas condiciones y/o eventos, entre ellos la variación del caudal de producción (desde el mínimo económicamente rentable hasta el mayor esperado), disminución y/o aumento de la presión, paro de producción y cambios de la temperatura ambiente. Empezándose la simulación de estos, para de esta manera lograr la predicción de flujo tapón, acumulación de líquido y la formación de hidratos en la tubería, así como también las alternativas de mitigación respectivas.

De manera esquemática se ilustra la forma en que es construida la red de recolección de gas, en la figura 3.10 se resalta el cabezal del pozo, la línea de recolección flujo (que parte del pozo), la cual se conecta con un riser hasta que llega a un centro de procesamiento de fluido (CPF), ubicado sobre el nivel del mar. Aun así, se presenta un enfoque especial, sobre la línea de recolección de flujo (ver figura 3.9), pues es donde particularmente se encuentran los problemas que dificultan el flujo del fluido.

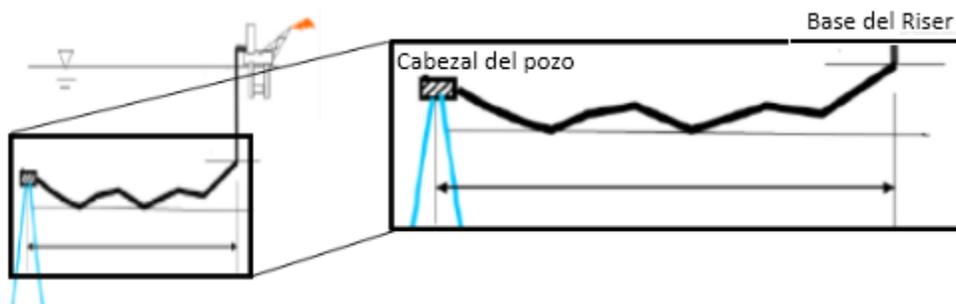


Figura 3.10 Línea de flujo de estudio. Tomada de OLGA *dynamic flow simulator*, 2015.

Predecir los efectos por cambios en el sistema es el objetivo central del presente trabajo y su carácter transitorio. En términos generales el procedimiento comienza con la corrida de un estado de comportamiento normal con respecto al tiempo conocido como estado estacionario, donde las condiciones de flujo (tasa, presiones y corte de agua) permanecen constantes en un tiempo lo bastante largo como para considerarlo estable. Una vez que se logra reproducir las condiciones de operación del sistema, se procede a generar cambios en las condiciones de flujo dados por el pozo. Es importante resaltar que para el desarrollo de estos modelos se consideran algunas premisas y limitantes del sistema como se listan a continuación:

- a) Presión máxima que se puede recibir en el CPF= 1100 psig.
- b) Flujo máximo que se espera recibir en el CPF=200 MMPCED.

- c) Presión máxima permitida en el pozo= 1146 psig.
- d) Temperatura en la cabeza del pozo= 62 °C (constante).
- e) Temperatura mínima del fluido requerida de arriba en el CPF= 27 °C.

Es importante resaltar que, en caso de no cumplir con estos requerimientos, el sistema de control cerrará automáticamente la válvula de entrada al separador por violación de parámetros de seguridad en el sistema de control y el arranque será fallido en su totalidad.

3.4 Diámetro y aislamiento inicial en el sistema

El diámetro y aislamiento son las propiedades de partida para obtener la configuración mecánica inicial de la tubería, las mismas son definidas después de hacer variaciones según los diámetros y espesores de aislamientos usados comúnmente (o con mayor frecuencia) en el área estudiada. A partir de esto y basados fundamentalmente en las limitantes transitorias del sistema expuestas en el apartado anterior, se procede a determinar el diámetro y aislamiento de la tubería requerida.

Cálculo del diámetro del tubo

Para la determinación del diámetro requerido se realizó un estudio paramétrico probando con diámetros internos de 8, 10, 12 y 14 pulgadas, considerando que la presión máxima a la que el fluido debe llegar a la tubería (en el cabezal del pozo) no debe exceder los 1100 psig y que la presión máxima permitida en la salida del pozo es de 1146 psig, considerándose el caso crítico, que corresponde a flujo máximo esperado de 200 MMPCED. Se generó un gráfico de tendencia o comportamiento de la presión desde la entrada de la tubería hasta la salida de la misma a partir de los diámetros internos probados con el fin de evaluar y determinar el diámetro óptimo.

Cálculo del espesor de revestimiento del tubo

El efecto de cambiar los espesores del aislante también se puede determinar con un estudio paramétrico y así conocer cuál de ellos permitirá obtener una temperatura de salida de 27 °C (no menor) requerida por él CPF. Por lo que una vez determinado el diámetro óptimo, se procede a actualizar el modelo con este nuevo dato para estudiar el comportamiento de la temperatura del flujo con espesores que van desde 0.8 a 1.6 pulgadas, a la vez que se cambia el flujo volumétrico (respectivamente) en 200 MMPCED (flujo máximo esperado a producir), 100 MMPCED (flujo medio de prueba), hasta los 20 MMPCED el cual es el flujo mínimo económicamente rentable de producir y a su vez la condición crítica en donde el fluido al viajar más lento tiene la capacidad de absorber más calor del medio exterior (que inicialmente se ha considerado constante), para establecer el espesor del aislante inicial.

3.5 Patrón de flujo y acumulación de líquido en la tubería

Gracias a que se cuenta con un perfil topográfico sobre la zona de estudio (ver figura 3.6), se hace posible estudiar el patrón de flujo que pueda ser consecuencia del terreno y que debido a la presencia de altibajos a lo largo de la línea de flujo, especialmente en la unión con la base del *riser* (pues representa la unión con un eje de tubería inminentemente vertical), hace probable la existencia de *slugs*, que pueden potencialmente ser causantes de problemas a las instalaciones de procesamiento del fluido. Una vez corrida la simulación se procede a comparar los casos considerando:

- a) Regímenes de flujo a lo largo de la tubería.
- b) Caudal total de líquido que sale de la tubería.
- c) Comportamiento de la presión en la tubería.

d) Acumulación de líquido en la tubería

3.5.1 Incremento del caudal o rampeo

A través de la herramienta computacional se puede investigar el efecto de incrementar la velocidad del flujo de fluido de 20 MMPCED a 200 MMPCED (se evalúa esta variación de flujo para reproducir el comportamiento de un pozo cuando se pone a producción y cuando va declinado en el tiempo, de tal manera que se permita estar preparado para los diferentes escenarios). Esto con la intención conocer si al realizar este cambio, se puede llegar a estabilizar el fluido en el tiempo y así mitigar el flujo tapón. Se evalúa también, la influencia de esta operación sobre el caudal de salida y sobre las presiones en la tubería.

3.5.2 Estrangulación del flujo en la entrada a la plataforma

Del apartado anterior se encontró que existen problemas por la formación de *slugs* en el caso del caudal de gas más bajo. La opción más óptima que se encuentra para mitigar este problema desde el punto de vista de ahorro de tiempo y costos, es la estrangulación del flujo en la entrada del CPF, la cual se puede simular con alta precisión a través de la herramienta computacional. Para esto disponemos del elemento "*topsides Choke*" que se agrega al sistema construido, justo a la entrada del CPF. A esta herramienta se le especifica un diámetro de apertura de 10 pulgadas (diámetro más común en la industria), donde se evalúa el efecto de apertura su válvula con valores que van desde 2% hasta el 10% de su área. La sensibilidad a estos cambios se mostrará a través de estudios paramétricos para facilitar la comparación de las diferentes aperturas, considerando los caudales y presiones con los que arriban al CPF.

3.6 Paro de la producción y formación de hidratos en la tubería

La mayoría de los pozos produce agua, condensada o libre y los pozos en el área de estudio no son la excepción. Como se vio en el marco teórico, el gas al combinarse con el agua puede formar tapones de hidratos por la combinación de temperatura baja y presión alta. Los hidratos pueden taponar la línea de recolección de flujo. La probabilidad de formación de hidratos en la tubería es mayor durante un paro de la producción generalmente a causa del cierre de pozo(s), cuando el sistema de producción está frío y las presiones son altas. A partir del cierre del pozo se pretende determinar por medio de simulación el espesor el aislamiento necesario para mantener el fluido por lo menos de 5 °C por encima de la temperatura de formación de hidratos durante un periodo de cierre de por lo menos 8 horas, sin que en la tubería se formen hidratos.

3.6.1 Paro del sistema

Se procede a ejecutar el caso en condiciones normales por 2 horas lo cual es tiempo suficiente para asegurar que el fluido en operaciones normales se transporte desde el pozo hasta el CPF a través de la tubería. Seguido a esto se procede a cerrar la válvula del pozo para detener la producción durante un período de 8 horas. Y se evalúan los tópicos que se describen a continuación:

3.6.2 Espesor de aislante durante el paro

Para determinar si se formarían hidratos dentro de la tubería, es necesario contar con la curva de hidratos (correspondiente al área en estudio), la cual exhibe la presión de formación de hidratos en función de la temperatura de formación de los mismos (ver figura 3.11). Contando con la curva, se construye la variable DTHYD (ver ecuación 16) la cual muestra la diferencia entre la temperatura de formación de

hidratos y la temperatura del fluido a través de la tubería. Cuando la temperatura del fluido está por debajo de la formación de hidratos, el fluido puede formar hidratos dentro de la tubería, por ende, es normal que en la industria se añada un margen de seguridad para evitarlos.

$$D_{\text{THYD}} = T_{\text{form.hidra}} - T_{\text{fluido}} \quad \text{Ecuación 16}$$

Donde, T=temperatura.

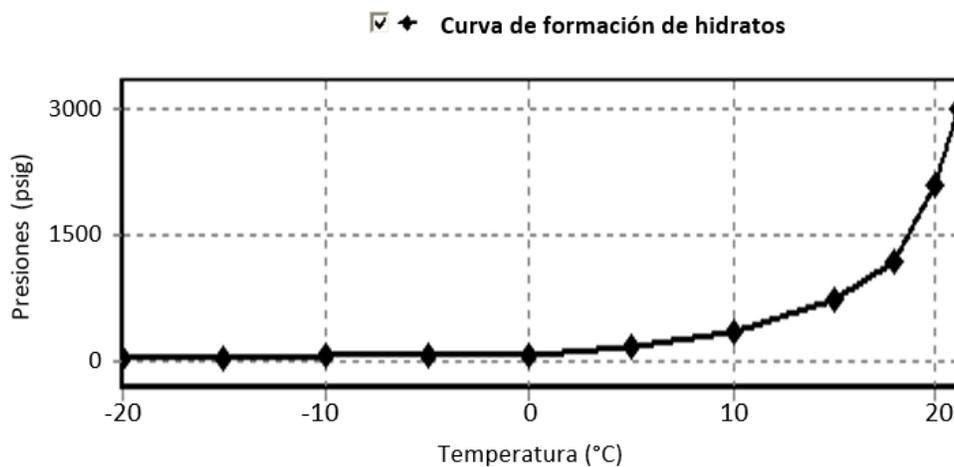


Figura 3.11 Curva de hidratos para el gas en estudio. Tomada de OLGA *dynamic flow simulator*, 2015.

Se evaluará si es pertinente mantener el aislante inicial, considerándose que se debe mantener la temperatura como mínimo 5 °C por encima de la temperatura de la curva formación de hidratos (recién integrada al simulador en este paso), a la temperatura y presión local en la tubería después de un período de cierre de al menos 8 horas. De no ser suficiente se evaluará un nuevo espesor de aislante que cumpla con esta especificación.

3.6.3 Reinicio del sistema y despresurización

Se propone una metodología para restablecer el flujo óptimo y estable del fluido, inmediatamente después de transcurrido el tiempo del paro de la producción. Posterior a ello, se evalúa la posibilidad de que no sea posible arrancar la producción después del paro, por lo cual se evalúa despresurizar la tubería para evitar la formación de hidratos, usando una válvula manual de 2" de diámetro en el CPF. Cabe destacar que, para llevar a cabo este procedimiento, se debe confirmar que la tubería se puede despresurizar (si su diseño mecánico lo permite) a través de la válvula, así como también que el fluido ha caído en la región de formación de hidratos (a través de pruebas pertinentes). Por otro lado, las válvulas ya instaladas en el modelo, deben permanecer cerradas durante la despresurización, la cual debe llevarse a cabo modelando la ruta hacia el quemador a través de una fuga o *leak* (ver figura 3.12).

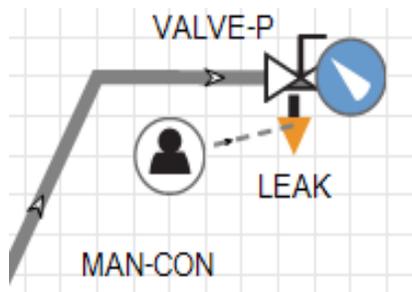


Figura 3.12 Ubicación del *leak* en el sistema. Tomada de OLGA *dynamic flow simulador*, 2015.

Se evalúa si la temperatura del fluido en la tubería no llega a la región de formación de hidratos. También se podrá observar los caudales de líquido y gas que se remueve durante la despresurización.

3.7 Reporte Final de los Resultados

En el último paso de la metodología de este trabajo, se exponen los resultados y sus respectivos análisis, en los formatos que se describen a continuación:

- a) Gráficos con respecto al tiempo de una variable en un punto fijo, donde se puede observar, por ejemplo, el incremento instantáneo en el flujo, incrementos de presión del sistema, tapones de líquido y contenido de líquido que llegan al CPF.
- b) Gráficos de perfiles, los cuales muestran el valor a lo largo de un tramo a un tiempo fijo.

CAPÍTULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIONES

A continuación, se presentarán en forma cronológica, los resultados y discusiones, en función del marco metodológico previamente visto.

4.1 Resultados del Modelo de fluido.

La figura 4.1 muestra la envolvente de fases del fluido estudiado, donde puede observarse que se ajusta a las características teóricas ya conocidas para el gas seco, destacándose que la envolvente declina hacia la izquierda ante la ausencia de compuestos de hidrocarburos pesados.

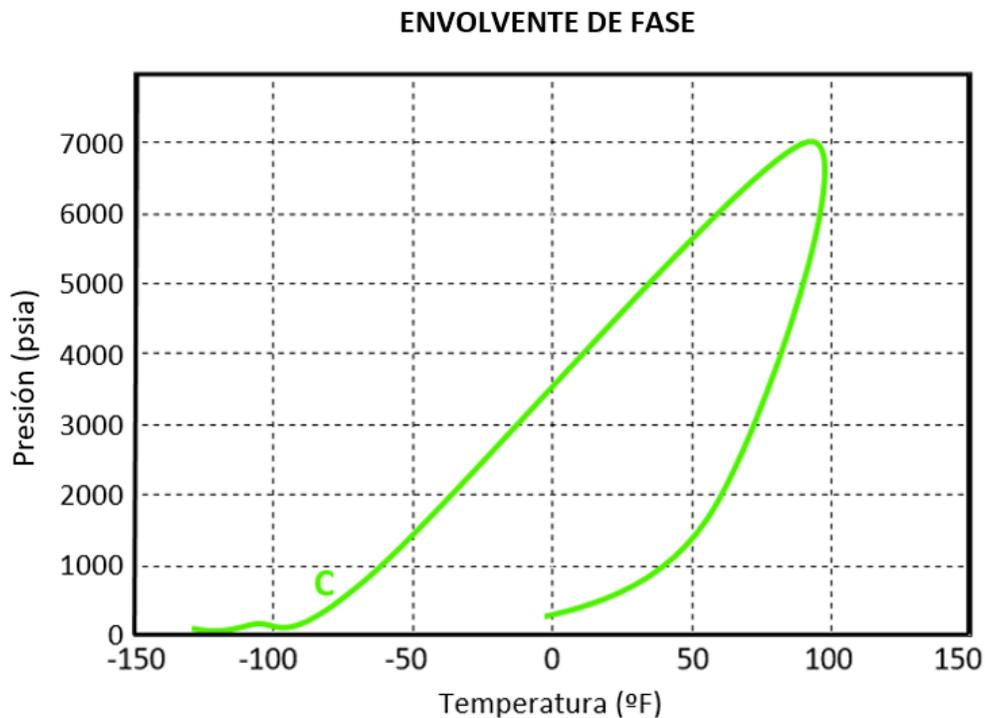


Figura 4.1 Envolvente de fase para el fluido en estudio.

En la tabla 4.1 se observa el resultado de la composición del gas seco en estudio después de saturarlo con agua, donde se determinó un contenido de agua 121 lb H₂O/MMPCE, incluidos en la composición

resultante (equivalente a 0,25 del porcentaje molar total). Este resultado, indica una cantidad a considerar de agua en el flujo que se produce y que además puede potencialmente acumularse a lo largo de la línea de recolección.

Tabla 4.1 Composición final del fluido saturado con agua.

COMPONENTE		% MOLAR
N ₂	Nitrógeno	0,32
CO ₂	Dióxido de carbono	0,09
CH ₄	Metano	99,22
C ₂ H ₆	Etano	0,07
C ₃ H ₈	Propano	0,05
H ₂ O	Agua	0,25
TOTAL		100

4.2 Resultados del Modelo de producción costa afuera.

En la figura 4.2, se puede observar el modelo grafico de la producción costa afuera, generado después de configurar en la herramienta computacional los parámetros requeridos para su validación. Se observan los parámetros de presión, flujo y temperatura más relevantes en este, así como también el arreglo determinado por el sistema cabezal del pozo-línea de recolección-*riser*-CPF.

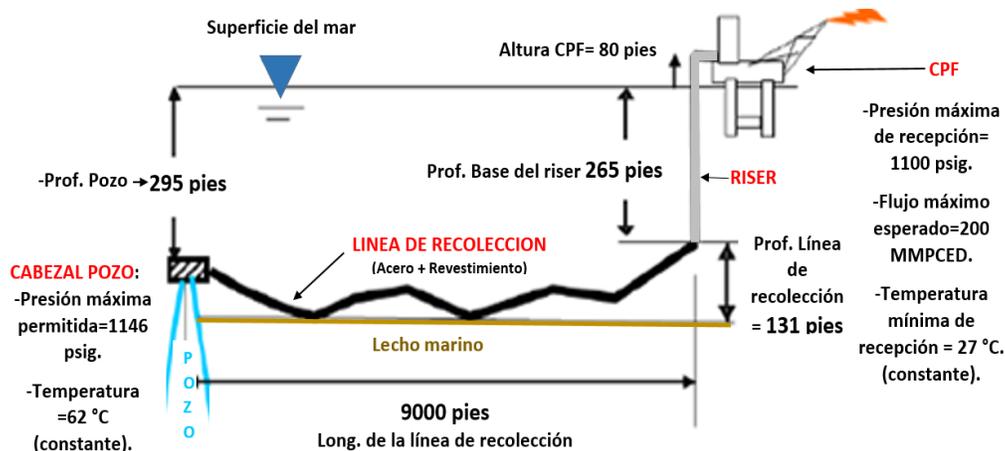


Figura 4.2 Modelo de producción costa afuera.

4.3 Resultados del diámetro y aislamiento inicial en el sistema

En la Figura 4.3 se puede observar la variación de la presión a través del recorrido que hace el flujo en la tubería a diferentes diámetros internos de tubería propuestos. Se parte de las condiciones de comportamiento normal o estacionario en base a la profundidad promedio del lecho marino que existe en el sistema. Posterior a ello, se procede a simular el comportamiento de la presión en la tubería con diámetros internos de 8, 10, 12 y 14 pulgadas, considerando que la presión máxima a la que el fluido debe llegar al CPF es de 1100 psig para permitir que se alimente de manera adecuada a través del sistema de compresión para su exportación y que la presión máxima permitida en la salida del pozo es de 1146 psig con un flujo de 200 MMPCED el cuál es el máximo flujo que se espera producir en el pozo y además el que potencialmente registrará mayores presiones en ella.

También se observa como las presiones para los distintos diámetros de tubería simulados, disminuyen a medida que el flujo recorre la tubería hasta el CPF, lo que hace evidente que, a menor diámetro, mayores son las pérdidas de presión por aceleración, por ejemplo, en el caso de diámetro de 8", se necesita una presión de entrada más alta para que

así, después de las pérdidas por aceleración, pueda llegar a la presión mínima requerida en el CPF. Siguiendo este mismo patrón los diámetros menores a 12" requieren presiones mayores a 1146 psig en el cabezal del pozo para llegar a la presión final requerida en el CPF, lo cual convierte a los diámetros de 12" y 14" en potenciales candidatos para el diseño inicial. Ahora bien, tomando en cuenta criterios económicos (ahorro en costos), se elige el diámetro de 12", pues este normalmente presenta un precio más bajo en el mercado que el de 14", convirtiéndolo en el más óptimo y, además, el mínimo para ser usado en la línea de recolección según las condiciones dadas.

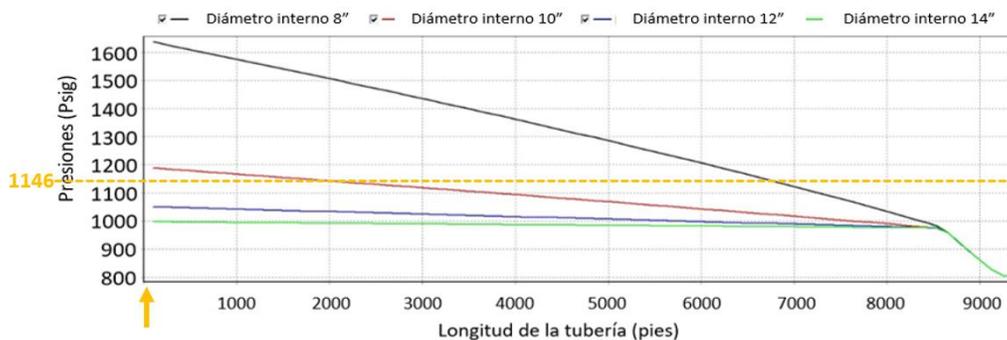


Figura 4.3 Presiones a lo largo de la tubería para distintas configuraciones de diámetro.

En la figura 4.4 se puede observar la variación de la temperatura del fluido a través del recorrido que hace este por la tubería revestida con diferentes espesores de aislamiento. Al igual que el ejercicio anterior se parte de las condiciones de comportamiento normal o estacionario en base a la profundidad promedio del fondo marino que existe. Posterior a ello, se procede a simular el comportamiento de la temperatura del fluido en la tubería (con espesor de acero de 0.4 pulgadas), con revestimientos de espesores de 0,8, 1, 1,2, 1,4 y 1,6 pulgadas, considerando que la temperatura en el cabezal del pozo es 62°C (constante) y la mínima de arribo al CPF es de 27 °C, la cual, por convención es la temperatura estándar de llegada para evitar la

formación de hidratos, ceras y asfáltenos (estos dos últimos para los casos de producción de crudo), la simulación se realizó con un flujo de 20 MMPCED, el cual representa el menor flujo de estudio y por ende el caso más crítico, pues se trata del escenario donde el fluido pasa mayor tiempo dentro de la tubería (tiempo de residencia), así, es mayor la transferencia de calor y será mayor la rapidez con la que se enfríe.

Se observa como las temperaturas para los distintos espesores simulados, disminuyen a medida que el flujo recorre la tubería hasta el CPF, sin embargo, no en todos los espesores, el flujo de fluido arriba con una temperatura de 27 °C, por ejemplo, el espesor de 0,8" no cumple esta condición, pero si lo hacen las otras opciones restantes, obteniéndose así, que el mínimo espesor para ser usado en la línea de flujo según las condiciones dadas será de 1". Cabe destacar que este aislante determinado solo es un dato de partida que considera las condiciones limitantes del sistema, con una temperatura ambiente constante de 6°C. No considera la curva de formación de hidratos, ni los efectos del gradiente de temperatura en las profundidades del lecho marino, pues estas (junto con otras propiedades) se incluirán sucesivamente en los próximos estudios.

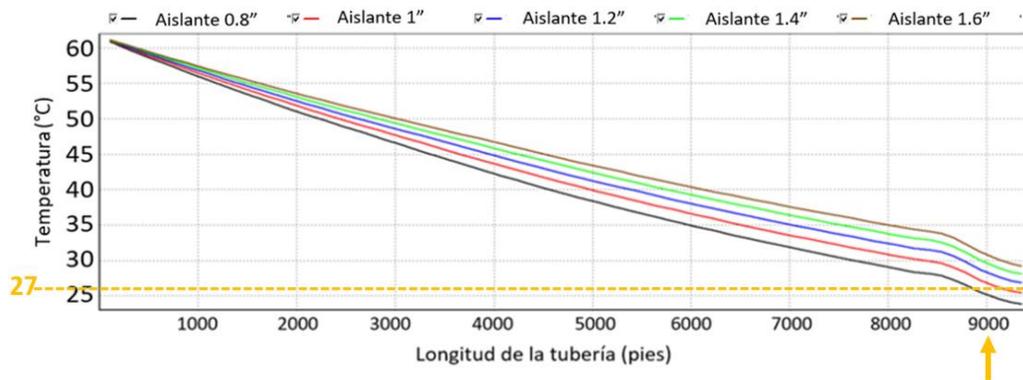


Figura 4.4 Temperatura a lo largo de la tubería para distintas configuraciones de aislante.

Es importante indicar que las tuberías y los aislantes a nivel general, se producen con espesores y tamaños estándar, de allí que los incrementos en los tamaños y espesores se hagan a medidas específicas, establecidas según las normas que se siguen en la industria para el dimensionamiento de líneas multifásicas.

4.4 Resultados de flujo tapón y acumulación de líquido en la tubería

Regímenes de flujo a lo largo de la tubería

Para la determinación de la extensión del *slugging* o flujo tapón, se empezará con la simulación dentro de la línea de recolección de gas, del comportamiento con el flujo volumétrico más bajo en estudio, 20 MMPCED. Antes se creará un perfil de seccionamiento de la tubería en el editor de geometría dispuesto por la herramienta computacional, agregando para su construcción, datos específicos de profundidad y distancia de cada sección de tubería en el lecho marino, destacándose que los resultados son basados en el cálculo intrínseco del *hold up* en la tubería, el cual es tomado por el simulador y extrapolado para la determinación de los patrones predominantes de flujo.

En la figura 4.5 se observa los distintos patrones de flujo que se presentan a lo largo de la tubería al simular el paso de un flujo volumétrico de 20 MMPCED a través de ella, donde es evidente que el patrón de flujo predominante es el flujo tapón, el cual puede ser provocado por los cambios de inclinación entre las secciones de tuberías adyacentes que conforman la línea de recolección, donde aunado al flujo bajo, pueden generar acumulación de líquido, que propicie la formación de *slugs*. En base a esto el *slug* formado puede clasificarse como un *slug* natural por terreno, pues es inducido por la

topografía del lecho marino y creado por el líquido atrapado en los puntos bajos de las tuberías por donde esta pasa.

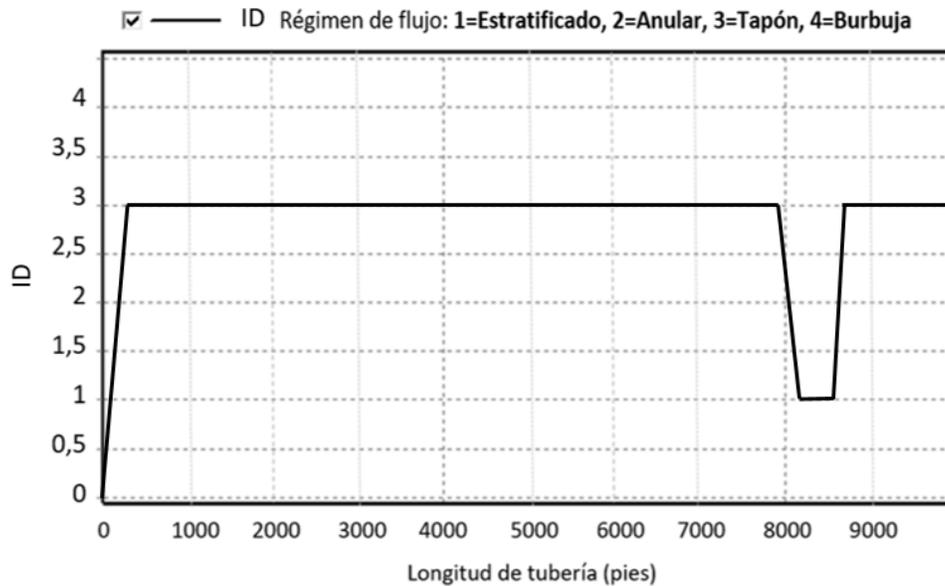


Figura 4.5 Regímenes de flujo a lo largo de la tubería para el caudal de 20 MMPCED (caso crítico).

En la figura 4.6 se observa que al realizar la simulación con un flujo volumétrico de 100 MMPCED aún persiste el flujo tipo tapón en gran parte de la tubería, es decir, que aun contándose con un flujo medio (5 veces mayor al crítico), el mismo no es suficiente para modificar el patrón de flujo tipo tapón que se vio anteriormente.

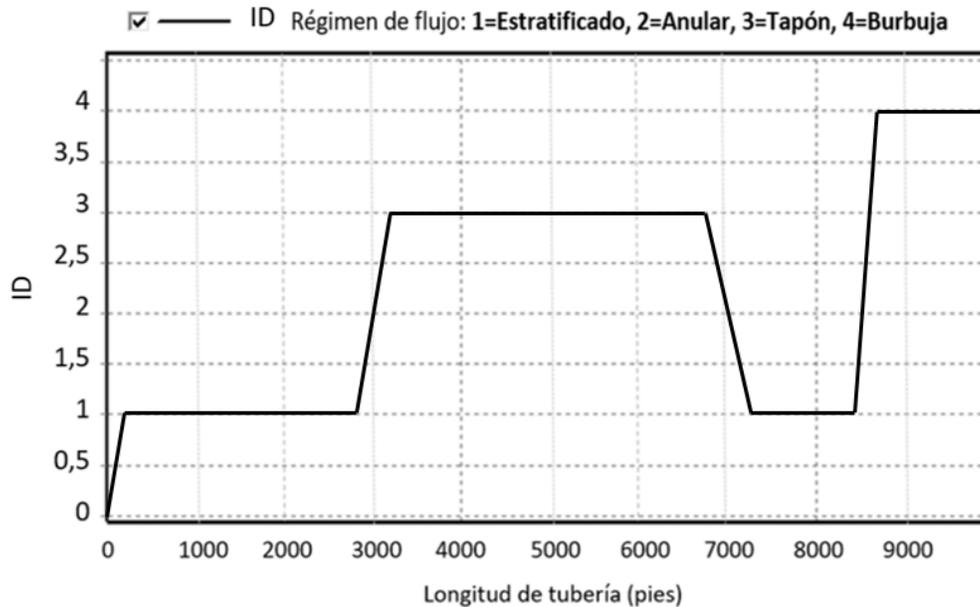


Figura 4.6 Regímenes de flujo a lo largo de la tubería para el caudal de 100 MMPCED.

En la figura 4.7 se puede observar que al simular con un flujo volumétrico de 200 MMPCED se obtiene en gran parte de la tubería flujo anular que es un patrón muy conveniente para la producción de gas seco lo cual hace altamente conveniente considerar este flujo como el mejor flujo a tener en la línea de recolección, se observa también que al final de la tubería existe flujo burbuja porque una vez el flujo llega a la base del riser hace una transición en su comportamiento debido a los efectos de la gravedad, razón por la que el flujo estratificado no tiene lugar en tuberías verticales. Es importante notar que, al tratarse de producción de gas, la fase que domina en el flujo burbuja, es la gaseosa (mucho mayor que la líquida), por tanto (contrario a la producción de petróleo), el flujo resulta siendo una mezcla de pequeñas partículas de agua arrastradas por el gas.

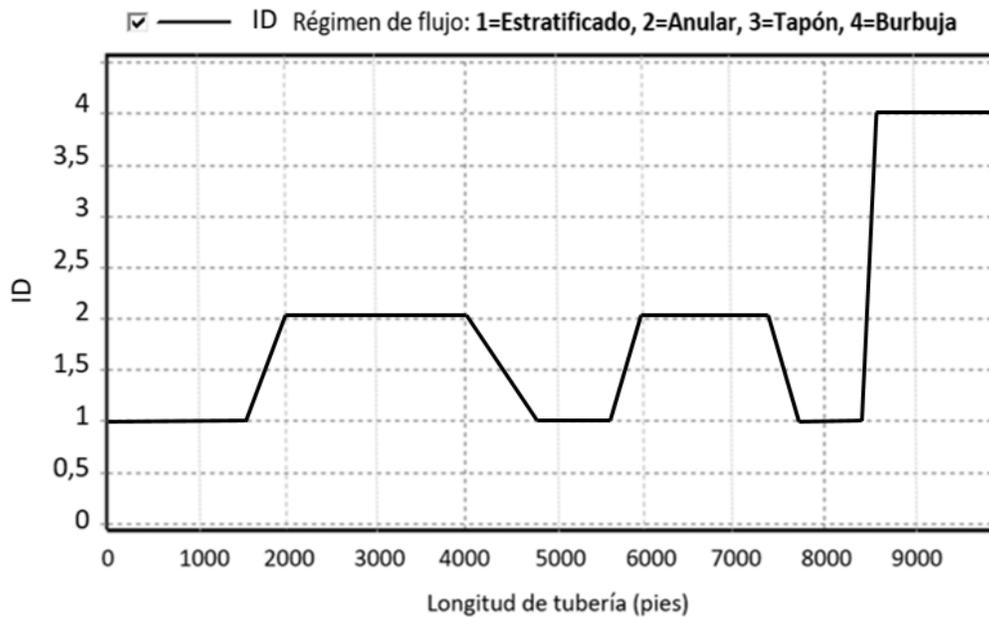


Figura 4.7 Regímenes de flujo a lo largo de la tubería para el caudal de 200 MMPCED.

Una característica predominante en las tres simulaciones realizadas, es la existencia de cambios ineludibles a patrón de flujo estratificado a lo largo de la línea de recolección, pero especialmente antes de llegar al final de la tubería, lo cual es indicativo de presencias importantes de líquido acumulado, particularmente en la base del riser. Se debe recordar que el patrón de flujo estratificado tiene lugar cuando existe un comportamiento separado de las fases, en este caso gas y líquido.

Caudal total de líquido que sale de la tubería o que llega al CPF

En la figura 4.8 se puede observar el caudal de líquido (agua) que sale de la tubería o que llega al CPF en un período de prueba de 105 minutos. Se desarrollaron los 3 casos: 200 MMPCED, 100 y 20 MMPCED que como se ha indicado anteriormente, varían entre el máximo y mínimo flujo que se prevén producir en el pozo.

Se visualiza que, para el flujo más bajo a medida que pasa el tiempo, los caudales (que llegan al CPF) presentan variaciones pronunciadas,

específicamente en el caso del flujo más bajo, donde pueden pasar de producirse altas tasas de agua de 30 bbl/d en un período de tiempo corto de casi 2 minutos, a no producirse en absoluto líquido, por períodos de tiempo más largos de 10 minutos. Lo anterior apunta a la presencia de flujo tapón o *slug*, pues sugiere la existencia de burbujas grandes y alargadas que conforman una fase casi continua de gas, interrumpido por tapones (*slugs*) de líquido (agua), provocado por los desniveles e irregularidades del lecho marino.

Por el contrario, se observa que, a mayor flujo, se hace continuo el caudal (15 bbl/día) que llega el CPF, lo cual sugiere que pasar de tener un flujo bajo a un flujo alto de fluido, pueda ser altamente conveniente para mitigar el flujo tapón.

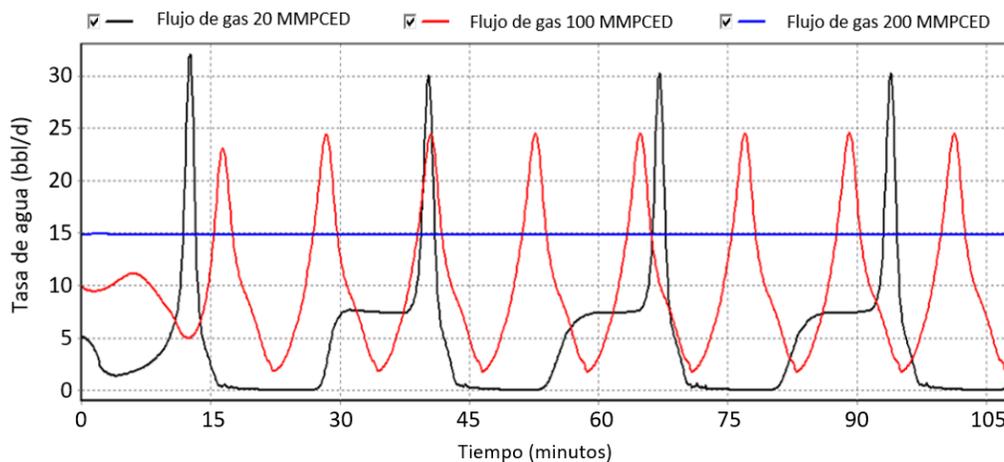


Figura 4.8 Comportamiento del caudal de líquido en la salida de la tubería a los diferentes flujos de estudio.

Comportamiento de la presión en la tubería

En la figura 4.9 se presentan los resultados de la evaluación de la presión a los distintos flujos de estudio. Nótese que, en el caso del flujo más bajo, existen caídas de presión abruptas que pueden llegar a bajar hasta los 250 psig así como también para el flujo medio de 100 MMPCED, presiones altas de 1105 psig, las cuales se repiten con la

misma frecuencia a través del tiempo. Esto debido a que el área de flujo para el gas presenta variaciones a través de la tubería, y es que al tratarse de flujo tapón por terreno, existe acumulación de líquido en los puntos bajos y en la base del *riser*. Ocurriendo que la presión de tubería aumente con la llegada del tapón (aumento del caudal) y que por otro lado baje ante la ausencia de este.

También se visualiza como la presión al igual que el caudal de líquido es estable con el mayor flujo de estudio, el cual es de 200 MMPCED, y es debido principalmente a que este no facilita la acumulación de líquido en la tubería, sino que promueve un flujo estable que evita el tapón de líquido el cual tiene consecuencias sobre la tubería.

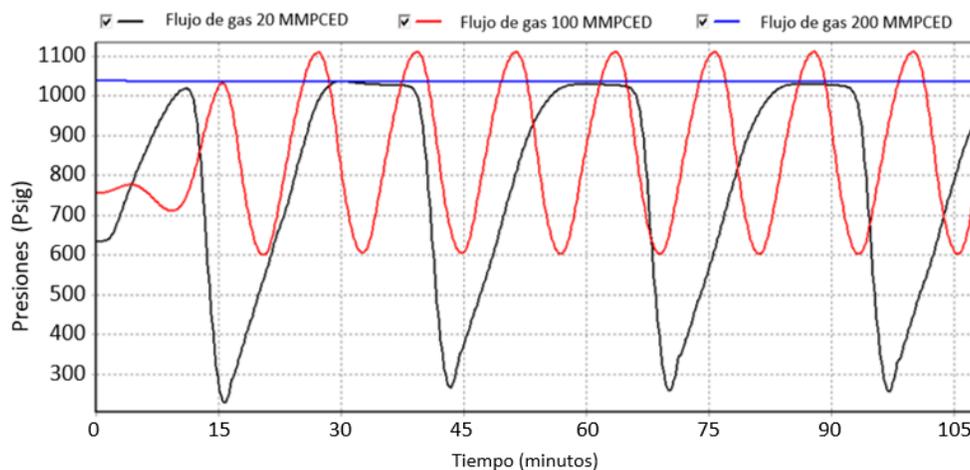


Figura 4.9 Comportamiento de la presión a los distintos flujos de estudio

Acumulación de líquido

De los resultados anteriores, se ha podido inferir la existencia de acumulaciones de líquido (agua) en la línea de recolección. Esta acumulación lejos de ser inferida, se puede verificar a través de la herramienta computacional, simulando el flujo volumétrico de 20 MMPCED (flujo crítico menos estable) y 200 MMPCED (flujo más estable encontrado) en la tubería.

Para el primer caso (figura 4.10) se ha encontrado que el tiempo de equilibrio (tiempo en el que se alcanza la máxima acumulación de agua que permanece constante en la tubería), fue de 26 días, con una acumulación de 282 bbl de agua, lo que se traduce en una tasa de acumulación de 10,84 bbl/día. Por otro lado, cuando se simuló con el flujo de 200 MMPCED (figura 4.11) se ha encontrado que el tiempo de equilibrio, fue de 6 días (20 menos que el caso anterior), con una acumulación de 94 bbl de agua, presentando una tasa de acumulación de 17.36 bbl/día. Tal como se esperaba, el flujo volumétrico mayor resultó teniendo una menor acumulación de agua en la tubería, debido a que como se pudo observar en el apartado anterior es un flujo más estable, esto ocurre también porque la rapidez con la que se mueve el flujo evita que se inunden considerablemente de agua, los puntos de inflexión (cóncavos) de la tubería, producto de la topografía del lecho marino. Es importante comentar que, aunque nuevamente el flujo volumétrico mayor se presenta como el más óptimo, la tasa de acumulación de líquido es más alta, que la que exhibe el flujo volumétrico más bajo, pudiendo ser un factor de interés para las operaciones de producción.

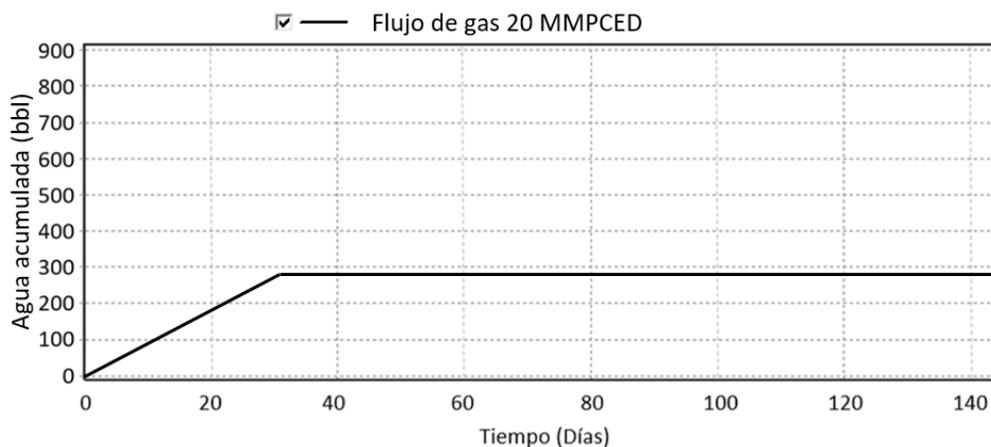


Figura 4.10 Volumen acumulado y tiempo de equilibrio para un flujo de gas de 20 MMPCED

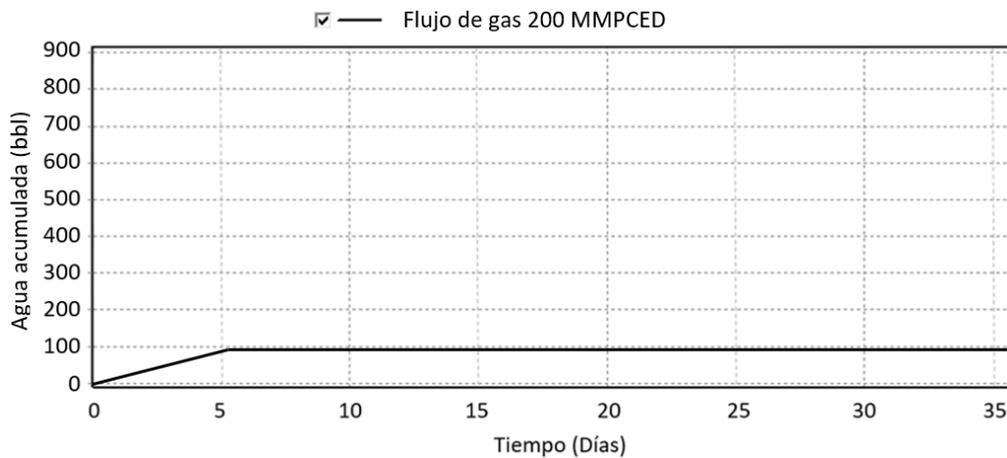


Figura 4.11 Volumen acumulado y tiempo de equilibrio para un flujo de gas de 200 MMPCED

En la figura 4.12 se puede observar la comparación de los volúmenes acumulados en la tubería, para los dos casos simulados. Cabe resaltar que las simulaciones en general, se realizan en base a esta preexistencia (constante) de agua acumulada, es decir siempre a partir de los puntos de equilibrio de líquido en la tubería.

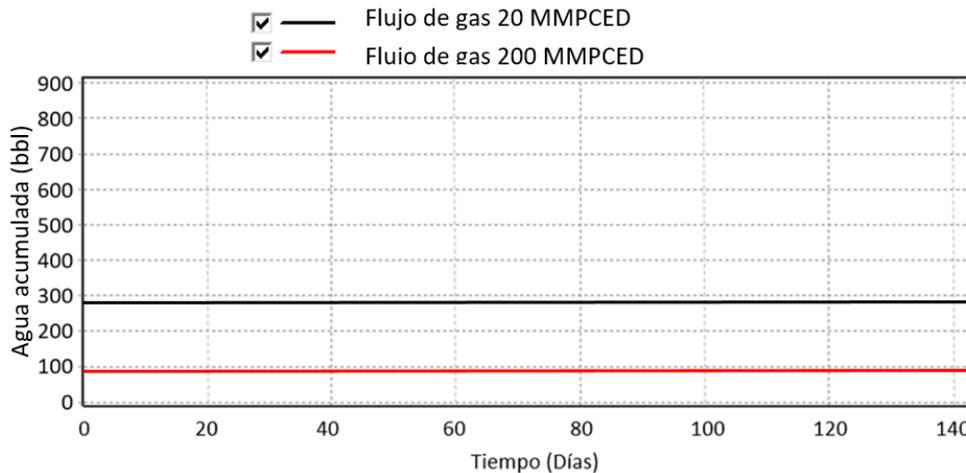


Figura 4.12 Comparación de los volúmenes acumulados en el tiempo a los diferentes flujos volumétricos de estudio.

4.5 Resultados del incremento del caudal o rampeo

Dado el comportamiento estable que presenta el flujo mayor de 200 MMPCED, en contraposición con el problemático comportamiento que

existe ante el flujo más bajo estudiado 20 MMPCED, se evaluaron los efectos de aumentar con el tiempo, el flujo de 20 a 200 MMPCED (rampeo del flujo de fluido), sobre el comportamiento final del caudal del gas, del agua y de la presión en su llegada al CPF.

En la figura 4.13 se observa que a medida que se incrementa el flujo de gas, el líquido acumulado en la tubería, se reduce debido a que la velocidad del gas se incrementa, originando arrastre de líquido y, reduciendo así la acumulación del líquido en la tubería. Se visualiza también como el flujo de acelerado en 80 minutos, saca al sistema del régimen *slug* causado por el terreno, lo cual se evidencia por la estabilidad del caudal de líquido al llegar al CPF, cuando se ha estabilizado el flujo de gas a 200 MMPCED. Lo cual convierte esta acción, como una alternativa de mitigación del flujo tapón ante un escenario de declinación del flujo.

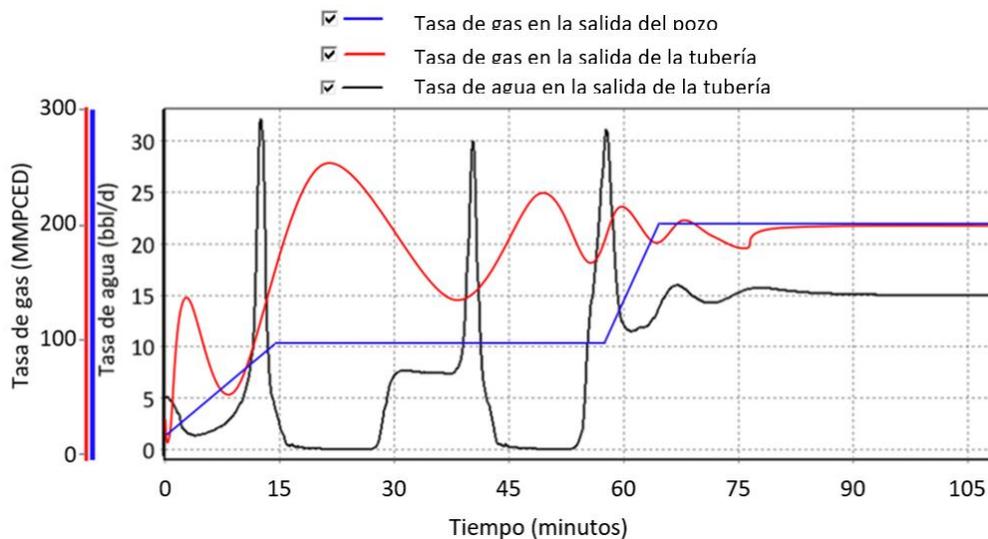


Figura 4.13 Efectos del rampeo sobre la tasa de agua y el flujo de salida a través del tiempo.

Comportamiento de la presión debido el rampeo

En la figura 4.14 se observa que la presión se incrementa porque previamente existe un flujo acumulado en la tubería y como la

operación de rampeo se realiza con el mismo fluido en mezcla bifásica, se entiende que se agregará más líquido a la tubería, lo cual reduce el área de drenaje y por ende una mayor presión existe mientras pasa la operación de rampeo y se estabiliza el flujo. Se visualiza también que la presión, una vez el flujo se ha estabilizado, es 40 psig menor que la presión que se encontró en el caso base (estado de equilibrio de la acumulación de líquido), para el mismo flujo volumétrico (ver figura 4.9). Esto se debe a que, con el rampeo se ha producido la expulsión total del líquido en la tubería, dejándola sin líquido acumulado, en consecuencia, la presión es menor porque la acumulación de líquido es menor o nula, a diferencia del caso base donde el líquido ya se había acomodado en los puntos bajos de la tubería, dejando un área menor para el flujo del gas y por ende una mayor presión ejercida.

En este mismo orden de ideas, como justamente la operación de rampeo desplaza la totalidad del líquido acumulado en la línea de recolección, es posible indicar un estimado del volumen desplazado de líquido, pues se está desplazando el volumen acumulado (ya en equilibrio) para el flujo de 20 MMPCED, el cual es de 282 bbl.

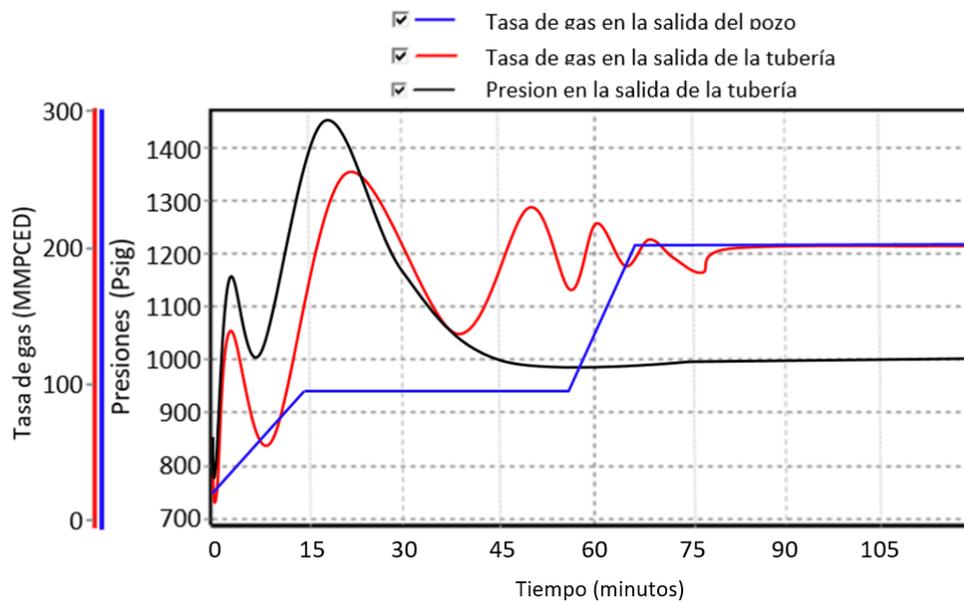


Figura 4.14 Comportamiento de la presión y la tasa de gas en la salida de la tubería tras el rampeo

4.6 Resultados de la estrangulación del flujo en la entrada al CPF

Otra alternativa de mitigación del *slugging* por terreno, consiste en aplicar la estrangulación del flujo a través de la instalación (en la plataforma de la estación de flujo), de una válvula de 10 pulgadas, a la cual se hace variar su área de apertura en 10, 8, 4 y 2 %, para determinar cuál de las aperturas podría mitigar el *slug* con mayor eficiencia.

En la figura 4.15 se puede observar a través del tiempo, que en general, a diferentes aperturas de válvula, el caudal de líquido presenta baja estabilidad (altibajos), a excepción de cuando se redujo el área de la válvula a 2%, en esta apertura el caudal exhibe un comportamiento estable. Esto ocurre porque el estrangulamiento limita el movimiento de líquido en las zonas bajas de la tubería y la base del *riser*, haciendo que la presión del gas vaya aumentando hasta el punto en el que penetra el tapón de líquido y cambia de patrón de flujo.

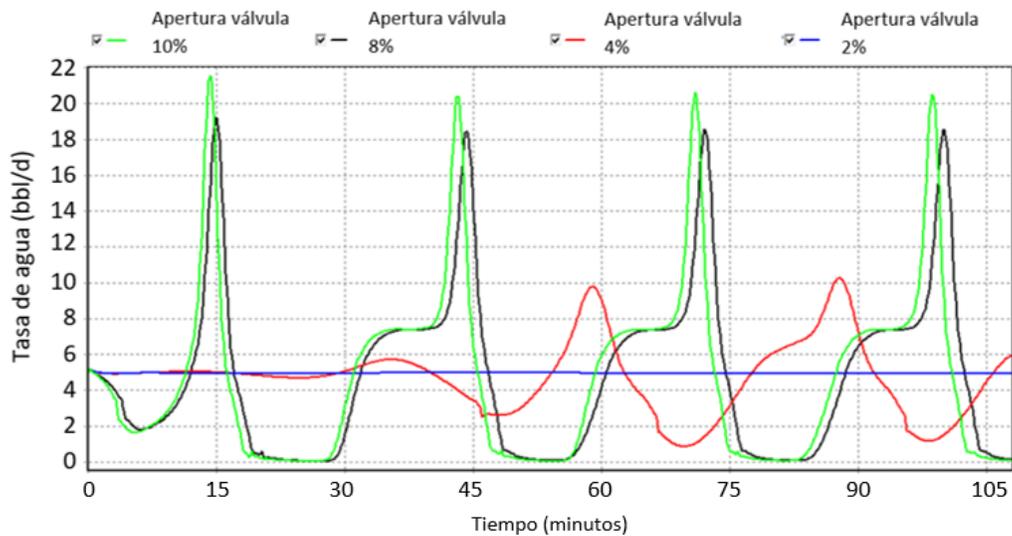


Figura 4.15 Efecto de la estrangulación del flujo sobre el caudal de líquido.

Por otro lado, se tiene la figura 4.16, en la cual se puede ver el efecto de la estrangulación del líquido sobre la presión en la tubería con las aperturas propuestas inicialmente. Esta grafica muestra un detalle importante y es que a pesar de que la apertura de 2% también mantiene la presión más estable, la misma no puede ser considerada, porque excede los límites de operación del sistema, lo cual se sabe, puede causar una acción inmediata del sistema de control parando así la producción. Como consecuencia de ello, se hace más conveniente la elección de la apertura de válvula anterior, la apertura de 4%, la cual, aunque no mantiene una presión ni un flujo tan estable como con la apertura de 2%, puede cumplir con el objetivo de mitigación de la acumulación de líquido en la tubería.

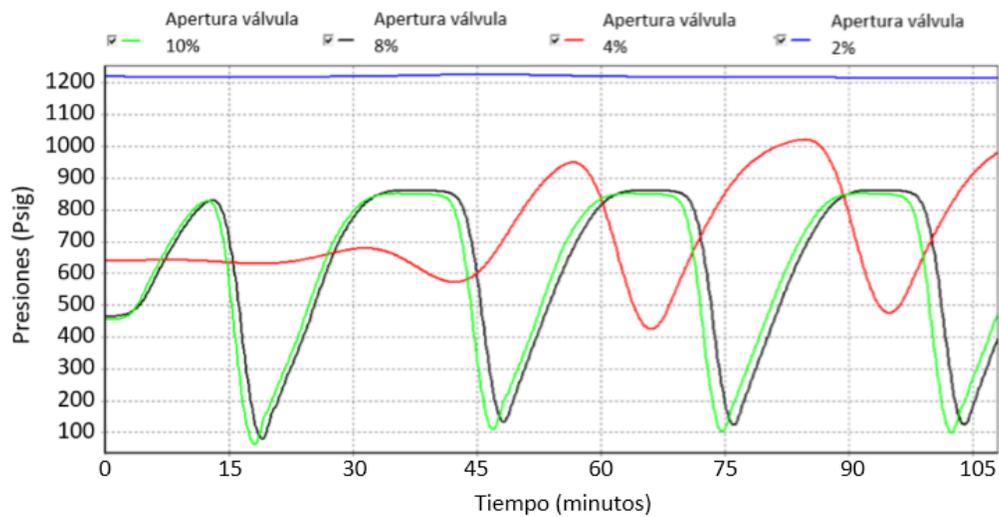


Figura 4.16 Efecto de la estrangulación del flujo sobre la presión.

Es importante resaltar que la aplicación de esta opción de mitigación puede tener sus consecuencias, las cuales se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 4.2 Efectos en la variación de la apertura de la válvula.

APERTURA CHOKE	CAUDAL	Pwf	ΔP	EFFECTOS
AMPLIA	Aumenta	Menor	Mayor	Inestabilidad de presión, daño a la formación, conificación de gas o agua
ESTRECHA	Disminuye	Mayor	Menor	Contrapresión al yacimiento, riesgo de matar al pozo

Se visualiza que la reducción del área de apertura puede atentar contra el sistema de producción, por lo cual antes de aplicar esta operación se deben considerar todos los factores que sean susceptibles a las alteraciones por esta acción.

4.7 Resultados del paro de la producción

Se ha encontrado que el caudal óptimo que puede prevenir y/o mitigar el flujo tapón es el de 200 MMPCED (el mayor), pero aun contando con este caudal (que se ha determinado como el más estable), no se está exento a un escenario crítico de paro de la producción que puede presentarse, entre otras causas, por fallas en el suministro de energía eléctrica. En la figura 4.17 se modela este escenario y se observa cómo a través de la herramienta computacional, es posible controlar el flujo de fluido, con la apertura y cierre de una válvula que se ubica en la salida del pozo. Con la intención de simular este paro se comienza con la manipulación de la válvula (número 1 para abierta y el 0 para cerrada), y se monitorea dicha apertura en función del tiempo (dado en minutos), la válvula se mueve linealmente entre los puntos de tiempo especificados, 2 horas abierta (120 minutos) y 8 horas cerrada (580 minutos).

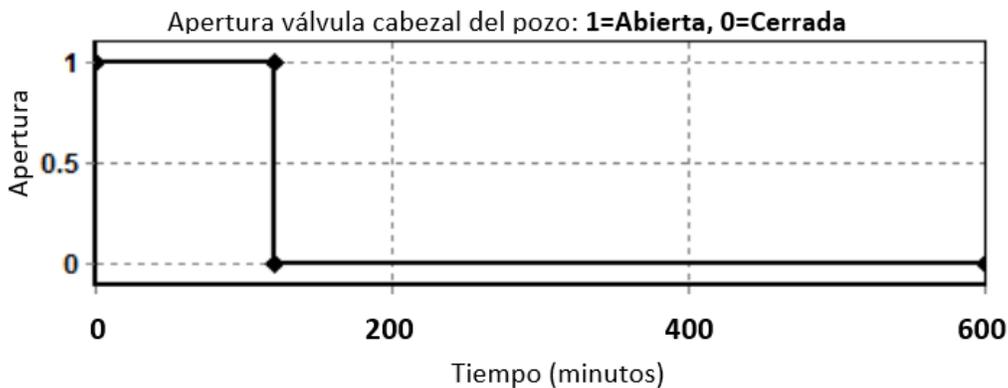


Figura 4.17 Apertura de la válvula en el tiempo.

4.8 Resultados del espesor de aislante durante el paro

A razón del paro de la producción, el fluido se mantiene estático, se asienta especialmente en las zonas bajas de la tubería y en la base del *riser*. Por otro lado, al no haber flujo de fluido, este tiende a enfriarse mucho más rápido, presentando bajas temperaturas, las cuales

aunadas a presiones altas (como ya lo describimos en capítulos anteriores), pueden dar lugar a hidratos, lo que convierte al paro de la producción en una situación crítica.

Se observó al inicio de este capítulo, que para el fluido cumplir con la temperatura de arriba al CPF, se requería recubrir la tubería con un aislante de espesor no menor a 1". Ahora bien, ante este nuevo escenario crítico descrito, (en donde el fluido se enfría más rápido), se evaluará un nuevo espesor, esta vez añadiendo al modelo, la curva de formación de hidratos disponible (ver figura 4.18) y la variable DTHYD la cual muestra la diferencia entre la temperatura de formación de hidratos a la presión local y la temperatura del fluido a través de la tubería.

En la figura 4.19, se puede visualizar como varia (en centígrados) los valores de DTHYD, a través de la longitud de la tubería, probando con espesores de 8, 12 y 16 pulgadas. Lo ideal es elegir una curva de espesor de aislante, en la cual el DTHYD se mantenga por encima de los 0 °C, esto quiere decir que, temperatura de formación de hidratos y temperatura del fluido a través de la tubería, cuando mucho son iguales, de esta manera se puede asegurar que la temperatura del fluido no va a ser menor que la temperatura de formación de hidratos (de ser menor el DTHYD sería positivo), y así no se formarían hidratos. Cabe resaltar que, por motivos de seguridad en la industria, se exige que el fluido se mantenga por lo menos 5°C por encima de la temperatura de formación de hidratos. Bajo esta premisa, el aislamiento de 16 pulgadas de espesor, es el mínimo para mantener el fluido dentro de la tubería con este margen de seguridad, nótese que para este aislamiento los valores de DTHYD son negativos y menores que -5°C (por debajo de la línea amarilla), lo cual tiene sentido porque justamente se busca que la temperatura del fluido supere por lo menos en 5°C la de formación de

hidratos (ver ecuación 19). Por otro lado, se resalta el hecho de que los valores de DTHYD son mayores en puntos altos del perfil de la tubería, debido a la acumulación de líquido en puntos bajos y la presencia de gas en puntos altos de esta.

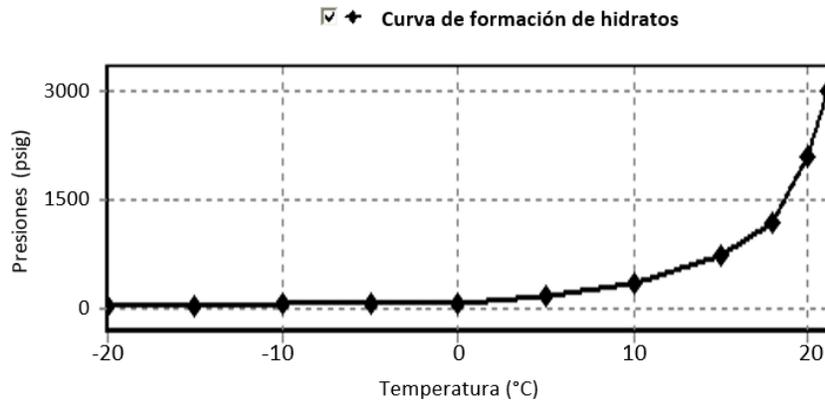


Figura 4.18 Curva de formación de hidratos, para el gas en estudio.

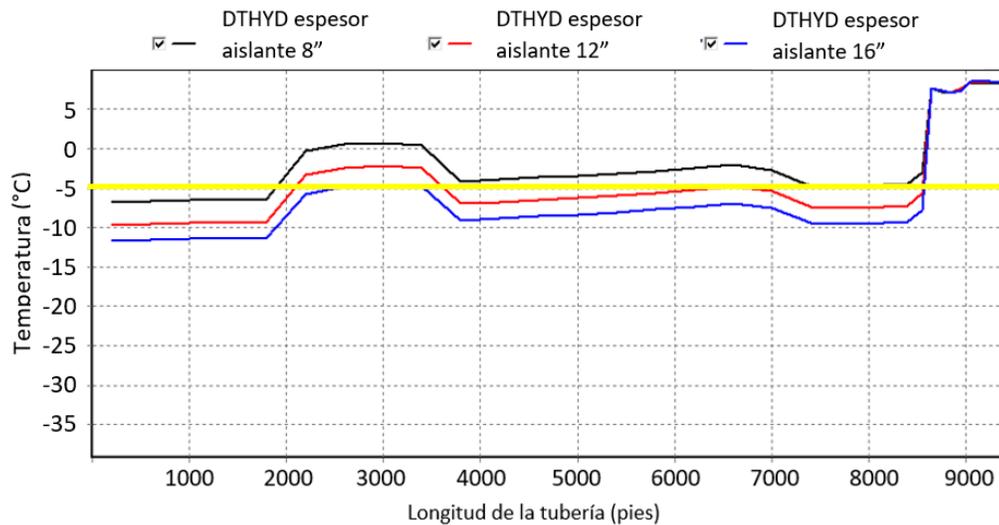


Figura 4.19 Comportamiento de la variable DTHYD a lo largo de la tubería para los distintos espesores de aislantes estudiados.

4.9 Resultados del reinicio del sistema y despresurización

Si el arranque es rápido el sistema de recepción podría ser sobrecargado y podría detenerse nuevamente la producción. Por eso, para el reinicio de la producción es oportuno contar con una

metodología de apertura tanto de la válvula en el cabezal del pozo, como para la válvula del separador, y así poder restablecer el flujo óptimo requerido. Para dar con esto, se reinicia la simulación retomando las condiciones finales del paro de 8 horas (que se simuló anteriormente) y se procede con el arranque de la producción.

En la figura 4.20 se observa como la válvula de cabezal de pozo se abre primero y de manera constante hasta su máxima apertura (que se logra a los 5 min), teniéndose apenas un mínimo levantamiento del caudal a los 18 minutos de su apertura local. Luego, 2 minutos después (20 min después de apertura la válvula del pozo), se sigue con la apertura de la válvula de la plataforma del CPF, la cual se hace programadamente, en dos etapas. La primera de ellas, va desde el minuto 630 al 690, donde se apertura progresivamente hasta el 10% de su apertura total, aquí se observa un aumento vertiginoso del caudal, sin embargo, este aún no se ha estabilizado. La segunda, va desde el minuto 690 hasta el minuto 720 donde se apertura progresivamente el 90 % restante, es decir, hasta el 100% de su área total, cuando ocurre esto el caudal está prácticamente estabilizado (ya no existen variaciones ni picos pronunciados). Por otro lado, se observa como el fluido se estabiliza totalmente en 760 min, después de 40 min de abierta totalmente la última válvula. En total la metodología de reinicio de la producción toma desde el minuto 610 hasta el 720 (110 min en total), es decir tarda menos de dos horas y la estabilización del caudal a totalmente estable, tarda 150 min, es decir menos de dos horas y media.

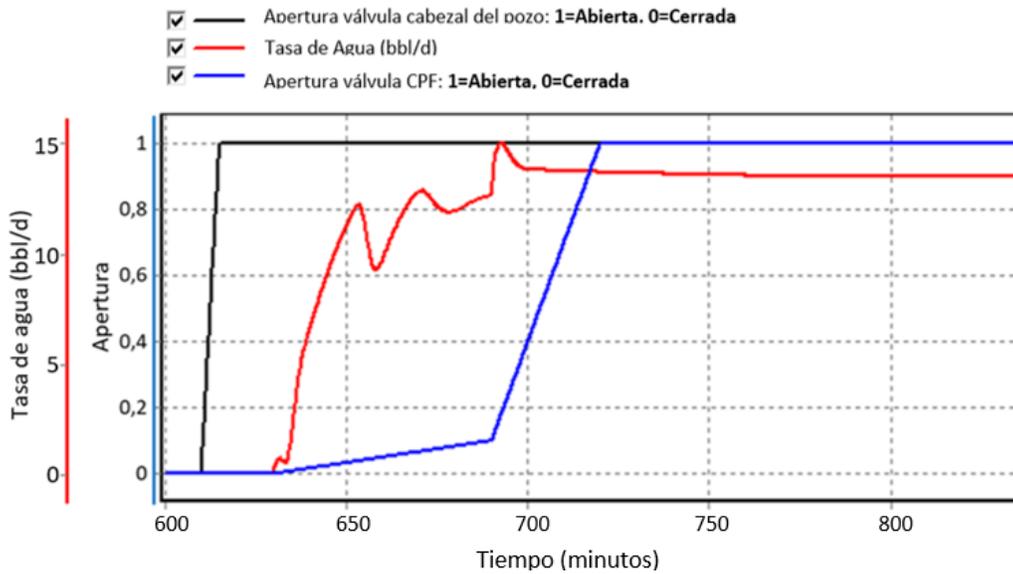


Figura 4.20 Caudales tomados en la salida de la tubería en metodología de arranque de la producción.

Como se visualiza con esta metodología, el arranque las válvulas se hace dentro de un tiempo razonable, con picos mínimos en la salida, no se observan cambios bruscos en los procesos de apertura de las válvulas, es decir, que el líquido generado durante el paro, se remueve con el arranque para ser enviado al separador en la plataforma, mitigándose así el *slug* operacional durante el arranque. Es completamente posible encontrar procedimientos alternativos, por ejemplo, se puede abrir la válvula de la plataforma primero y proponer otro esquema con otras etapas a seguir, siempre y cuando se logre una estabilización del caudal en la menor cantidad de tiempo posible.

Despresurización

En la sección anterior se observó que es posible prevenir la formación de hidratos ante un paro de la producción, controlando la temperatura del fluido con el aumento de la cantidad de aislante que reviste la tubería.

Ahora se analizará el caso cuando aun ocurriendo el paro, no se cuenta con el aislamiento requerido, es decir, cuando se forman hidratos que se deben mitigar o eliminar para continuar con la producción del fluido. La diferencia con el escenario anterior es que esta vez no se controlara la temperatura, sino que se manipulara la presión.

Se evalúa el escenario donde el gas ha entrado (según su curva), en la región de formación de hidratos, aunque dicha evaluación también puede extenderse a situaciones donde todavía no se han formado hidratos, pero si se estime su posible formación, por ejemplo, por declinaciones en la temperatura. La solución a lo anterior, radica en mitigar las altas presiones al despresurizar la cavidad interna de la tubería, al final de la misma, en la plataforma.

Este estudio se realizará usando una válvula manual de 2" de diámetro que simulará una fuga o *leak*, como método de despresurización, manteniéndose las válvulas del cabezal del pozo y del separador, cerradas. La simulación tomara en cuenta el comportamiento de la temperatura del fluido (análisis con la variable DTHYD) a través de la tubería, justo después del paro, luego para el final de los intervalos de 10, 20 y 30 min (como casos independientes), después de haberse aperturado la fuga.

En la figura 4.21 se muestran los resultados del DTHYD, se visualiza que, al término de las 8 horas de paro (480 minutos), cuando aún no se ha implementado el *leak*, se observa como los valores de DTHYD están muy por encima del factor de seguridad preestablecido, lo cual es evidencia de que se pueden formar hidratos en la tubería. Para el resto de los casos, el comportamiento a los 10, 20 y 30 minutos después de la apertura del *leak*, la tendencia es a generar valores pequeños y negativos de DTHYD, esto ocurre porque con la despresurización naturalmente bajan las presiones y como producto de ello, en la

dinámica de la curva de formación de hidratos, también bajan las temperaturas de formación de hidratos, entonces (como no hay aislante), la temperatura de los fluidos (que es negativa en la ecuación de DTHYD) siempre será mayor.

Por otro lado, los valores negativos de DTHYD, son favorables y es esto es porque la despresurización, está liberando el gas atrapado en el bloque del hidrato, en otras palabras, las caídas de presiones, a las que se despresuriza la tubería (ver figura 4.22), son suficientes para provocar una disociación, entonces se puede liberar el gas del hidrato acumulado, mitigándose así el hidrato en la tubería y haciendo nuevamente el gas producible.

Si bien es cierto que con los diferentes intervalos de tiempo en los que se deja abierta la fuga, se consigue mitigar los hidratos, no todos ellos presentan caídas de presión estables a lo largo de la tubería. Únicamente cuando se despresuriza por el intervalo de 30 minutos (ver figura 4.22), se presenta tal estabilidad, por ello, se toma este intervalo de tiempo como el más, óptimo para mitigar los posibles hidratos formados.

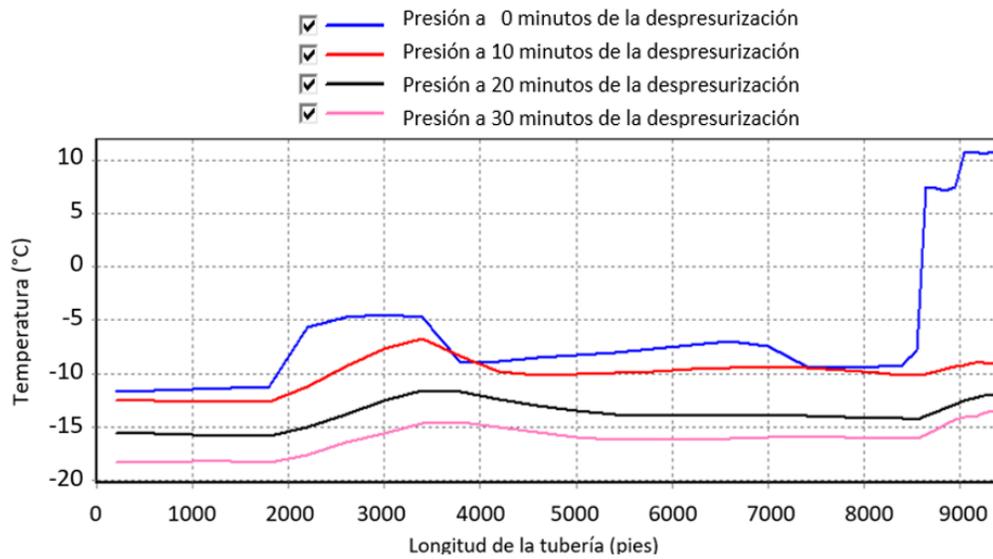


Figura 4.21 Comportamiento de la variable DTHYD a lo largo de la tubería para los distintos tiempos de despresurización.

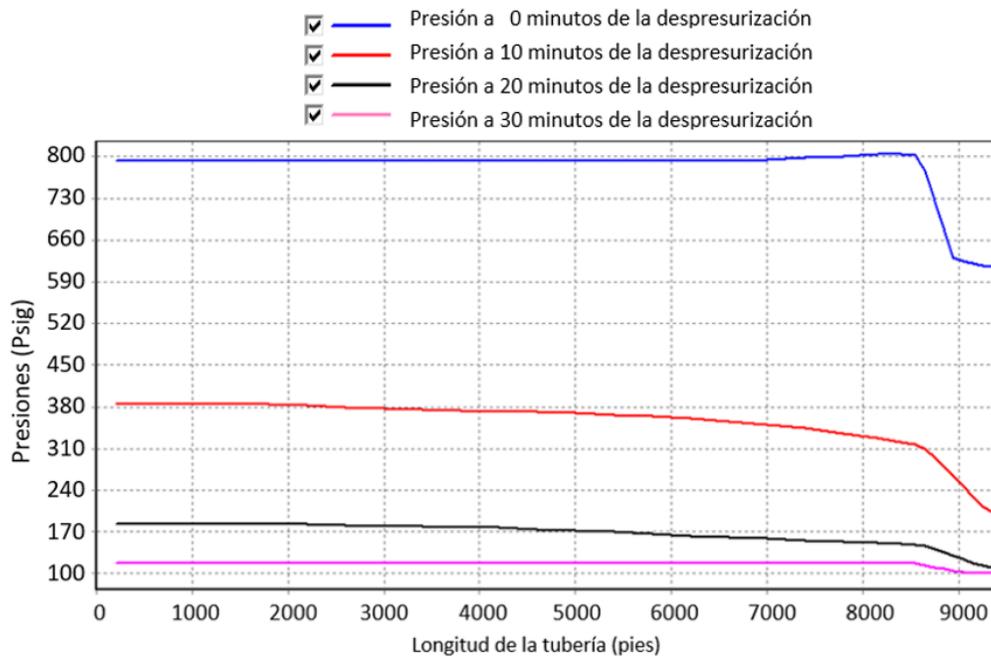


Figura 4.22 Caídas de presiones a lo largo de la tubería para los distintos tiempos de despresurización.

Desde otra perspectiva, se puede ver en la figura 4.23, que el caudal de gas sale con mayor rapidez que el caudal de líquido, lo cual se debe a que en la despresurización, las grandes moléculas de gas(atrapadas en

los espacios libres de la red de moléculas de agua cristalizada o solidificada) que conforman el hidrato, se liberan a una tasa más rápida en comparación a la que se derrite la propia agua sólida que las contiene, así, esta última termina liberando las moléculas más pequeñas de gas, en los últimos minutos de la despresurización. Se debe señalar que tanto el flujo de líquido como el de gas que salen del *leak*, son negativos, porque desde punto de vista de la herramienta computacional, se está fugando de la tubería.

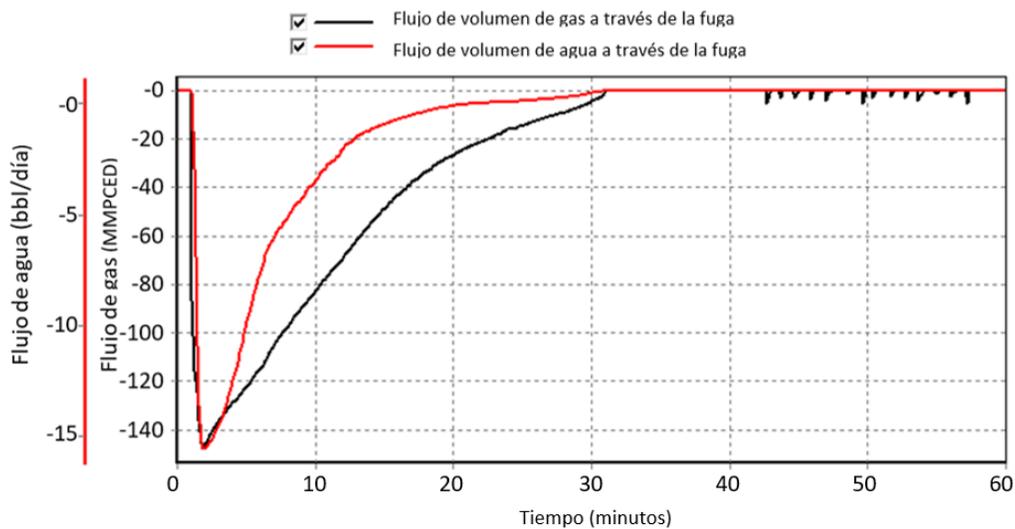


Figura 4.23 Flujo de volúmenes a través de la tubería.

Es importante resaltar que la aplicación de este método se debe hacer con precaución, pues al realizar la operación de despresurización desde un lado del sistema, se puede correr el riesgo que al reiniciarse el flujo, el tapón no esté totalmente disociado, encontrándose con la suficiente masa para viajar como un proyectil, causando potenciales daños a la tubería en los puntos donde existan cambios de dirección.

CONCLUSIONES

El conocimiento de las técnicas de aseguramiento del flujo permite crear criterios en la toma de decisiones para confirmar que se está empleando la mejor opción técnica disponible, para el aseguramiento del sistema submarino de recolección de gas. Los resultados de la simulación, demostraron que es posible diseñar tal sistema para prevenir y mitigar problemas como, flujo *slug* y acumulación de hidratos.

La aplicación de diferentes escenarios de simulación, ayudaron a concluir lo siguiente:

- a) Se desarrolló un modelo de fluido y de producción adaptado a las realidades del campo, a partir de data confiable extraída de la recopilación bibliográfica.
- b) Un diámetro mínimo de 12" y un espesor de 1" pulgada son los más óptimos para el diseño la línea de recolección de flujo submarina.
- c) Se constató la evidencia de tapones de líquido inducidos por las irregularidades de la topografía del lecho marino, cuando se simulo con flujos volumétricos bajos. Por el contrario, la simulación con el flujo de 200 MMPCED (el más alto) exhibe presiones y caudales estables a su llegada al CPF, acumulándose menos líquido en la línea de recolección submarina. Lo que permite afirmar que, a la máxima tasa de producción del campo, el diseño presentado es adecuado.
- d) Durante la operación de rampeo, el flujo de aceleración elimina al sistema del régimen *slug*, en 80 minutos, lográndose un flujo estable a 200 MMPCED.
- e) La apertura óptima de la válvula de estrangulación del flujo en la entrada al CPF para mitigar el flujo tapón, es de 2% de su area.
- f) Un aislamiento de 16 pulgadas de espesor, es el mínimo para mantener el fluido dentro de la tubería con un margen de seguridad de 5 °C para prevenir la formación de hidratos.

- g) Un reinicio de la producción exitoso, comprende una metodología que implica aperturar primero la válvula del cabezal del pozo, y por último la válvula en el CPF. El procedimiento toma 110 minutos en total y la estabilización total del caudal, tarda 40 minutos más, es decir, todo el proceso de reinicio hasta la estabilización del flujo, tarda dos horas y media. En su aplicación, no se observan cambios bruscos del caudal que llega al CPF.
- h) Al despresurizar la tubería de recolección por un intervalo de 30 minutos, se logra mitigar los hidratos que potencialmente pueden obstruir el flujo dentro de ella.

RECOMENDACIONES

- a) Diseñar las líneas de recolección de flujo de gas, iniciándose con el cálculo del diámetro de la tubería y aislamiento térmico inicial, que permita el aseguramiento del flujo.
- b) Mantener flujos volumétricos de producción de gas seco o pobre en el área de estudio, lo más altos posibles, con la intención de asegurar el flujo previniéndose los *slugs*.
- c) Implementar operaciones de rampeo para escenarios con presencia de flujo tapón.
- d) Efectuar una despresurización de la línea de recolección, en los casos de obstrucción por acumulación de hidratos.
- e) Analizar otras metodologías de apertura de válvulas, que conlleven a un reinicio de la producción exitoso.
- f) Constatar si es posible manejar exitosamente los volúmenes resultantes de la aplicación de las técnicas de aseguramiento presentadas, en función de la capacidad máxima de líquido del *slugcatcher*.
- g) Realizar un análisis técnico y detallado sobre los efectos en el sistema, al aplicar la operación de estrangulación.
- h) Evaluar procedimientos operacionales alternativos para prevenir y mitigar los tapones de hidratos de gas.
- i) Estudiar los hidratos de gas no solo como un problema de obstrucción por sólidos en el aseguramiento de flujo, sino también como una fuente de combustible a explotar en potenciales yacimientos de hidratos de gas.
- j) Investigar la influencia de la metoceanica en el proceso de producción costa afuera, especialmente para el diseño de la línea de flujo.

BIBLIOGRAFÍA

- Calderón M., (2008). Gas Natural Comprimido (GNC) alternativa de monetización del gas costa afuera de Venezuela a Centroamérica. Trabajo Especial de Grado. Universidad Simón Bolívar, Caracas, Venezuela.
- CAMUDOCA, (2006). Estudio integrado de las características ambientales del medio marino costero en la Plataforma Norte de la Península de Paria y Sector Norte del Golfo de Paria. Consultora Ambiental de la Universidad de Oriente 2006, Venezuela: Wiliam Senior.
- Danielson, T. J. (2007). OTC 18691 Sand Transport Modeling in Multiphase Pipelines. 2007 Offshore Technology Conference, 1-11.
- Fidelis, I. (2013). Active control of hydrodynamic slug flow. Msc Thesis. Cranfield University, Cranfield, Reino Unido.
- Gómez, E. (2010). Memorias de Trabajo sobre aseguramiento de flujo utilizando el simulador dinámico OLGA. Informe de Trabajo Profesional. Universidad Nacional Autónoma de México, México, DF.
- Halliburton, SPE Bergen. (2006). Presentación "An Integrated Approach to Combating Flow Assurance Problems". Allan Browne & Laurence Abney. Houston, EUA.
- Lababidi, S., (2012). Characterization of saturates, aromatics, resins, and asphaltenes heavy crude oil fractions by atmospheric pressure laser ionization Fourier transform ion cyclotron resonance mass spectrometry. EUA.
- López, G. (2006). Caracterización de flujo slug severo en tuberías verticales de producción de hidrocarburos (*risers*). Tesis para obtener el Grado de Maestro en Ciencias. Instituto Politécnico Nacional, México,DF.
- Marquez, J. (2014). Ambient Temperature Impact on Heavy Oil Pipeline systems. Heavy Oil Latin America Conference and Exhibition, 2-6.
- Masabanda M, E. D. (2014). Simulación dinámica y análisis de las variables de operación en las líneas de producción de Repsol

- NPF, Bloque 16. Tesis de Grado. Escuela Superior Politécnica de Chimborazo, Riobamba, Ecuador.
- Mayorga G. & Mantilla J. (2010). Diseño conceptual de la estrategia de aseguramiento de flujo para un sistema de producción costa afuera. Trabajo de grado para optar al título de ingeniero de petróleo. Universidad industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.
- Mendoza H. Luis David (2016). Simulación dinámica de una red de recolección de crudo diluido en la faja petrolífera del Orinoco. Universidad Central de Venezuela, Caracas, Venezuela.
- Ministerio de Energía y Petróleo. (2016). Estatus de las Licencias de Gas en Tierra y Costa Afuera a junio 2015, MENPET. Venezuela
- Ministerio de Energía y Petróleo. (2014). Reservas Actuales de Gas Costa Afuera, MENPET. Venezuela.
- Molina, Rondón, Sánchez y Chiarabelli, (2015). SPE-WVS-771 “Gas potential of paria gulf, non-associated gas license, paria gulf west and punta pescador’s block”. III South American oil and gas congress held in Maracaibo 2015.
- Nas, S., & Brandt, I. (2015). Multiphase Flow Simulation Optimizing Field Productivity. Houston, Texas: Schlumberger Oilfield Review.
- OTC 13075. (2001). “The Challenges of Deepwater Flow Assurance: One Company’s Perspective”. David B. L. Walker and Norman D. McMullen, BP.
- OTC 15184. (2003). “Flow Assurance in Deepwater Flowlines and Pipelines-Challenges Met, Challenges Remaining”. Frederic K. Wasden/Shell Exploration and Production Company.
- PDVSA. (2016). Informe de Gestión Anual 2015. Venezuela.
- PEMEX (Perforación y Mantenimiento de Pozos). (2000). Presentación “Construcción de pozos en aguas profundas”, Aseguramiento de flujo- Hidratos. Mexico.
- PEMEX-ABB. (2009). *Subsea System Overview*. Deepwater Training. Mexico.
- PETROBRAS SPE Projects. (2008). Flow Assurance and Artificial Lift Innovations for Jubarte Heavy Oil in Brazil”, Giovani Colodette, Carlos A.G. Pereira, César A.M. Siqueira, Geraldo A.S.M.

- Ribeiro, Roberto Rodrigues, João S. de Matos, and Marcos P. Ribeiro. Brasil.
- Petrobras/CENPES. (2009). "Subsea Equipments" Presentación de Mauricio Werneck de Figueiredo. Brasil.
- Rodríguez 2008, Instituto Mexicano de Petróleo. Programa de explotación de campos en aguas profundas. México
- Instituto Mexicano del Petróleo. (2012). Estado del arte y prospectiva para la explotación de campos en aguas profundas. México: Ingenieros del programa de explotación IMP en aguas profundas.
- Sandoval, A. (2008). Simulación dinámica de cierres y apertura de ductos para el transporte de hidrocarburos en la región marina de Campeche. Tesis para optar al grado de Maestro en Ingeniería. Universidad Nacional Autónoma de México, México, DF.
- Schlumberger. (2005). "Desarrollo submarino desde el medio poroso hasta el proceso". *Oil field review* (verano, 2005). Houston: Spanish Language Editions.
- Schlumberger. (2010). "El creciente interés en los hidratos de gas", *Oil field review* (otoño, 2010). Houston: Spanish Language Editions.
- Schlumberger. (2014). OLGA Dynamic Multiphase Flow Simulator User Manual, Version 2014.2. Houston: Schlumberger.
- Schlumberger. (2015).Hydrates. Network of excellence in training. Houston: Schlumberger.
- Soria, A., (IPH) & Carreón, B., (IMP). (2010) "Los hidratos de gas", Problemas y usos potenciales en la industria petrolera. Mexico.
- Pdvsa-Intevep. (2015). spe-wvs-412 "Influencia de la variación de flujo en sistemas submarinos de recolección y exportación en un campo de gas costa afuera". III South American oil and gas congress held in Maracaibo 2015.
- Tine Bauck Irmann-Jacobsen. (2015) MEK4450-FMC. Flow Assurance a System Perspective. Subsea technologies. FMC Technologies.
- Yatzil C., (2011). Aplicación del aseguramiento de flujo en aguas profundas. Trabajo especial de grado. UNAM, México.