

**DISEÑO CONCEPTUAL DE LA ESTRATEGIA DE ASEGURAMIENTO DE FLUJO
PARA UN SISTEMA DE PRODUCCIÓN COSTA AFUERA**

**GONZALO FELIPE HUMBERTO MAYORGA SIERRA
JAVIER REINALDO MANTILLA HERNANDEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2010

**DISEÑO CONCEPTUAL DE LA ESTRATEGIA DE ASEGURAMIENTO DE FLUJO
PARA UN SISTEMA DE PRODUCCIÓN COSTA AFUERA**

**GONZALO FELIPE HUMBERTO MAYORGA SIERRA
JAVIER REINALDO MANTILLA HERNANDEZ**

Trabajo de grado para optar al título de ingeniero de petróleos.

Director

Msc. FERNANDO ENRIQUE CALVETE

Ingeniero de Petróleos

Codirectores

Msc. ALEXANDER MARTINEZ

Ingeniero Mecánico

Msc. CESAR AUGUSTO GARCIA

Ingeniero de Petróleos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2010

DEDICATORIA

A Dios, por darme la fuerza física y mental necesaria para afrontar este importante reto, por darme tranquilidad, sabiduría, paciencia y carácter en los momentos en que los necesité y los he necesitado durante toda mi vida.

A mis padres Gonzalo y Blanca Leonor, por apoyarme, por comprenderme, por guiarme, por llenarme de consejos y sabiduría, por haber sido vitales, no solo durante el proyecto, sino durante toda mi carrera y mi vida.

A mi hermana Ana María, por significar esa diferencia, por representar en mi vida alegría y tranquilidad, por ser como es y por permitirme trabajar siempre orgulloso de poder compartir el tiempo que comparto con ella.

A mi nonita Elvia, por estar siempre de mi parte, por quererme incondicionalmente y por brindarme el apoyo que de diferentes maneras me ha sabido demostrar.

A mis tíos Humberto y Henry, porque cada uno, a su manera, han sabido brindarme apoyo, comprensión, sabiduría y alegrías de manera constante.

A mi novia Diana, por su infinita paciencia y comprensión en todo este proceso, por su amor incondicional que siempre me dio tranquilidad y motivación para trabajar fuertemente y sin descanso.

A mis amigos de la universidad, quienes con su incondicional apoyo han ayudado a que mi proyecto de vida se vaya haciendo realidad.

Gonzalo Felipe

DEDICATORIA

A Dios por darme la fortaleza y el apoyo en todas las etapas de mi vida.

A mis padres, Esther y Reinaldo, quienes siempre me han aconsejado y colaborado para que mis metas y aspiraciones sean una realidad.

A mi tía Paola, quien siempre me ha acompañado y se ha preocupado porque mis logros sean alcanzados.

A mis amigos de la universidad, con los que pasé momentos inolvidables.

Javier Reinaldo

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

La Universidad Industrial de Santander, por acogernos y darnos la oportunidad de llevar a cabo nuestros estudios de pregrado.

El Grupo de Investigación de Estabilidad de Pozo, que nos brindó el patrocinio en el desarrollo de este proyecto.

El Instituto Colombiano del Petróleo, por las herramientas e información que puso a nuestra disposición para hacer posible el resultado de este trabajo.

Msc. FERNANDO CALVETE. UIS. Director del proyecto. Por su colaboración e interés en la realización de nuestro proyecto.

Msc. ALEXANDER MARTÍNEZ. Instituto Colombiano del Petróleo. Codirector. Por la confianza que depositó en nosotros, y por su orientación y dedicación en este proyecto.

Msc. CESAR GARCÍA. Instituto Colombiano del Petróleo. Codirector. Por la colaboración brindada y la información suministrada, que fueron de gran soporte para el desarrollo de este trabajo.

Msc. EIVARTH CABALLERO. Instituto Colombiano del Petróleo. Por el interés demostrado en que el proyecto se desarrollara, y por su colaboración y soporte durante la ejecución del mismo.

Nuestras familias, por su paciencia y comprensión, por su apoyo y soporte, por su ayuda y colaboración, por todo aquello que nos brindaron incondicionalmente y que con seguridad fue vital para que este proyecto pudiera ser desarrollado obteniendo resultados satisfactorios.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	32
1. INTRODUCCIÓN AL ASEGURAMIENTO DE FLUJO	34
2. PRINCIPALES SÓLIDOS “PROBLEMA” PARA EL ASEGURAMIENTO DE FLUJO	39
2.1. PARAFINAS	39
2.1.1. Precipitación.....	39
2.1.2. Depositación.....	41
2.1.3. PREDICCIÓN, PREVENCIÓN, CONTROL Y REMEDIACIÓN	42
2.2. HIDRATOS.....	46
2.2.1. PREDICCIÓN, PREVENCIÓN, CONTROL Y REMEDIACIÓN	50
2.3. ASFALTENOS.....	59
2.3.1. Modelamiento de la Precipitación y Disposición de los Asfaltenos.....	60
2.3.2. Factores que Promueven la Precipitación de los Asfaltenos.....	61
2.3.3. PREDICCIÓN, PREVENCIÓN, CONTROL Y REMEDIACIÓN	63
2.4. INCRUSTACIONES.....	69
2.4.1. Origen de las Incrustaciones	70
2.4.2. Formación de las Incrustaciones	70
2.5. PREDICCIÓN, PREVENCIÓN, CONTROL Y REMEDIACIÓN	72
3. MANEJO TÉRMICO, QUÍMICO, MECÁNICO, REFUERZO DEL FLUJO Y FLUJO MULTIFÁSICO EN EL ASEGURAMIENTO DE FLUJO EN SISTEMAS DE PRODUCCIÓN COSTA AFUERA.....	80
3.1. MANEJO TÉRMICO	80
3.2. MANEJO QUÍMICO	91
3.2.1. Filosofía de Diseño de la Inyección Química	92
3.2.2. Entrega de los Químicos	92

3.2.3.	Compatibilidad Química.....	93
3.2.4.	¿Dónde inyectar en el sistema de producción?	93
3.2.5.	Monitoreo	93
3.3.	MANEJO MECÁNICO	94
3.3.1.	Configuraciones del Sistema de Marraneo	94
3.4.	REFUERZO DEL FLUJO.....	96
3.4.1.	Gas Lift o Bombeo Neumático	97
3.4.2.	Bombeo de Fondo de Pozo	99
3.4.3.	Bombas Electrosumergibles (ESPs)	99
3.4.4.	Bombas Hidráulicas.....	99
3.4.5.	Bombas Hidráulicas Tipo Jet	100
3.4.6.	Bombas Multifásicas.....	100
3.5.	FLUJO MULTIFÁSICO	100
3.5.1.	Patrones de Flujo	101
3.5.2.	Mapas de patrones de flujo.....	103
3.5.3.	Holdup.....	105
3.5.4.	Predicción del comportamiento de la presión.....	107
4.	ESTUDIO DE CASOS REALES DE APLICACIÓN DE ESTRATEGIAS DE ASEGURAMIENTO DE FLUJO	109
4.1.	YACIMIENTO, INFRAESTRUCTURA LOCAL, DISTRIBUCIÓN GENERAL, DIMENSIONAMIENTO Y CAPACIDAD DEL CAMPO Y DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN.....	110
4.2.	FLUIDOS (PROPIEDADES Y ANÁLISIS).....	117
4.3.	PRUEBAS DE LABORATORIO, ANÁLISIS Y PREDICCIÓN.....	121
4.3.1.	Parafinas	121
4.3.2.	Hidratos.....	124
4.3.3.	Asfaltenos.....	126
4.3.4.	Incrustaciones	126
4.4.	TECNICAS APLICADAS.....	126

4.5. CUADROS RESUMEN.....	145
5. MAPA DE TOMA DE DECISIONES PARA EL PLANTEAMIENTO DE UNA ESTRATEGIA DE ASEGURAMIENTO DE FLUJO EN UN SISTEMA DE PRODUCCIÓN COSTA AFUERA.....	160
6. DISEÑO DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN SUBMARINO DEL CAMPO GOJA.....	162
6.1. DEFINICIÓN DE CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO	162
6.1.1. Presión - Tasas de Producción Esperadas.	162
6.1.2. Temperatura.....	164
6.1.3. Profundidad	164
6.2. DEFINICIÓN DE CARACTERÍSTICAS AMBIENTALES, DE LOCALIZACIÓN E INFRAESTRUCTURA.....	164
6.2.1. Capa de Agua, Condiciones Ambientales y Perfil de Temperatura.	164
6.2.2. Expansión del campo, ubicación, tipo y cantidad de pozos, ubicación de la plataforma o FPSO, definición de rutas de las líneas de flujo y distribución del sistema submarino.	166
6.2.3. Batimetría	181
6.3. ANÁLISIS DE FLUIDOS	188
6.3.1. Análisis PVT, Análisis Composicional y Análisis de Viscosidad	190
6.3.2. Análisis de Parafinas	194
6.3.3. Análisis de hidratos.....	196
6.3.4. Análisis de Asfaltenos.....	202
6.3.5. Análisis de Incrustaciones	203
6.4. DECISIÓN DEFINITIVA SOBRE LA DISTRIBUCIÓN DEL SISTEMA SUBMARINO DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO GOJA: CONCLUSIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA	209
7. IMPLEMENTACION DE LA HERRAMIENTA SOFTWARE (PIPESIM) PARA MODELAR EL SISTEMA SUBMARINO DE PRODUCCIÓN	215
7.1. PERFILES DE PRESIÓN Y TEMPERATURA DEL SISTEMA SUBMARINO DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO GOJA	223

7.1.1.	Líneas Sur	223
7.1.2.	Líneas GOJA4	227
7.1.3.	Análisis de las Parafinas.....	231
7.1.4.	Análisis de Hidratos	233
7.2.	RELACIÓN DE PERFILES CON LOS DATOS OBTENIDOS DEL ANÁLISIS DE FLUIDOS.....	234
7.2.1.	Parafinas	234
7.2.2.	Hidratos.....	236
7.2.3.	Análisis General	238
7.2.4.	Análisis de Depositación de Sólidos	240
7.2.5.	Paradas.....	247
7.3.	EVALUACIÓN DE RELACIONES – DEFINICIÓN DEL MANEJO TÉRMICO E IDENTIFICACIÓN DE ZONAS PARA INYECCIÓN DE QUÍMICOS ..	249
7.3.1.	Sección: Árbol a Manifold (Unión en el caso de las líneas a GOJA4). .	251
7.3.2.	Sección: Manifold (Unión en el caso de las líneas a GOJA4) a Plataforma o FPSO.....	266
8.	SELECCIÓN DE ESTRATEGIAS O TÉCNICAS OPERACIONALES.....	293
8.1.	MANEJO DE HIDRATOS	293
8.1.1.	Paradas.....	293
8.1.2.	Puesta en Marcha en Frío	294
8.1.3.	Puesta en Marcha en Caliente.....	295
8.1.4.	Estado Estable	296
8.1.5.	Remediación.....	296
8.2.	MANEJO DE PARAFINAS.....	297
8.2.1.	Paradas.....	297
8.2.2.	Puesta en Marcha en Frío	297
8.2.3.	Puesta en marcha en caliente	298
8.2.4.	Estado estable.....	298
8.2.5.	Remediación.....	298

8.3.	MANEJO DE ASFALTENOS	299
8.3.1.	Remediación.....	299
8.4.	MANEJO DE INCRUSTACIONES	300
8.4.1.	Estado Estable	300
8.4.2.	Remediación.....	300
9.	CONCLUSIONES.....	303
	RECOMENDACIONES.....	305
	BIBLIOGRAFÍA.....	307
	ANEXOS.....	314

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1.1. Diagrama de fases de petróleo correspondiente a un campo petrolero de aguas profundas situado en el golfo de México.....	34
Figura 1.2. Estrategias para el aseguramiento de la producción: Aseguramiento de flujo, refuerzo del flujo y vigilancia del flujo.....	35
Figura 1.3. Estrategia de Aseguramiento de Flujo. Propuesta Schlumberger.....	36
Figura 2.1. Diagrama representativo de la precipitación de las parafinas.....	39
2.2. Coiled Tubing en movimiento.....	43
Figura 2.3. Estructura de los hidratos de metano.....	47
Figura 2.4. Curva de estabilidad de hidratos.....	48
Figura 2.5. Efecto de la composición del fluido en la zona de estabilidad de hidratos.....	48
Figura 2.6. Efecto del metanol en la zona de estabilidad de hidratos.....	49
Figura 2.7. Efecto de las sales en la zona de estabilidad de hidratos.....	49
Figura 2.8. Definición gráfica de sub-enfriamiento.....	50
Figura 2.9. Efecto del metanol sobre la formación de hidratos.....	52
Figura 2.10. Efecto de las sales sobre la formación de hidratos.....	53
Figura 2.11. Gráfica de Tiempo de disociación en función del coeficiente global de transferencia de calor.....	56
Figura 2.12. Coiled Tubing.....	57
Figura 2.13. Posibles riesgos en trabajos de despresurización o disociación de tapones de hidratos.....	58
Figura 2.14. Representación esquemática de una molécula de asfalteno.....	59
Figura 2.15. Estructura química de dos moléculas de asfaltenos de diferentes crudos.....	59
Figura 2.16. Agregación y precipitación de asfaltenos. (A) Asfaltenos en estado coloidal peptizados por las resinas. (B) Por modificaciones fisicoquímicas las resinas comienzan a abandonar al asfalteno. (C) Agregación de asfaltenos. (D) Precipitación de asfaltenos.....	60
Figura 2.17. Esquema del mecanismo de nucleación de asfaltenos en presencia de partículas sólidas.....	62

Figura 2.18. Método de la mancha para determinación de punto de floculación de asfaltenos. (A) Asfaltenos dispersos. (B) Asfaltenos comenzando a flocular y (C) Asfaltenos floculados	64
Figura 2.19. Diagrama para predecir la presencia de asfaltenos.....	64
Figura 2.20. Predicción de la presencia de asfaltenos.	65
Figura 2.21. Predicción de asfaltenos a partir de la relación saturados/aromáticos y asfaltenos/resinas.	65
Figura 2.22. Predicción de asfaltenos con la curva de solubilidad de los asfaltenos vs. presión.	66
Figura 2.23. Ilustración del recorrido de un marrano por el interior de la tubería.	68
Figura 2.24. Nucleación homogénea.	71
Figura 2.25. Nucleación heterogénea.	72
Figura 2.26. Sarta macaroni.....	75
Figura 2.27. Eliminación de incrustaciones de carbonato de calcio con chorro de agua abrasivo.	78
Figura 2.28. Probador de impacto de partículas.....	79
Figura 3.1. Ejemplo de Aislamiento compuesto por la tubería de acero, el recubrimiento contra la corrosión (FBE – Fusion Bounded Epoxy), aislamiento sintético (espuma) y una chaqueta externa de polietileno de alta densidad.	81
Figura 3.2. Ejemplo de tubería pipe-in-pipe con recubrimiento contra la corrosión FBE, dos tuberías de acero, cámara de aire, un recubrimiento externo de poliuretano/polietileno y un aislamiento con espuma de poliuretano.	81
Figura 3.3. Ejemplo de aislamiento para riser de producción flexible.	82
Figura 3.4. Ejemplo de aislamiento para línea de flujo flexible.	82
Figura 3.5. Ejemplo de aislamiento para jumper de producción.	83
Figura 3.6. Esquematación de las tuberías pipe-in-pipe.	84
Figura 3.7. Aislamiento con espuma de poliuretano, 1. Recubrimiento anticorrosión. 2. Espuma de poliuretano.	86
Figura 3.8. Proceso de elaboración de las tuberías aisladas con poliuretano	87
Figura 3.9. Proceso de aplicación del poliuretano a la tubería.	88
Figura 3.10. Ejemplos de tubería bundle (“paquete”) que integran funciones de aislamiento con inyección de metanol y agua caliente (calentamiento activo por inyección de fluido).	89
Figura 3.11. Manejo térmico por calentamiento activo con energía eléctrica (EFH).....	90

Figura 3.12. Ejemplo de diseño para la inyección química.....	92
Figura 3.13. Configuración de pigging: Superficie a superficie.....	94
Figura 3.14. Configuración de pigging: Pigging loop.	95
Figura 3.15. Configuración de pigging: Lanzamiento del marrano en una sola vía.....	95
Figura 3.16. Levantamiento artificial – Gas Lift	98
3.17. Viaje de los fluidos desde yacimiento a superficie, generación del flujo multifásico.....	101
3.18. Patrones de flujo segregado	102
3.19. Patrones de flujo intermitente.....	102
3.20. Patrones de flujo distribuido	102
3.21. Patrones de flujo en tuberías verticales	103
3.22. Mapa de regímenes de flujo de Mandhane (1974)	104
3.23. Mapa del patrón de flujo Beggs y Brill	104
3.24. Forma tipo de un mapa de patrones de flujo para flujo vertical.	105
3.25. Efecto de la inclinación de la tubería en el holdup.....	105
3.26. Efecto del ángulo de inclinación de las tuberías y el número de fases en el holdup.....	106
3.27. Comportamiento de las ecuaciones OLGA en comparación con el de la ecuación de Beggs y Brill.....	108
Figura 4.1. Desarrollo de los campos Bijupira y Salema.	111
Figura 4.2. Distribución del campo Bonga.....	112
Figura 4.3. Perfil de producción del campo Bogaboo.....	114
Figura 4.4. Localización y extensión del campo Bogaboo.....	115
Figura 4.5. Disposición del campo Bogaboo.....	116
Figura 4.6. Viscosidades de aceite estabilizado: Campo Bogaboo.	120
Figura 4.7. Viscosidades de emulsión: Campo Bogaboo.	120
Figura 4.8. Punto de nube y de fluidez para el campo Bogaboo.	122
Figura 4.9. Temperatura de flujo en cabeza de pozo: Campo Bogaboo.....	123
Figura 4.10. Cálculo de la presión de reinicio: Campo Bogaboo.....	123
Figura 4.11. Presión de reinicio en los pozos: Campo Bogaboo.	124
Figura 4.12. Curvas de formación de hidratos para el fluido del yacimiento Bijupira.	125
Figura 4.13. Estrategia de circulación de aceite caliente: Campo Salema.	130

Figura 4.14. Efecto de la estrategia de circulación de aceite caliente en la temperatura del manifold mientras los pozos producen.: Campo Salema.	131
Figura 4.15. Efecto de la estrategia de circulación de aceite caliente en las tasas de flujo de líquido mientras los pozos producen: Campo Salema.	131
Figura 4.16. Viabilidad de despresurización para Salema para tiempo de vida temprano (corte de agua = 0%).	133
Figura 4.17. Viabilidad de despresurización para Salema para tiempo de vida medio y tardío (corte de agua = 50%).	133
Figura 4.18. Caída de Presión en la línea de flujo: Campo Bogaboo.	141
Figura 4.19. Tiempo de cooldown hasta el punto de fluidez: Campo Bogaboo.	141
Figura 4.20. Distribución de temperatura para una tubería de ID=8,125": Campo Bogaboo.	143
Figura 4.21. Presión de reinicio en la línea de exportación: Campo Bogaboo.	143
Figura 4.22. Alternativa de tubería calentada para la línea de exportación: Campo Bogaboo.	144
Figura 4.23. Alternativa con FSO para el transporte de los fluidos: Campo Bogaboo.	145
Figura 5.1. Mapa de toma de decisiones para el diseño de una estrategia de aseguramiento de flujo, Visión general.	160
Figura 6.1. Ajuste de la historia de producción de uno de los pozos de Apiay, para determinar las tasas de producción esperadas del campo GOJA.	163
Figura 6.2. Forma tipo de la termoclina.	165
Figura 6.3. Temperatura mínima de lecho marino y temperatura promedio de superficie para el Mar Caribe.	166
Figura 6.4. Distribución de los pozos del campo Apiay en el ambiente de simulación de PIPESIM.	167
Figura 6.5. Distribución de los pozos de la zona norte del campo Apiay en el ambiente de simulación de PIPESIM.	167
Figura 6.6. Distribución de los pozos de la zona sur del campo Apiay en el ambiente de simulación de PIPESIM.	168
Figura 6.7. Selección de los grupos de pozos para la zona norte.	169
Figura 6.8. Selección de los grupos de pozos para la zona sur.	169
Figura 6.9. Distribución de los pozos representativos para la zona norte en el ambiente de simulación de PIPESIM.	170

Figura 6.10. Distribución de los pozos representativos para la zona sur en el ambiente de simulación de PIPESIM.	170
Figura 6.11. Distribución de pozos definitiva para trabajar el proyecto – Zona norte.	172
Figura 6.12. Áreas de barrido aproximadas en la distribución de pozos definitiva – Zona norte.	172
Figura 6.13. Distribución de pozos definitiva para trabajar el proyecto – Zona sur.	173
Figura 6.14. Áreas de barrido aproximadas en la distribución de pozos definitiva – Zona sur.	173
Figura 6.15. Zona norte para la opción A en el ambiente de simulación de PIPESIM.	175
Figura 6.16. Zona sur para la opción A en el ambiente de simulación de PIPESIM.	176
Figura 6.17. Zona norte para la opción B en el ambiente de simulación de PIPESIM.	177
Figura 6.18. Zona norte para la opción C en el ambiente de simulación de PIPESIM.	177
Figura 6.19. Arquitectura tipo de un sistema de producción submarino.	178
Figura 6.20. Arquitectura tipo de un sistema de producción submarino en la zona del manifold de producción.	178
Figura 6.21. Una de las opciones evaluadas en el análisis del sistema de transporte del campo Timón/K2.	180
Figura 6.22. Pigging loop aplicado en el campo Salema.	180
Figura 6.23. Disposición interna de un manifold de producción submarino.	181
Figura 6.24. Perfil batimétrico del lecho marino del campo GOJA.	182
Figura 6.25. Vista en planta del lecho marino del campo GOJA. Zonas altas: Amarillo, Zonas bajas: Rojo.	183
Figura 6.26. Perfiles de las líneas, opción A.	184
Figura 6.27. Perfiles de las líneas, opción B.	185
Figura 6.28. Perfiles de las líneas, opción C.	185
Figura 6.29. Perfil de la línea GOJA4 a manifold Norte: Opción C para el campo GOJA.	186
Figura 6.30. Perfil de la línea GOJA4 modificada.	187
Figura 6.31. Unidades productoras del campo Apiay.	188

Figura 6.32. Curvas de producción y líneas de tendencia para el pozo Apiay 1.....	196
Figura 6.33. Curva de hidratos para el crudo GOJA con un corte de agua del 10% un GOR de 180 SCF/STB.....	197
Figura 6.34. Curva de hidratos para el crudo GOJA con un corte de agua del 75% y un GOR de 300 SCF/STB.....	198
Figura 6.35. Curva de hidratos para el crudo GOJA con un corte de agua del 95% y un GOR de 600 SCF/STB.....	198
Figura 6.36. Curvas de hidratos en una grafica común.	199
Figura 6.37. Curva de hidratos en una grafica común resaltando la curva de hidratos más crítica.....	200
Figura 6.38. Efecto del metanol en la curva de hidratos.....	201
Figura 6.39. Efecto del etilenglicol en la curva de hidratos.....	201
Figura 7.1. Montaje para las líneas de producción sur del campo GOJA en el ambiente de simulación de PIPESIM.	216
Figura 7.2. Análisis de caída de presión en las líneas sur del campo GOJA para una edad temprana.....	217
Figura 7.3. Análisis de caída de presión en las líneas sur del campo GOJA para un tiempo de vida medio.....	217
Figura 7.4. Análisis de caída de presión en las líneas sur del campo GOJA para un tiempo de vida tardío.	218
Figura 7.5. Montaje del sistema de producción en PIPESIM, líneas a GOJA4.....	219
Figura 7.6. Perfil de presión para una etapa temprana de la vida del yacimiento.....	219
Figura 7.7. Perfil de presión para una etapa media de la vida productiva del campo.....	220
Figura 7.8. Montaje del sistema de producción del campo GOJA en el ambiente de simulación de PIPESIM incluyendo la bomba multifásica.....	221
Figura 7.9. Perfil de presión en las líneas sur y norte para una etapa tardía de la vida productiva del campo.....	222
Figura 7.10. Perfil de temperatura para una etapa temprana de la vida productiva del campo: Líneas sur.	224
Figura 7.11. Perfil de presión para una etapa temprana de la vida productiva del campo: Líneas sur.	224
Figura 7.12. Perfil de temperatura para una etapa media de la vida productiva del campo: Líneas sur.....	225

Figura 7.13. Perfil de presión para una etapa media de la vida productiva del campo: Líneas sur.....	225
Figura 7.14. Perfil de temperatura para una etapa tardía de la vida productiva del campo: Líneas sur.....	226
Figura 7.15. Perfil de presión para una etapa tardía de la vida productiva del campo: Líneas sur.....	226
Figura 7.16. Perfil de temperatura para una etapa temprana de la vida productiva del campo: Líneas GOJA4.....	227
Figura 7.17. Perfil de presión para una etapa temprana de la vida productiva del campo: Líneas GOJA4.....	228
Figura 7.18. Perfil de temperatura para una etapa media de la vida productiva del campo: Líneas GOJA4.....	228
Figura 7.19. Perfil de presión para una etapa media de la vida productiva del campo: Líneas GOJA4.....	229
Figura 7.20. Perfil de temperatura para una etapa tardía de la vida productiva del campo: Líneas GOJA4.....	229
Figura 7.21. Perfil de presión para una etapa tardía de la vida productiva del campo: Líneas GOJA4.....	230
Figura 7.22. Perfiles de temperatura: Líneas a GOJA4.....	232
Figura 7.23. Perfiles de temperatura: Líneas Sur.....	232
Figura 7.24. Curvas de temperatura vs. presión: Líneas GOJA4.....	233
Figura 7.25. Curvas de temperatura vs. presión: Líneas Sur.....	234
Figura 7.26. Relación de los perfiles de temperatura con las líneas WAT y de punto de fluidez: Líneas a GOJA4.....	235
Figura 7.27. Relación de los perfiles de temperatura con las líneas WAT y de punto de fluidez: Líneas Sur.....	235
Figura 7.28. Relación de las curvas temperatura-presión con las curvas de hidratos: Líneas a GOJA 4.....	236
Figura 7.29. Comparación de las curvas de temperatura-presión con las curvas de hidratos: Líneas Sur.....	237
Figura 7.30. Comparación de las curvas temperatura-presión con las curvas de hidratos, especificando la zona crítica: Líneas GOJA 4.....	237
Figura 7.31. Comparación de las curvas temperatura-presión con las curvas de hidratos, especificando la zona crítica: Líneas Sur.....	238

Figura 7.32. Comparación de las curvas de temperatura vs. presión con las curvas de hidratos y parafinas: Líneas GOJA4.	239
Figura 7.33. Comparación de las curvas de temperatura vs. presión con las curvas de hidratos y parafinas: Líneas Sur.	239
Figura 7.34. Montaje del sistema submarino de producción en el ambiente de simulación de HYSYS.	241
Figura 7.35. Ventana “Methods” para el análisis de depositación de sólidos.	242
Figura 7.36. Ventana “Properties” para el análisis de depositación de sólidos.	242
Figura 7.37. Ventana “Profile” para el análisis de depositación de sólidos.	243
Figura 7.38. Ventana “Limits” para el análisis de depositación de sólidos.	243
Figura 7.39. Sistema submarino de producción en el ambiente de simulación de HYSYS después de corrida la simulación: Líneas GOJA4.	244
Figura 7.40. Ventana “Limits” después de corrida la simulación.	245
Figura 7.41. Sistema submarino de producción en el ambiente de simulación de HYSYS después de corrida la simulación: Líneas Sur.	246
Figura 7.42. Ventana “Limits” después de corrida la simulación.	246
Figura 7.43. Manifold aislado.	251
Figura 7.44. Representación grafica de la opción 1.	252
Figura 7.45. Perfil de temperatura desde yacimiento hasta el manifold: aplicando la opción 1.	252
Figura 7.46. Perfil de temperatura desde cabeza de pozo hasta el manifold: Opción 1 de aislamiento.	253
Figura 7.47. Análisis general resultado de la aplicación de la opción 1.	253
Figura 7.48. Representación grafica de la opción 2.	254
Figura 7.49. Perfil de temperatura desde yacimiento hasta el manifold: Opción 2 de aislamiento.	254
Figura 7.50. Perfil de temperatura desde cabeza de pozo hasta el manifold: Opción 2 de aislamiento.	255
Figura 7.51. Análisis general resultado de la aplicación de la opción 2.	255
Figura 7.52. Representación gráfica de la opción 3.	256
Figura 7.53. Perfil de temperatura desde yacimiento hasta el manifold: Opción 3 de aislamiento.	257
Figura 7.54. Perfil de temperatura desde cabeza de pozo hasta el manifold: Opción 3 de aislamiento.	257
Figura 7.55. Análisis general resultado de la aplicación de la opción 3.	258

Figura 7.56. Representación grafica de la opción 4.	258
Figura 7.57. Perfil de temperatura desde yacimiento hasta el manifold: Opción 4 de aislamiento.....	259
Figura 7.58. Perfil de temperatura desde cabeza de pozo hasta el manifold: Opción 4 de aislamiento.	259
Figura 7.59. Análisis general resultado de la aplicación de la opción 4.	260
Figura 7.60. Perfil de temperatura para el análisis de parada.	262
Figura 7.61. Perfil de temperatura hasta el manifold o la unión en las líneas a GOJA4: Etapa media de la vida productiva del campo.	264
Figura 7.62. Perfil de temperatura para el análisis de parada.	265
Figura 7.63. Perfil de temperatura para las líneas a GOJA4 cuando solo el jumper que sale de cabezo de pozo está aislado.....	267
Figura 7.64. Perfil de temperatura desde manifold a plataforma o FPSO sin aislar el riser: Opción 1 de aislamiento.	269
Figura 7.65. Perfil de temperatura desde manifold a plataforma o FPSO aislando el riser: Opción 1 de aislamiento.....	269
Figura 7.66. Perfil de temperatura desde manifold a plataforma o FPSO aislando el riser: Opción 1 de aislamiento reduciendo el espesor a la mitad.....	270
Figura 7.67. Representación gráfica de la opción de aislamiento con espuma de poliuretano de 0,5” de espesor. (Opción 1 modificada).....	271
Figura 7.68. Análisis general resultado de la aplicación de la opción 1 modificada (con 0,5” de espesor): Líneas Sur.....	271
Figura 7.69. Representación gráfica de la opción 2.	272
Figura 7.70. Perfil de temperatura desde manifold a plataforma o FPSO: Opción 2 de aislamiento.....	273
Figura 7.71. Análisis general resultado de la aplicación de la opción 2 de aislamiento.	273
Figura 7.72. Sistema submarino de producción aislado después de haber corrido la simulación en HYSYS, líneas sur.	275
Figura 7.73. Ventana “Limits” después de corrida la simulación, tiempo de simulación de 1 mes.	275
Figura 7.74. Ventana “Limits” después de corrida la simulación, tiempo de simulación de 1 año.....	276
Figura 7.75. Perfil de temperatura para el análisis de parada	277
Figura 7.76. Perfil de temperatura para el análisis de parada.	279

Figura 7.77. Perfil de temperatura en las líneas GOJA4, aisladas con poliuretano de 0,2" de espesor hasta plataforma o FPSO.....	280
Figura 7.78. Perfil de temperatura en las líneas GOJA4, aisladas con poliuretano de 0,5" de espesor hasta plataforma o FPSO.....	281
Figura 7.79. Perfil de temperatura para el análisis de parada.	282
Figura 7.80. Perfil de temperatura en las líneas GOJA4, aisladas con poliuretano de 0,6" de espesor hasta plataforma o FPSO.....	283
Figura 7.81. Perfil de temperatura para el análisis de parada.	284
Figura 7.82. Perfil de temperatura en las líneas GOJA4, aisladas con poliuretano de 0,6" de espesor hasta plataforma o FPSO. Etapa media de la vida productiva del campo.	286
Figura 7.83. Perfil de temperatura para el análisis de parada.	286
Figura 7.84. Representación gráfica del aislamiento determinado para las líneas a GOJA4.	287
Figura 7.85. Análisis general para las líneas a GOJA4 aisladas.	288
Figura 7.86. Sistema submarino de producción después de haber corrido la simulación en HYSYS, líneas a GOJA4.	290
Figura 7.87. Ventana "Limits" después de corrida la simulación, tiempo de simulación de 1 mes.	291
Figura 7.88. Ventana "Limits" después de corrida la simulación, tiempo de simulación de 1 año.....	291
Figura 8.1. Perfil de presión para el aceite estabilizado	294
Figura 8.2. Perfil de temperatura para el aceite estabilizado.....	295

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 4.1. Propiedades de las tuberías pipe-in-pipe BREDERO SHAW.	85
Tabla 4.2. Propiedades de las tuberías aisladas con poliuretano.	87
Tabla 5.1. Generalidades de los campos Bijupira y Salema.	110
Tabla 5.2. Propiedades del fluido de los campos Bijupira y Salema.	117
Tabla 5.3. Análisis de parafinas para los campos Bijupira y Salema.	121
Tabla 5.4. Algunas características de la producción de los campos Bijupira y Salema.	126
Tabla 5.5. Características del crudo de los campos Bijupira y Salema.	128
Tabla 5.6. Características del crudo y análisis de parafina para los campos Bijupira y Salema.	134
Tabla 5.7. Algunas características de la producción del campo Bonga.	135
Tabla 5.8. Algunas características del crudo: Campo Bonga.	136
Tabla 5.9. Algunas características de la producción del campo Bogaboo.	139
Tabla 7.1. Pozos de Apiay de acuerdo a la unidad de donde producen.	189
Tabla 7.2. Información general del pozo Apiay 1.	191
Tabla 7.3. Registro de la muestra de fluidos realizada en el pozo Apiay 1.	191
Tabla 7.4. Análisis composicional para el fluido muestreado.	192
Tabla 7.5. Prueba de separador multi-estación realizada a los fluidos producidos en Apiay 1.	193
Tabla 7.6. Parafinas que precipitan a condiciones de cabeza de algunos pozos del campo Apiay.	195
Tabla 7.7. Análisis SARA, IEC y relación R/A para algunos pozos del campo Apiay.	202
Tabla 7.8. Características del agua de formación para algunos pozos del campo Apiay.	205
Tabla 7.9. Tendencia a la precipitación de sólidos de acuerdo al índice de saturación.	207
Tabla 7.10. Índices de saturación del agua a condiciones de yacimiento.	207
Tabla 7.11. Índices de saturación del agua a condiciones del motor de la bomba. ...	207
Tabla 7.12. Índices de saturación del agua a condiciones de cabeza de pozo.	208

Tabla 7.13. Grado de precipitación de los minerales a condiciones de yacimiento, cabeza de pozo y motor de la bomba.	208
Tabla 7.14. Comentarios técnicos y económicos de los componentes del sistema de producción del campo GOJA hasta ahora definidos.....	210
Tabla 7.15. Costos por galón de algunos de los químicos utilizados en el aseguramiento de flujo.....	212

LISTA DE CUADROS

	Pág.
Cuadro 5.1. Condiciones ambientales para el campo Bogaboo.	113
Cuadro 5.2. Data requerida y tomada en cuenta de los casos reales: Características del yacimiento.	146
Cuadro 5.3. Data requerida y tomada en cuenta de los casos reales: Localización e infraestructura.	146
Cuadro 5.4. Data requerida y tomada en cuenta de los casos reales: Condiciones Ambientales.	147
Cuadro 5.5. Data requerida y tomada en cuenta de los casos reales: Caracterización de flúidos.	147
Cuadro 5.6. Data requerida y tomada en cuenta de los casos reales: Análisis de parafinas.	148
Cuadro 5.7. Data requerida y tomada en cuenta de los casos reales: Análisis de hidratos asfaltenos e incrustaciones.	149
Cuadro 5.8. Técnicas aplicadas para los campos Bijupira y Salema: Manejo de hidratos.	150
Cuadro 5.9. Técnicas aplicadas para los campos Bijupira y Salema: Manejo de parafinas.	150
Cuadro 5.10. Técnicas aplicadas para el campo Bonga: Manejo de hidratos.	151
Cuadro 5.11. Técnicas aplicadas para el campo Bonga: Manejo de parafinas, incrustaciones y fluidos.	152
Cuadro 5.12. Técnicas aplicadas para el campo Bogaboo: Manejo de parafinas.	152
Cuadro 5.13. Técnicas aplicadas para el campo Typhoon: Manejo de asfaltenos y parafinas.	154
Cuadro 5.14. Técnicas aplicadas para el campo Typhoon: Manejo de hidratos.	154
Cuadro 5.15. Técnicas aplicadas para el campo Jubarte: Manejo de parafinas e incrustaciones.	155
Cuadro 5.16. Técnicas aplicadas para el campo Timon/K2: Manejo de hidratos y parafinas.	155
Cuadro 5.17. Técnicas aplicadas para el campo Agbami: Manejo de hidratos, asfaltenos, incrustaciones y parafinas.	156
Cuadro 5.18. Técnicas incluidas en el Manual de Flow Assurance: Generales.	157

Cuadro 5.19. Técnicas incluidas en el Manual de Flow Assurance: Manejo de parafinas.....	158
Cuadro 5.20. Técnicas incluidas en el Manual de Flow Assurance: Manejo de asfaltenos.....	158
Cuadro 5.21. Técnicas incluidas en el Manual de Flow Assurance: Manejo de hidratos.....	159
Cuadro 5.22. Técnicas incluidas en el Manual de Flow Assurance: Manejo de incrustaciones.....	159
Cuadro 7.1. Características del yacimiento para el campo GOJA.....	213
Cuadro 7.2. Características de localización e infraestructura para el campo GOJA.....	213
Cuadro 7.3. Condiciones ambientales para el campo GOJA.....	213
Cuadro 7.4. Análisis de fluidos para el campo GOJA.....	213
Cuadro 7.5. Análisis de sólidos potenciales para el campo GOJA.....	214
Cuadro 9.1. Técnicas aplicadas para el campo GOJA: Manejo de hidratos.....	301
Cuadro 9.2. Técnicas aplicadas para el campo GOJA: Manejo de parafinas.....	301
Cuadro 9.3. Técnicas aplicadas para el campo GOJA: Manejo de asfaltenos.....	302
Cuadro 9.4. Técnicas aplicadas para el campo GOJA: Manejo de incrustaciones.....	302

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. MAPA DE TOMA DE DECISIONES.....	315

RESUMEN

TITULO: DISEÑO CONCEPTUAL DE LA ESTRATEGIA DE ASEGURAMIENTO DE FLUJO PARA UN SISTEMA DE PRODUCCIÓN COSTA AFUERA*

**AUTORES: GONZALO FELIPE HUMBERTO MAYORGA SIERRA
JAVIER REINALDO MANTILLA HERNANDEZ****

PALABRAS CLAVE: Aseguramiento de flujo, producción costa afuera, precipitación de sólidos, depositación de sólidos.

Las condiciones hostiles que se presentan en las instalaciones costa afuera, así como las circunstancias extremas que se encuentran en los sistemas de producción submarinos, convierten al aseguramiento de flujo (flow assurance) en una de las variables más importantes a tener en cuenta en el diseño de estos sistemas de producción. La dificultad y el elevado costo de intervención hacen de los taponamientos de tuberías y demás problemáticas que combate el aseguramiento de flujo, eventos no solo indeseables sino impermisibles cuando se trata de desarrollos costa afuera.

En el presente trabajo de grado se expone inicialmente un completo estado del arte sobre el aseguramiento de flujo en la industria costa afuera, en el cual están documentadas una serie de temáticas que son vitales para comprender el tema y poder entender la importancia que representa para los desarrollos offshore y el correcto funcionamiento y operación de los sistemas submarinos de producción.

Gracias a la completa y adecuada recopilación bibliográfica realizada, fue posible construir el mapa de toma de decisiones, el cual también podrá apreciarse dentro del capitulado de esta tesis, y obviamente la estrategia de aseguramiento de flujo para el sistema de producción costa afuera que será propuesto y explicado dentro de la parte expositiva de este documento. El mapa de toma de decisiones y la estrategia de aseguramiento de flujo que aquí se proponen, servirán de guía para las personas que estén interesadas en construir conocimientos o ampliar los que tengan sobre el aseguramiento de flujo en los desarrollos costa afuera.

El aseguramiento de flujo es un tema muy amplio y toca diversos campos del conocimiento, es vital e imprescindible en el desarrollo de proyectos costa afuera y de ahí la importancia de este documento para el futuro de la industria de los hidrocarburos en el país.

*Proyecto de Grado

**Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Msc. Fernando E. Calvete. Co-Director: Msc. Alexander Martínez. Co-Director: Msc. Cesar Garcia.

ABSTRACT

TITLE: FLOW ASSURANCE ESTRATEGY CONCEPTUAL DESIGN FOR AN OFFSHORE PRODUCTION SYSTEM*

**AUTHORS: GONZALO FELIPE HUMBERTO MAYORGA SIERRA
JAVIER REINALDO MANTILLA HERNANDEZ****

KEY WORDS: Flow assurance, offshore production, solids precipitation, solids deposition.

The hostile conditions that occur in offshore facilities, as well as the extreme circumstances that are in subsea production systems, make the flow assurance in one of the most important variables to consider in designing of these production systems. The difficulty and the high intervention cost transform pipe blockages and other problems that the flow assurance fights, in events not only undesirable but impermissible when it comes to offshore developments.

In this undergraduate project is initially presents a complete state of the art of flow assurance in the offshore industry, which are documented a number of issues that are vital to understand the topic and to understand the importance that represents to offshore developments and the proper functioning and operation of subsea production systems.

Thanks to the full and proper bibliographic collection was possible to construct the map of decision-making, which can also be seen in the chapters of this thesis, and obviously the flow assurance strategy for the offshore production system to be proposed and explained into the expositive section of this document. The map of decision-making and the flow assurance strategy proposed here, will guide people who are interested in building knowledge or expanding that they have about the flow assurance in offshore developments.

The flow assurance is a broad topic y touches several fields of knowledge, is vital and inprescindible in the development of offshore projects and hence the importance of this document for the future of hydrocarbons industry in the country.

*Undergraduate Project

**Physio-chemicals Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director: Msc. Fernando E. Calvete. Co-Director: Msc. Alexander Martínez. Co-Director: Msc. Cesar García.

INTRODUCCIÓN

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, el sistema de producción submarino conformado por los árbol, los jumpers, los manifolds, las líneas de flujo y los risers diseñados para tolerar las presiones, temperaturas y corrientes que existen en los océanos profundos. Debido a las características específicas de los fluidos de producción y a su tendencia a precipitar sólidos 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, asfaltenos 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, generarán 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 para el éxito de las operaciones de producción costa afuera. A partir de nuestro proyecto de grado podremos mostrar dicha importancia y acercar a los lectores de manera muy práctica a las diferentes 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 poder cumplir con el objetivo principal de este proyecto de grado, el diseño conceptual de la estrategia de aseguramiento de flujo, fue necesario trabajar arduamente en dos objetivos preliminares que permitirían lograr un trabajo de calidad y no solo un intento de acercamiento a la realidad. Estos dos objetivos básicamente fueron la revisión del estado del arte sobre el tema y la construcción del mapa de toma de decisiones. El resultado de ambos objetivos será mostrado más adelante en este libro de tesis.

Debido a que en el país la información de campo real sobre desarrollos costa afuera es muy limitada, se tomó la decisión de montar un proyecto con datos de fluidos reales que se están produciendo en Colombia y de los cuales fue posible obtener información completa y confiable. Dentro del capitulado de esta tesis se encontrarán los detalles sobre este proceso de construcción de una realidad. Todo lo que se pensó y se planteó fue con la intención de construir un campo que después de ser analizado y después de haber diseñado y evaluado la estrategia de aseguramiento de flujo para el sistema de producción submarino correspondiente al mismo, pudiera ser tomado como un acercamiento de calidad a una experiencia costa afuera de explotación de crudo desarrollada en el país, y así, convertir a este proyecto en una herramienta para que los ingenieros encargados de los proyectos que a futuro se emprendan en las costas colombianas puedan aprender y familiarizarse con el tema.

Las compañías petroleras con experiencia en la industria costa afuera poseen expertos en aseguramiento de flujo (Ingeniero de Aseguramiento de Flujo – Flow Assurance Engineer) dentro de los equipos conformados para la gerencia y control de la producción y los sistemas de producción. Si en este momento es muy ambicioso capacitar a los ingenieros locales para que sean expertos en el tema, sería muy importante que por lo menos se conozca, para que Ecopetrol pueda involucrarse más directamente y con mayor autoridad en la industria offshore, específicamente en el diseño de los sistemas de producción.

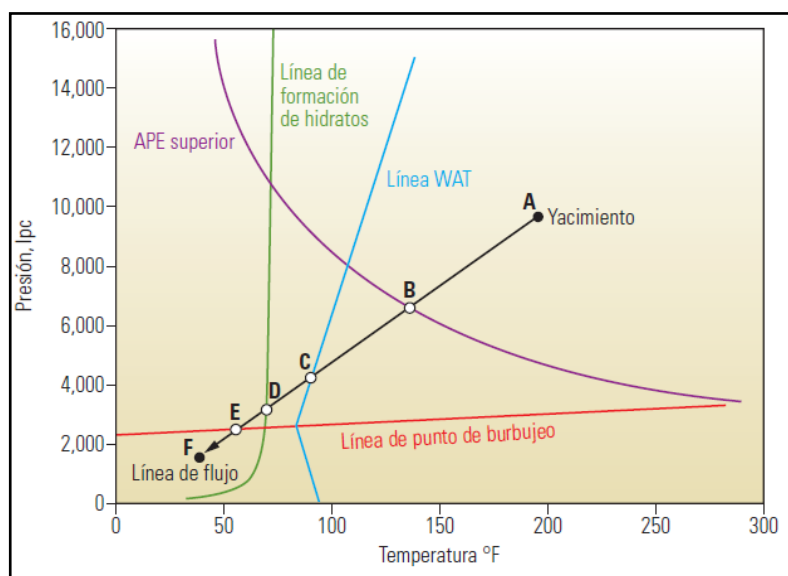
Para llegar a ser un operador de talla internacional en el ambiente costa afuera, es muy importante para Ecopetrol, además de las asociaciones que pueda realizar con empresas con experiencia en este ambiente, el conocimiento y crecimiento interno a través de la investigación y el estudio de los temas relacionados con el mismo.

Por todo lo anterior, es de gran importancia este tipo de proyectos de grado y el desarrollo investigativo de temáticas como las que se expondrán dentro de este trabajo.

1. INTRODUCCIÓN AL ASEGURAMIENTO DE FLUJO

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

Figura 1.1. Diagrama de fases de petróleo correspondiente a un campo petrolero de aguas profundas situado en el golfo de México.



Fuente: AMIN, Amin, *et al.* Desarrollo submarino desde el medio poroso hasta el proceso [En línea]. En: Oilfield Review. Enero de 2005. Vol. 17. Disponible en Internet: <http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish05/sum05/p4_19.ashx>

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

Es entonces donde aparece el aseguramiento de flujo para encargarse de garantizar que los fluidos cumplan con la trayectoria que se espera realicen, siendo esta la

función o el objetivo principal del equipo de aseguramiento de flujo en un campo petrolero costa afuera.

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

Figura 1.2. Estrategias para el aseguramiento de la producción: Aseguramiento de flujo, refuerzo del flujo y vigilancia del flujo.



Fuente: AMIN, Amin, *et al.* Desarrollo submarino desde el medio poroso hasta el proceso [En línea]. En: Oilfield Review. Enero de 2005. Vol. 17. Disponible en Internet: <http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish05/sum05/p4_19.ashx>

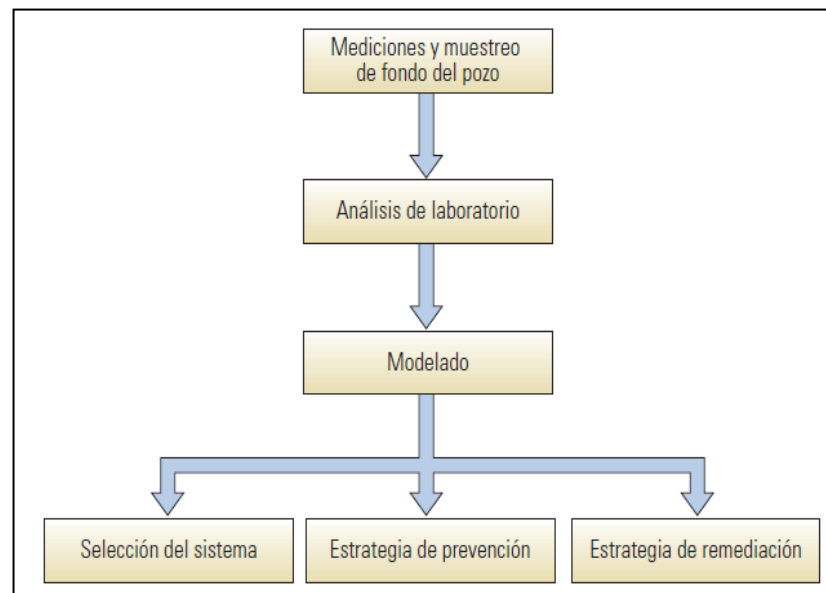
Las problemáticas de aseguramiento de flujo pueden ser mitigadas a través de pruebas, diseños y procesos de vigilancia; los especialistas en aseguramiento de la producción submarina pueden prever y manejar las condiciones que afectan el desempeño hidráulico de los sistemas de producción.

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

lo tanto, los operadores deben prever la mayor cantidad de cambios posibles durante el diseño original de las instalaciones y luego manejar el resto.

La manera de asegurar el flujo se basa en un análisis de laboratorio primario, realizado a muestras confiables (preferiblemente, y casi como exigencia, que sean muestras representativas de fondo de pozo), una posterior etapa de diseño (con ayuda de una herramienta software) en donde sea posible plantear diferentes estrategias que a su vez puedan ser evaluadas y comparadas para permitir finalmente el planteamiento de las diferentes soluciones de ingeniería de carácter operacional, preventivo, de contingencia y de remediación.

Figura 1.3. Estrategia de Aseguramiento de Flujo. Propuesta Schlumberger.



Fuente: AMIN, Amin, *et al.* Desarrollo submarino desde el medio poroso hasta el proceso [En línea]. En: Oilfield Review. Enero de 2005. Vol. 17. Disponible en Internet: <http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish05/sum05/p4_19.ashx>

El análisis involucra en general los siguientes aspectos:

- Yacimiento
 - ✓ Presión – IP – Métodos de recobro.
 - ✓ Temperatura

- Características ambientales de localización y de infraestructura

- ✓ Capa de agua – temperatura de lecho marino
 - ✓ Expansión del campo
 - ✓ Facilidades existentes o requerimientos
 - ✓ Batimetría
- Análisis de fluidos
 - ✓ Análisis PVT
 - ✓ Análisis composicional
 - ✓ Análisis de viscosidad
 - ✓ Análisis de parafinas
 - ✓ Análisis de hidratos
 - ✓ Análisis de asfaltenos
 - ✓ Análisis de incrustaciones

La etapa de diseño (Modelamiento) deberá estar enfocada en tres aspectos:

- Elaboración y análisis de los perfiles de presión y temperatura del sistema bajo todas las condiciones de operación
- Evaluación de las relaciones costo beneficio en la definición de:
 - ✓ Manejo térmico
 - ✓ Instalación o no de un circuito de marraneo
 - ✓ Zonas para inyección de químicos
- Relación de los dos aspectos anteriores con la data obtenida del análisis de fluidos.

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

En los capítulos siguientes del presente documento se presentarán tanto las soluciones de ingeniería disponibles o aplicables para la prevención, el manejo y la remediación de parafinas, asfaltenos, hidratos e incrustaciones, como las soluciones de

ingeniería reconocidas como mejores opciones para aplicar en la prevención, manejo y remediación de parafinas, asfaltenos, hidratos e incrustaciones bajo las diferentes condiciones de operación durante la producción en los campos petroleros costa afuera. Estas últimas se podrán observar claramente en el mapa de toma de decisiones expuesto en su correspondiente capítulo.

2. PRINCIPALES SÓLIDOS “PROBLEMA” PARA EL ASEGURAMIENTO DE FLUJO

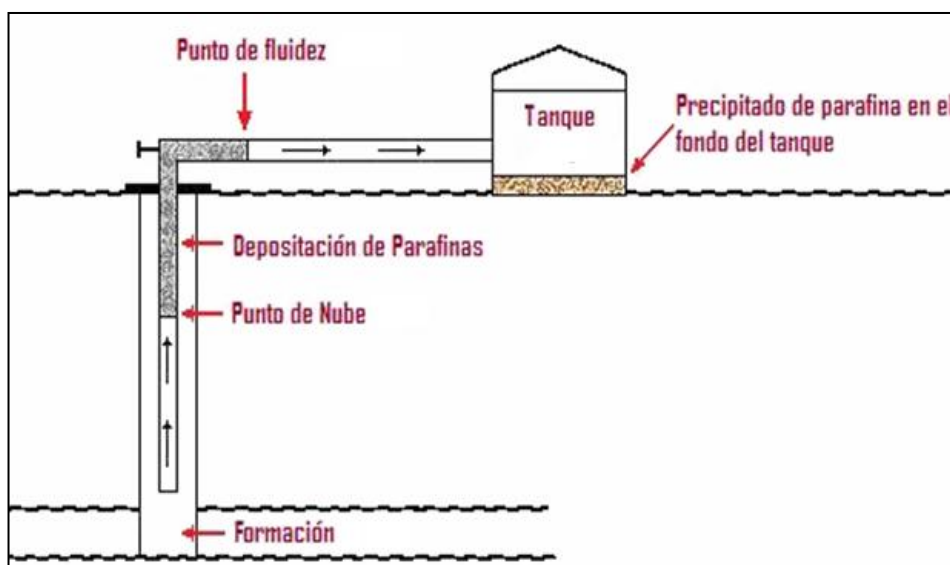
2.1. PARAFINAS^{10,20,33,34}

Las parafinas se identifican dentro de la fracción del petróleo conocida como saturados. Estas se encuentran en crudos livianos 28-40 API cuyo mayor contenido es de aromáticos y saturados de bajo peso molecular. Las parafinas se caracterizan por tener longitudes de C20 a C60 y por estar compuestas más que todo de cadenas normales (n-alcanos) y sus ramificaciones (iso-parafinas), y en menor cantidad por ciclo-parafinas (naftenos). A menudo los depósitos de cera parafínica contienen resinas, material asfáltico, arena agua y sedimentos.

2.1.1. Precipitación

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

Figura 2.1. Diagrama representativo de la precipitación de las parafinas.



Fuente: Modificado de International Petroleum Industry Multimedia System [En línea]. Disponible en Internet: <www.ipims.com>

La precipitación de las parafinas se debe principalmente a la caída de temperatura del crudo por debajo del punto de nube; entonces se empezaran a formar y a acumular los cristales de parafina en el crudo hasta el punto que empiezan a depositarse, la vinculación de los pequeños cristales de cera poco a poco forma una red que inhibe el flujo; el punto de fluidez (pour point) se alcanza cuando el petróleo deja de fluir. Los cristales de parafina requieren un agente que los agrupe para formar una partícula espesa separada del crudo; este agente en la mayoría de los casos es el asfalteno y los finos (partículas de arena) de la formación que se está explotando.

Algunas condiciones que favorecen el enfriamiento del crudo son:

- La liberación del gas en yacimientos que producen mediante expansión de gas disuelto.
- La liberación de gas y compuestos livianos del crudo durante su ascenso a la superficie.
- La intrusión de agua proveniente de un acuífero o de la inyección de cualquier otro fluido cuya temperatura sea inferior a la del yacimiento.

Factores que Afectan la Precipitación de la Parafina

- Temperatura: Cuando el petróleo crudo se enfría, pierde su solubilidad, y ya no pueden mantener las partículas en suspensión. La parafina se solidifica, sus partículas se establecen y se acumulan, aumentando así la depositación.
- Presión: La presión mantiene gases disueltos y sustancias volátiles en la solución y también ayuda a que la temperatura del líquido de la formación se mantenga. A medida que la presión cae, la temperatura cae, debido a que los gases se expanden y los componentes más pesados se separan formando la parafina.
- La pérdida de sustancias volátiles: La pérdida de los componentes más ligeros del crudo definitivamente reduce la cantidad de parafina que el aceite puede contener en solución. La reducción en el volumen de petróleo se traduce en menos solvente disponible para disolver la misma cantidad de parafina.

2.1.2. Depositación

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

Factores que Afectan la Depositación de la Parafina

- Partículas en suspensión: La evidencia muestra que la parafina comienza a separarse cuando la temperatura desciende, y los finos de la formación como la arena y el limo, hacen que este proceso sea más rápido.
- Producción de Agua: Aunque el agua no tiene efecto directo sobre la solubilidad de la parafina en el petróleo, ésta puede reducir problemas agudos de parafina en los pozos que comenzaron a producir en cantidades apreciables. Una posible explicación es que los tubos de acero mojados por el agua reducen la tendencia de depositación de la parafina.

Algunas condiciones que favorecen la depositación de la parafina son:

- Superficie recubierta intermitentemente con aceite, hace que el movimiento del crudo sea muy lento, hecho que no permite la movilidad de las partículas de parafina.
- Partículas en suspensión: Los finos de la formación, como la arena y el limo, hacen que los cristales de parafina se agrupen actuando estos finos como agentes nucleante y así mismo haciendo que el proceso de depositación sea más rápido.
- El contacto del aceite con una superficie inusualmente fría, como en la producción de petróleo a través de los acuíferos, lo que puede causar cristales de parafina que crecen directamente sobre la pared del tubo.
- Las superficies próximas a las tuberías, que a menudo son excelentes sitios para el depósito de parafina.
- Las cargas eléctricas en diversas materias en el petróleo crudo, tienden a promover la migración de las ceras hacia las paredes del tubo.

2.1.3. PREDICCIÓN, PREVENCIÓN, CONTROL Y REMEDIACIÓN

❖ Muestreo²⁰

Para el análisis de laboratorio, se necesitan siempre muestras representativas, además, la muestra se debe tomar en el lugar, por encima del punto de nube. Si la evaluación inicial muestra un significativo potencial de parafina, entonces se hacen necesarias cantidades de muestra más grande.

❖ Análisis de Laboratorio^{10,20,33,34}

Entre los análisis de laboratorio que se desarrollan, están la medición de la viscosidad, el punto de nube, el análisis composicional, la determinación del punto de fluidez y los ensayos de depositación de parafinas que se hacen a bajas temperaturas y prueban la efectividad de los diferentes inhibidores.

La determinación del punto de fluidez se realiza a través del método descrito por la norma ASTM D-97.

Para medir el punto de nube existen diferentes métodos, y todos son válidos ya que no se tiene un procedimiento estandarizado. Entre los métodos más comunes se encuentran:

- Método UOP 46-85
- Perfil de Viscosidad / Temperatura (Howell, 1956)
- Cromatografía de gases
- ASTM-D2500
- Filtro de puenteo (filter plugging – FP)
- Cross polar microscopy (CPM)
- Near Infra RED (NIR)
- Sistema de detección de sólidos (SDS)

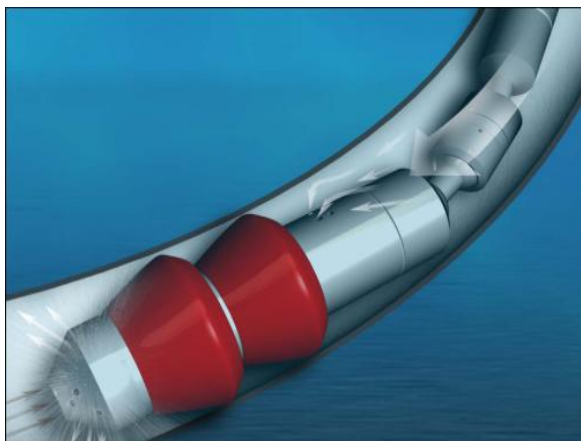
❖ Control y Remediación de la Parafina^{10,20,33}

Remoción Mecánica

La remoción mecánica conocida como pigging, es el método más usado para remover los depósitos de parafina, ya que puede ser exitoso y presentar un bajo costo. Entre los inconvenientes de esta técnica, se encuentran, que las herramientas se pueden atascar cuando las acumulaciones de parafina son muy grandes, y que, aunque éstas no remueven completamente el depósito, dejan una capa muy fina, fácil de remover o que restringe muy poco el flujo.

En caso de presentarse un tapón de parafina y conociendo el lugar del mismo y teniendo acceso a él, la técnica más adecuada correspondería a el uso de coiled tubing o tubería flexible para llegar al tapón, y ayudado de la liberación de algún químico, remover mecánicamente la acumulación de parafina en la línea.

2.2. Coiled Tubing en movimiento.



Fuente: FLOW ASSURANCE AND OPERABILITY (2-3, Marzo, 2009: Piedecuesta, Colombia). Memorias [Diapositivas]. Piedecuesta: Ecopetrol – ICP, 2009.

Control Térmico

El principal propósito de esta técnica es mantener la temperatura del fluido por encima del punto de nube para prevenir la deposición de la parafina y problemas

relacionados con la viscosidad del fluido. Entre las opciones térmicas, se encuentran el aislamiento y la técnica de calentamiento activo.

El método de recubrimiento disminuye la frecuencia de depositación por medio de la instalación de tubería de fibra o mediante el uso de recubrimiento de fibra sintética en campos donde adicionalmente se presentan problemas severos de corrosión. Este método no es muy ventajoso puesto que, una vez la primera capa de cera se establece en la tubería el proceso se acelera de la misma forma como en tubería de acero. Cuando en pozos con tubería plástica hay que remover depósito, la situación es más crítica, debido a que hay completamientos en los que el aceite caliente o el uso de reactivos químicos debilita las uniones y una presión alta causaría el colapso de la tubería ocasionando gastos adicionales.

Remediación ó Eliminación Térmica

El tratamiento térmico simplemente quita la acumulación trasladándola, pudiéndose o no alcanzar los resultados deseados. Una eliminación muy popular de remoción es el del "hot oil", que tiene como resultado el daño extensivo de la formación. Típicamente, el petróleo crudo es tomado del tanque de almacenaje y calentado entre 150 y 300° F antes de su inyección en el pozo. Desgraciadamente, en muchos casos el petróleo que se inyecta tiene en realidad un alto contenido de parafina. La pérdida de temperatura del petróleo caliente durante su inyección es a veces suficiente como para tener como resultado la considerable precipitación de parafina en la cara de la formación. Los tratamientos de "hot oil" repetidos suelen resultar en la precipitación de parafina más difícil de remover.

Un método alternativo para la eliminación térmica es el uso del nitrógeno in situ desarrollado por Shell. Con este método, la mezcla de dos soluciones químicas (que reaccionan exotérmicamente) se bombea al pozo junto con una mezcla de solventes. Cuando sucede la reacción, se desarrolla una gran cantidad de calor y gas nitrógeno que funden el depósito y lo reubica nuevamente en solución.

Inyección de Químicos

Los inhibidores se encargan de mantener los cristales de parafinas dispersos para que no formen grandes agregados; los modificadores, como lo dice su nombre, interactúan directamente con los cristales irregulares dispersos en la fase aceite. El uso de los dos tiene como consecuencia el mejoramiento de las propiedades reológicas del crudo.

Entre los químicos usados se encuentran inhibidores de la depositación, reductores del punto de fluidez (pour point) y químicos para mejorar el flujo.

✓ *Inhibidores de la Depositación*

Sus principales características son:

- Pueden reducir las tasas de depositación de parafina pero no la previenen completamente.
- Puede combinarse con la técnica de remoción mecánica (pigging), ya que estos químicos generan un depósito suave, que fácilmente se puede retirar.
- No existe un inhibidor “universal” para la depositación de parafina.

Entre los principales inhibidores de la depositación se encuentran:

- Los modificadores de cristales de parafina, que previenen su formación en las paredes de la tubería.
- Los dispersantes que evitan que los cristales de parafina se aglomeren.
- Los surfactantes que no permiten que los cristales de parafina se adhieran a las paredes de la tubería.

✓ *Reductores del Punto de Fluidez y Químicos para mejorar el flujo*

Disminuyen la viscosidad del fluido. Además de eso, los reductores del pour point, disminuyen la temperatura a la cual el aceite deja de fluir.

Remediación ó Eliminación con Solventes

La eliminación de depósitos de cera y la prevención de deposición adicional mediante el uso de solventes a temperatura ambiente es un método de control costoso. El solvente de la cera, el disulfuro de carbón, es difícil de manejar a causa de su baja temperatura de auto-ignición, alta volatilidad y toxicidad. Otros solventes superiores contienen haluros, cloruros y bromuros, y están estrictamente prohibidos para su uso con el petróleo crudo ya que causan la pérdida irreversible de los catalizadores en las refinerías. Los otros candidatos poseen poco poder disolvente para las ceras y deben ser usados en cantidades poco económicas.

Inhibición Magnética

Ha sido reconocida como una de las maneras más versátiles de prevenir y controlar el depósito de parafinas en tubería de producción, de transporte y en tanques de recolección.

El método se fundamenta en la aplicación de un campo magnético a un flujo de crudo parafínico. El campo polariza las partículas de parafinas consiguiendo con ello que estas se repelan y no formen agregados de mayor peso molecular. El mejoramiento de las condiciones de flujo y transporte de los fluidos debido al sometimiento de éstos a un campo magnético ha sido comprobado experimentalmente.

Remediación de un flujo gelificado

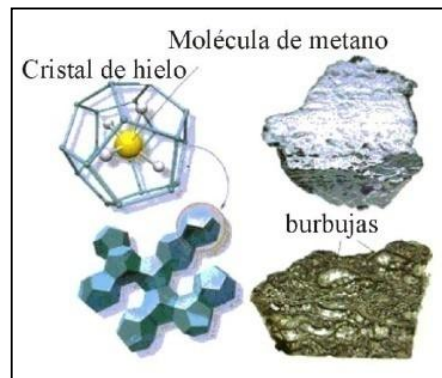
Cuando no se dispone de la suficiente presión para quebrar el gel y reiniciar el flujo se debe aplicar máxima presión y esperar, utilizar puntos adicionales de la línea para aplicar presión adicional o insertar tubería flexible con un solvente caliente.

2.2. HIDRATOS^{10,20,22,34,35}

Los hidratos de gas son un grupo especial de sustancias químicas cristalinas que ocurren naturalmente, de agua y gases de poco peso molecular, llamados compuestos de inclusión, que tienen una estructura clathrática o de jaula y que incluyen moléculas de gas metano. La molécula huésped en la estructura clathrática es agua, en forma de

hielo y la inclusión son el metano y otros gases. Son sustancias sólidas que se asemejan al hielo, sin embargo, se pueden formar a temperaturas sobre el punto de congelación del agua. Generalmente todos los gases (exceptuando el hidrógeno, helio y neón) forman hidratos, sin embargo, los más conocidos y abundantes en la naturaleza son los hidratos de metano.²²

Figura 2.3. Estructura de los hidratos de metano.

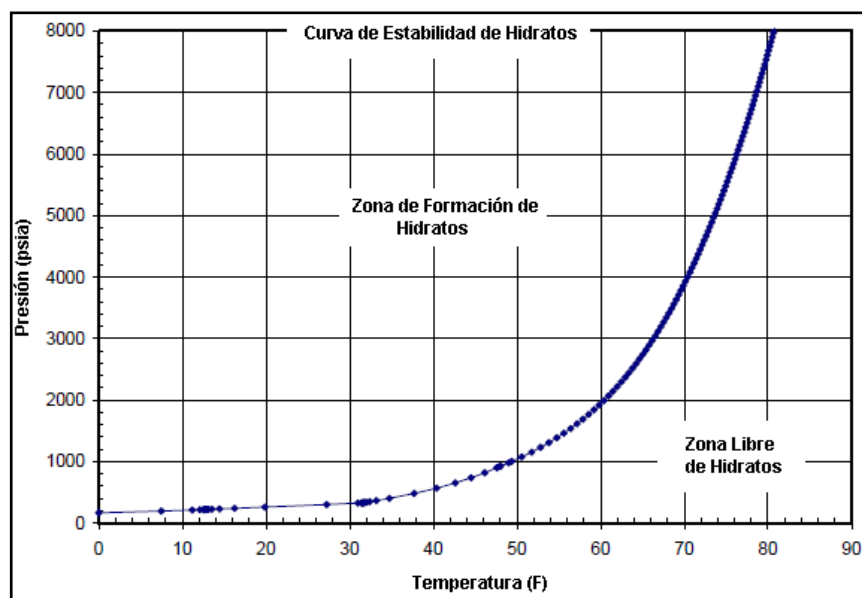


Fuente: MORALES, Estaban; DÍAZ, Juan y CUEVAS, Manuel. HIDRATOS DE GAS SUBMARINOS, UNA NUEVA FUENTE DE ENERGÍA PARA EL SIGLO XXI [En línea]. Chile. Disponible en Internet: <<http://www.hydrates.ucv.cl/page00.html>>.

La industria del petróleo comenzó a interesarse en los hidratos en la década de 1930, cuando se encontró que su formación era la causa de los bloqueos en algunos ductos en Kazajstán. Desde entonces, la mayor parte de los esfuerzos de la industria, relacionados con los hidratos, han estado encaminados a evitarlos o a dificultar su acumulación.³⁵

La zona de estabilidad de los hidratos de gas se define a partir de curvas como las siguientes:

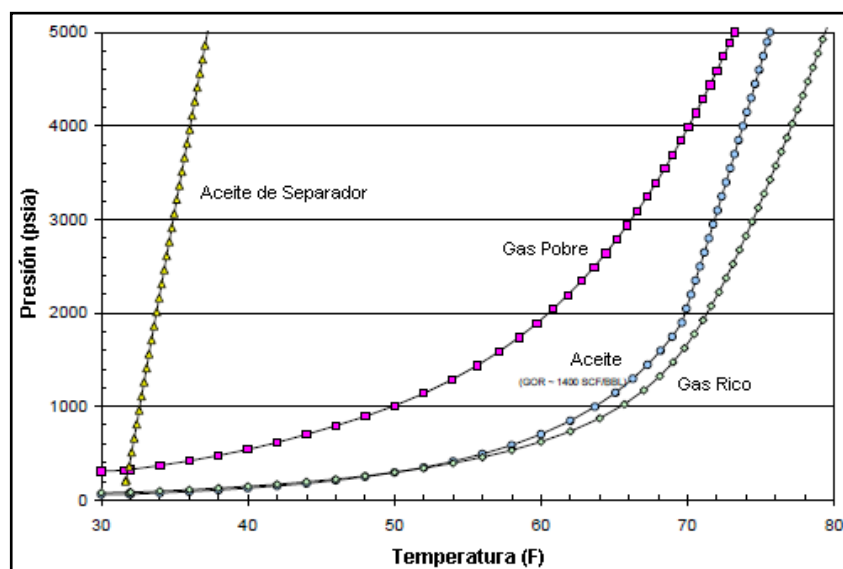
Figura 2.4. Curva de estabilidad de hidratos.



Fuente: FLOW ASSURANCE AND OPERABILITY (2-3, Marzo, 2009: Piedecuesta, Colombia). Memorias [Diapositivas]. Piedecuesta: Ecopetrol – ICP, 2009.

El efecto de la composición del fluido en la zona de estabilidad de los hidratos puede mostrarse a partir de la siguiente grafica:

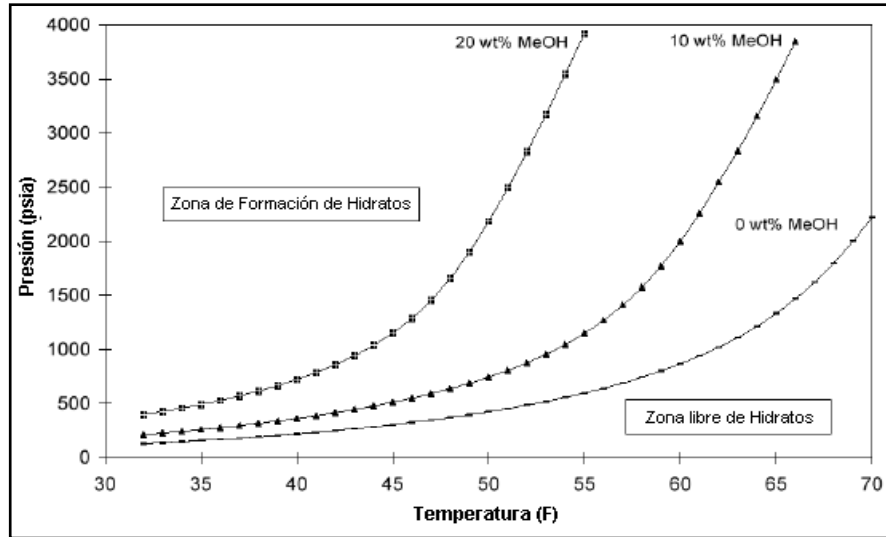
Figura 2.5. Efecto de la composición del fluido en la zona de estabilidad de hidratos.



Fuente: FLOW ASSURANCE AND OPERABILITY (2-3, Marzo, 2009: Piedecuesta, Colombia). Memorias [Diapositivas]. Piedecuesta: Ecopetrol – ICP, 2009.

La zona de estabilidad de los hidratos bajo el efecto del metanol se ve así:

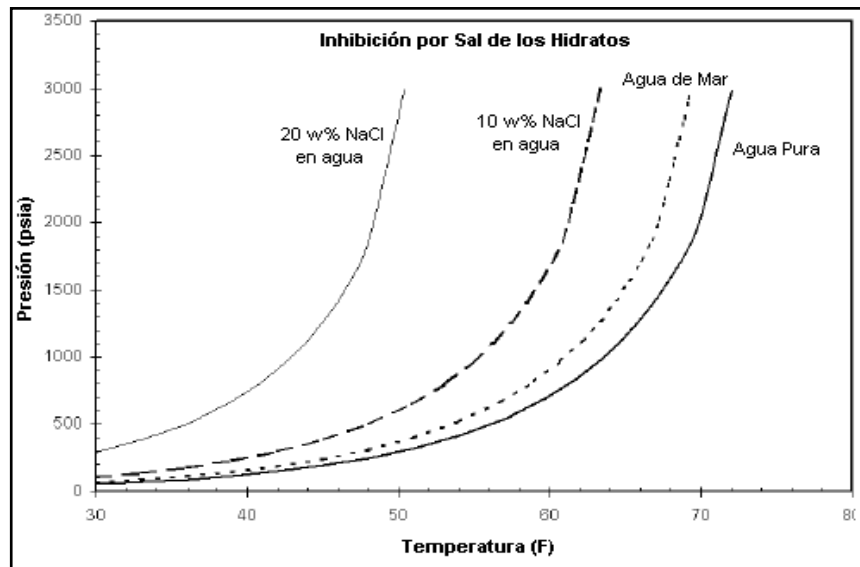
Figura 2.6. Efecto del metanol en la zona de estabilidad de hidratos.



Fuente: FLOW ASSURANCE AND OPERABILITY (2-3, Marzo, 2009: Piedecuesta, Colombia). Memorias [Diapositivas]. Piedecuesta: Ecopetrol – ICP, 2009.

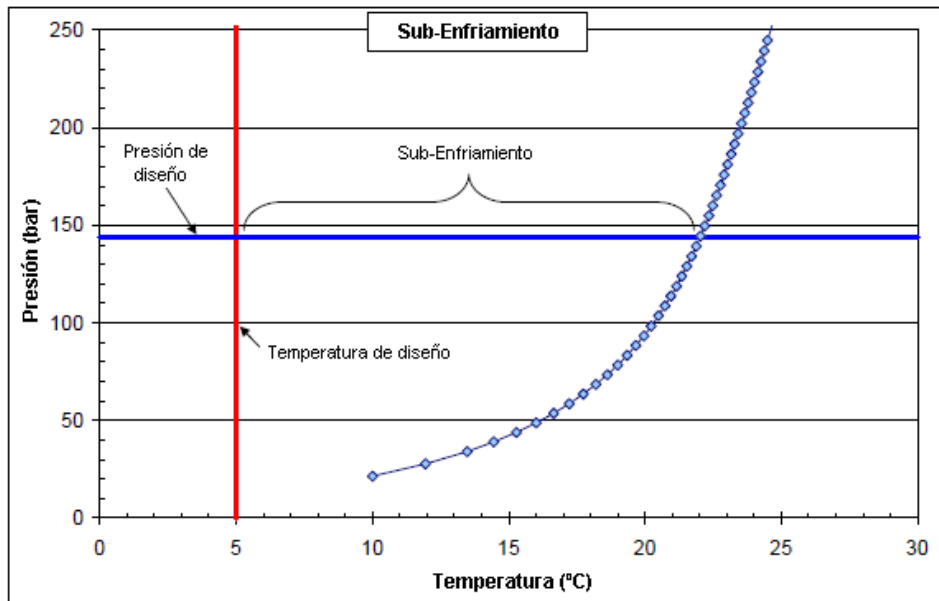
Las modificaciones en las curvas de estabilidad de hidratos debido al efecto de las sales se exponen a continuación:

Figura 2.7. Efecto de las sales en la zona de estabilidad de hidratos.



Fuente: FLOW ASSURANCE AND OPERABILITY (2-3, Marzo, 2009: Piedecuesta, Colombia). Memorias [Diapositivas]. Piedecuesta: Ecopetrol – ICP, 2009.

Figura 2.8. Definición gráfica de sub-enfriamiento.



Fuente: FLOW ASSURANCE AND OPERABILITY (2-3, Marzo, 2009: Piedecuesta, Colombia). Memorias [Diapositivas]. Piedecuesta: Ecopetrol – ICP, 2009.

El sub-enfriamiento es la temperatura que separa las condiciones de diseño en el sistema de producción de la curva de estabilidad de hidratos. Esta temperatura es el rango de ascenso de la misma, que debe cubrirse con la aplicación de las diferentes estrategias operacionales y soluciones de ingeniería en el sistema de producción, para que no se generen hidratos.

2.2.1. PREDICCIÓN, PREVENCIÓN, CONTROL Y REMEDIACIÓN

Predicción de los Hidratos^{10,20,34}

La predicción de los hidratos se da a través de modelos (Disponibles en simuladores de flujo o de procesos). La data de entrada principalmente deberá ser la composición del aceite o gas y el contenido de sal en el agua de formación.

Dentro de las opciones de cálculo están:

- Predecir zona de formación de hidratos (Presión y temperatura)
- Predecir efectos de los inhibidores (metanol y glicoles)

- Determinar dosificaciones requeridas de inhibidores a temperatura y presión dada.
- Predecir los efectos de las sales del agua de formación.

Control / Prevención de Hidratos^{10,20}

Dentro de las medidas que encontramos para controlar y prevenir la formación de hidratos, tenemos: inyección de inhibidores, manejo térmico, eliminación de agua y operar a presiones por debajo de las condiciones de formación de hidratos.

➤ **Manejo Químico**

Inhibidores Convencionales

El objetivo de los inhibidores es cambiar el equilibrio químico. Dentro de los inhibidores encontramos el metanol y otros alcoholes, glicoles (MEG o mono etilenglicol, DEG o di etilenglicol, TEG o trietilenglicol), sales, entre otros químicos que buscan inhibir la formación de hidratos por el cambio de la temperatura de su formación.

Ventajas:

- Reducen la temperatura de formación de hidratos.
- Los modelos pueden predecir el efecto del inhibidor en la formación de hidratos.
- Garantizan la prevención de hidratos por debajo de las condiciones para su formación.
- Pueden ser usados para operaciones transitorias.
- Trabajan para sistemas con cualquier hidrocarburo.

Desventajas:

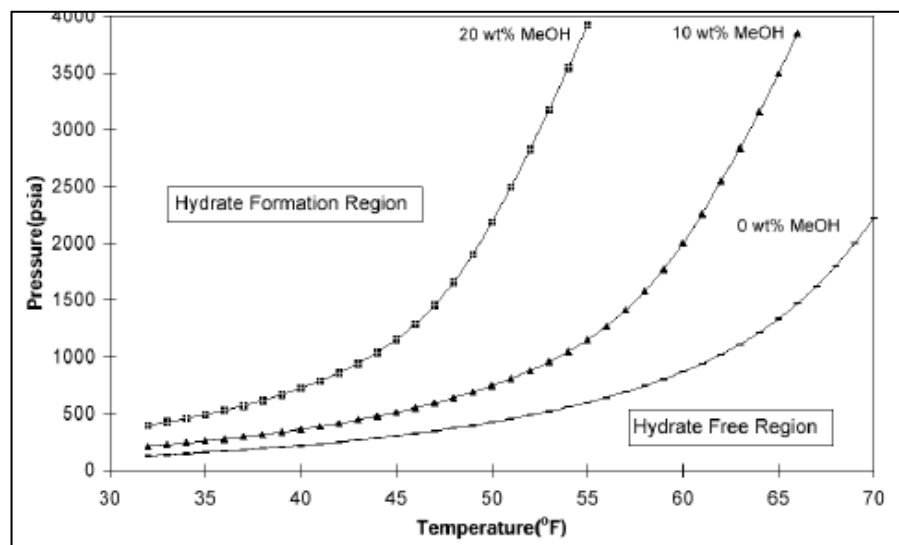
- Se requieren dosis significativas.

- Grandes volúmenes de almacenamiento y/o una unidad de recuperación puede ser requerida.
- Incompatibilidades potenciales entre metanol/glicol y otros productos químicos.

Químicos como el metanol y sales presentes en el agua como el NaCl, reducen el área de la región de formación de hidratos, esto indica que el rango de condiciones de presión y temperatura para la formación de hidratos será menor, y por esta razón la probabilidad de encontrar hidratos en el sistema también lo será.

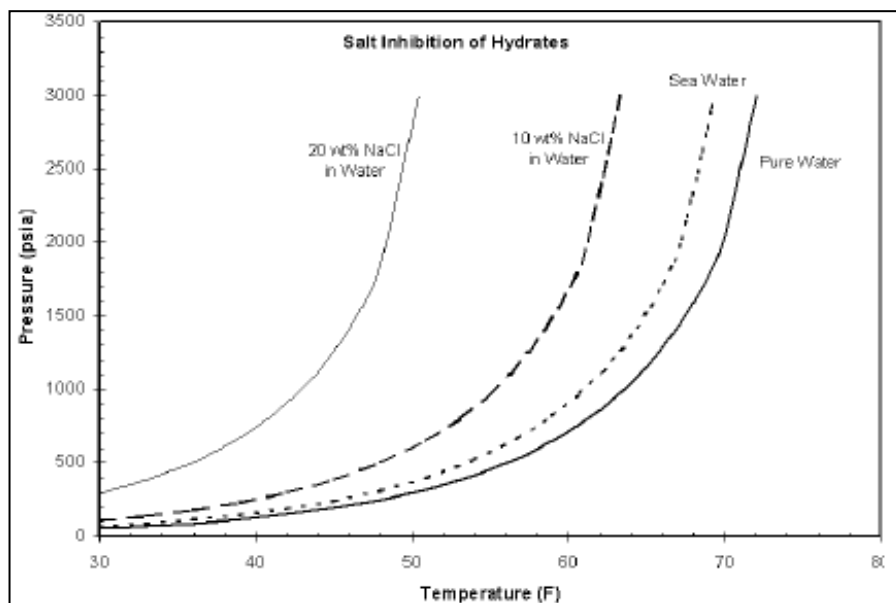
Las gráficas siguientes muestran la variación en el comportamiento de la curva de formación de hidratos, por acción del metanol y las sales, respectivamente.

Figura 2.9. Efecto del metanol sobre la formación de hidratos.



Fuente: FLOW ASSURANCE AND OPERABILITY (2-3, Marzo, 2009: Piedecuesta, Colombia). Memorias [Diapositivas]. Piedecuesta: Ecopetrol – ICP, 2009.

Figura 2.10. Efecto de las sales sobre la formación de hidratos.



Fuente: FLOW ASSURANCE AND OPERABILITY (2-3, Marzo, 2009: Piedecuesta, Colombia). Memorias [Diapositivas]. Piedecuesta: Ecopetrol – ICP, 2009.

Otras consideraciones para la selección del inhibidor convencional a utilizar

- Seguridad y medio ambiente.
- Costos de transporte.
- Disponibilidad de los químicos.
- Procesos en los topsides.

Inhibidores de Hidratos de Baja Dosificación (LDHI's)

Termodinámicamente no disminuyen la temperatura de formación de hidratos como el metanol o el glicol. Pueden ser inhibidores cinéticos ó antiaglomerantes.

➤ *Inhibidores Cinéticos*

- Prevenir la formación de cristales y permiten temporalmente que los fluidos se sub-enfríen.
- Análogos a los inhibidores de *scales*.
- Aportaran por lo menos 20°F (11°C) de sub-enfriamiento.

- Deben complementarse con metanol o MEG para trabajar en aguas profundas o ambientes fríos.

➤ *Antiaglomerantes*

- No previenen la formación de cristales.
- Previenen la aglomeración de cristales de hidrato.
- Forman una emulsión para limitar el tamaño de la gota de agua disponible para la formación de hidratos.
- Proporcionará sub-enfriamiento de hasta 40°F (22°C).
- Su aplicación tiene un corte de agua límite de 40 a 50%.

Ventajas de los LDHI's

- Se requieren pequeñas cantidades.
- Potencialmente requieren de menor capital y costos operacionales.
- En unos casos puede proporcionar ventajas hacia el medio ambiente y la seguridad.
- Han demostrado la capacidad de extender la vida del campo.

Desventajas

- No están altamente probados, tecnología estándar.
- Requiere planeación temprana, ensayos de laboratorio y del campo, y consideraciones de diseño y operación.
- Los modelos se limitan por la predicción de su efectividad.
- Pueden no ser aplicables para todos los sistemas de hidrocarburos.
- Pueden no ser efectivos durante puestas en marcha o cierres extendidos.
- Generalmente no son recuperables.
- Debería tenerse cuidado con aspectos como la toxicidad, aceptabilidad medioambiental, estabilidad térmica y efecto en las refinerías.

➤ **Manejo Térmico**

Lo que se pretende con el manejo térmico es mantener el calor en los fluidos para mantener la temperatura por encima de las condiciones de formación de hidratos. Generalmente las técnicas térmicas no son aplicables para sistemas de gas, debido a la baja masa térmica del gas. Aunque no se aplican en gran número, pueden usarse para sistemas de aceite.

➤ **Remoción de Agua**

La deshidratación actualmente no es una práctica submarina, pero es efectiva para líneas de exportación. La gran cantidad de agua submarina removida puede ayudar a minimizar la inyección de inhibidor.

➤ **Baja Presión**

Consiste en operar a la presión por debajo de las condiciones de formación de hidratos; esto generalmente no es práctico para operaciones normales, ya que para manejar los fluidos se requiere de suficiente presión. Puede ser efectivo para la puesta en marcha de algunos sistemas o en cierres debido a la despresurización. Particularmente no es efectivo para aguas profundas debido a la presión en cabeza que puede existir en los risers.

Remediación de los Bloqueos de Hidratos²⁰

La remediación puede ser difícil, costosa y requerir de un tiempo considerable. El primer paso es localizar el bloqueo y para ello, hay que detectar el punto de formación de hidratos de modo que puedan tomarse medidas para prevenir los bloqueos; un aspecto a tener en cuenta son las fluctuaciones de la presión. Las técnicas de remediación son similares a las técnicas de prevención.

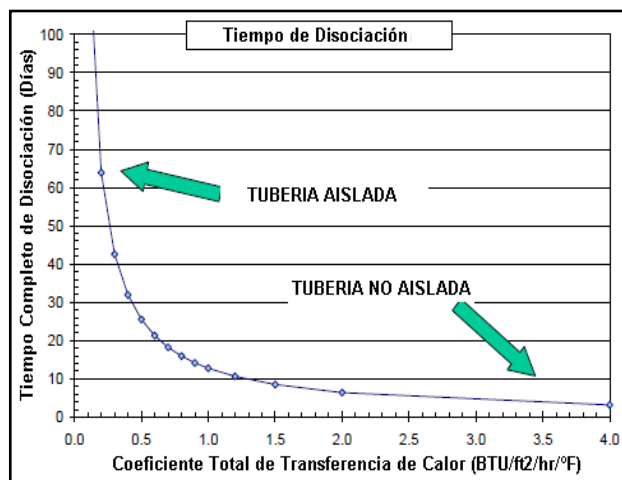
➤ Despresurización

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. El rango de despresurización es de 100 a 400 psia. Ambos lados de la obstrucción deberían ser despresurizados.

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 proceso requiere calor y el tiempo para derretir o eliminar los hidratos puede ser significativo; si la línea de flujo no presenta aislamiento el tiempo puede ser de 1 a 10 días; si la línea de flujo está aislada, podría llevar de varios días o inclusive a meses. El tiempo para derretir es función del coeficiente global de transferencia de calor de la tubería.

Figura 2.11. Gráfica de Tiempo de disociación en función del coeficiente global de transferencia de calor.

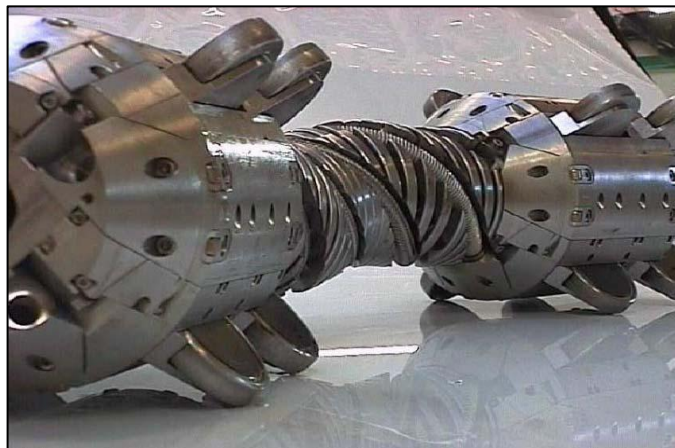


Fuente: FLOW ASSURANCE AND OPERABILITY (2-3, Marzo, 2009: Piedecuesta, Colombia). Memorias [Diapositivas]. Piedecuesta: Ecopetrol – ICP, 2009.

➤ Tratamiento Químico

Puede ser efectivo, sin embargo no siempre es posible conseguir el inhibidor (por ejemplo, metanol o glicol). El metanol es generalmente más ligero que la mayoría de los aceites; el mono etilenglicol (MEG) es más pesado que el aceite, así puede ser usado para risers y pozos. Generalmente no se puede bombear inhibidor al bloqueo, pero si se puede acceder por coiled tubing, el inhibidor se puede inyectar hacia el tapón de hidrato.

Figura 2.12. Coiled Tubing.



Fuente: FLOW ASSURANCE AND OPERABILITY (2-3, Marzo, 2009: Piedecuesta, Colombia). Memorias [Diapositivas]. Piedecuesta: Ecopetrol – ICP, 2009.

➤ Métodos Térmicos

Generalmente no se aplican al ambiente marino, pero si se conoce la ubicación del bloqueo y se tiene acceso a él por medio de coiled tubing, el fluido caliente se puede inyectar. Los métodos térmicos son más aplicables en las facilidades de producción.

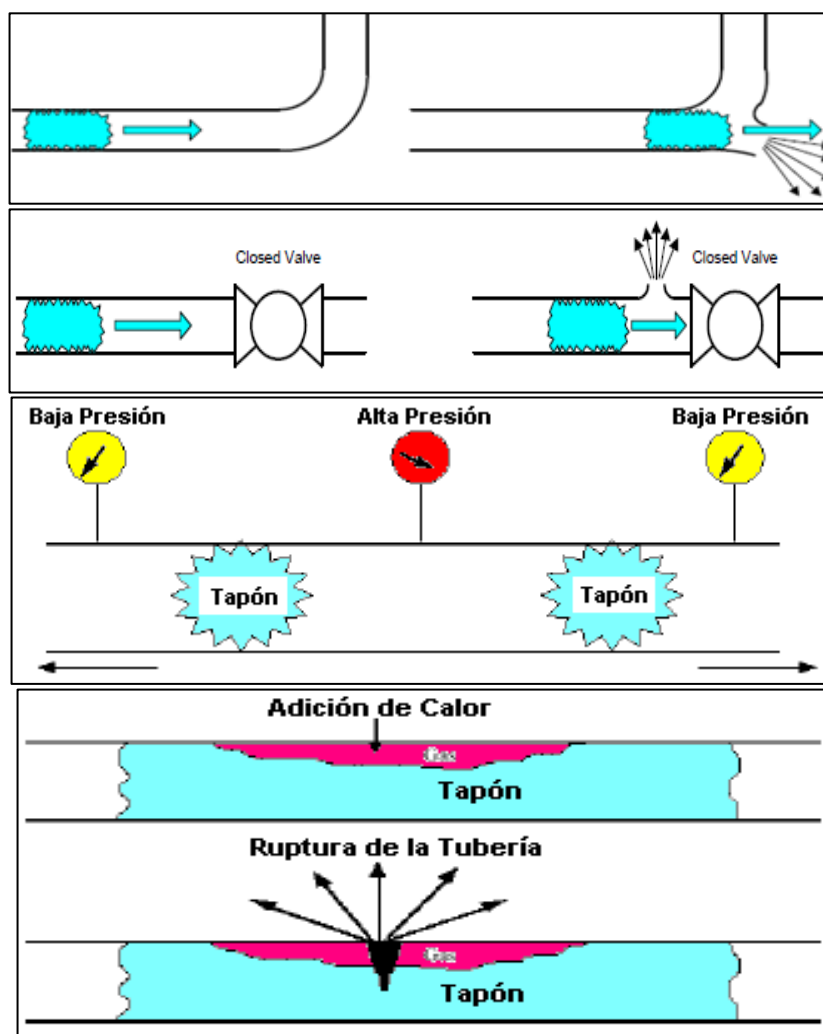
➤ Cuestiones de Seguridad²⁰

La despresurización de un solo lado puede causar ruptura o falla en la línea de flujo o en una válvula, debido a la presión diferencial; el tapón de hidrato viajaría a alta

velocidad y con densidad similar a la del hielo, se comportaría como un proyectil. Los hidratos pueden formar tapones simples o múltiples, y no hay forma de predecirlo. Puede existir alta presión diferencial a través de los bloqueos, incluso cuando se despresuriza en las dos caras.

Cuando un tapón se disocia con el calor, el confinamiento puede causar un rápido aumento de la presión, que puede conducir a la rotura de tuberías.

Figura 2.13. Posibles riesgos en trabajos de despresurización o disociación de tapones de hidratos.

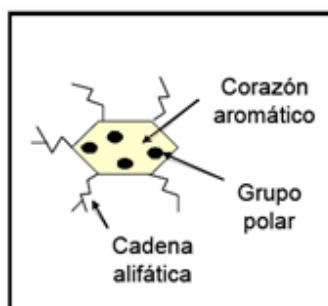


Fuente: FLOW ASSURANCE AND OPERABILITY (2-3, Marzo, 2009: Piedecuesta, Colombia). Memorias [Diapositivas]. Piedecuesta: Ecopetrol – ICP, 2009.

2.3. ASFALTENOS

Son compuestos poli-dispersos en grupos funcionales, peso molecular y estructura. El contenido de compuestos aromáticos en los asfaltenos está entre 40-60%. Un alto porcentaje de los anillos aromáticos están conectados en la estructura intermolecular, y por esta razón las moléculas de asfaltenos presentan formas aplanadas.⁵

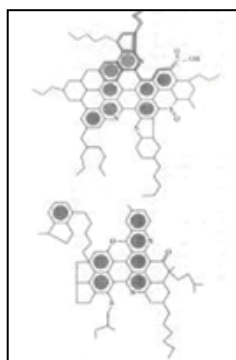
Figura 2.14. Representación esquemática de una molécula de asfalto.



Fuente: ALAYON, Mario. ASFALTENOS, Ocurrencia y Floculación [En línea]. En: CUADERNO FIRP S369-PP, MÓDULO DE ENSEÑANZA EN FENÓMENOS INTERFACIALES. Mérida, Venezuela. 2004. Disponible en Internet: <http://www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/S369PP_Asfaltenos.pdf>

Al igual que las parafinas, según su solubilidad, típicamente son definidos como la fracción de crudo insoluble en solventes alifáticos de bajo peso molecular, como n-pentano y n-heptano, pero solubles en solventes aromáticos como tolueno y benceno.⁵

Figura 2.15. Estructura química de dos moléculas de asfaltenos de diferentes crudos.

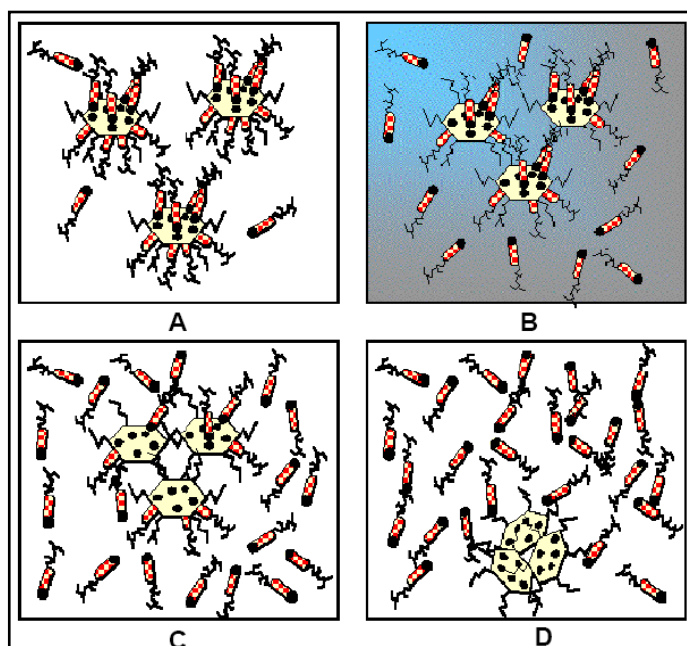


Fuente: ALAYON, Mario. ASFALTENOS, Ocurrencia y Floculación [En línea]. En: CUADERNO FIRP S369-PP, MÓDULO DE ENSEÑANZA EN FENÓMENOS INTERFACIALES. Mérida, Venezuela. 2004. Disponible en Internet: <http://www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/S369PP_Asfaltenos.pdf>

2.3.1. Modelamiento de la Precipitación y Disposición de los Asfaltenos^{4,5,17}

Los experimentos de laboratorio para determinar la envolvente de precipitación de asfaltenos normalmente se llevan a cabo en condiciones de yacimiento y, además, con una pequeña selección de otras temperaturas y presiones. Para comprender mejor el comportamiento de los asfaltenos a través de todo el rango de condiciones por las cuales pasará el fluido en su trayecto hacia la superficie, se han desarrollado modelos que intentan reflejar las observaciones experimentales acerca de la precipitación y deposición de asfaltenos. Estos modelos pueden dividirse en cuatro grupos: modelos de solubilidad, modelos sólidos, modelos coloidales y modelos de ecuaciones de estado (EOS) para asociación de asfaltenos.

Figura 2.16. Agregación y precipitación de asfaltenos. (A) Asfaltenos en estado coloidal peptizados por las resinas. (B) Por modificaciones fisicoquímicas las resinas comienzan a abandonar al asfalto. (C) Agregación de asfaltenos. (D) Precipitación de asfaltenos.



Fuente: ALAYON, Mario. ASFALTENOS, Ocurrencia y Floculación [En línea]. En: CUADERNO FIRP S369-PP, MÓDULO DE ENSEÑANZA EN FENÓMENOS INTERFACIALES. Mérida, Venezuela. 2004. Disponible en Internet: <http://www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/S369PP_Asfaltenos.pdf>

2.3.2. Factores que Promueven la Precipitación de los Asfaltenos⁵

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

Factores Termodinámicos

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

Factores Químicos

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

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

Factores Eléctricos

Los asfaltenos tienen una carga eléctrica intrínseca la cual puede provocar la precipitación y deposición debido a las cargas eléctricas correspondientes a las tuberías y accesorios.

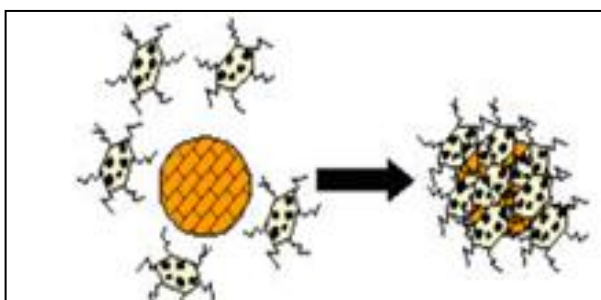
Factores Mecánicos

Entre estos factores se encuentran los efectos de cizalla por equipos de bombeo de subsuelo, fuerzas de fricción, fuerzas de impacto entre partículas, etc.

Otros Factores

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

Figura 2.17. Esquema del mecanismo de nucleación de asfaltenos en presencia de partículas sólidas.



Fuente: ALAYON, Mario. ASFALTENOS, Ocurrencia y Flocculación [En línea]. En: CUADERNO FIRP S369-PP, MODULO DE ENSEÑANZA EN FENÓMENOS INTERFACIALES. Mérida, Venezuela. 2004. Disponible en Internet: <http://www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/S369PP_Asfaltenos.pdf>

2.3.3. PREDICCIÓN, PREVENCIÓN, CONTROL Y REMEDIACIÓN^{5,10,20,34}

Medidas de Laboratorio^{5,10,20}

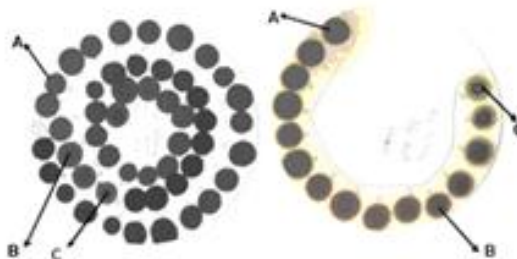
La primera, y más importante medida de laboratorio es el contenido de asfaltenos en el crudo. En seguida se mide la presión de floculación de los asfaltenos (presión a la cual precipitan las primeras moléculas de asfalto). Posteriormente se realizan medidas de titulación de los asfaltenos, los inhibidores de asfaltenos son comúnmente probados usando la prueba de titulación de los asfaltenos.

Dentro del análisis composicional se debe tener en cuenta la cromatografía líquida de alta presión, la cromatografía de permeabilidad de gel y principalmente el análisis SARA.

Es posible también determinar de manera cualitativa la floculación de los asfaltenos mediante el método de la mancha, este método consiste en cuantificar la cantidad de alcano necesario para provocar la floculación de los asfaltenos de un crudo diluido previamente.

El principio del método de la mancha consiste en la observación de las manchas hechas por una gota de la mezcla depositada sobre un papel de filtro. Al caer, el líquido difunde a través del papel para formar una mancha redonda. Si los asfaltenos están bien dispersados, después de secarse, la mancha es de color uniforme. Si los asfaltenos han floculado, los agregados difunden menos rápidamente en el papel y la mancha exhibe una aureola central más o menos nítida según los casos. En la figura se representa la forma de la mancha, cuando los asfaltenos se encuentran dispersados y floculados.

Figura 2.18. Método de la mancha para determinación de punto de floculación de asfaltenos. (A) Asfaltenos dispersos. (B) Asfaltenos comenzando a flocular y (C) Asfaltenos floculados

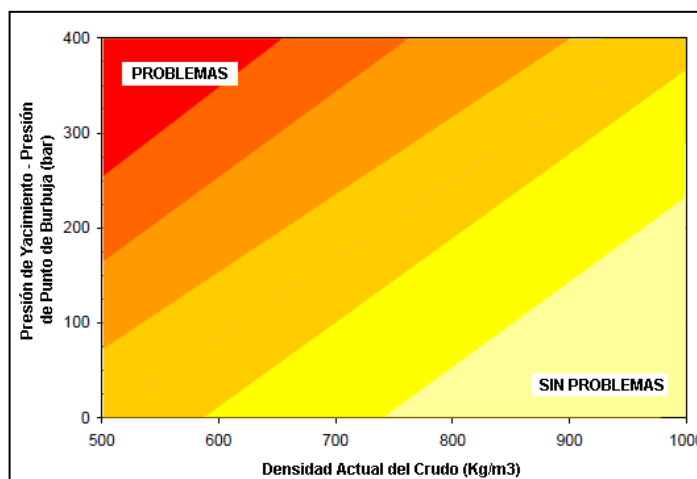


Fuente: ALAYON, Mario. ASFALTENOS, Ocurrencia y Floculación [En línea]. En: CUADERNO FIRP S369-PP, MODULO DE ENSEÑANZA EN FENÓMENOS INTERFACIALES. Mérida, Venezuela. 2004. Disponible en Internet: <http://www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/S369PP_Asfaltenos.pdf>

Predicción de los Asfaltenos²⁰

La predicción de los asfaltenos puede realizarse a partir de diagramas o gráficos, uno de ellos puede construirse graficando la presión del reservorio menos la presión del punto de burbuja, en el eje Y, versus la densidad actual del crudo, en el eje X.

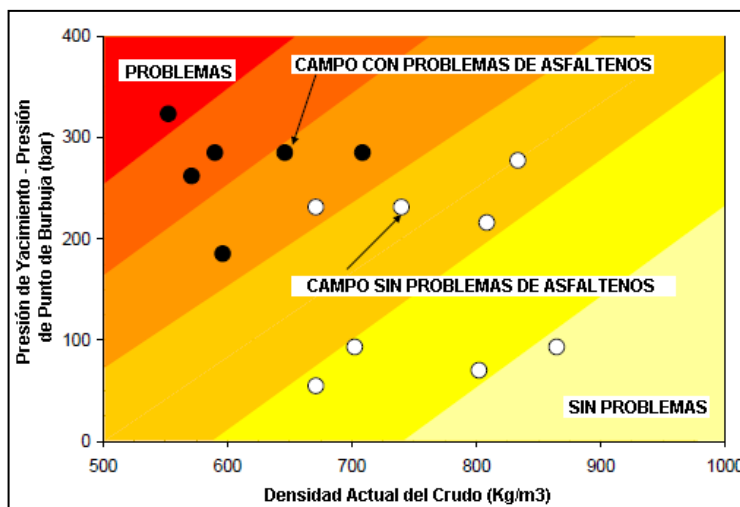
Figura 2.19. Diagrama para predecir la presencia de asfaltenos.



Fuente: FLOW ASSURANCE AND OPERABILITY (2-3, Marzo, 2009: Piedecuesta, Colombia). Memorias [Diapositivas]. Piedecuesta: Ecopetrol – ICP, 2009.

Si el sistema de producción puede presentar problemas de asfaltenos o no, dependerá de la ubicación dentro del gráfico del punto correspondiente a las condiciones que el yacimiento y el fluido está ofreciendo.

Figura 2.20. Predicción de la presencia de asfaltenos.

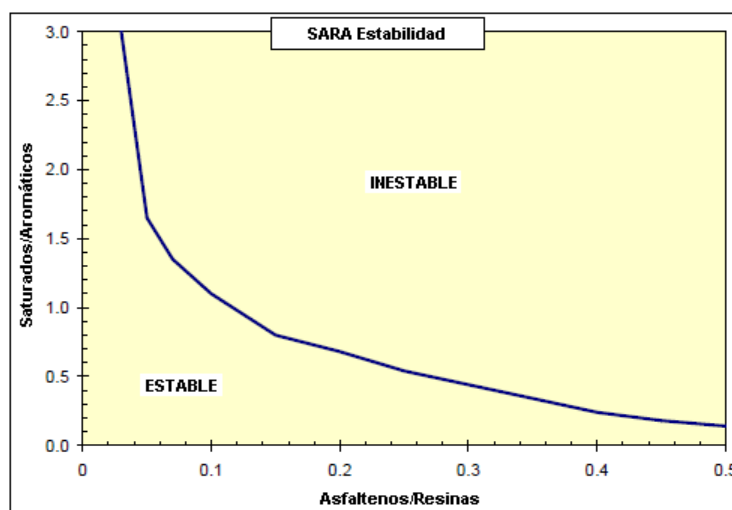


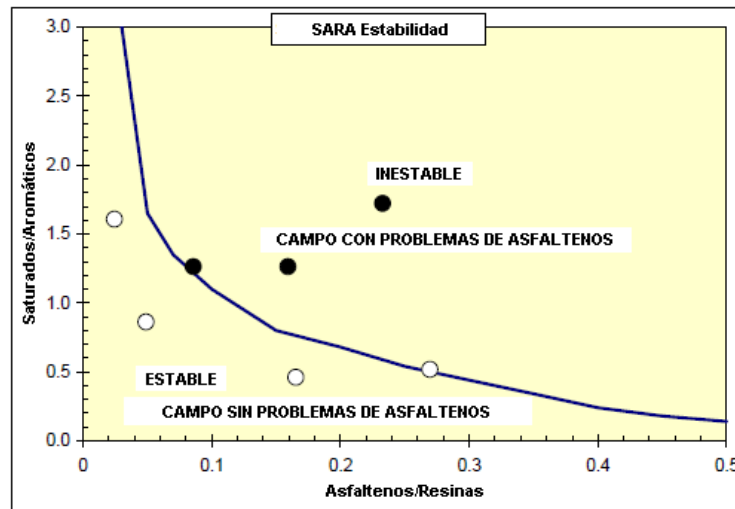
Fuente: FLOW ASSURANCE AND OPERABILITY (2-3, Marzo, 2009: Piedecuesta, Colombia). Memorias [Diapositivas]. Piedecuesta: Ecopetrol – ICP, 2009.

A partir de los resultados del análisis SARA y la estabilidad del crudo que la relación entre los mismos representa, es posible también predecir problemas de asfaltenos en un determinado campo. El gráfico en esta ocasión se construirá ubicando en el eje Y, la relación saturados/aromáticos, y en el eje X, la relación asfaltenos/resinas.

La predicción se realizará de la siguiente manera:

Figura 2.21. Predicción de asfaltenos a partir de la relación saturados/aromáticos y asfaltenos/resinas.

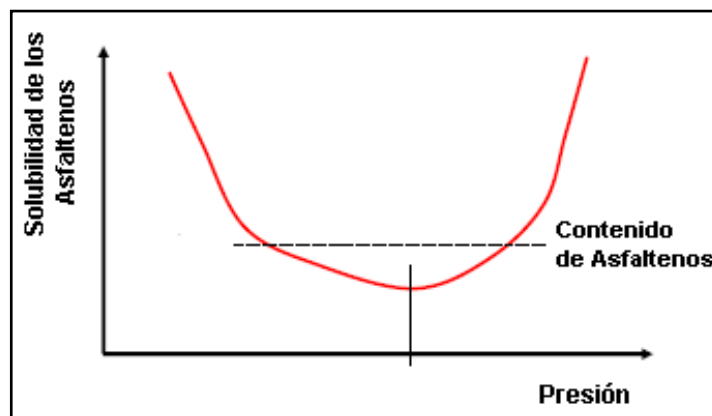




Fuente: FLOW ASSURANCE AND OPERABILITY (2-3, Marzo, 2009: Piedecuesta, Colombia). Memorias [Diapositivas]. Piedecuesta: Ecopetrol – ICP, 2009.

La curva de solubilidad de los asfaltenos en el crudo vs. presión, nos permite predecir problemas de asfaltenos si se relaciona con la recta correspondiente al valor del contenido actual de asfaltenos. Si el contenido actual de asfaltenos en el crudo es mayor que el contenido de solubilidad mínima, se presentará tendencia a precipitar por parte de los asfaltenos.

Figura 2.22. Predicción de asfaltenos con la curva de solubilidad de los asfaltenos vs. presión.



Fuente: FLOW ASSURANCE AND OPERABILITY (2-3, Marzo, 2009: Piedecuesta, Colombia). Memorias [Diapositivas]. Piedecuesta: Ecopetrol – ICP, 2009.

Control de los Asfaltenos^{5,20}

➤ Control Químico – Inhibidores

Existe una serie de inhibidores químicos que están disponibles para prevenir la depositación de los asfaltenos. Algunos de estos inhibidores se denominan dispersantes.

Dispersantes de Asfaltenos

Un dispersante de asfaltenos es una solución de uno o más surfactantes (aniónicos y/o noiónicos) disueltos en un solvente hidrocarbonado de carácter aromático. Su función principal es mantener estabilizados a los coloides de asfaltenos, evitando la floculación y posterior precipitación. Y en el caso de que los asfaltenos ya estén precipitados, promover su redisolución, a través de mecanismos fisicoquímicos propios de agentes dispersantes.

Actualmente existen dispersantes de asfaltenos comerciales, que son clasificados según el surfactante que contengan, como son los aniónicos, noiónicos y poliméricos. Entre estos se pueden mencionar: ácidos sulfónicos de alquilbenceno, alquilfenoles etoxilados, ésteres alifáticos de ácido fosfórico, copolímeros de óxido de etileno y propileno, resinas alquifenolformaldehído, copolímeros vinílicos hidrofílicos-lipofílicos, alquilsuccinatos y derivados de ácido cresílico.

Uso de Resinas como Inhibidores de la Precipitación de Asfaltenos

El papel de las resinas en la solvatación de asfaltenos (Peptización) ha sido considerado por mucho tiempo. El mecanismo consiste en la solvatación del asfalto mediante la resina mejorando su solubilidad por la interacción con los grupos aromáticos y polares, y de esta manera inhibiendo la precipitación de los mismos.

➤ Control Mecánico

Este tipo de métodos puede ser usado periódicamente para remover los depósitos en los pozos, las líneas de flujo y las facilidades de superficie; sin embargo, los asfaltenos pueden ser mucho más frágiles y difíciles de remover que los depósitos típicos de

parafina. Los asfaltenos pueden formarse también en las zonas cercanas al pozo en donde no se puede acceder con métodos mecánicos.

Pigging

Los marranos pueden ser usados periódicamente para remover los depósitos de asfaltenos en las líneas de flujo, las tuberías de producción o las facilidades de superficie, estos elementos, deberán estar diseñados específicamente para remover los sólidos. Los marranos de esferas o de espuma no son adecuados para remover los asfaltenos.

Figura 2.23. Ilustración del recorrido de un marrano por el interior de la tubería.



El marraneo se comporta de forma regular en muchos casos y debe ser combinado con cantidades considerable de solventes aromáticos.

Además del marraneo existen otros métodos para eliminar y/o controlar los depósitos de asfaltenos. Estos incluyen:

- Raspadores de cable.
- Raspadores de líneas de flujo.
- Pistones de libre flotación.

La principal ventaja de utilizar métodos mecánicos es que la limpieza está asegurada, sin embargo hay algunas desventajas, La aplicación es bastante limitada a causa del

tiempo, gastos, personal y equipos especiales que participan. Si las herramientas se pierden en el agujero, un trabajo de pesca puede ser necesario.

➤ **Control Térmico**

Para el control de los asfaltenos los métodos térmicos no funcionan.

Remediación de los Depósitos de Asfaltenos²⁰

➤ **Solventes**

Los solventes son una opción muy importante al momento de remediar una acumulación de asfaltenos en cualquier lugar dentro de una tubería de producción o una línea de flujo. Los asfaltenos son muy solubles sobre todo en solventes aromáticos como el xileno y el tolueno, este tipo de solventes puede ser usado para remediación en el pozo (a partir de un squeeze) o en cualquier otro elemento del sistema de producción.

➤ **Coiled Tubing o Tubería Flexible**

Este tipo de tubería puede ser usada acompañada de solventes para remover los depósitos de asfaltenos en líneas de flujo cortas.

2.4. INCRUSTACIONES¹⁴

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

La formación y depositación de este tipo de sólidos ocurre debido a diversos factores como los cambios en la temperatura y la presión (para el caso de los carbonatos), la mezcla de diferentes aguas (caso de los sulfatos), por la adición de metanol o glicol a

la corriente de producción y por la corrosión. La depositación puede ocurrir en la formación, el pozo, las líneas de flujo y los diferentes equipos, causando daños en los mismos y pérdidas económicas.

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

2.4.1. Origen de las Incrustaciones

La formación de las incrustaciones comienza cuando se perturba el estado de cualquier fluido natural de forma tal que se excede el límite de solubilidad de uno o más de sus componentes. Las solubilidades de los minerales en sí mismas tienen una complicada dependencia respecto de la temperatura y la presión. Por lo general, un incremento de la temperatura provoca el aumento de la solubilidad de un mineral en el agua: más iones se disuelven a temperaturas más elevadas. En forma similar, al descender la presión, la solubilidad tiende a disminuir y, como regla general, la solubilidad de la mayoría de los minerales disminuye por un factor de dos por cada 7000 lpc [48-Mpa] de disminución de la presión.

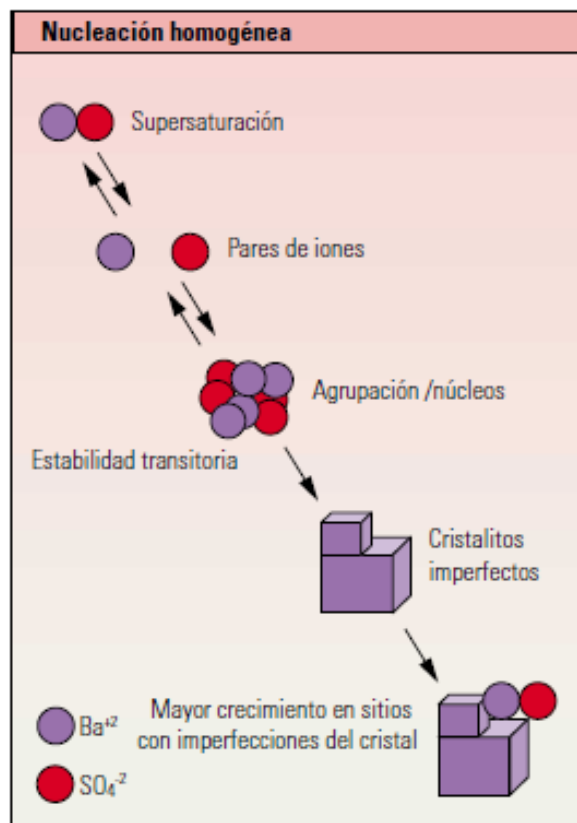
No todos los minerales se ajustan a la tendencia típica de la temperatura; por ejemplo, el carbonato de calcio presenta la tendencia inversa, es decir que la solubilidad en agua aumenta cuando las temperaturas disminuyen. La solubilidad del sulfato de bario se duplica cuando la temperatura oscila entre 25 y 100°C [77 a 212°F], pero luego disminuye en la misma proporción a medida que la temperatura se acerca a los 200°C [392°F]. Esta tendencia, a su vez, se ve influenciada por la salinidad de la salmuera del medio.

2.4.2. Formación de las Incrustaciones

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

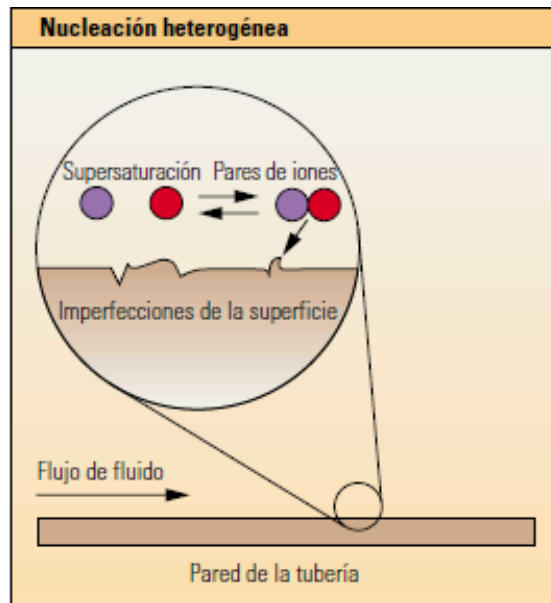
El primer desarrollo dentro de un fluido saturado es una formación de grupos de átomos inestables, proceso denominado nucleación homogénea. Los grupos de átomos forman pequeños cristales (semillero de cristales) provocados por fluctuaciones locales en el equilibrio de la concentración de iones en las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

Figura 2.24. Nucleación homogénea.



Fuente: www.slb.com

Figura 2.25. Nucleación heterogénea.



Fuente: www.slb.com

Entonces, la acumulación de incrustaciones puede ocurrir cuando la presión de fluencia coincide con la presión del punto de burbujeo. Esto explica porqué los depósitos de sedimentos se desarrollan rápidamente en los equipamientos de completamiento de fondo.

2.5. PREDICCIÓN, PREVENCIÓN, CONTROL Y REMEDIACIÓN^{10,14,20,34}

Detección de las Incrustaciones¹⁴

Existen evidencias físicas de la presencia de incrustaciones en las muestras de tuberías, o bien en las radiografías de análisis de núcleos. Cuando se evalúa la producción por medio del análisis NODAL, éste puede indicar la presencia de incrustaciones en las tuberías si, por ejemplo, un pozo presenta restricciones en las tuberías que no se percibían durante las primeras etapas de la producción. En teoría, el análisis nodal puede indicar la presencia de incrustaciones en la matriz mediante la identificación de mayores restricciones del yacimiento a la producción, aunque esto es difícil de distinguir con respecto a otros tipos de daños que puede sufrir la formación.

El comienzo de producción de agua es, a menudo, un signo de problemas potenciales de incrustaciones, en especial si coincide con una reducción simultánea de la producción de petróleo. Si se observa un cambio notable en la concentración de iones de ciertos minerales, como Ba^{+2} o sulfato $[SO_4^{-2}]$, que coincide con una disminución de la producción de petróleo y un aumento del corte de agua, puede ser un indicio de que el agua de inyección ha invadido y se han comenzado a formar incrustaciones. La posibilidad de advertir esta situación desde sus inicios resulta de gran valor para los operadores, dado que los pozos pueden incrustarse en un período de 24 horas o incluso menos.

✓ **Simulación Química**

Hoy en día se dispone de modelos químicos que permiten pronosticar la naturaleza y la extensión de las incrustaciones a partir de las condiciones detalladas de los fluidos. Estos modelos pueden pronosticar el equilibrio de las fases utilizando principios de termodinámica y bases de datos geoquímicos y parten de ciertos datos básicos, como el análisis de concentración de elementos, temperatura, presión y composición de la fase de gas. Estos programas están diseñados para predecir el efecto de las perturbaciones, como mezclas incompatibles o cambios en la temperatura y la presión.

Estos simuladores permiten pronosticar problemas de incrustaciones que pueden producirse en el futuro, considerando distintos escenarios de comportamiento de yacimientos e invasión de agua. De hecho, cuando se trata de yacimientos nuevos que no tienen antecedentes de problemas de incrustaciones, los modelos químicos son las únicas herramientas disponibles para realizar pronósticos. Sin embargo, los simuladores requieren que los datos de la composición química de los fluidos de formación y aguas de inyección sean exactos.

Escenarios más Comunes de Aparición de Incrustaciones¹⁴

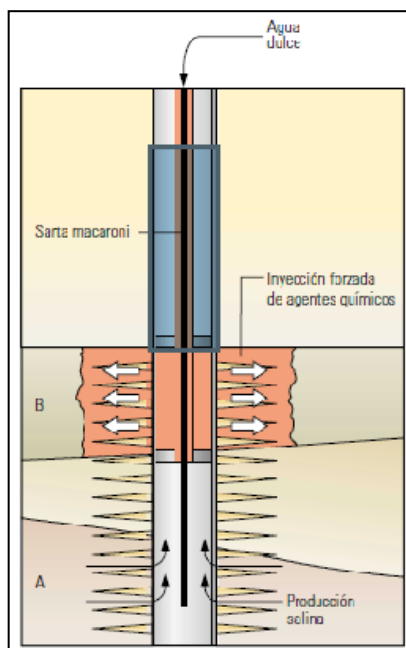
Existen cuatro hechos, que ocurren normalmente en la producción de hidrocarburos, y que dan lugar a la aparición de incrustaciones.

- Mezclas incompatibles: La mezcla de aguas incompatibles provenientes de la inyección y la formación puede provocar el desarrollo de incrustaciones.
- Auto-sedimentación: Si los cambios de temperatura y presión que sufren los fluidos de yacimiento modifican la composición del fluido de modo tal que se supere el límite de solubilidad de un mineral, éste precipita en forma de incrustaciones minerales: este fenómeno recibe el nombre de auto-sedimentación.
- Incrustaciones inducidas por la evaporación: A medida que disminuye la presión hidrostática en las tuberías de producción, el volumen de gas de hidrocarburo se expande y la fase de salmuera que todavía se encuentra caliente se evapora. Como resultado, se produce una concentración de iones disueltos, que supera la solubilidad del mineral en el agua remanente.
- Inundación con gas: Cuando se inunda una formación con dióxido de carbono (CO₂) para recuperación secundaria, se puede provocar la formación de residuos minerales. El agua que contiene CO₂ se vuelve ácida y disuelve la calcita que se encuentra en la formación.

Prevención de la Formación de Incrustaciones¹⁴

En la mayoría de los casos, para mantener la productividad de los pozos se prefiere utilizar el método de inhibición química como medio para prevenir la formación de incrustaciones. Las técnicas de inhibición pueden variar desde métodos básicos de dilución, a los más avanzados y efectivos inhibidores que actúan antes de que se inicie el proceso. La dilución se utiliza, por lo general, para controlar la precipitación de halita en pozos con alto grado de salinidad. La dilución reduce la saturación en el pozo enviando agua dulce en forma continua a la formación, y constituye la técnica más simple para prevenir la formación de incrustaciones en la tubería de producción. Requiere la instalación de lo que se conoce como sarta macaroni (un tubo de diámetro inferior a 1 1/2 pulgadas) a lo largo de la tubería de producción.

Figura 2.26. Sarta macaroni.



Fuente: CRABTREE, Mike, *et al.* La lucha contra las incrustaciones – Remoción y prevención [En línea]. En: Oilfield Review. Enero de 1999. Vol. 11. Disponible en Internet: <http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish99/aut99/p30_49.ashx>

Además de la dilución, existen literalmente miles de inhibidores de incrustaciones para distintas aplicaciones, que abarcan desde los termotanques hasta los pozos de petróleo. La mayoría de estos químicos bloquean el desarrollo de las partículas minerales atacando el crecimiento de los núcleos de las incrustaciones. Los inhibidores quelatizantes bloquean la precipitación o el desarrollo de residuos minerales sólo para un cierto y limitado nivel de sobresaturación. Dado que los agentes quelatizantes consumen los iones de residuos en proporciones estequiométricas, el uso de los quelatizantes como inhibidores resulta poco adecuado, desde el punto de vista de su eficiencia y conveniencia económica. Por el contrario, los inhibidores de iniciación interactúan químicamente con los sitios de nucleación de cristales y reducen de manera sustancial las tasas de desarrollo de los cristales. En efecto, con el uso de este tipo de inhibidores la formación de residuos minerales desciende a concentraciones que resultan aproximadamente 1000 veces menores respecto de una proporción estequiométrica equilibrada, Con lo cual disminuye considerablemente el costo del tratamiento.

La mayoría de los inhibidores son compuestos de fosfato: polifosfatos inorgánicos, ésteres de fosfato orgánico, fosfonatos orgánicos, aminofosfatos orgánicos y polímeros orgánicos. Estos químicos minimizan la incrustación de minerales, mediante una combinación de dispersión de cristales y estabilización de los residuos.

Manejo de las Incrustaciones^{10,20,34}

Las incrustaciones pueden ser manejadas usando inhibidores químicos, haciendo pre-tratamiento al agua de inyección para removerle los formadores de incrustaciones o permitiendo la formación y removiendo periódicamente los depósitos.

El uso de inhibidores químicos deberá diseñarse exclusivamente para el fondo del mar, estos químicos posiblemente deberán ser inyectados en el fondo del pozo y se podrá necesitar la realización de una inyección forzada en la formación.

Dejar que los depósitos de incrustaciones se formen y removerlos periódicamente no resulta siendo una opción válida ni aplicable para los desarrollos costa afuera.

Al igual que sucede con los hidratos, la remoción de incrustaciones es bastante compleja y costosa para las instalaciones, pozos y líneas de flujo en fondo marino, por la razón anterior el tratamiento o manejo de las incrustaciones deberá focalizarse en la prevención.

Eliminación de las Incrustaciones¹⁴

Las técnicas utilizadas para eliminar las incrustaciones deben cumplir ciertas condiciones: ser rápidas, no dañar el pozo, las tuberías ni el ambiente de la formación, y ser efectivas en la prevención de nuevas precipitaciones en el futuro.

El grado de resistencia y la textura de las incrustaciones presentes en las tuberías revisten gran importancia en la elección de la técnica de remoción. La resistencia y las texturas pueden variar desde hilos delicados y quebradizos o cristales de alta microporosidad hasta capas de aspecto rocoso de baja permeabilidad y porosidad.

La pureza de las incrustaciones afecta su resistencia a los métodos de limpieza. Puede ocurrir que se trate de fases de un sólo mineral, aunque, por lo general, son una mezcla de compuestos similares y compatibles. El sulfato de bario puro es normalmente de baja porosidad y totalmente impenetrable con agentes químicos, y sólo se puede quitar lentamente utilizando alguno de los métodos mecánicos más tradicionales. Las mezclas de sulfato de bario, que por lo general contienen sulfato de estroncio, sulfato de calcio o incluso carbonato de calcio, con frecuencia ceden frente a diversos métodos de limpieza, tanto químicos como mecánicos.

➤ **Técnicas Químicas**

La remoción de incrustaciones con productos químicos es, por lo general, el primer sistema que se utiliza y el más económico, en especial cuando las incrustaciones no son de fácil acceso o se encuentran en lugares donde los métodos mecánicos de limpieza convencionales resultan poco efectivos o es muy costoso transportarlos.

La mayor parte de los tratamientos químicos se controla según la capacidad de llegada de los reactivos a la superficie de las incrustaciones. En consecuencia, la relación entre el área de la superficie y el volumen, o su equivalente, la relación entre el área de la superficie y la masa, constituye un parámetro importante en la velocidad y la eficiencia del proceso de eliminación.

➤ **Métodos Mecánicos Convencionales**

Las soluciones mecánicas para eliminar depósitos minerales ofrecen una amplia variedad de herramientas y técnicas aplicables en las tuberías de pozos y en la formación. Como ocurre en el caso de los tratamientos químicos, la mayor parte de los métodos mecánicos presenta un rango limitado de aplicabilidad, de manera tal que la selección del método correcto depende del pozo y del tipo de incrustación. Los métodos mecánicos, si bien son variados, se encuentran entre los más eficientes para la eliminación de incrustaciones de minerales en las tuberías.

➤ **Métodos Mecánicos con Chorros de Fluidos**

Estas herramientas cuentan con varios orificios de expulsión, o bien con una cabeza de expulsión que tiene un mecanismo que le permite cubrir todo el diámetro del pozo. Se pueden utilizar con productos químicos para atacar los depósitos solubles, en aquellos lugares donde la colocación es crítica para prevenir la pérdida de agentes reactivos.

➤ **Lechadas Abrasivas**

Al agregar una pequeña concentración de sólidos, entre 1 y 5% en peso, a un chorro de agua, se mejora en gran medida su capacidad de atravesar las incrustaciones. Esta técnica también presenta un mayor rendimiento de corte en las incrustaciones de carbonato de calcio comparado con un chorro de agua pura. Lamentablemente el uso de abrasivos como la arena puede causar daños en los tubos de acero.

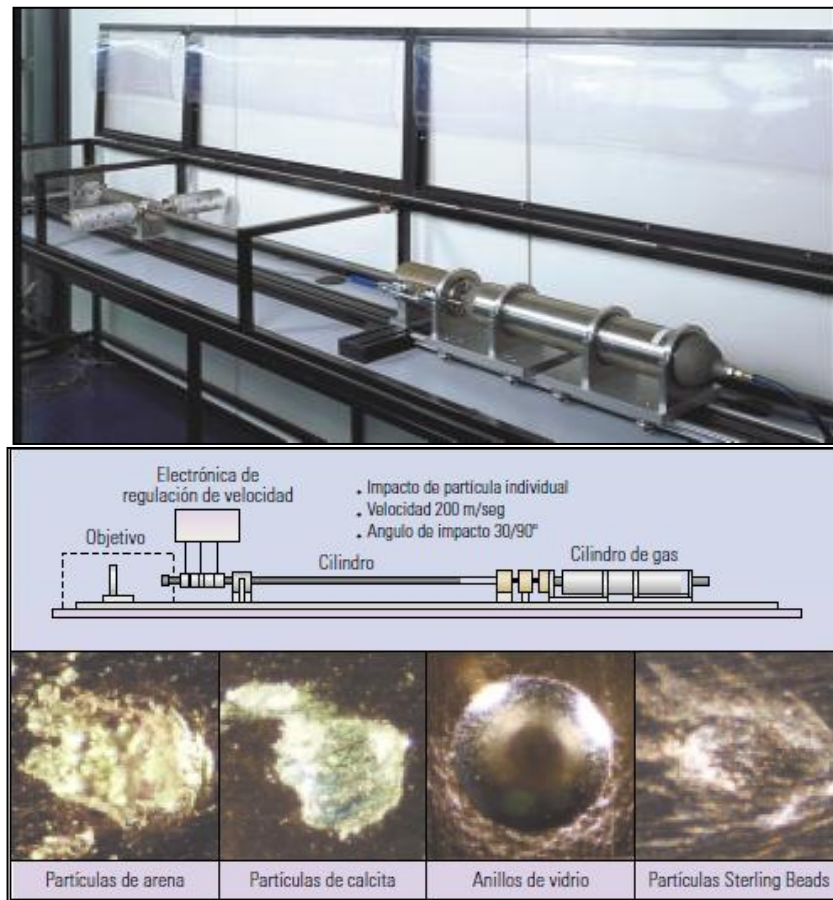
Figura 2.27. Eliminación de incrustaciones de carbonato de calcio con chorro de agua abrasivo.



Fuente: CRABTREE, Mike, *et al.* La lucha contra las incrustaciones – Remoción y prevención [En línea]. En: Oilfield Review. Enero de 1999. Vol. 11. Disponible en Internet: <http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish99/aut99/p30_49.ashx>

Un chorro abrasivo capaz de cortar las incrustaciones sin dañar la tubería debe aprovechar la diferencia de dureza entre los depósitos minerales y el acero subyacente. La eliminación de los sedimentos es independiente de la forma de las partículas.

Figura 2.28. Probador de impacto de partículas.



Fuente: CRABTREE, Mike, *et al.* La lucha contra las incrustaciones – Remoción y prevención [En línea]. En: Oilfield Review. Enero de 1999. Vol. 11. Disponible en Internet: <http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish99/aut99/p30_49.ashx>

Si se eligen partículas redondas en lugar de cortantes y angulares se facilita la erosión de las incrustaciones y, al mismo tiempo, se reduce el daño sobre las tuberías de acero.

3. MANEJO TÉRMICO, QUÍMICO, MECÁNICO, REFUERZO DEL FLUJO Y FLUJO MULTIFÁSICO EN EL ASEGURAMIENTO DE FLUJO EN SISTEMAS DE PRODUCCIÓN COSTA AFUERA

Siguiendo la topografía ondulada del lecho marino, la línea de flujo asciende gradualmente desde las zonas más frías y profundas del campo hasta las aguas relativamente más cálidas y más someras de la plataforma continental, donde se encuentra ubicada la plataforma principal. Si no se maneja correctamente, este tipo de escenario puede generar problemas.

Las operaciones de producción comprenden las operaciones para asegurar el flujo como el manejo térmico, la inyección química y el marraneo (pigging).

3.1. MANEJO TÉRMICO^{20,21}

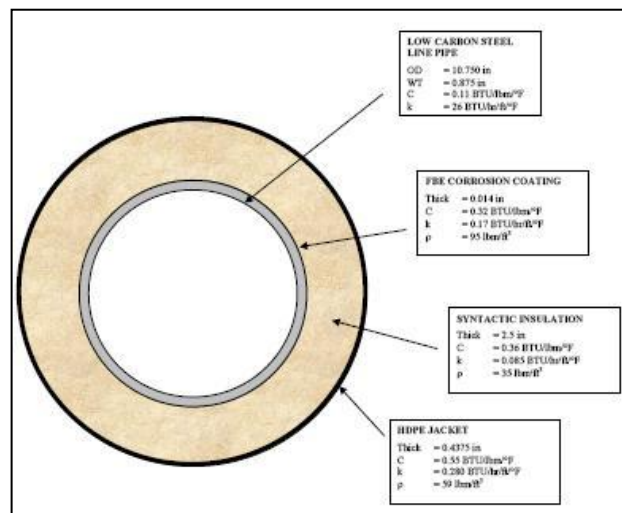
Las aguas profundas son frías; sus temperaturas pueden descender hasta aproximadamente 4°C (39°F) en el lecho marino. El cambio de la temperatura del fluido entre el árbol de producción y la plataforma o FPSO (Floating Production Storage and Offloading) dependerá de la estrategia de manejo térmico del operador.

El manejo térmico tiene dos opciones principalmente: mantener el calor con aislamiento o adicionar energía al sistema por medio de calentamiento. Las opciones para aislamiento de líneas de flujo en aguas profundas son los sistemas de aislamiento externo que utilizan espumas sintéticas o de polímeros especiales, diseño de tuberías pipe-in-pipe, enterramiento y el diseño en “paquete” que le permite a la línea conducir varias funciones específicas. El aislamiento para equipos submarinos como los manifolds, los árboles de navidad y los jumpers se realiza, comúnmente, con espumas sintéticas. Mayor aislamiento significa menos equipos en plataforma para generación de calor.

Las consideraciones que se tiene en cuenta para el aislamiento son el diseño mecánico, la instalación y los costos. Los sistemas de aislamiento externo con aisladores sólidos como el poliuretano sólido, soportan las presiones de aguas

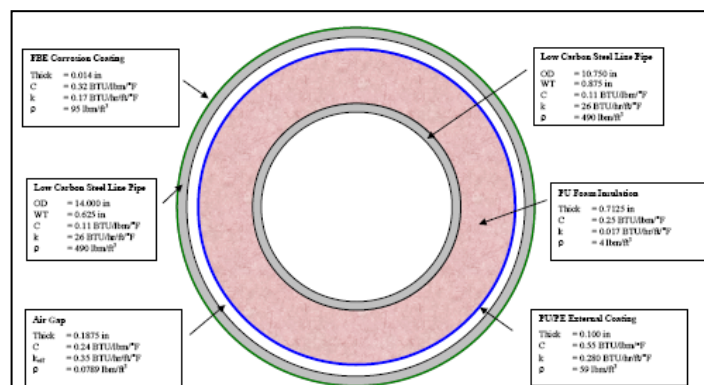
profundas, pero el valor de aislamiento que proveen es moderado. Para que exista un mejor aislamiento, se utilizan materiales poliméricos como espumas (por ejemplo, espuma de poliuretano), aunque éstos no podrían soportar tan altas presiones ya que son materiales que se pueden deformar más fácilmente. La configuración pipe-in-pipe presenta mejor comportamiento mecánico que el aislamiento externo.

Figura 3.1. Ejemplo de Aislamiento compuesto por la tubería de acero, el recubrimiento contra la corrosión (FBE – Fusion Bounded Epoxy), aislamiento sintético (espuma) y una chaqueta externa de polietileno de alta densidad.



Fuente: FLOW ASSURANCE AND OPERABILITY (2-3, Marzo, 2009: Piedecuesta, Colombia). Memorias [Diapositivas]. Piedecuesta: Ecopetrol – ICP, 2009.

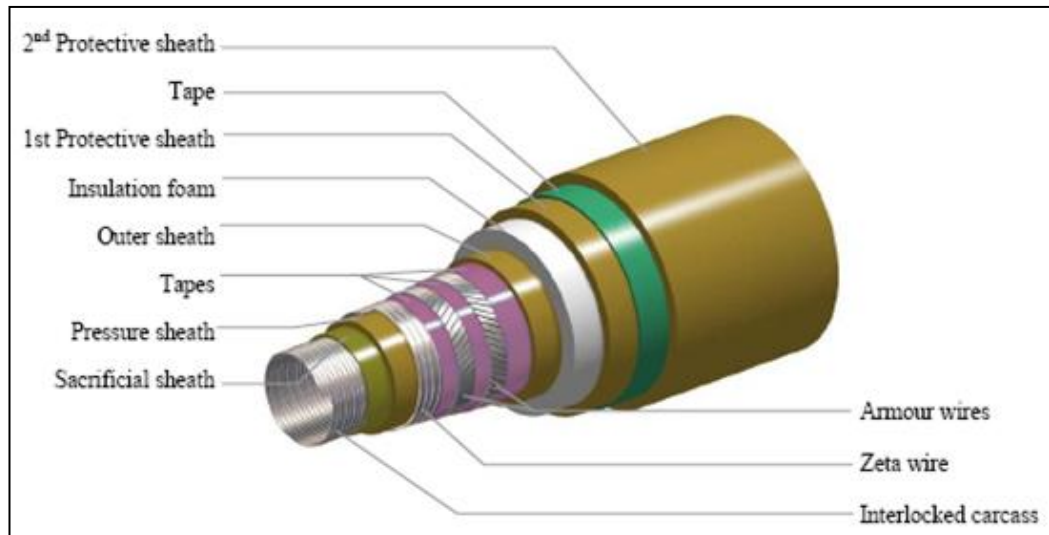
Figura 3.2. Ejemplo de tubería pipe-in-pipe con recubrimiento contra la corrosión FBE, dos tuberías de acero, cámara de aire, un recubrimiento externo de poliuretano/polietileno y un aislamiento con espuma de poliuretano.



Fuente: FLOW ASSURANCE AND OPERABILITY (2-3, Marzo, 2009: Piedecuesta, Colombia). Memorias [Diapositivas]. Piedecuesta: Ecopetrol – ICP, 2009.

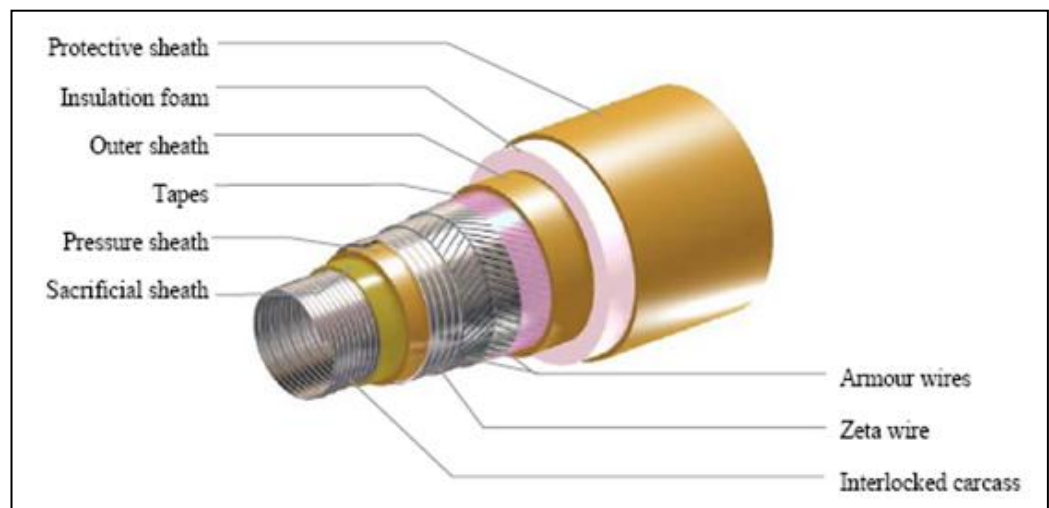
Configuraciones más complejas de aislamientos externos pueden ser diseñadas y aplicadas para situaciones críticas bajo condiciones agrestes. A continuación se exponen tres imágenes que ejemplifican dichas opciones de aislamiento.

Figura 3.3. Ejemplo de aislamiento para riser de producción flexible.



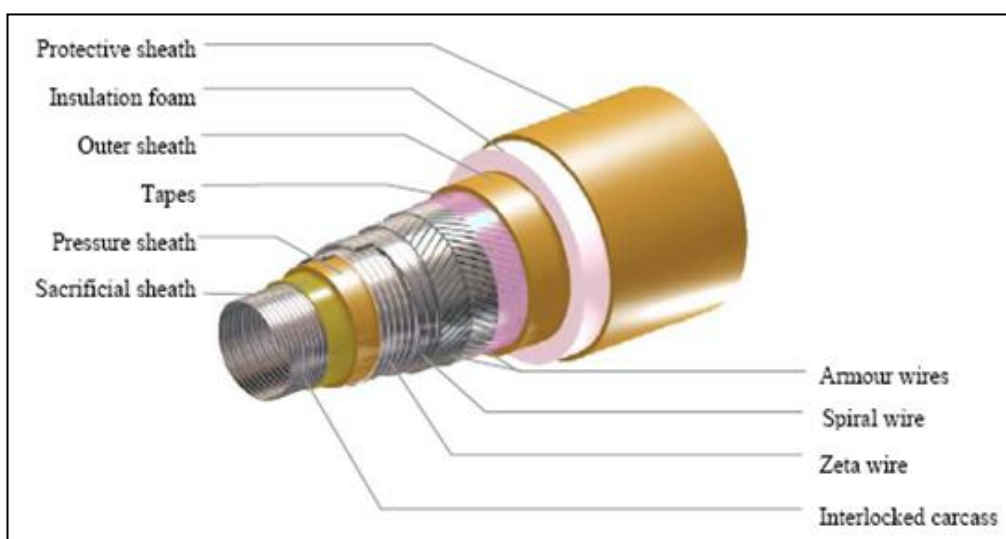
Fuente: FLOW ASSURANCE AND OPERABILITY (2-3, Marzo, 2009: Piedecuesta, Colombia). Memorias [Diapositivas]. Piedecuesta: Ecopetrol – ICP, 2009.

Figura 3.4. Ejemplo de aislamiento para línea de flujo flexible.



Fuente: FLOW ASSURANCE AND OPERABILITY (2-3, Marzo, 2009: Piedecuesta, Colombia). Memorias [Diapositivas]. Piedecuesta: Ecopetrol – ICP, 2009.

Figura 3.5. Ejemplo de aislamiento para jumper de producción.



Fuente: FLOW ASSURANCE AND OPERABILITY (2-3, Marzo, 2009: Piedecuesta, Colombia). Memorias [Diapositivas]. Piedecuesta: Ecopetrol – ICP, 2009.

Existen diferentes compañías que fabrican y proveen los servicios de aislamientos térmicos para tuberías. Algunas de las más importantes son:

- BREDERO SHAW
- AMERON Fiberglass-Composite Pipe Group
- WEATHERFORD

BREDERO SHAW²¹, compañía proveedora de servicios ubicada en los Estados Unidos con tres plantas en este país y una en Malasia.

Las soluciones que BREDERO SHAW presenta para el aseguramiento de flujo son:

- ✓ Insul-8®: Espuma de poliuretano aplicada con espray.
- ✓ Insul-8® AG: Sistema de tuberías pre-aisladas.
- ✓ Insul-8® HT: Aislamiento con espuma de poliuretano aplicada con espray (para altas temperaturas).
- ✓ Pipe-in-Pipe: Aislamiento con espuma de poliuretano Pipe-in-Pipe.
- ✓ ThermoFlo®: Sistemas de aislamiento con poliuretano.
- ✓ ThermoTite®: Sistema de aislamiento con polipropileno.

- ✓ Thermotite® TDF: Sistemas de aislamiento térmico submarino.
- ✓ Thermotite® ULTRA™: Sistemas de aislamiento térmico submarino.

Observando las anteriores soluciones es importante para este documento, por lo que se espera necesitar en el diseño conceptual de la estrategia de aseguramiento de flujo, ahondar en las características, las aplicaciones, las propiedades y capacidades típicas manejadas por esta compañía en las soluciones Pipe-in-Pipe y ThermoFlo®, ya que son las comúnmente aplicadas en sistemas submarinos y diseñadas por lo tanto para el aseguramiento de flujo en este ambiente. Las dos últimas opciones presentadas (Thermotite®) serán importantes en desarrollos en aguas profundas y ultraprofundas ya que soportan presiones de gran magnitud.

Pipe-in-Pipe

El aislamiento Pipe-in-Pipe como se mostro antes tiene una estructura como que se exhibirá a continuación.

Figura 3.6. Esquematación de las tuberías pipe-in-pipe.



Fuente: FLOW ASSURANCE COATINGS [En línea]. Disponible en Internet: http://www.brederoshaw.com/solutions/flow_assurance.htm

Esta solución utiliza aislamiento con poliuretano de baja densidad aplicado por inyección o por espray y el cubrimiento de un tubería para completar el diseño Pipe-in-Pipe, proporcionando una alta eficiencia de aislamiento en aplicaciones tanto en aguas someras como en aguas profundas. Dentro de los principales beneficios de este producto se destacan las amplias longitudes que pueden cubrirse, los bajos valores de K, propiedades consistentes y buen funcionamiento bajo un amplio rango de temperaturas.

Tabla 3.1. Propiedades de las tuberías pipe-in-pipe BREDERO SHAW.

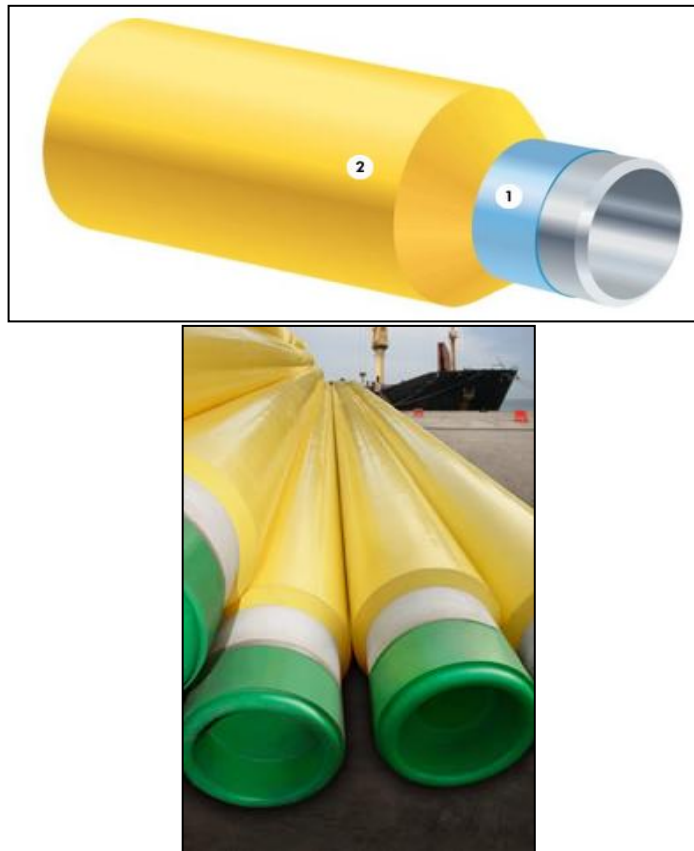
PROPIEDAD	Aguas Someras	Aguas Profundas
Diámetro mínimo de tubería	150 mm (6")	150 mm (6")
Diámetro máximo de tubería	300 mm (12")	300 mm (12")
Temperatura mínima de operación	-35°C (-30°F)	-35 °C (-30°F)
Temperatura máxima de operación	155°C (310°F)	130°C (266°F)
Mínima longitud de tubería	9 m (30')	9 m (30')
Máxima longitud de tubería	13 m (43')	13 m (43')
OHTC (U)	< 1.0 W/m ² .K (0,58 BTU/ft ² .hr.F)	< 1.0 W/m ² .K (0,58 BTU/ft ² .hr.F)
Máxima profundidad de agua	Diseño	Diseño
Valor de K (Coeficiente de transferencia de calor)	0,021 W/m.K (0,0121 BTU/ft.hr.F)	0,021 W/m.K (0,0121 BTU/ft.hr.F)

Fuente: FLOW ASSURANCE COATINGS [En línea]. Disponible en Internet: <http://www.brederoshaw.com/solutions/flow_assurance.htm>

ThermoFlo®

Los sistemas de aislamiento con poliuretano presentan la siguiente estructura:

Figura 3.7. Aislamiento con espuma de poliuretano, 1. Recubrimiento anticorrosión. 2. Espuma de poliuretano.



Fuente: FLOW ASSURANCE COATINGS [En línea]. Disponible en Internet: http://www.brederoshaw.com/solutions/flow_assurance.htm

Este tipo de aislamiento es diseñado específicamente para el aseguramiento de flujo en los desarrollos costa afuera. El producto puede ser personalizado para satisfacer las especificaciones estrictas para aguas profundas y someras, y puede ser instalado usando todos los métodos existentes para instalación en tuberías.

Este producto proporciona una eficiencia de aislamiento superior con fines de aseguramiento de flujo en tuberías submarinas. Puede ser instalado por todos los métodos existentes y en espesores mayores a 4". La naturaleza del material una excelente resistencia al impacto y la fatiga.

En adición al aislamiento en tuberías, este producto puede ser diseñado e incorporado en estructuras complejas como los arboles, los jumpers y los manifolds en donde espesores mayores a 6" pueden ser aplicados.

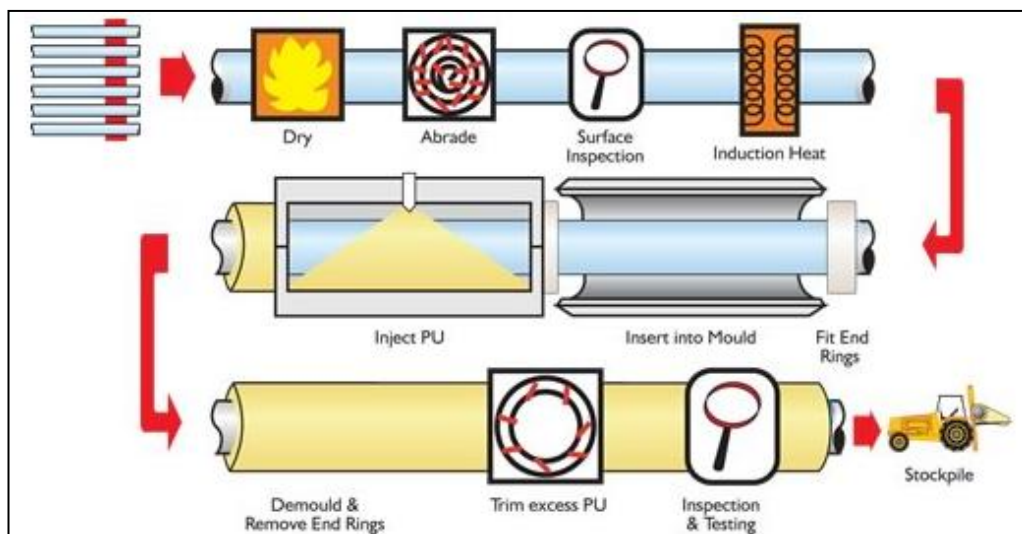
Tabla 3.2. Propiedades de las tuberías aisladas con poliuretano.

PROPIEDAD	Aguas someras	Aguas Profundas
Diámetro mínimo de tubería	100 mm (4")	100 mm (4")
Diámetro máximo de tubería	600 mm (24")	600 mm (24")
Temperatura mínima de operación	-55°C (-67°F)	-55°C (-67°F)
Temperatura máxima de operación	115°C (240°F)	115°C (240°F)
Longitud mínima de tubería	1 m (3')	1 m (3')
Longitud máxima de tubería	13 m (43')	13 m (43')
OHTC (U)	>1,8 W/m ² .K (0,317 BTU/hr.ft ² .F)	>2.0 W/m ² .K (0,352 BTU/hr.ft ² .F)
Profundidad de agua máxima	300 m (1000')	2800 m (9200')
Valor de K (Coeficiente de transferencia de calor)	0,1 W/m.K (0,058 BTU/ft.hr.F)	0,155 – 0,17 W/m.K (0,087 – 0,099 BTU/ft.hr.F)

Fuente: FLOW ASSURANCE COATINGS [En línea]. Disponible en Internet: http://www.brederoshaw.com/solutions/flow_assurance.htm

El proceso de aplicación del producto se esquematiza en la siguiente imagen:

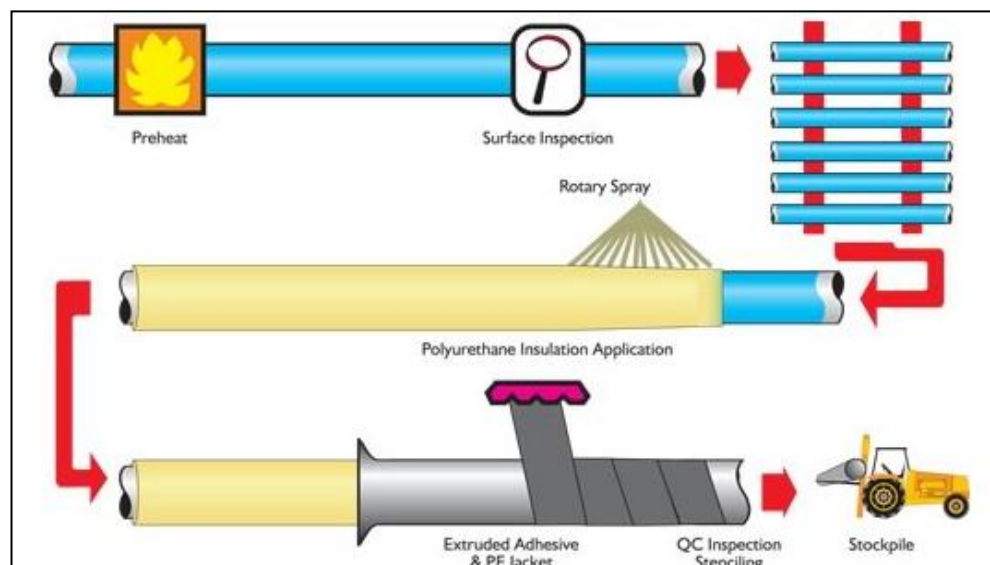
Figura 3.8. Proceso de elaboración de las tuberías aisladas con poliuretano



Fuente: FLOW ASSURANCE COATINGS [En línea]. Disponible en Internet: http://www.brederoshaw.com/solutions/flow_assurance.htm

En la imagen anterior pueden verse claramente los pasos por los que está conformado el proceso típico de aplicación de este producto, una primera etapa conformada por los procesos de secado, desgastado, inspección e inducción de calor. Posteriormente sigue la postura de los moldes y la inyección del poliuretano, y se finaliza con los procesos de desmonte de los moldes, el raspado del exceso de poliuretano y la inspección final antes del transporte de las tuberías. La capa de poliuretano puede también ser aplicada como se muestra en el proceso que se expondrá a continuación, la aplicación con spray beneficia la delicadeza del proceso y la posibilidad de construir espesores de capa específicos con gran exactitud, este procedimiento incrementa la certeza en el cumplimiento de las necesidades del cliente o la compañía operadora del campo y específicamente las de los ingenieros de aseguramiento de flujo de dicha compañía.

Figura 3.9. Proceso de aplicación del poliuretano a la tubería.



Fuente: FLOW ASSURANCE COATINGS [En línea]. Disponible en Internet: <http://www.brederoshaw.com/solutions/flow_assurance.htm>

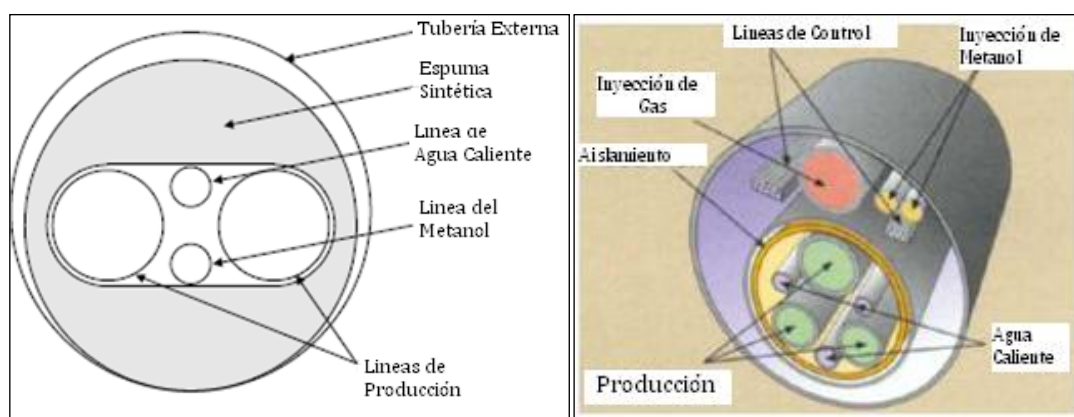
AMERON Fiberglass-Composite Pipe Group, hace parte de la corporación internacional Ameron, localizada en Pasadena, California USA. Fiberglass Group está localizado en Houston, Texas USA, y opera en: USA, Brasil, Singapur, Malasia, Holanda, Moscú y China.

WEATHERFORD, es una de las más grandes compañías de servicios y en ella trabajan más de 50000 personas a nivel mundial. Esta compañía trabaja en las áreas de perforación, evaluación, completamiento, producción e intervención.

La configuración de las líneas de flujo en “paquete” (bundle flowlines) puede ser “paquetes pasivos” (passive bundles), “paquetes” con calentamiento activo (actively heated bundles) o torres de riser híbridas (hibryd riser towers). Los “paquetes pasivos” (passive bundles) presentan coeficientes globales de transferencia de calor más bajos que el aislamiento sencillo de líneas de flujo; puede manejar grandes cantidades de masa y permite largos tiempos de cooldown. Los “paquetes” con calentamiento activo (actively heated bundles) incluyen la circulación de agua caliente o cables de calentamiento eléctrico; no se requiere metanol o glicol excepto para proteger las cabezas de pozo y los manifolds; son costosos por su diseño y construcción y por su difícil operación. Las torres de riser híbridas (hybrid riser towers) son esencialmente un riser en “paquete” (bundled riser).

Las líneas de flujo en “paquete” (bundled flowlines) pueden contener las líneas de flujo, líneas de prueba, líneas para metanol y umbilicales, además que son usadas comúnmente para la prevención de hidratos. Este tipo de configuraciones requiere de un modelamiento para simular la transferencia de calor.

Figura 3.10. Ejemplos de tubería bundle (“paquete”) que integran funciones de aislamiento con inyección de metanol y agua caliente (calentamiento activo por inyección de fluido).

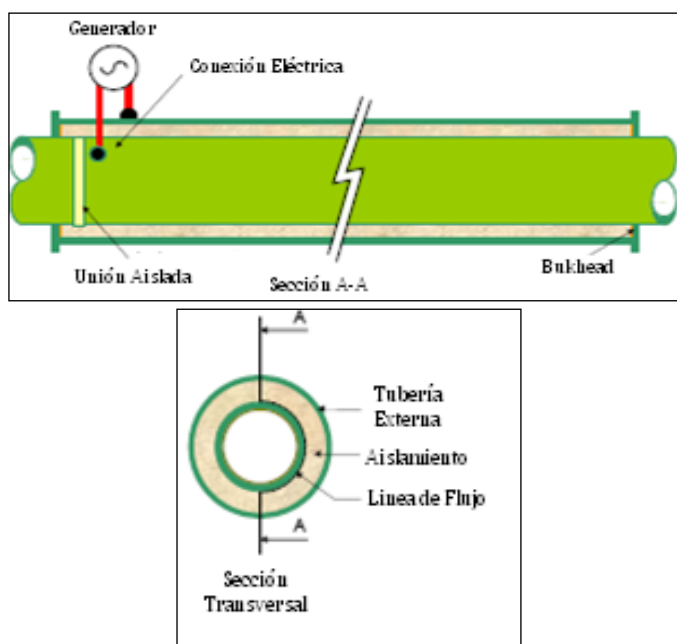


Fuente: FLOW ASSURANCE AND OPERABILITY (2-3, Marzo, 2009: Piedecuesta, Colombia). Memorias [Diapositivas]. Piedecuesta: Ecopetrol – ICP, 2009.

La otra opción de manejo térmico además del aislamiento es la adición de calor al sistema, que puede ser con línea de flujo calentada eléctricamente (electrical flowline heating - EFH) o circulación de agua. El calentamiento activo se hace necesario en sistemas de largas distancias donde no es posible mantener las temperaturas de los fluidos por encima de las condiciones de aparición de hidratos y/o parafinas durante los escenarios de operación normal. También se requiere en los cierres y cuando hay que remediar bloqueos de hidratos o depósitos de parafina.

Uno de los tipos de calentamiento activo es el electrical flowline heating (EFH). Este sistema consiste en adicionar calor al fluido por medio de energía eléctrica, y debe ser combinado con un buen aislamiento. Los requisitos en cuanto a alimentación eléctrica del sistema pueden ser bastante significativos.

Figura 3.11. Manejo térmico por calentamiento activo con energía eléctrica (EFH).



Fuente: FLOW ASSURANCE AND OPERABILITY (2-3, Marzo, 2009: Piedecuesta, Colombia). Memorias [Diapositivas]. Piedecuesta: Ecopetrol – ICP, 2009.

El otro tipo de calentamiento activo es la circulación de un fluido caliente. Consiste en circular aceite “muerto” o agua para calentar las líneas de flujo antes del inicio del flujo o para derretir los depósitos de parafina. Existe menos riesgo que en el pigging. Para

la circulación de aceite se requieren dos líneas de flujo, en cambio para la circulación de agua es posible usar solo una línea de flujo.

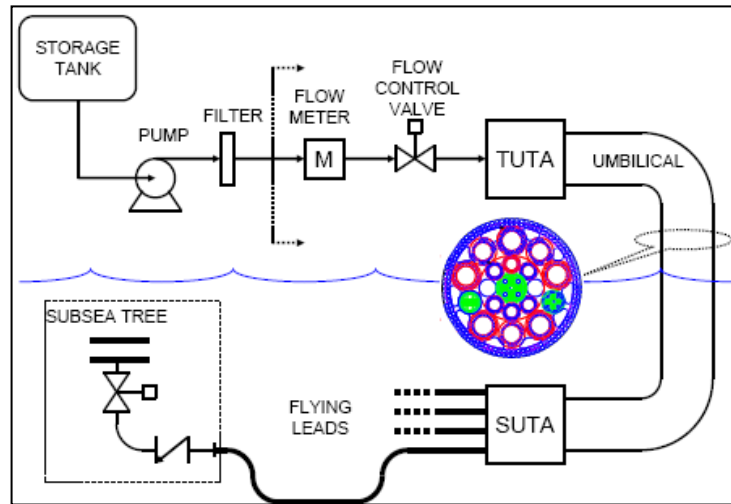
3.2. MANEJO QUÍMICO^{10,20}

Los químicos son necesarios para controlar la posible presencia de sólidos y todos los procesos químicos que se desarrollan en la etapa de producción.

La inyección de químicos puede incluir:

- Inhibidores de hidratos como el metanol, algunos glicoles y los inhibidores de hidratos de baja dosificación (LDHI) como los inhibidores cinéticos y los antiaglomerantes.
- Químicos para control de parafina como los inhibidores de la depositación que incluyen los modificadores de los cristales de parafina, los dispersantes y los surfactantes; los reductores del pour point, y los químicos para mejorar el flujo.
- Inhibidores de escamas e incrustaciones los cuales en su mayoría son compuestos de fosfato: polifosfatos inorgánicos, ésteres de fosfato orgánico, fosfonatos orgánicos, aminofosfatos orgánicos y polímeros orgánicos.
- Inhibidores de asfaltenos como los dispersantes que se clasifican según el surfactante que contengan, como son los aniónicos, noiónicos y poliméricos. Entre estos se pueden mencionar: ácidos sulfónicos de alquilbenceno, alquifenoles etoxilados, ésteres alifáticos de ácido fosfórico, copolímeros de óxido de etileno y propileno, resinas alquifenolformaldehído, copolímeros vinílicos hidrofílicos-lipofílicos, alquilsuccinatos y derivados de ácido cresílico.
- Inhibidores de la corrosión, rompedores de emulsiones, diluyentes, solventes, entre otros.

Figura 3.12. Ejemplo de diseño para la inyección química.



Fuente: FLOW ASSURANCE AND OPERABILITY (2-3, Marzo, 2009: Piedecuesta, Colombia). Memorias [Diapositivas]. Piedecuesta: Ecopetrol – ICP, 2009.

3.2.1. Filosofía de Diseño de la Inyección Química²⁰

- Análisis de los fluidos del yacimiento.
- Pruebas para los químicos: pruebas de rendimiento, compatibilidad, prueba capilar, durabilidad, pruebas de viscosidad, entre otras.
- Diseño del sistema umbilical y de inyección.
- Monitoreo de las operaciones.

3.2.2. Entrega de los Químicos²⁰

Existen dos opciones de llevar o transportar los químicos. Se puede hacer a través de umbilicales para cada pozo o campo. La otra opción es hacer la distribución química submarina; con esta opción hay un ahorro en umbilical ya que la sección transversal es más pequeña, además se requerirán válvulas para el control del flujo submarino.

Para cada diseño, las dos consideraciones más importantes de diseño son: almacenar y bombear desde los topsides, y la mezcla de químicos. La primera consideración requiere de tasas de inyección y presiones mínimas. Con la segunda hay un ahorro en

el numero de umbilicales requeridos, así como de unidades de bombeo; la mezcla puede ocasionar una perdida en el rendimiento de las sustancias químicas.

3.2.3. Compatibilidad Química²⁰

Los estudios de compatibilidad química se deben realizar antes de seleccionar el tratamiento de los productos químicos. Además se necesita comprobar también la compatibilidad de las sustancias químicas con los materiales de construcción y diseño. Las pruebas y los estudios deben ser cuidadosos, ya que la incompatibilidad química puede generar bloqueos en los umbilicales y reducción en el rendimiento de los químicos.

3.2.4. ¿Dónde inyectar en el sistema de producción?²⁰

- En el fondo del pozo, ya sea hasta el empaque o por encima del SCSSV (surface controlled subsurface safety valve).
- En el árbol de navidad, por encima o por debajo del estrangulador.
- En el manifold.
- En los topsides.

Las cantidades de químico se basan en las evaluaciones y pruebas de laboratorio o en el modelamiento. Las tasas de inyección dependen de las dosis de químico, las tasas de producción y la dilución. La inyección puede ser continua o discontinua, dependiendo del tipo de químico, la cantidad, el lugar donde se hará la inyección y la finalidad.

3.2.5. Monitoreo²⁰

El monitoreo permite llevar un control para evitar los problemas relacionados con los bloqueos, como la producción de agua inesperada, las fallas en los filtros y las válvulas de retención, las bajas tasas en la producción, etc.

Las soluciones para el bloqueo de los umbilicales son: aplicar presión para romper los depósitos que a menudo se forman, despresurizar, utilizar coiled tubing, usar smart pigs o combinar químicos para disolver el depósito.

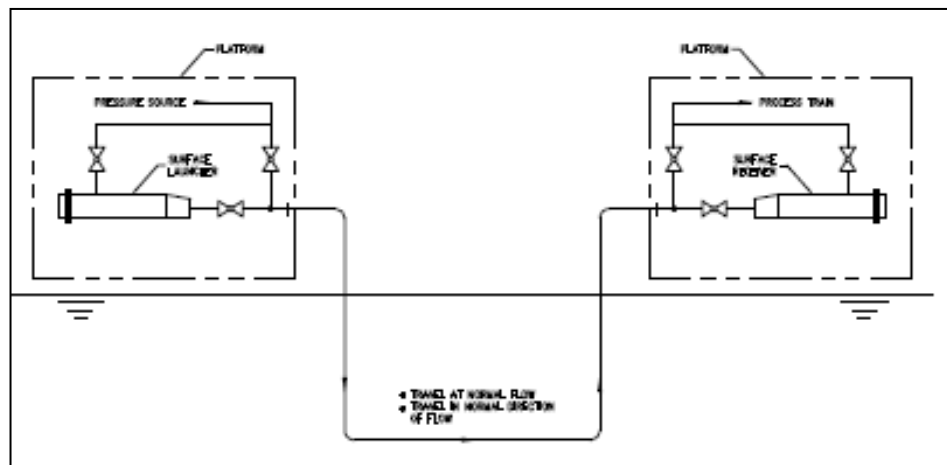
3.3. MANEJO MECÁNICO²⁰

Los objetivos operacionales del marraneo (pigging) son por lo regular:

- Prevenir la excesiva acumulación de sólidos como parafinas, incrustaciones, hidratos, asfaltenos, arena, etc. por el raspado del interior de la tubería.
- Desplazar la acumulación de agua o de hidrocarburos líquidos.
- Permitir la aplicación de inhibidores.

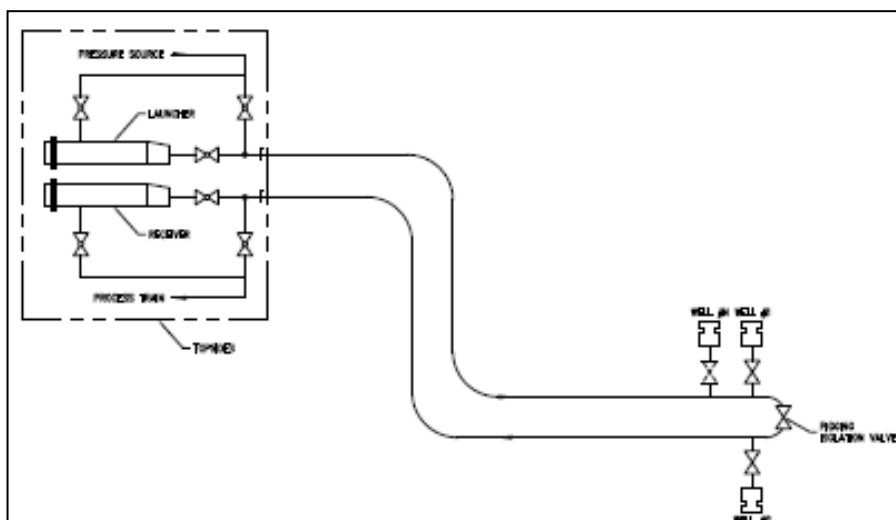
3.3.1. Configuraciones del Sistema de Marraneo²⁰

Figura 3.13. Configuración de pigging: Superficie a superficie.



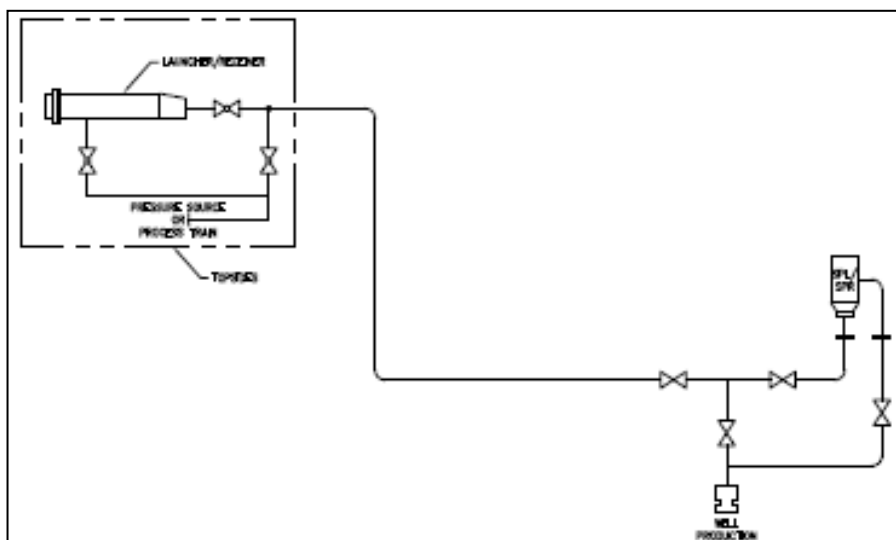
Fuente: FLOW ASSURANCE AND OPERABILITY (2-3, Marzo, 2009: Piedecuesta, Colombia). Memorias [Diapositivas]. Piedecuesta: Ecopetrol – ICP, 2009.

Figura 3.14. Configuración de pigging: Pigging loop.



Fuente: FLOW ASSURANCE AND OPERABILITY (2-3, Marzo, 2009: Piedecuesta, Colombia). Memorias [Diapositivas]. Piedecuesta: Ecopetrol – ICP, 2009.

Figura 3.15. Configuración de pigging: Lanzamiento del marrano en una sola vía.



Fuente: FLOW ASSURANCE AND OPERABILITY (2-3, Marzo, 2009: Piedecuesta, Colombia). Memorias [Diapositivas]. Piedecuesta: Ecopetrol – ICP, 2009.

Hay cuatro tipos principales de marranos que se pueden usar para propósitos de aseguramiento de flujo: el tipo esfera, el de espuma, el solid-cast y el mandril. La selección del marrano depende del tipo de depósito, la cantidad de depósito y la trayectoria para el pigging. Los requerimientos de operación del sistema comprenden

el monitoreo y valoración, control de velocidad, recorrido, manejo de sólidos, instrucciones al operador, y rastreo y localización.

La principal preocupación operacional es que un marrano se quede pegado. Hay que comprobar que el marrano ha dejado el lanzador y que todas las válvulas de la ruta para el pigging se encuentren abiertas; se examina la carta de presión del marrano para estimar en que zona podría pararse el marrano. Si el retorno del flujo es evidente, esto indica que los sellos del marrano están dañados; se incrementa la tasa de flujo en el intento de recuperar el marrano; si esto falla, se considera el lanzamiento de un marrano de espuma o de gel para efectuar un sello detrás del marrano atascado. Si el retorno del flujo no es evidente, entonces esto significa que los sellos del marrano están intactos; se aumenta o varía rápidamente la presión para superar la fuerza de retención; si esto tiene éxito, entonces la presión se puede revertir proporcionando al marrano la capacidad de sellada en dos direcciones.

3.4. REFUERZO DEL FLUJO^{10,20,34}

La función de refuerzo del flujo ayuda a manejar las presiones en el sistema de producción utilizando dos enfoques complementarios. Primero, si es necesario se emplean métodos de levantamiento artificial de fondo de pozo, especialmente cuando la baja presión de empuje del yacimiento no puede sostener tasas de producción aceptables o se combinan relaciones gas/petróleo (RGP) bajas con petróleo altamente viscoso. En segundo lugar, se utilizan bombas de refuerzo de lecho marino para impulsar los fluidos producidos a lo largo de toda la extensión de la línea de flujo y a través del tubo ascendente de producción.

Los sistemas de levantamiento artificial se instalan para hacer aumentar la energía en el fondo del pozo o para reducir la densidad efectiva del fluido en un pozo, reduciendo así la carga hidrostática sobre la formación productora. Los métodos de levantamiento artificial mejoran la recuperación mediante la reducción de la presión de fondo de pozo a la cual se debe abandonar un pozo. El levantamiento artificial por gas y las bombas ESPs constituyen las dos formas más comunes de levantamiento artificial en los pozos submarinos. Se enfatizará en el presente documento en el levantamiento artificial por gas, ya que, como se verá más adelante, se reconoce como una solución de

ingeniería aplicada ampliamente y con la cual se han obtenido resultados favorables dentro de la búsqueda del aseguramiento del flujo en diversos escenarios costa afuera.

En el lecho marino, las bombas multifásicas proveen capacidades de refuerzo de flujo adicionales que ayudan a extender la vida productiva de los campos petroleros. Cuando la contrapresión de un empalme y un tubo ascendente impiden que un pozo fluya naturalmente, una bomba de refuerzo instalada cerca del cabezal de producción puede ayudar a reducir la presión en boca de pozo. El efecto generado sobre el pozo es una reducción de la contrapresión, lo que permite un mayor flujo desde el pozo.

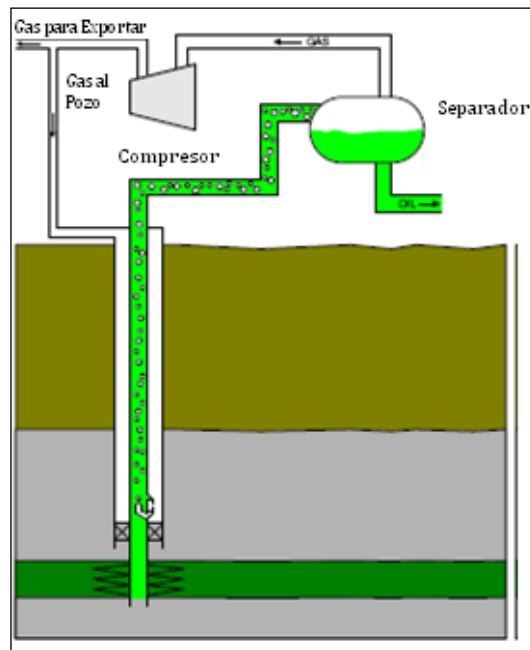
3.4.1. Gas Lift o Bombeo Neumático

El gas se inyecta hasta el fondo del pozo a través del tubing de producción a una presión relativamente alta (250 psi como mínima). Los efectos que genera el gas inyectado son un incremento en la relación gas-aceite (GOR), una reducción en la densidad de mezcla y una disminución en la presión hidrostática de la columna de fluido. La reducción de la presión de fondo de pozo le permite a los fluidos ingresar al pozo a altas tasas de flujo. El gas normalmente fluye por el ánulo entre el tubing y el casing y entra al tubing de producción a través de una válvula gas-lift. La profundidad de la válvula gas-lift, las condiciones de presión y las tasas de inyección de gas, se determinan por condiciones específicas de pozo.

La mejor aplicación para el Gas Lift es cuando el fluido de yacimiento tiene relativamente un alto contenido de gas, la productividad del yacimiento es buena, la presión del yacimiento se mantiene, hay producción de arena y para sistemas offshore/submarino, por ejemplo cuando los costos de workover son altos.

Para el sistema Gas Lift el gas también puede ser inyectado a través de la base del riser o de la línea de lodo. La primera aplicación se usa para campos offshore en aguas profundas y es a la que se hace referencia en los capítulos posteriores y en el mapa de toma de decisión planteado en el capítulo 6. En lugar de hacerse la inyección del gas en el fondo del pozo, el gas se inyecta en la base del riser; esto permite un crecimiento en la producción y un control de los baches en el flujo.

Figura 3.16. Levantamiento artificial – Gas Lift



Fuente: FLOW ASSURANCE AND OPERABILITY (2-3, Marzo, 2009: Piedecuesta, Colombia). Memorias [Diapositivas]. Piedecuesta: Ecopetrol – ICP, 2009.

El sistema Gas Lift o bombeo neumático puede ser continuo o intermitente.

Bombeo Neumático Continuo

El sistema de bombeo neumático continuo es factible de aplicarse en pozos de alto índice de productividad (>0.5 bbl/día/psi) y presión de fondo relativamente alta (columna hidrostática 50% de la profundidad del pozo) así como utilizando diversos diámetros de tubería de producción.

Bombeo Neumático Intermitente

En el bombeo neumático intermitente pueden utilizarse puntos múltiples de inyección del gas a través de más de una válvula sub-superficial.

Este sistema se recomienda para pozos con las siguientes características: a) Alto índice de productividad (>0.5 bbl/día/psi) y bajas presiones de fondo (columna

hidrostática $\leq 30\%$ profundidad del pozo). b) Bajo índice de productividad (<0.5 bbl/día/psi) con bajas presiones de fondo.

3.4.2. Bombeo de Fondo de Pozo

Este sistema de levantamiento es más comúnmente aplicado para yacimientos con bajos contenidos de gas, presión de yacimiento en caída, baja producción de arena y para workover de bajo costo que generalmente se presenta en onshore (intervenciones frecuentes al pozo).

3.4.3. Bombas Electrosumergibles (ESPs)

Este Método de Levantamiento Artificial es aplicable cuando se desea producir grandes volúmenes de fluido, en pozos medianamente profundos y con grandes potenciales.

Es posible la aplicación de bombeo electrosumergible en pozos que se encuentren bajo las siguientes condiciones: altas tasas de producción, alto índice de productividad, baja presión de fondo, alta relación agua–petróleo, y baja relación gas–líquido (RGL). En caso de alta RGL, se puede emplear este método utilizando un separador de gas.

3.4.4. Bombas Hidráulicas

Los fluidos de potencia más utilizados son agua y crudos livianos que pueden provenir del mismo pozo. La bomba de fondo de pozo es comúnmente una alternativa pero pueden existir otros tipos de bombas como la Rod Sucker Pump y la Progressive Cavity Pump (PCP) o cavidades progresivas, que se usan normalmente en campos onshore.

3.4.5. Bombas Hidráulicas Tipo Jet

Los principales componentes de la bomba Jet son la boquilla, la garganta y el difusor. El fluido motor entra a la bomba por la parte superior de la misma, inmediatamente el fluido pasa a través de la boquilla, de este modo toda la presión del fluido se convierte en energía cinética. El fluido de potencia arrastra al fluido de producción proveniente del pozo.

3.4.6. Bombas Multifásicas

Los beneficios del bombeo multifásico son el incremento de las tasas de producción de los pozos, acelerando la producción y extendiendo la vida del campo, además, presenta potencial para incrementar el recobro en el yacimiento, reducir los costos de proyectos desarrollados en aguas profundas y minimizar las facilidades de superficie necesarias para los desarrollos del campo.

Los tipos de bombas multifásicas son: la twin screw (doble hélice), la hélico-axial, la que tiene separador a la entrada, bomba y compresor, y los compresores de gas húmedo.

Los criterios tenidos en cuenta para el diseño de las bombas multifásicas son las tasas de flujo, las presiones y los fluidos, de los que se debe conocer su relación gas-aceite (GOR) y la fracción de volumen de gas a la temperatura y presiones actuales (GVF).

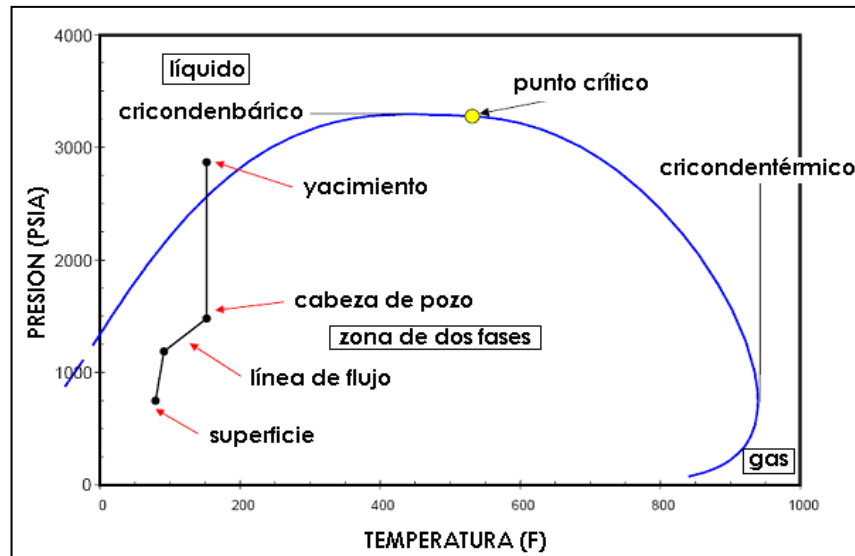
Las bombas multifásicas alcanzan presiones diferenciales de hasta 1500 psi, lo cual las convierte en elementos muy importantes para soportar y garantizar el largo viaje que deben cumplir los fluidos desde cabeza de pozo en lecho marino hasta la unidad de producción ubicada en superficie.

3.5. FLUJO MULTIFÁSICO^{9,12,18,19,20,38}

Los cambios de presión y temperatura que sufren los fluidos en el camino hacia la superficie, así como las características intrínsecas del yacimiento y los sistemas naturales de producción que puedan verse involucrados generan que dentro de las

tuberías de producción, los jumpers, las líneas de flujo y los risers se de flujo multifásico (flujo de más de una fase al tiempo).

3.17. Viaje de los fluidos desde yacimiento a superficie, generación del flujo multifásico.



Fuente: FLOW ASSURANCE AND OPERABILITY (2-3, Marzo, 2009: Piedecuesta, Colombia). Memorias [Diapositivas]. Piedecuesta: Ecopetrol – ICP, 2009.

3.5.1. Patrones de Flujo

Hacen referencia básicamente a la distribución del gas y el aceite dentro de la tubería mientras ocurre el flujo multifásico. Dependen específicamente de las velocidades del gas y el líquido, de los ángulos de inclinación de la tubería y de las propiedades físicas de los fluidos.

En tuberías horizontales

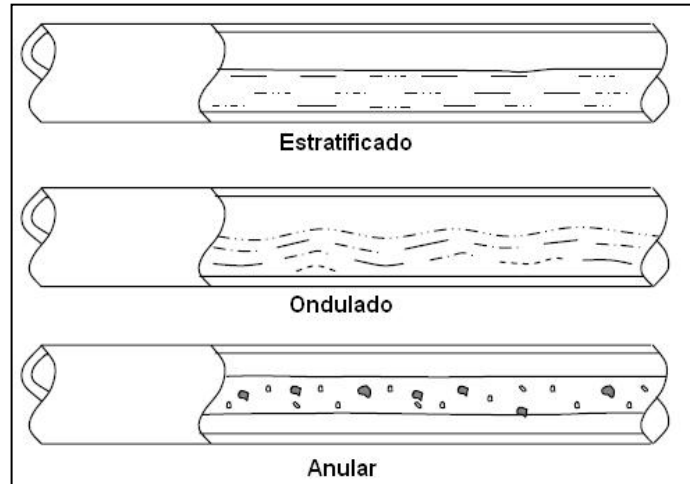
- ✓ Segregado
- ✓ Intermitente
- ✓ Distribuido

En tuberías verticales e inclinadas

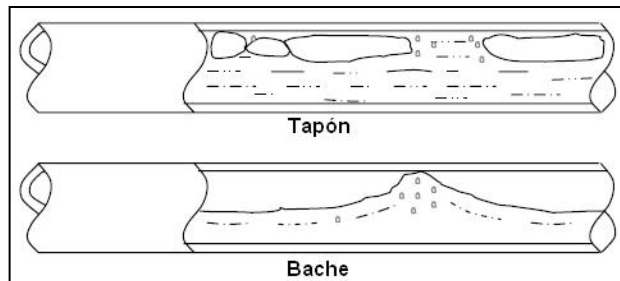
- Burbuja
- Tapón

- Transición
- Anular

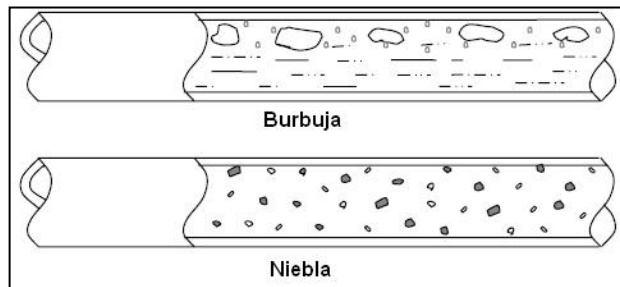
3.18. Patrones de flujo segregado



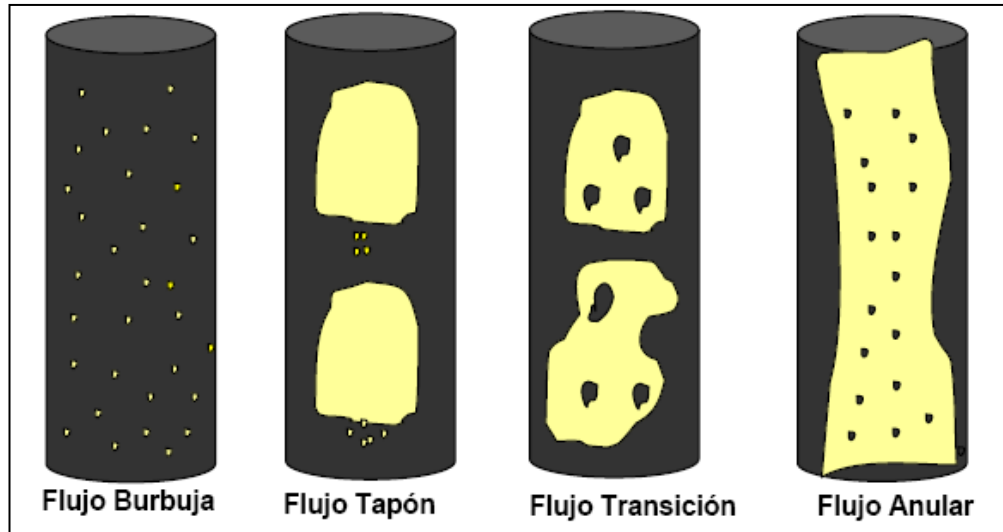
3.19. Patrones de flujo intermitente



3.20. Patrones de flujo distribuido



3.21. Patrones de flujo en tuberías verticales



3.5.2. Mapas de patrones de flujo

Los mapas de patrones de flujo han sido construidos por diferentes autores para predecir el patrón que se está presentando en un determinado flujo tomando en cuenta, en la mayoría de los casos, las velocidades superficiales de las fases.

Básicamente las velocidades superficiales y la velocidad de mezcla pueden ser determinadas como se muestra a continuación.

$$V_{SL} = \frac{Q_L}{A} = \frac{Q_L}{\left(\frac{\pi D^2}{4}\right)}$$

$$V_{SG} = \frac{Q_G}{A} = \frac{Q_G}{\left(\frac{\pi D^2}{4}\right)}$$

$$V_M = V_{SL} + V_{SG}$$

En donde:

A = Área de la sección transversal de la tubería.

D = Diámetro.

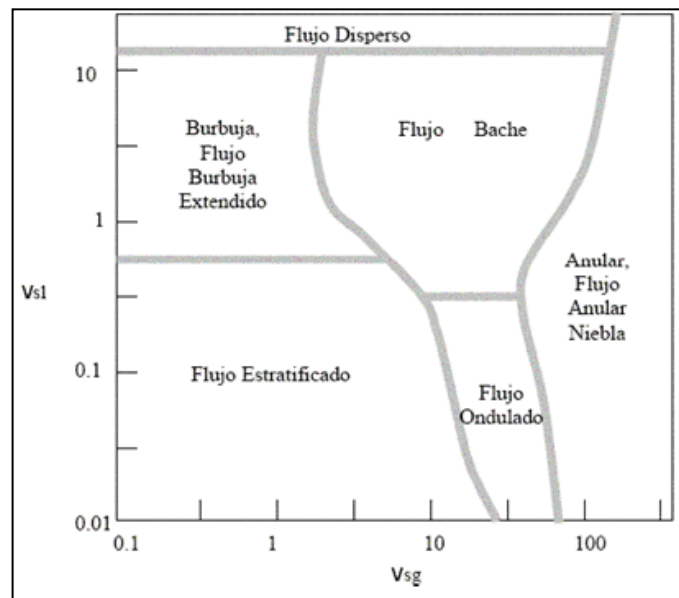
QL = Flujo de líquido por la tubería.

QG = Flujo de gas por la tubería

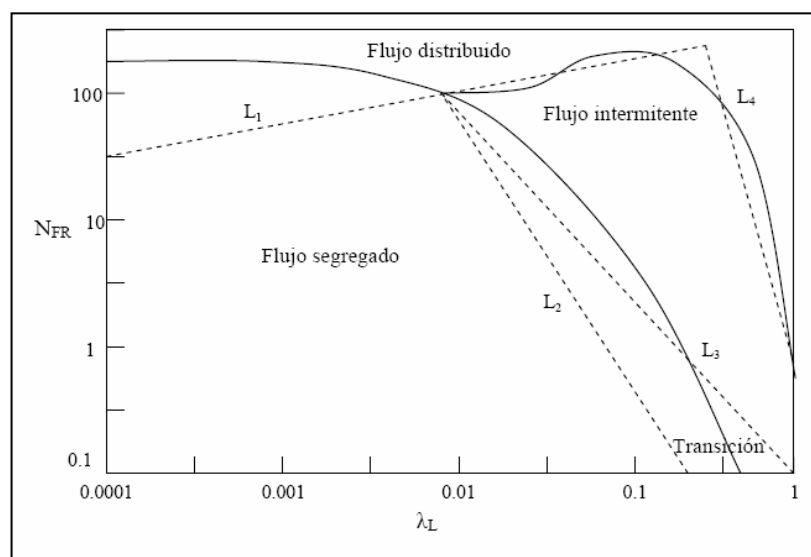
Algunos ejemplos de mapas de patrones de flujo se muestran a continuación:

Para flujo horizontal

3.22. Mapa de regímenes de flujo de Mandhane (1974)

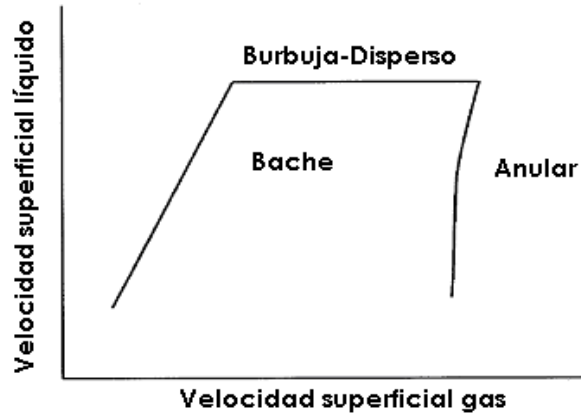


3.23. Mapa del patrón de flujo Beggs y Brill



Para flujo vertical

3.24. Forma tipo de un mapa de patrones de flujo para flujo vertical.

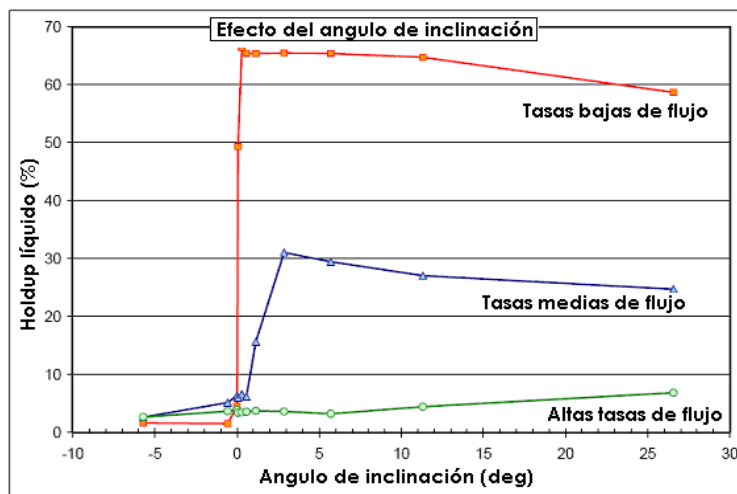


Fuente: FLOW ASSURANCE AND OPERABILITY (2-3, Marzo, 2009: Piedecuesta, Colombia). Memorias [Diapositivas]. Piedecuesta: Ecopetrol – ICP, 2009.

3.5.3. Holdup

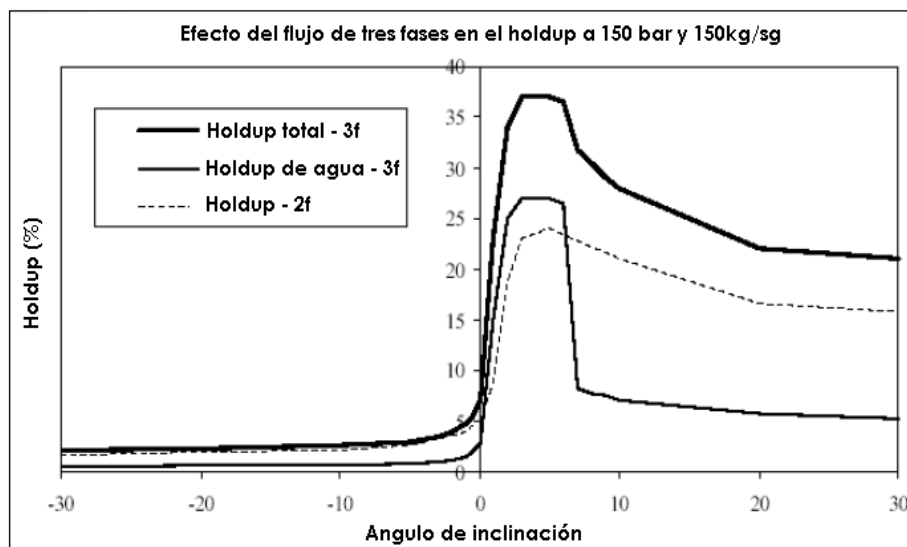
Hace referencia a la relación de volumen ocupado por el fluido en un segmento de tubería y el volumen total del segmento de la misma: acumulación ya sea de líquido o gas en la tubería. ($1 - H_L = H_G$).

3.25. Efecto de la inclinación de la tubería en el holdup.



Fuente: FLOW ASSURANCE AND OPERABILITY (2-3, Marzo, 2009: Piedecuesta, Colombia). Memorias [Diapositivas]. Piedecuesta: Ecopetrol – ICP, 2009.

3.26. Efecto del ángulo de inclinación de las tuberías y el número de fases en el holdup.



Fuente: FLOW ASSURANCE AND OPERABILITY (2-3, Marzo, 2009: Piedecuesta, Colombia). Memorias [Diapositivas]. Piedecuesta: Ecopetrol – ICP, 2009.

Holdup líquido sin deslizamiento: λ_L y λ_G .

Se define en términos de las tasas volumétricas bajo determinadas condiciones de presión y temperatura de flujo. Se considera que no hay deslizamiento entre las fases, cuando las fases tienen la misma velocidad real.

Velocidades Reales:

La velocidad real de la fase líquida es aquella que considera el deslizamiento entre las fases. Análogamente, la velocidad real del gas es aquella que tiene en cuenta el deslizamiento entre las fases.

Velocidad de Deslizamiento:

Se define como la diferencia entre la velocidad real del gas y la velocidad real del líquido. El flujo tipo burbuja y el patrón de flujo tipo anular presentan algo de deslizamiento.

3.5.4. Predicción del comportamiento de la presión

Inicialmente, para predecir la caída de presión durante el flujo de fluidos, debido a la compleja naturaleza del flujo multifásico se utilizaban solamente las correlaciones empíricas. Estas correlaciones son expresiones desarrolladas por diversos autores, las cuales permiten calcular la caída de presión para un flujo con unas características determinadas, según los experimentos desarrollados por el autor.

Las correlaciones son completamente empíricas y no toman en cuenta el fenómeno físico como tal, por tal razón no tienen una gran exactitud y los procedimientos de cálculo encierran también una serie de complicaciones.

Algunas de las correlaciones empíricas más importantes son:

- Hagedorn y Brown (1964)
- Duns y Ros (1963)
- Orkiszweski (1967)
- Beggs y Brill (1973)
- Mukerjee y Brill (1985)
- Aziz et al (1972)
- Dukler-Eaton-Flanigan (DEF)
- Dukler-Flanigan (DF)
- Dukler (D)
- Eaton (E)
- Eaton-Flanigan (EF)

En los últimos tiempos, la tendencia para determinar las caídas de presión se caracteriza por presentar un enfoque de modelo. El postulado fundamental de estos modelos es la existencia de los patrones o configuraciones de flujo. Estos modelos a los que se hace referencia se denominan modelos mecanísticos.

Dentro de los modelos mecanísticos se presentan modelos separados para cada patrón con el fin de predecir las características de flujo (pérdidas de presión y el holdup).

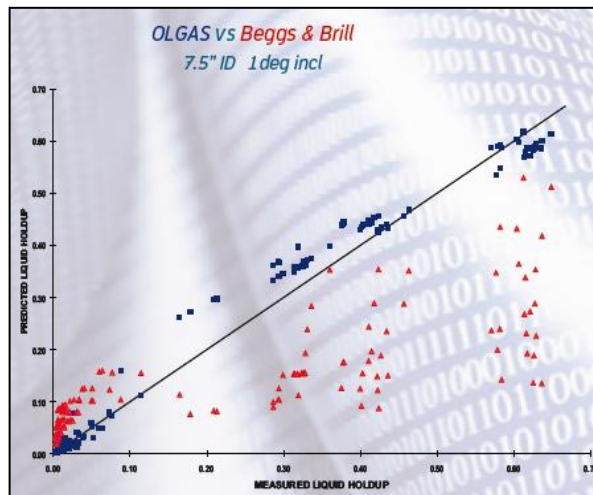
Los modelos mecanísticos tienen la ventaja de ser probados y evaluados con datos experimentales y datos reales de campo, de haber sido comparados y evaluados con las correlaciones empíricas demostrando su comportamiento superior, y de, además de calcular la caída de presión y el holdup, predecir el patrón de flujo existente.

Dentro de los modelos mecanísticos más importantes están:

- Hasan y Kabir (1988)
- Xiao et al. (1990)
- Ansari et al. (1994)

Las correlaciones y los modelos mecanísticos están disponibles en las diferentes herramientas de simulación (PIPESIM, PIPEPHASE, OLGA) que permiten realizar los cálculos de pérdidas de presión y de holdup. La comparación entre el comportamiento de las correlaciones empíricas y las ecuaciones comparadas y evaluadas con datos experimentales como las OLGA, que están siendo mejoradas y evaluadas constantemente, puede apreciarse en la siguiente imagen:

3.27. Comportamiento de las ecuaciones OLGA en comparación con el de la ecuación de Beggs y Brill.



4. ESTUDIO DE CASOS REALES DE APLICACIÓN DE ESTRATEGIAS DE ASEGURAMIENTO DE FLUJO

En el presente capítulo se expondrá la organización y selección efectuada a la información encontrada en diferentes documentos que presentan aplicaciones reales de estrategias de aseguramiento de flujo en una serie de campos costa afuera. Los campos seleccionados para trabajar se ubican en diversas locaciones alrededor del mundo y presentan capas de agua de disímiles profundidades.

Lo interesante de realizar este estudio es determinar cuáles características de análisis, de diseño, características técnicas u operacionales son similares en los diferentes casos y determinar cuáles propiedades del campo como tal, llevaron a los ingenieros a tomar las decisiones sobre un determinado planteamiento. Lo anterior con el fin de iniciar un proceso de aprendizaje sobre las decisiones que se deberán tomar en el diseño de una determinada estrategia de aseguramiento de flujo, basados en las experiencias ya vividas por los operadores de campos costa afuera y las lecciones aprendidas de dichas experiencias.

A continuación se exhibirá información de algunas de las aplicaciones estudiadas (limitados por el espacio en el documento), pero en los cuadros resumen-organizativos del final del capítulo se podrán observar la totalidad de los casos estudiados. La construcción de estos cuadros fue de vital importancia para la elaboración del mapa de toma de decisiones que se mostrará en el siguiente capítulo de este libro.

La información encontrada en las diferentes aplicaciones fue organizada en las siguientes categorías inicialmente:

- Yacimiento, infraestructura local, distribución general, dimensionamiento y capacidad del campo y del sistema de producción.
- Fluidos (propiedades y análisis)
- Pruebas de laboratorio, análisis y predicción de parafinas, asfaltenos, hidratos e incrustaciones.
- Técnicas aplicadas (Para cada condición de operación)

En los cuadros resumen-organizativos la información fue organizada nuevamente en categorías y sub-categorías que permitieran cumplir con los objetivos de análisis de dichos cuadros.

4.1. YACIMIENTO, INFRAESTRUCTURA LOCAL, DISTRIBUCIÓN GENERAL, DIMENSIONAMIENTO Y CAPACIDAD DEL CAMPO Y DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN.

Campos Bijupira y Salema^{12,13}

El campo Bijupira y Salema se localiza en la cuenca Campos en la costa de Brasil. Los dos campos son desarrollados como conexiones submarinas a un FPSO a distancias que se mueven entre 2 y 3 km. El sistema comprende manifolds, líneas de flujo y risers con capacidad para un circuito de marraneo.

Los campos Salema y Bijupira están localizados en la cuenca Campos en la costa de Brasil aproximadamente a 250 km al este de Rio de Janeiro. Estos campos están produciendo por el FPSO llamado fluminense, el cual tiene una capacidad de procesamiento de 70000 STB/día de aceite, 75 MMSCFD de gas y 92000 BPD de inyección de agua. El FPSO tiene una capacidad de almacenamiento de 1,2 millones de barriles.

Tabla 4.1. Generalidades de los campos Bijupira y Salema.

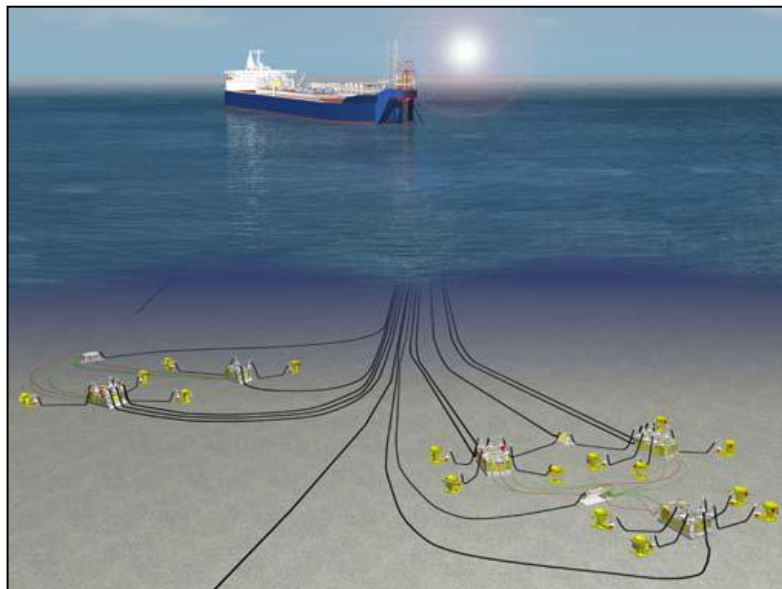
PARAMETRO	BIJUPIRA	SALEMA
Profundidad de agua	771 m	623 m
Presión de yacimiento	265 bar (3850 psi)	248 bar (3600 psi)
Profundidad de la zona	2950 m (9678 ft)	2800 m (9186 ft)
Temperatura del yacimiento	87°C @ 2940 m TVDSS	92°C 2788 m TVDSS
SITP	82 bar (1190 psi)	103 bar (1493 psi)
Base del riser	700 m	
Temp. de lecho marino	5°C	

Combinando estos campos se tienen unas reservas estimadas recuperables de cerca de 170 millones de barriles de aceite y gas asociado. Ambos campos contienen

yacimientos subsaturados sin movimiento de agua natural. Estos yacimientos se consideran de baja energía. Por lo tanto, el desarrollo incluye la combinación de inyección de agua y levantamiento por gas para producir los pozos a las tasas de producción deseadas.

La figura 5.1 muestra la distribución total del sistema submarino del campo. El campo Bijupira se empezó a desarrollar con seis pozos productores y cuatro inyectores de agua. El campo Salema consiste de dos productores y dos inyectores de agua. El FPSO está posicionado aproximadamente en el medio del campo con un rango de distancias entre los centros de perforación submarinos desde los 2 a los 3 km.

Figura 4.1. Desarrollo de los campos Bijupira y Salema.



Fuente: DAVALATH, Janardhan, *et al.* Bijupira Salema: Flow Assurance Analysis to Support Operating Strategy. *En:* Offshore Technology Conference (3-6, Mayo, Houston, Texas, U.S.A). Artículo. 2004. OTC 16692.

El promedio de las tasas de flujo de líquido en los pozos se mueve entre 6000 y 9000 BPD. La tasa pico de líquido en algunos pozos está por encima de los 15000 BPD. El flujo proveniente de los pozos del Bijupira se mezclará a través de dos manifolds de producción submarinos. Cada manifold tiene una capacidad de hasta receptores de pozos y está unido al FPSO usando líneas de flujo y risers aislados dobles de 8" de diámetro interno. De la misma manera, el campo Salema tiene un manifold de

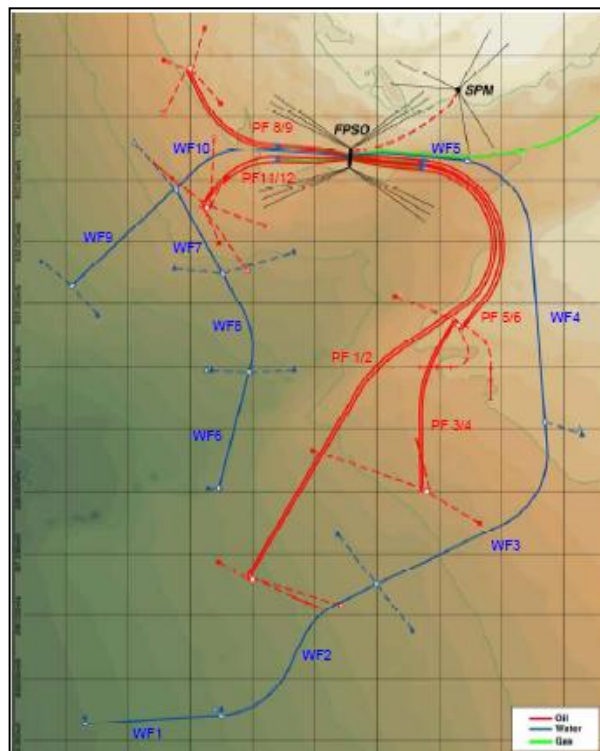
producción con líneas de flujo y risers dobles aislados de 6" de diámetro interno conectados al FPSO.

Campo Bonga³³

El primer desarrollo en aguas profundas en Nigeria, comenzó su producción en 2005. En una etapa temprana del proyecto, el aseguramiento de flujo fue identificado como un factor clave para un desarrollo exitoso, señalando: lo complejo de la distribución del lecho, incluyendo flujo descendente localizado; retos logísticos de una nueva cuenca en agua profundas; y fluidos de yacimientos propensos a formar sólidos, incluyendo riesgos adicionales planteados por la inyección completa de agua.

Bonga se compone de pozos submarinos en aproximadamente 1000m de profundidad de agua y expansión de 2 a 10 km que producen por cinco manifolds y un arreglo de líneas de flujo dobles que conectan a un FPSO.

Figura 4.2. Distribución del campo Bonga.



Fuente: SCHOPPA, W, *et al.* Bonga: Flow Assurance Benchmarking Via Field Surveillance. *En:* Offshore Technology Conference (30 de Abril - 3 de Mayo, Houston, Texas, U.S.A). Artículo. 2007. OTC 18949.

Campo Bogaboo¹⁵

- 40m de columna de agua.
- 15km de la costa.
- No hay otros campos costa afuera en la zona.
- Ubicado a 30km de una terminal ya existente utilizada para exportación de crudo.
- Producirá de un yacimiento somero con una extensión areal significativa.

Data ambiental

De interés particular para el aseguramiento de flujo son las temperaturas del agua del océano.

Cuadro 4.1. Condiciones ambientales para el campo Bogaboo.

	Temperatura de agua de mar				Temperatura de aire	
	Superficie		Lecho marino		°F	°C
	°F	°C	°F	°C		
Maxima	85.0	29.4	72.0	22.2	104.0	40.0
Media	70.0	21.1	64.0	17.8	74.0	23.3
Minima	55.0	12.8	50.0	10.0	50.0	10.0

Fuente: FLOW ASSURANCE AND OPERABILITY (2-3, Marzo, 2009: Piedecuesta, Colombia). Memorias [Diapositivas]. Piedecuesta: Ecopetrol – ICP, 2009.

Impactos de la data ambiental

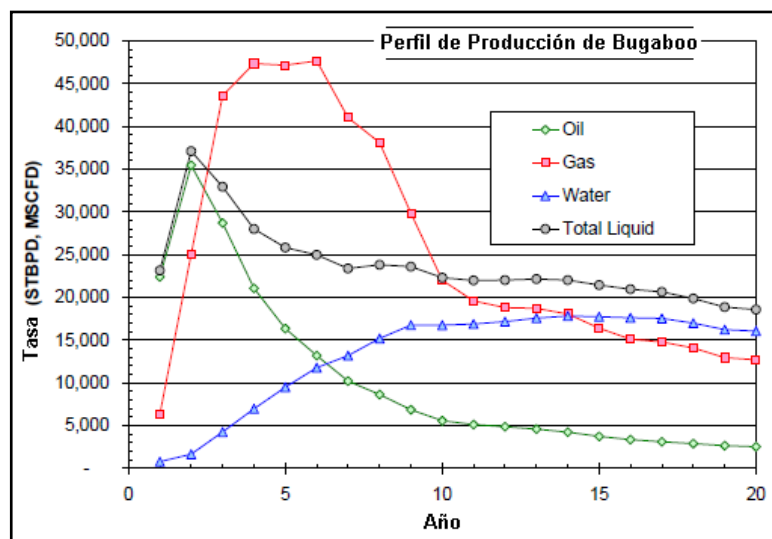
- Máxima temperatura de agua de mar en lecho marino < punto de nube
- Máxima temperatura de agua de mar en lecho marino < punto de fluidez

“CONDICIONES POTENCIALES PARA DEPOSITACION DE PARAFINAS Y GELIFICACION DE PARAFINAS DURANTE UN CIERRE”

Yacimiento

- Características: somero con un borde delgado de aceite y capa de gas. Contacto agua-aceite identificado.
- Profundidad= 1200m (3936ft)
- Presión= 1650 psia.
- Temperatura= 56°C (132°F)
- Completamientos horizontales: alcance máximo= 2km
- Inyección de agua: se asume que se necesita para el mantenimiento de la presión.
- Inyección de gas: según el ingeniero de yacimientos no es necesaria.
- Un proceso de gas lift será necesario para producir los pozos.

Figura 4.3. Perfil de producción del campo Bogaboo.



Fuente: FLOW ASSURANCE AND OPERABILITY (2-3, Marzo, 2009: Piedecuesta, Colombia). Memorias [Diapositivas]. Piedecuesta: Ecopetrol – ICP, 2009.

Disposición del campo

Debido a los problemas potenciales de parafinas – árboles secos (en superficie) y no arboles submarinos.

Operaciones de wireline y Coiled Tubing.

Alcance limitado de los pozos y de la extensión aérea del campo – 3 centros de perforación / plataformas.

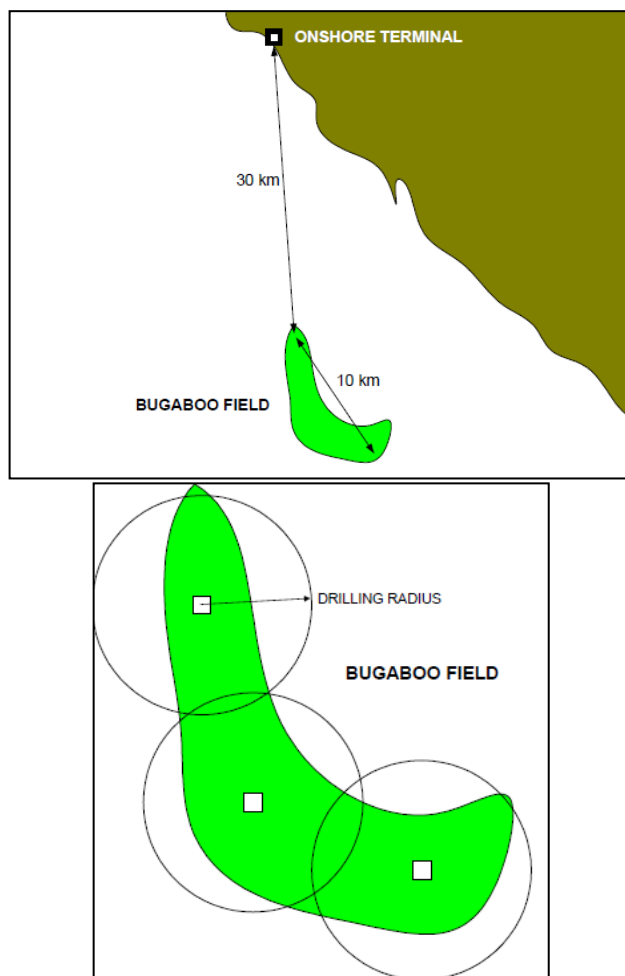
La profundidad del agua permite el uso de plataformas convencionales.

Las autoridades de Limbonia pidieron que fuera utilizado el terminal local.

Los yacimientos pequeños indican poco presupuesto.

El operador está dispuesto a aceptar los riesgos operacionales si son bien entendidos.

Figura 4.4. Localización y extensión del campo Bogaboo.

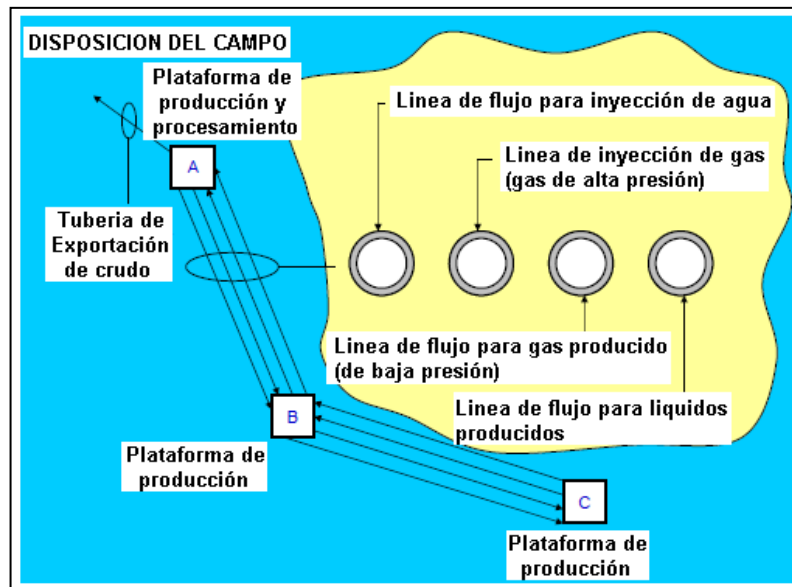


Fuente: FLOW ASSURANCE AND OPERABILITY (2-3, Marzo, 2009: Piedecuesta, Colombia). Memorias [Diapositivas]. Piedecuesta: Ecopetrol – ICP, 2009.

Detalles de la disposición del campo

- Tres plataformas con producción. (presión de separador= 300psig)
- Una plataforma también con facilidades de procesamiento.
- Línea de flujo de exportación hasta el terminal en la costa.
- Líneas de flujo entre las plataformas.
 - ✓ Para líquidos producidos.
 - ✓ Para gas producido de baja presión.
 - ✓ Para agua de inyección.
 - ✓ Para gas de alta presión (para inyección y levantamiento).

Figura 4.5. Disposición del campo Bogaboo.



Fuente: FLOW ASSURANCE AND OPERABILITY (2-3, Marzo, 2009: Piedecuesta, Colombia). Memorias [Diapositivas]. Piedecuesta: Ecopetrol – ICP, 2009.

4.2. FLUIDOS (PROPIEDADES Y ANÁLISIS)

Campos Bijupira y Salema^{12,13}

Tabla 4.2. Propiedades del fluido de los campos Bijupira y Salema.

PARAMETRO	BIJUPIRA	SALEMA
Punto de burbuja, bar (psi)	145 (2103)	258 (3741)
API	28	31
Gravedad especifica del gas	0,85	0,88
GOR, m ³ /m ³ (scf/bbl)	77 (387)	128 (720)
WAT, °C	42 para STO, 40 @ 45 bar	12,1
Contenido de parafina, wt%	2 – 7,9	5,0
Punto de fluidez, °C (°F)	< -15 (-5)	-6 (21,2)
Contenido de asfaltenos, wt%	4,1 en STO – “estable”	“estable”
Corte de agua máximo, %	Superior a 85	Superior a 85
Salinidad, wt%	6,5	6,5
CO ₂ , mol%	0,32	0,26
H ₂ S, ppm	0 para nuevo; hasta de 100 después.	
Viscosidad de aceite estabilizado, cp	Combinado: 12,5 @ 50°C, 86 @ 10°C	

Campo Bonga³³

Bonga se compone de diferentes yacimientos, lo cuales presentan la siguiente variabilidad en las propiedades del fluido sobre la vida anticipada del campo:

- Temperatura de yacimiento: 128-208°F
- Gravedad del aceite: 29-33°API
- GOR: 550-1200 scf/stb
- Corte de agua: 0% (vida inicial) – 80% (al final de la vida del campo, reflejando la inyección de agua)

El análisis de la química de los fluidos de producción de los yacimientos se genero a muestras de fondo de pozo tomadas de pozos perforados en una etapa temprana. La evaluación de laboratorio estándar de Shell para los asfaltenos indicó estabilidad de

los crudos de yacimientos individuales con respecto a la precipitación de asfaltenos (no se esperan dificultades en la producción). Análisis posteriores confirmaron la estabilidad de los asfaltenos en varias mezclas de crudo a condiciones anticipadas de lecho marino y de superficie, así como estabilidad en presencia de gas en el riser.

La evaluación de flujo de parafinas consistió en las medidas del punto de nube y el punto de fluidez, HTGC (high-temperature gas chromatography), las medidas de las tasas de depositación de parafina, y un modelo acoplado de la termodinámica del aceite y el comportamiento termo-hidráulico de las líneas de flujo. Los análisis indicaron temperaturas críticas de depositación de parafina (CWDT) en el rango de 98-115 °F. Debido a las tasas de depositación relativamente bajas y al uso de aislamiento pipe-in-pipe en la línea de flujo (requerido para el manejo de hidratos, como se muestra más adelante), se encontró que fue suficiente aplicar mantenimiento anual por marraneo (o calentamiento de aceite) para el manejo de las parafinas.

El análisis de muestras disponibles de agua indicó riesgo mínimo de formación de incrustaciones de sulfato de bario a todas las condiciones anticipadas de operación. El potencial para la formación de incrustaciones de carbonato de calcio se predice será limitada a condiciones de bajos cortes de agua (vida temprana del campo) y solo a condiciones de altas temperaturas y bajas presiones (condiciones no típicas de operaciones submarinas). Debido a la limitada disposición de muestras de agua, se provee una tasa de inyección de inhibidor a cada árbol como una contingencia operacional.

Los retos en cuanto a los hidratos son argumentados por las relativamente bajas temperaturas de yacimiento, combinadas con la baja salinidad del agua producida debido a la inyección de agua. Por ejemplo, el peor de los casos de presión de disociación a temperatura ambiente de lecho marino (40°F) es aproximadamente 150 psi, un objetivo retador para una despresurización a esta profundidad de agua. Para facilidades submarinas (árboles, jumper, manifold), la temperatura de disociación de hidratos a una presión de entrada al pozo es de aproximadamente 75 °F, la temperatura objetivo para estas facilidades. El análisis indica que el aislamiento pipe-in-pipe de las líneas de flujo y el aislamiento de todas las facilidades submarinas serían requeridos para manejar los riesgos de hidratos para todas las condiciones anticipadas de operación.

Campo Bogaboo¹⁵

Propiedades de los fluidos:

API= 33°

GOR= 225 SCF/STB

Composición:

- Contenido de parafina: 13% peso
- Asfaltenos: 1,1% peso

Data de la parafina:

- Punto de nube= 39°C (102°F)
- Punto de fluidez= 29°C (84°F)

Análisis de agua:

- TDS= 123000 mg/litro

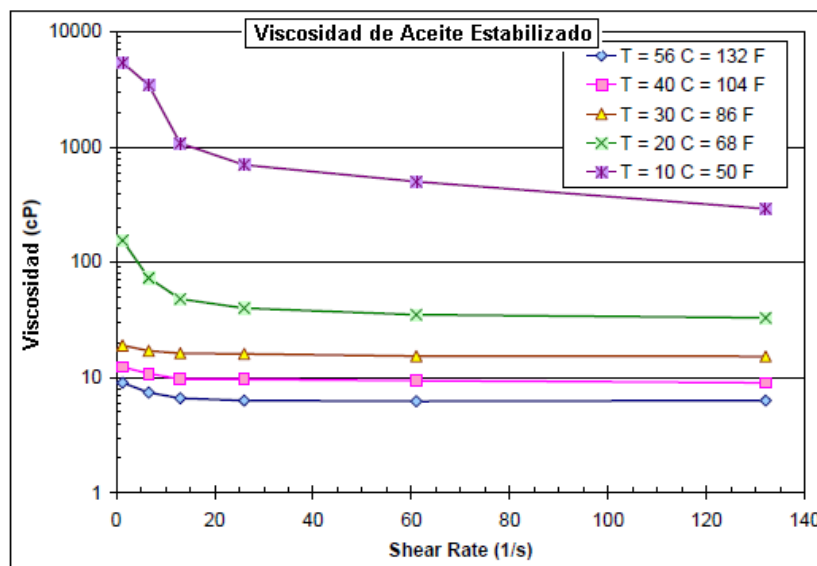
“EL CONTENIDO DE PARAFINA Y EL PUNTO DE NUBE SON RELATIVAMENTE ALTOS, LO CUAL INDICA POTENCIALES PROBLEMAS DE PARAFINA”

Esfuerzo de gel:

- 0,019 psi a 75°F
- 0,067 psi a 65°F
- 0,133 psi a 50°F

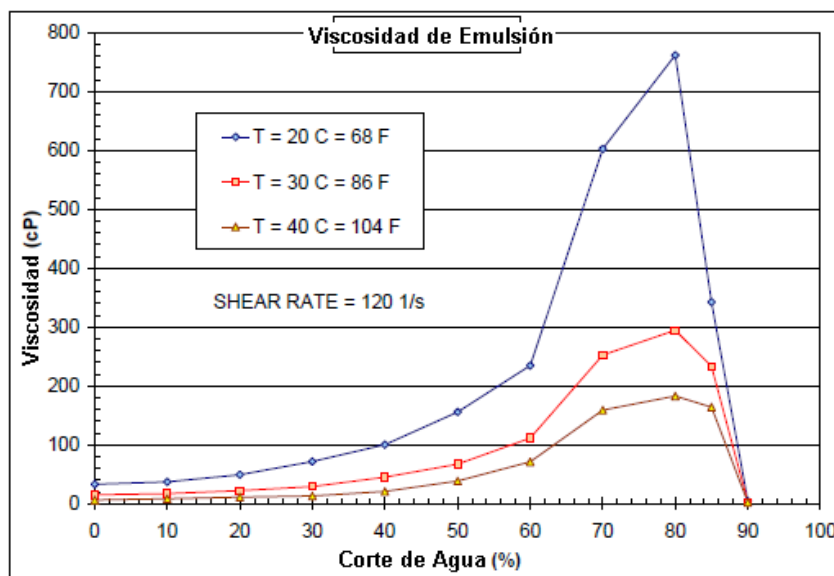
Emulsiones: Estables.

Figura 4.6. Viscosidades de aceite estabilizado: Campo Bogaboo.



Fuente: FLOW ASSURANCE AND OPERABILITY (2-3, Marzo, 2009: Piedecuesta, Colombia). Memorias [Diapositivas]. Piedecuesta: Ecopetrol – ICP, 2009.

Figura 4.7. Viscosidades de emulsión: Campo Bogaboo.



Fuente: FLOW ASSURANCE AND OPERABILITY (2-3, Marzo, 2009: Piedecuesta, Colombia). Memorias [Diapositivas]. Piedecuesta: Ecopetrol – ICP, 2009.

4.3. PRUEBAS DE LABORATORIO, ANÁLISIS Y PREDICCIÓN

4.3.1. Parafinas

Campos Bijupira y Salema^{12,13}

Ambos campos contienen aproximadamente de 5% a 8% de parafina en peso. El punto de nube se mueve entre 12 y 20 °C.

Tabla 4.3. Análisis de parafinas para los campos Bijupira y Salema.

PARAMETRO	BIJUPIRA	SALEMA
WAT, °C	42 para STO, 40 @ 45 bar	12,1
Contenido de parafina, wt%	2 – 7,9	5,0
Punto de fluidez, °C (°F)	< -15 (-5)	-6 (21,2)

Campo Bonga³³

La evaluación de flujo de parafinas consistió en las medidas del punto de nube y el punto de fluidez, HTGC (high-temperature gas chromatography), las medidas de las tasas de depositación de parafina, y un modelo acoplado de la termodinámica del aceite y el comportamiento termo-hidráulico de las líneas de flujo. Los análisis indicaron temperaturas críticas de depositación de parafina (CWDT) en el rango de 98-115 °F. Debido a las tasas de depositación relativamente bajas y al uso de aislamiento pipe-in-pipe en la línea de flujo (requerido para el manejo de hidratos, como se muestra más adelante), se encontró que fue suficiente aplicar mantenimiento anual por marraneo (o calentamiento de aceite) para el manejo de las parafinas.

Campo Bogaboo¹⁵

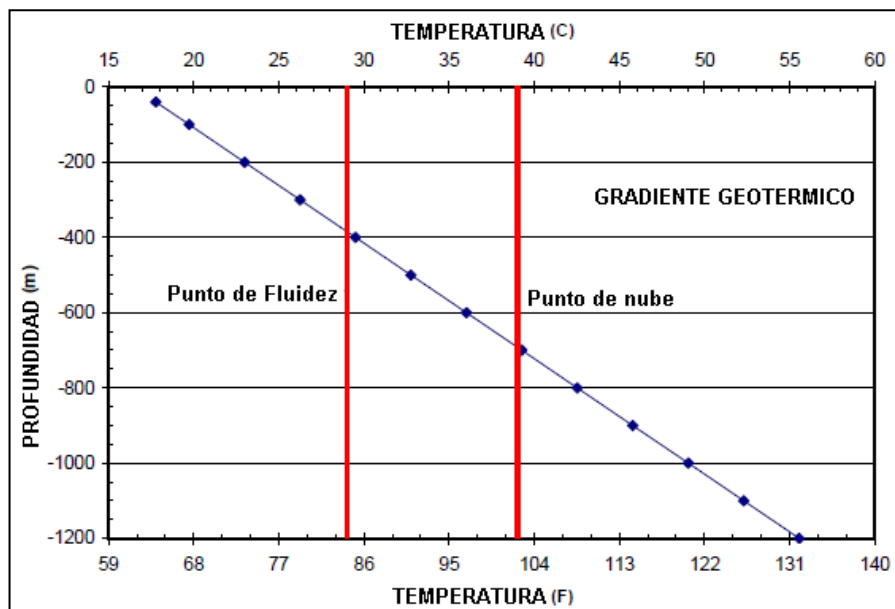
Perspectiva de los resultados de las pruebas:

- Pruebas químicas

- Se necesitan altas dosificaciones de químicos para reducir el punto de fluidez (aprox. 2000ppm)
 - Los costos de operación son significativos.
- Pruebas de dilución
- Altas cantidades de diluyente son necesitadas (2 de diluyente por 5 de aceite)
 - Altos costos.

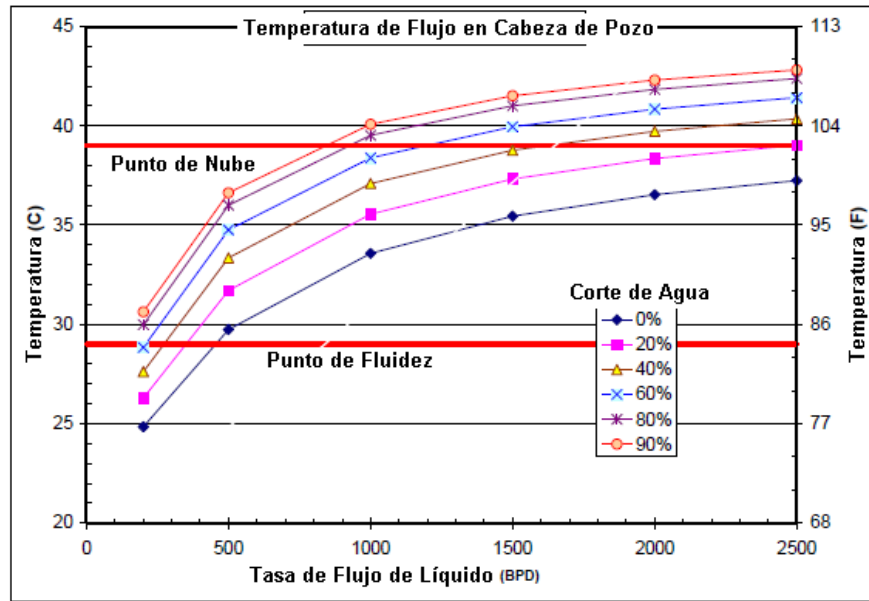
“Lo anterior indica que debemos probar otros métodos”

Figura 4.8. Punto de nube y de fluidez para el campo Bogaboo.



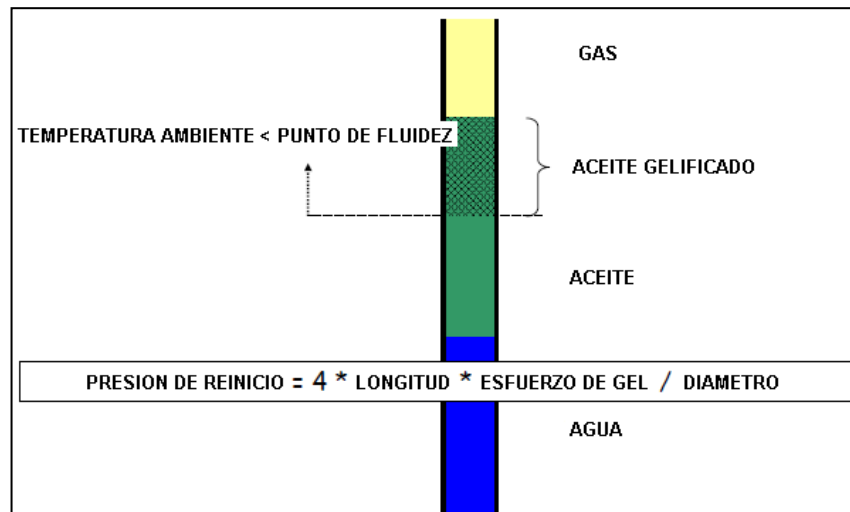
Fuente: FLOW ASSURANCE AND OPERABILITY (2-3, Marzo, 2009: Piedecuesta, Colombia). Memorias [Diapositivas]. Piedecuesta: Ecopetrol – ICP, 2009.

Figura 4.9. Temperatura de flujo en cabeza de pozo: Campo Bogaboo.



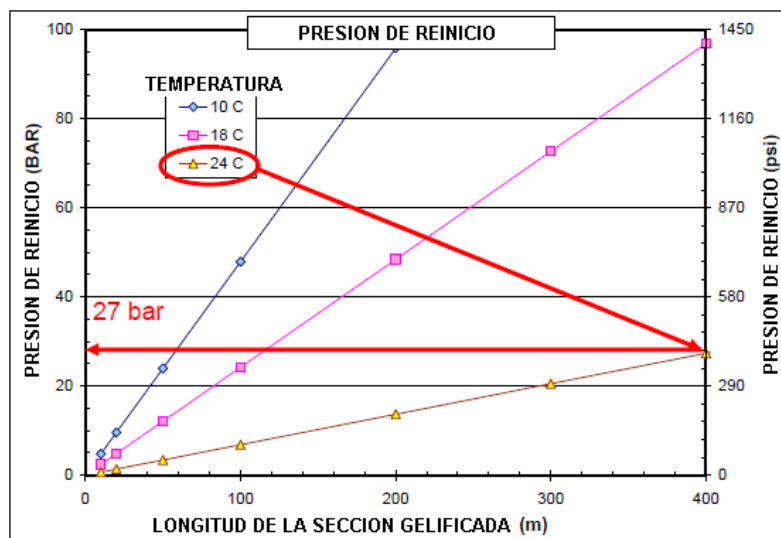
Fuente: FLOW ASSURANCE AND OPERABILITY (2-3, Marzo, 2009: Piedecuesta, Colombia). Memorias [Diapositivas]. Piedecuesta: Ecopetrol – ICP, 2009.

Figura 4.10. Cálculo de la presión de reinicio: Campo Bogaboo.



Fuente: FLOW ASSURANCE AND OPERABILITY (2-3, Marzo, 2009: Piedecuesta, Colombia). Memorias [Diapositivas]. Piedecuesta: Ecopetrol – ICP, 2009.

Figura 4.11. Presión de reinicio en los pozos: Campo Bogaboo.



Fuente: FLOW ASSURANCE AND OPERABILITY (2-3, Marzo, 2009: Piedecuesta, Colombia). Memorias [Diapositivas]. Piedecuesta: Ecopetrol – ICP, 2009.

En los pozos

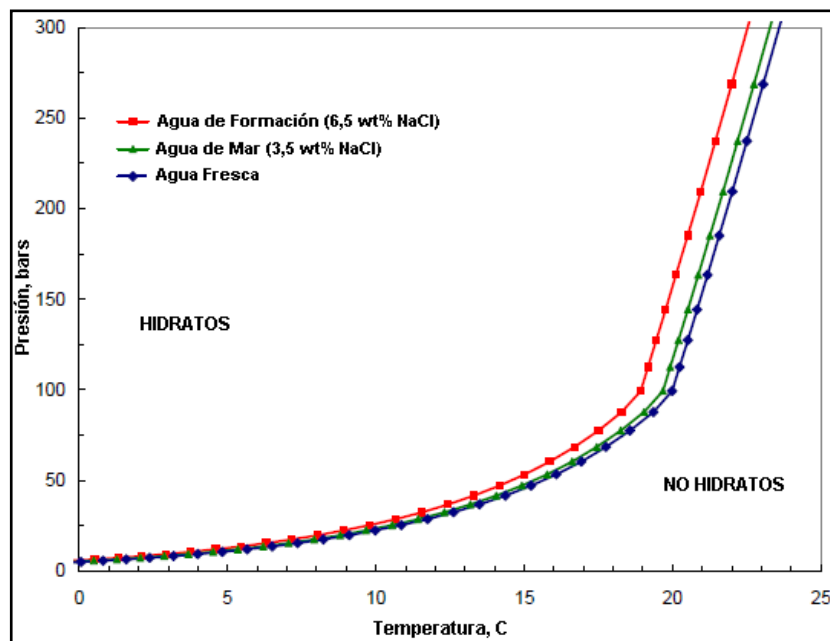
- Se depositaran parafinas
- En condiciones de parada se gelificaran las ceras.
- Las viscosidades no son un problema

4.3.2. Hidratos

Campos Bijupira y Salema^{12,13}

La figura ilustra las condiciones de presión y temperatura a las cuales se podrán formar hidratos en el campo Bijupira. Los bloqueos por hidratos pueden llegar a taponar la tubería de producción, los árboles de navidad, los jumpers, manifold, líneas de flujo y los risers.

Figura 4.12. Curvas de formación de hidratos para el fluido del yacimiento Bijupira.



Fuente: DAVALATH, Janardhan, *et al.* Bijupira Salema: Flow Assurance Analysis to Support Operating Strategy. En: Offshore Technology Conference (3-6, Mayo, Houston, Texas, U.S.A). Artículo. 2004. OTC 16692.

Campo Bonga³³

Los retos en cuanto a los hidratos son argumentados por las relativamente bajas temperaturas de yacimiento, combinadas con la baja salinidad del agua producida debido a la inyección de agua. Por ejemplo, el peor de los casos de presión de disociación a temperatura ambiente de lecho marino (40°F) es aproximadamente 150 psi, un objetivo retador para una despresurización a esta profundidad de agua. Para facilidades submarinas (arboles, jumper, manifold), la temperatura de disociación de hidratos a un presión de entrada al pozo es de aproximadamente 75 °F, la temperatura objetivo para estas facilidades.

4.3.3. Asfaltenos

Campos Bijupira y Salema^{12,13}

El contenido de asfaltenos en porcentaje en peso es de 4,1 en el aceite de tanque (“estable”), para Bijupira, y representa “estabilidad” también, en Salema.

Campo Bonga³³

La evaluación de laboratorio estándar de Shell para los asfaltenos indicó estabilidad de los crudos de yacimientos individuales con respecto a la precipitación de asfaltenos (no se esperan dificultades en la producción). Análisis posteriores confirmaron la estabilidad de los asfaltenos en varias mezclas de crudo a condiciones anticipadas de lecho marino y de superficie, así como estabilidad en presencia de gas en el riser.

4.3.4. Incrustaciones

Campo Bonga³³

El análisis de muestras disponibles de agua indico riesgo mínimo de formación de incrustaciones de sulfato de bario a todas las condiciones anticipadas de operación. El potencial para la formación de incrustaciones de carbonato de calcio se predice será limitada a condiciones de bajos cortes de agua (vida temprana del campo) y solo a condiciones de altas temperaturas y bajas presiones (condiciones no típicas de operaciones submarinas).

4.4. TECNICAS APLICADAS

Campos Bijupira y Salema^{12,13}

Tabla 4.4. Algunas características de la producción de los campos Bijupira y Salema.

PARAMETRO	BIJUPIRA	SALEMA
Ubicación del campo	Costa de Brasil	

Expansión	2 a 3 km	
Capa de agua	771 m	623 m
Temp. de lecho marino	5°C	
Flujo Descendente localizado	No	Si
Recobro	Inyección de agua y levantamiento por gas	
Dimensión de LF y Risers	8" ID	6" ID
Tasas de flujo de liquido	6000 a 9000 BPD, Pico: 15000 BPD	

- Para proteger las líneas de flujo de la formación de hidratos: desplazamiento de aceite estabilizado incluso en caso en caso de una parada corta.
- Reducir la presión en profundidad de la línea de flujo rápidamente para impedir la formación de hidratos después de una parada, de esta manera se reduce el riesgo comparado con el método convencional de desplazamiento de aceite estabilizado por la línea de flujo. Un método nuevo para despresurizar fue identificado y modelado a partir de la apertura de las válvula de marraneo submarina y luego despresurizando una línea de flujo del circuito.
- Evitar la necesidad de inyección de altos volúmenes de inhibidor de hidratos durante la puesta en marcha de los pozos (disminución de costos de operación): circulación de aceite caliente en las operaciones de puesta en marcha de pozos.
- Antes de la puesta en marcha, para reducir el riesgo de hidratos mientras se minimiza el consumo de químicos: La circulación de aceite caliente se hizo necesaria.

“El sistema en el campo Salema no podrá reducirse por debajo de la presión de formación de hidratos después de una parada no planeada”

Manejo de hidratos

Tabla 4.5. Características del crudo de los campos Bijupira y Salema.

PARAMETRO	BIJUPIRA	SALEMA
Punto de burbuja, bar (psi)	145 (2103)	258 (3741)
API	28	31
Gravedad específica del gas	0,85	0,88
GOR, m ³ /m ³ (scf/bbl)	77 (387)	128 (720)
Corte de agua máximo, %	Superior a 85	Superior a 85
Salinidad, wt%	6,5	6,5

Basándose en el análisis de hidratos realizado para este proyecto, la siguiente filosofía de diseño y operación está siendo adoptada:

- Para proporcionar suficiente tiempo de enfriamiento cuando no se está operando el sistema: Aislamiento térmico en el sistema de producción submarino.
- Para una parada larga no planeada: las líneas de flujo y los risers pueden ser despresurizados y desplazados si es necesario.
- Antes de un reinicio: Circular aceite estabilizado caliente por las líneas de flujo y los risers
- Durante una puesta en marcha y una parada: Inyección de inhibidor de hidratos en el sistema submarino

Diseño del aislamiento térmico y tratamiento químico.

- Para mantener por encima de la temperatura crítica de hidratos bajo condiciones normales de flujo en estado estable: Aislamiento en el árbol, los jumpers y el colector de marraneo, las líneas de flujo y los risers.

Puesta en marcha en frio

- Para calentar el riser de retorno a aproximadamente 38°C o mas dependiendo de la tasa de circulación, evitar la necesidad de grandes cantidades de metanol o inhibidor de hidrato para tratar las puestas en marcha de los pozos con un significativo corte de agua, reducir el volumen de almacenamiento en superficie, reducir el tamaño de las tuberías para químicos en los umbilicales y reducir el tamaño de las bombas de inyección para químicos. (Todos factores que resultan en un significativo ahorro de costos para el desarrollo del campo): Se circula aceite caliente (aproximadamente 60°C) por una línea de flujo hasta el manifold y regresa al FPSO a través de la otra línea de flujo para precalentar las líneas.
- Para evitar el efecto de enfriamiento J-T durante un inicio de pozo en frio, la presión diferencial a través del choke debe ser minimizada: llenar el riser y la línea de flujo con crudo seco.
- Para dar suficiente tiempo de enfriamiento para el jumper: inhibidor de hidratos (metanol) es inyectado en la cabeza de pozo hasta que la temperatura de la corriente de producción en el jumper alcance 45°C.

Enfriamiento durante una parada

- Para evitar el enfriamiento rápido y proporcionarle al operador mayor tiempo para intervenir: aislamiento térmico en todo el sistema submarino.
- Resolver desde superficie un evento de parada: inyectando metanol en el sistema submarino, despresurizando los risers y desplazando con aceite estabilizado si es necesario.
- Para una parada de más de dos horas: las líneas de flujo y los risers se despresurizaran.

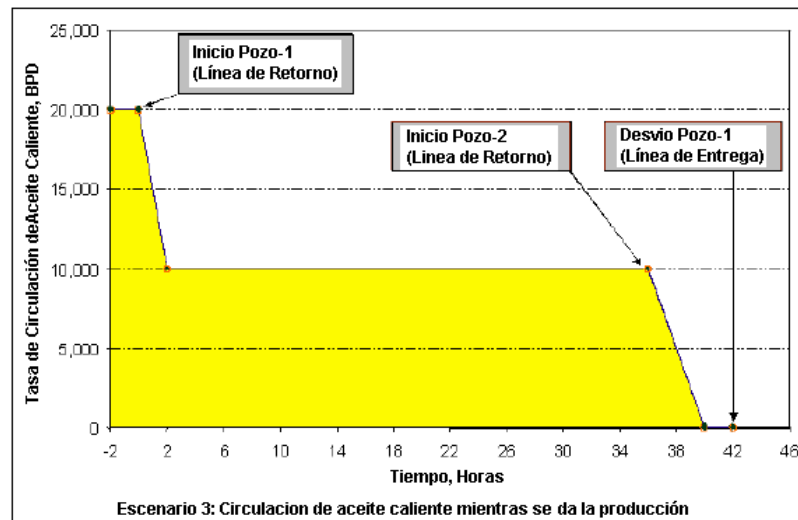
Para Salema (Debido al flujo descendente localizado entre el manifold y la base del riser)

- Para reducir la presión en las líneas de flujo y los risers: las líneas de flujo y los risers de Salema deberán ser desplazados con aceite “seco” en caso de una parada muy larga.

Opciones alternativas para el manejo de hidratos

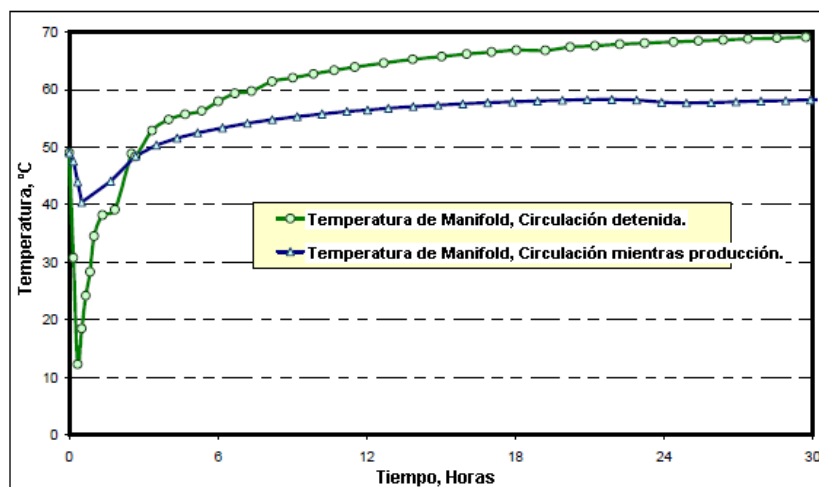
- Antes de una puesta en marcha en frío: Optimización de la estrategia de circulación de aceite caliente.
- Circulación de aceite caliente detenida antes de la puesta en marcha de los pozos.
- Flujo inverso de aceite caliente y puesta en marcha de un pozo en cada línea.
- Circulación de aceite caliente mientras la producción, puesta en marcha de los pozos uno a la vez (Usada en este campo)

Figura 4.13. Estrategia de circulación de aceite caliente: Campo Salema.



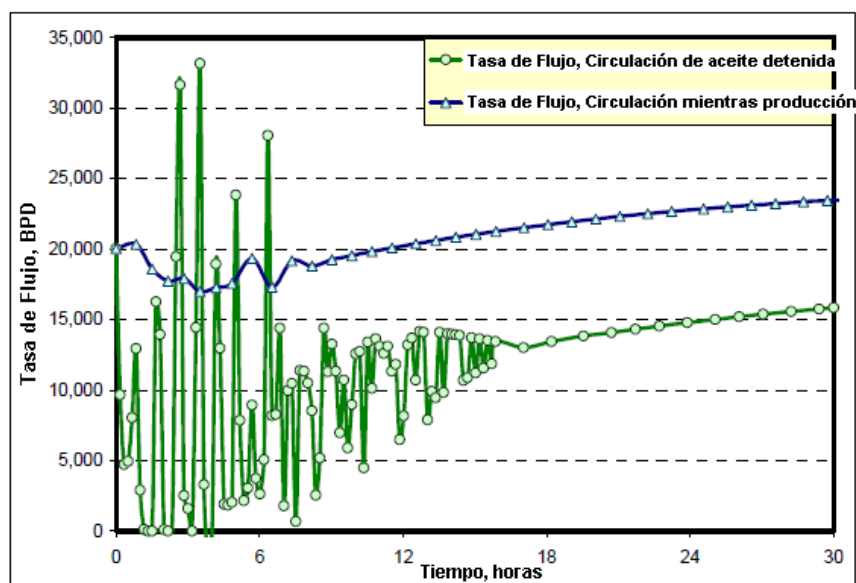
Fuente: DAVALATH, Janardhan, *et al.* Bijupira Salema: Flow Assurance Analysis to Support Operating Strategy. *En:* Offshore Technology Conference (3-6, Mayo, Houston, Texas, U.S.A). Artículo. 2004. OTC 16692.

Figura 4.14. Efecto de la estrategia de circulación de aceite caliente en la temperatura del manifold mientras los pozos producen.: Campo Salema.



Fuente: DAVALATH, Janardhan, *et al.* Bijupira Salema: Flow Assurance Analysis to Support Operating Strategy. *En:* Offshore Technology Conference (3-6, Mayo, Houston, Texas, U.S.A). Artículo. 2004. OTC 16692.

Figura 4.15. Efecto de la estrategia de circulación de aceite caliente en las tasas de flujo de líquido mientras los pozos producen: Campo Salema.



Fuente: DAVALATH, Janardhan, *et al.* Bijupira Salema: Flow Assurance Analysis to Support Operating Strategy. *En:* Offshore Technology Conference (3-6, Mayo, Houston, Texas, U.S.A). Artículo. 2004. OTC 16692.

Opciones de “blow down” en una dirección para el campo salema

Para el campo Salema con los métodos de despresurización normales, debido a la presencia del líquido acumulado, el gas atrapado en el riser se libera, pero la columna de líquido y el gas atrapado en la línea de flujo se mantienen. La presión en el manifold se mantiene por encima de las condiciones de hidratos. Por lo tanto, para el campo Salema, fue evaluada una novedosa técnica de despresurización de las líneas de flujo: “despresurización en una dirección”

Retraso del cierre de los PWV submarinas

La despresurización en un sentido con un retraso en el cierre de las PWV es efectiva para despresurizar las líneas de flujo de Salema para cortes de agua bajos (10%).

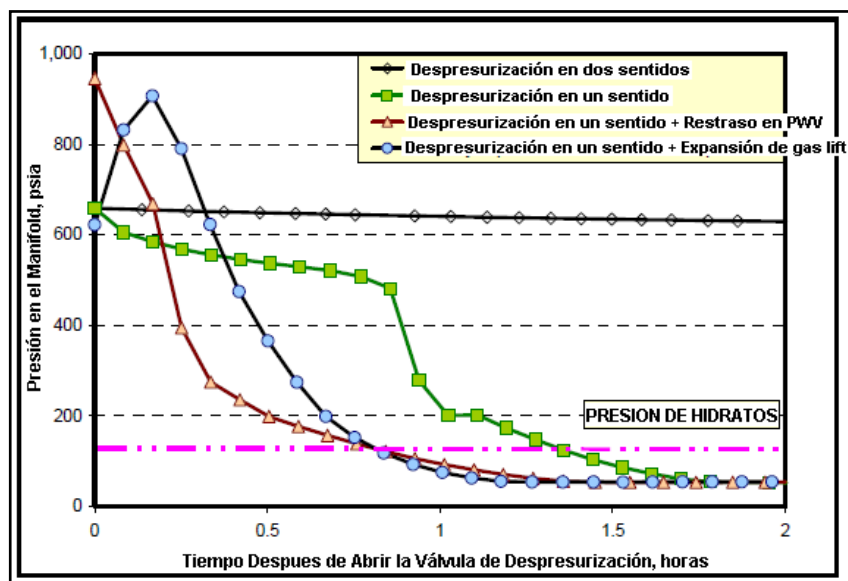
Incremento del levantamiento con gas en un pozo

La despresurización en una dirección con un incremento en el levantamiento por gas en un pozo es efectiva para despresurizar a bajos cortes de agua (10%) pero no lo es para altos cortes de agua.

Expansión del gas atrapado en la línea de levantamiento de gas: Para altos cortes de agua.

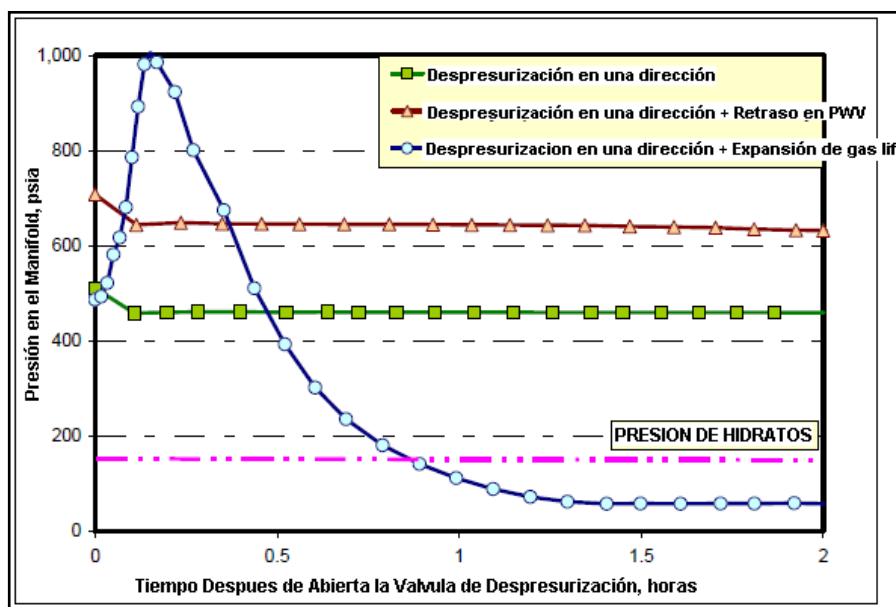
La figura 5.16 ilustra que para tiempos de vida tempranos (alta presión del yacimiento, alto índice de productividad, bajos cortes de agua), la despresurización por dos vías (normal) no es exitosa mientras que la despresurización por una vía y las sensibilidades examinadas son exitosas. La figura 8 muestra que para cortes de agua altos (50%) solo la despresurización en un sentido con la expansión de gas atrapado en la línea de levantamiento por gas es exitosa.

Figura 4.16. Viabilidad de despresurización para Salema para tiempo de vida temprano (corte de agua = 0%).



Fuente: DAVALATH, Janardhan, *et al.* Bijupira Salema: Flow Assurance Analysis to Support Operating Strategy. *En:* Offshore Technology Conference (3-6, Mayo, Houston, Texas, U.S.A). Artículo. 2004. OTC 16692.

Figura 4.17. Viabilidad de despresurización para Salema para tiempo de vida medio y tardío (corte de agua = 50%).



Fuente: DAVALATH, Janardhan, *et al.* Bijupira Salema: Flow Assurance Analysis to Support Operating Strategy. *En:* Offshore Technology Conference (3-6, Mayo, Houston, Texas, U.S.A). Artículo. 2004. OTC 16692.

Manejo de la parafina

Ambos campos contienen aproximadamente de 5% a 8% de parafina en peso. El punto de nube se mueve entre 12 y 20 °C.

Tabla 4.6. Características del crudo y análisis de parafina para los campos Bijupira y Salema.

PARAMETRO	BIJUPIRA	SALEMA
Punto de burbuja, bar (psi)	145 (2103)	258 (3741)
API	28	31
WAT, °C	42 Para STO, 40 @ 45 bar	12,1
Contenido de parafina, wt%	2 – 7,9	5,0
Punto de fluidez, °C (°F)	< -15 (-5)	-6 (21,2)

- Para lograr que las temperaturas fluyendo en la parte superior del riser estén a 35°C o mayores (41°C en resultados – No se depositará): Aislamiento térmico.
- Durante una puesta en marcha en frío, para no tener que inyectar grandes cantidades de inhibidor de hidratos y asegurar que las temperaturas fluyendo se mantengan por encima de la temperatura del punto de nube: Circulación de aceite caliente.
- Después de un periodo de parada: Cuando reinicia la producción, se asume que la parafina se funde con el calentamiento de la línea de flujo y el riser.
- Las líneas de flujo y los risers de ambos campos fueron diseñadas para permitir la circulación del marrano, manejado este por aceite estabilizado.
- Durante una puesta en marcha, cuando se determine necesario basándose en la experiencia del operador, Está disponible la posibilidad de inyectar inhibidor de parafina en el manifold submarino.

Experiencia de la puesta en marcha del campo

Experiencia de la puesta en marcha en frío:

- Circulación de aceite caliente se lleva a cabo mientras se lleva a cabo la puesta en marcha de los pozos de a uno a la vez – ningún problema de aseguramiento de flujo en el sistema submarino.

Retorno de los marranos:

- Entre la puesta en marcha inicial en Agosto hasta Noviembre de 2003: tres corridas de marranos. No se presentaron parafinas en el regreso de los marranos, indicando insignificante o ninguna depositación de parafina en las líneas de flujo submarinas.

Experiencia de cierre y reinicio:

- En cada caso, las líneas de flujo fueron despresurizadas con éxito bajando la presión por debajo de la presión de formación de hidratos a partir de la despresurización del gas atrapado en los risers.

Campo Bonga³³

Tabla 4.7. Algunas características de la producción del campo Bonga.

PARAMETRO	BONGA
Ubicación del campo	Costa de Nigeria
Expansión	2 a 10 km
Capa de agua	1000 m
Temp. de lecho marino	40°F
Flujo Descendente localizado	Si
Recobro	Inyección completa de agua
Dimensión de LF y Risers	10" y 12"
Tasas de flujo de liquido	7000 BOPD

- Estabilidad de los asfaltenos en varias mezclas de crudo a condiciones anticipadas de lecho marino y de superficie, así como estabilidad en presencia de gas en el riser.

Para manejo de parafinas:

- Temperaturas críticas de depositación de parafina (CWDT) en el rango de 98-115 °F.
- Tasas de depositación relativamente bajas
- Aislamiento pipe-in-pipe en la línea de flujo (requerido para el manejo de hidratos), y mantenimiento anual por marraneo (o calentamiento de aceite).
- Para manejo de incrustaciones: Debido a la limitada disposición de muestras de agua, tasa de inyección de inhibidor a cada árbol como una contingencia operacional.

Hidratos

Tabla 4.8. Algunas características del crudo: Campo Bonga.

PARAMETRO	BONGA
API	29-33°API
GOR	550-1200 scf/stb
Corte de agua máximo, %	Corte de agua: 0% (vida inicial) – 80% (al final de la vida del campo, reflejando la inyección de agua)

- Para manejar los riesgos de hidratos para todas las condiciones anticipadas de operación: Aislamiento pipe-in-pipe de las líneas de flujo y el aislamiento de todas las facilidades submarinas.
- Para un inicio en frío: rápido ramp-up del pozo (para acelerar el movimiento de los hidratos en el tubing), inyección de inhibidor de hidratos (para proteger el árbol de navidad y el jumper), y el precalentamiento de las líneas de flujo por medio de la circulación de

aceite caliente. La inyección de MeOH en el árbol submarino se limitaría a las tasas de producción de agua en orden de 1 MBWPD

- Para paradas extendidas: inyección de MeOH en el árbol (para desplazar el agua de los equipos submarinos de cabeza de pozo). Despresurización de la línea de flujo como estrategia primaria (para proteger todas las líneas de flujo y los risers por fuera de la región de hidratos). Circulación de aceite seco como estrategia alternativa en el evento de una despresurización incompleta (líneas de flujo del lado este, y altos cortes de agua).

Cinética de los hidratos

Inusual formación rápida de hidratos (menos de 10 minutos para algunos casos, para no permitir la formación de hidratos en el tubing: tasas más rápidas de arranque – guías operativas que incluyen tasas mínimas de arranque y de inyección de bajas dosis de inhibidor de hidratos en el árbol.

Manejo de líquidos

- Para la mitigación de baches severos, son usados dos grandes separadores de entrada en conjunto con levantamiento de gas inyectado individualmente para cada línea de flujo. (Adicionalmente, el levantamiento de gas proporciona un aumento de la producción en tiempos tardíos (para altos cortes de agua) y puede ser empleada en cierres para permitir una completa despresurización de la línea de flujo).

Retención de calor – Producción en estado estable

Aislamiento de las líneas de flujo.

Retención de calor – Operaciones de parada

- Equipos de cabeza de pozo submarinos aislados para proporcionar suficiente tiempo de enfriamiento para permitir tratamiento con MeOH para todos los pozos, arboles, y jumpers.
- Aislamiento de las líneas de flujo: suficiente tiempo de enfriamiento para permitir llevar a cabo las operaciones de despresurización y/o de circulación de aceite seco.
- En resumen, la mitigación de hidratos en una parada requiere: suficiente tiempo de enfriamiento para permitir la ejecución de operaciones de cierre en los pozos y las líneas de flujo en tiempos cercanos o en simultánea (Aislamiento), y una despresurización exitosa (Ideal: Despresurización completa) de la línea de flujo o la circulación de aceite seco.

Efectividad del levantamiento por gas

- Para el manejo de líquidos en el riser de producción, la despresurización de la línea de flujo, la supresión del bacheo severo, y el mejoramiento de la producción a altos cortes de agua a partir de la reducción de la cabeza hidrostática en el riser: Levantamiento del gas de la base del riser (Para risers de 11" o más: capacidad significativa de inyección de gas de levantamiento en cada risers de producción (mayor a 25 MMSCFD)).

Comparación entre data real y predicciones (simulador) – validación:

Las operaciones expuestas a continuación fueron las operaciones cuyos resultados simulados se compararon con los resultados de la ejecución de la operación en la realidad, lo anterior validó dichas operaciones y les dio veracidad a las estimaciones realizadas con la herramienta software utilizada.

- ✓ Circulación de aceite caliente en la línea de flujo.

- ✓ Inicio en frío: rápido ramp-up del pozo, inyección de inhibidor de hidratos y el precalentamiento de las líneas de flujo por medio de la circulación de aceite caliente.
- ✓ Enfriamiento del árbol submarino: Especificación de diseño de 12 horas de enfriamiento no es conocida al menos en estas locaciones (operaciones de cierre ajustadas de acuerdo al desplazamiento de MeOH en arboles y jumpers entre los tiempos observados de enfriamiento).
- ✓ Despresurización de las líneas de flujo. (Levantamiento por gas: técnica para permitir la despresurización completa de la línea de flujo).
- ✓ Bacheo: levantamiento por gas en la base del riser se emplea como estrategia primaria de mitigación para el bacheo severo (*grandes tasas de inyección de gas son requeridas*)
- ✓ Bacheo hidrodinámico de bajo volumen: facilidades de superficie deberán operar con la capacidad de manejar este bacheo más persistente.

Campo Bogaboo¹⁵

Tabla 4.9. Algunas características de la producción del campo Bogaboo.

PARAMETRO	BOGABOO
Ubicación del campo	15 km de la costa de Libonia
Expansión	2 a 10 km
Capa de agua	40 m
Temp. de lecho marino	10°C
Flujo Descendente localizado	No
Recobro	Inyección de agua y gas lift
Dimensión de LF y Risers	Línea de flujo de exportación: 8"
Tasas de flujo de líquido	---

Filosofías de diseño – parafinas (¿que se podría hacer?)

- Depositación de parafinas.
 - Mantener la temperatura (Aislamiento) por encima del punto de nube. ó
 - Usar químicos para minimizar la depositación y raspadores y marranos cuando se necesite. ó
 - Diluir el crudo para prevenir la depositación.
- Altos viscosidades de aceite.

- Mantener altas temperaturas (Aislamiento). ó
- Usar químicos para reducir la viscosidad, ó
- Diluir el crudo para reducir la viscosidad.
- Reinicio de gel.
 - Proporcionar presión de reinicio, ó
 - Usar aislamiento para proporcionar un largo tiempo de cooldown, ó
 - Usar químicos para reducir el punto de fluidez y la fuerza de gel, ó
 - Diluir el aceite para reducir el punto de fluidez y la fuerza de gel.

Para el caso de aplicación en particular... (Fluido parafínico)

- Pruebas químicas
 - Se necesitan altas dosificaciones de químicos para reducir el punto de fluidez (aprox. 2000ppm)
 - Costos de operación son significativos.
- Pruebas de dilución
 - Altas cantidades de diluyente son necesitadas (2 de diluyente por 5 de aceite)
 - Altos costos.

“SE DEBEN PROBAR OTROS MÉTODOS”

Trato que se le da a los depósitos y el gel

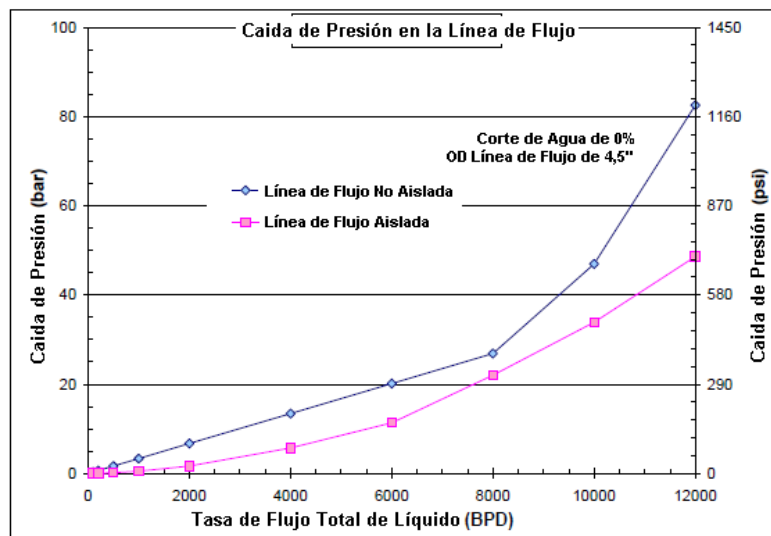
- Raspar periódicamente los depósitos de parafina.
- Utilizar herramienta Coiled Tubing.
- Considerar aislamiento y calentamiento.

En las líneas de flujo dentro del campo para líquidos producidos...

- Tamaño de la línea (Ajuste según costo, desplazamiento y perdidas de presión)
 - Costo – diámetros pequeños.
 - Desplazamiento para prevenir gelificación – diámetros pequeños.
 - Diámetros grandes – pérdidas de presión.

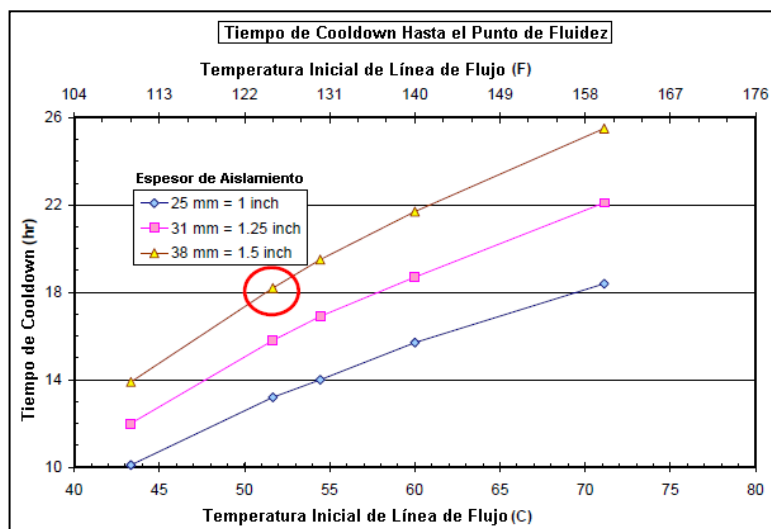
- Aislamiento
 - Mantiene las altas temperaturas para prevenir o disminuir la deposición de parafina y las altas viscosidades.
 - Proporciona tiempo de cooldown hasta el punto de fluidez.

Figura 4.18. Caída de Presión en la línea de flujo: Campo Bogaboo.



Fuente: FLOW ASSURANCE AND OPERABILITY (2-3, Marzo, 2009: Piedecuesta, Colombia). Memorias [Diapositivas]. Piedecuesta: Ecopetrol – ICP, 2009.

Figura 4.19. Tiempo de cooldown hasta el punto de fluidez: Campo Bogaboo.



Fuente: FLOW ASSURANCE AND OPERABILITY (2-3, Marzo, 2009: Piedecuesta, Colombia). Memorias [Diapositivas]. Piedecuesta: Ecopetrol – ICP, 2009.

- Calentamiento
 - Calentamiento de los líquidos producidos en las plataformas de producción antes de enviarlos por las líneas de flujo.

Paradas y reinicios

- ¿Cómo manejar una parada no planeada?
 1. Desplazar las líneas de flujo con agua antes de que el aceite se enfríe por debajo del punto de fluidez.
 2. Permitir la parada con las líneas de flujo llenas de agua.

- ¿Cómo se reinician las líneas de flujo?
 1. Circular agua caliente para calentar las líneas de flujo.
 2. Calentar por encima del punto de nube.
 3. Iniciar producción por las líneas de flujo.

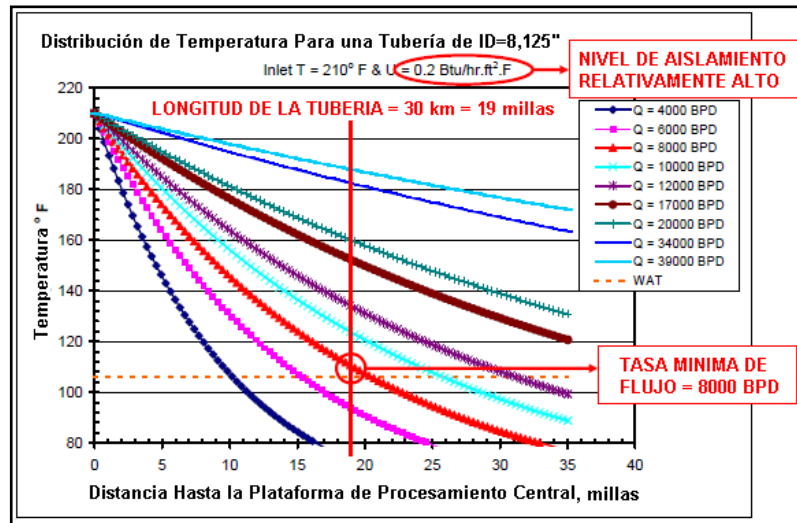
Línea de flujo de exportación – línea de flujo hasta la estación en la costa

- Operar por encima del punto de nube (39°C o 102°F) para prevenir la depositación de parafina (se requiere aislamiento)

- El aislamiento proporciona tiempo de cooldown.

En caso de parada, 1. Desplazar la tubería con agua y 2. Para reiniciar se debe circular agua caliente para calentar la línea de flujo (calentar por encima del punto de nube).

Figura 4.20. Distribución de temperatura para una tubería de ID=8,125": Campo Bogaboo.

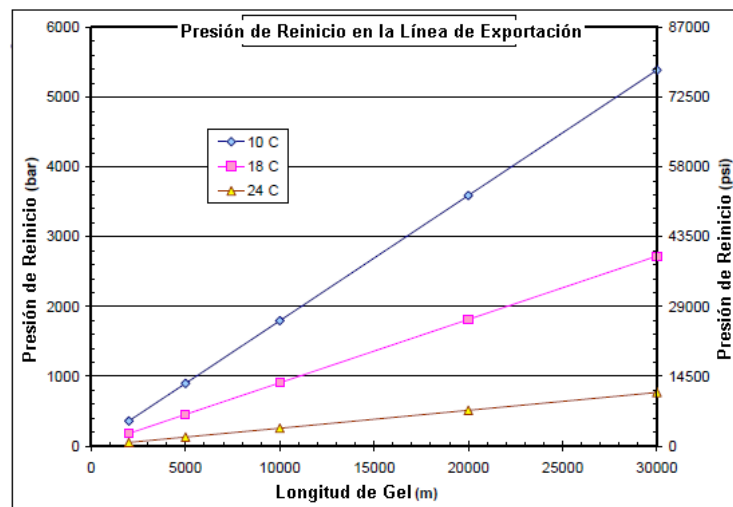


Fuente: FLOW ASSURANCE AND OPERABILITY (2-3, Marzo, 2009: Piedecuesta, Colombia). Memorias [Diapositivas]. Piedecuesta: Ecopetrol – ICP, 2009.

Para el reinicio

- Debe ser recalentado
- Largos tiempos (requiere mínimo 22 horas)
- Problemático si el desplazamiento no es llevado a cabo
 - Muy altas presiones de reinicio.

Figura 4.21. Presión de reinicio en la línea de exportación: Campo Bogaboo.



Fuente: FLOW ASSURANCE AND OPERABILITY (2-3, Marzo, 2009: Piedecuesta, Colombia). Memorias [Diapositivas]. Piedecuesta: Ecopetrol – ICP, 2009.

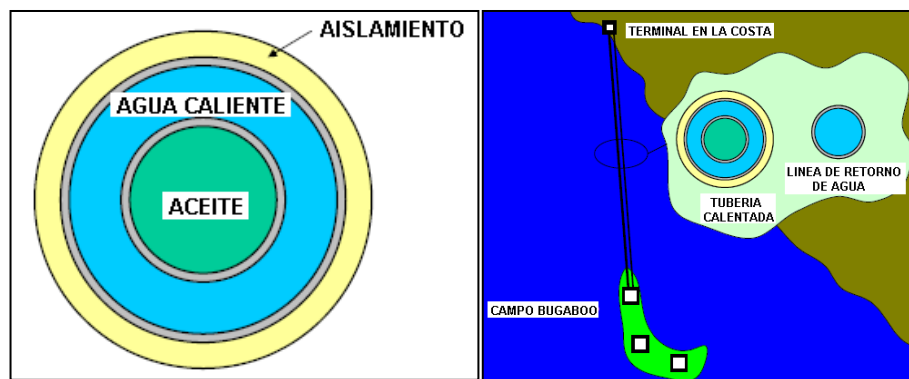
¿Son factibles este diseño y esta operación? alternativas.

Alternativas

Para la línea de exportación

- Solución de diseño – tubería calentada.

Figura 4.22. Alternativa de tubería calentada para la línea de exportación: Campo Bogaboo.

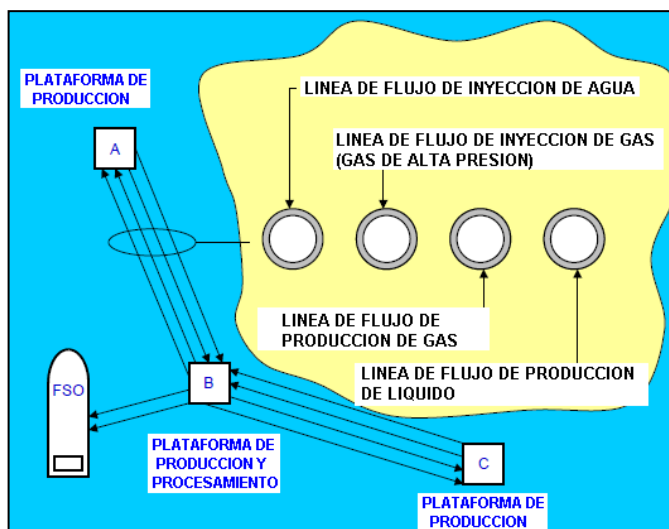


Fuente: FLOW ASSURANCE AND OPERABILITY (2-3, Marzo, 2009: Piedecuesta, Colombia). Memorias [Diapositivas]. Piedecuesta: Ecopetrol – ICP, 2009.

Reemplazar la tubería con FSO (Floating Storage and Offloading)

- Tanque estacionario.

Figura 4.23. Alternativa con FSO para el transporte de los fluidos: Campo Bogaboo.



Fuente: FLOW ASSURANCE AND OPERABILITY (2-3, Marzo, 2009; Piedecuesta, Colombia). Memorias [Diapositivas]. Piedecuesta: Ecopetrol – ICP, 2009.

4.5. CUADROS RESUMEN

A continuación se expondrán entonces los cuadros resumen en donde se muestra cuales sub-parámetros fueron tocados en el planteamiento de las diferentes estrategias de aseguramiento de flujo expuestas en los casos reales estudiados. En los cuadros se representará dicha situación llenando la casilla correspondiente de un color verde más intenso o más fuerte. Que alguna casilla esté de este color más intenso quiere decir entonces que, en ese caso o en ese campo en donde se construyó la estrategia de aseguramiento de flujo, ese sub-parámetro fue tomado en cuenta y se describe en el artículo que expone dicha experiencia.

Cuando en los siguientes cuadros se haga referencia a datos de MANUAL, debe entenderse como la información que fue obtenida o extraída de otra serie de fuentes, las cuales incluyen documentos virtuales, libros, tesis, cursos entre otras. Un porcentaje de dicha información se presentó en los primeros capítulos de este libro, la información restante podrá ser encontrada en el MANUAL DE ASEGURAMIENTO DE FLUJO elaborado por los autores de la presente tesis. Este manual fue elaborado como proyecto del frente de OFFSHORE del grupo de investigación en estabilidad de pozo GEP y fue revisado por el ingeniero Alexander Martínez, codirector de este proyecto de grado. El manual contiene la mayoría de la información presentada en los

primeros capítulos de esta tesis y una gran cantidad de información sobre el aseguramiento de flujo que no es mostrada en el presente documento. Este manual es una gran guía para que las personas interesadas en el tema se documenten sobre todos los tópicos relacionados y todo lo que conlleva el diseño, el planteamiento y la ejecución de una estrategia de aseguramiento de flujo en un determinado campo costa afuera.

En seguida los cuadros que exponen todo lo relacionado con la DATA requerida y tomada en cuenta:

Cuadro 4.2. Data requerida y tomada en cuenta de los casos reales: Características del yacimiento.

Parámetro general	Sub-parámetro	BIJUPIRA Y SALEMA ^{12,13}	BONGA ³³	BOGABOO ¹⁵	TYPHOON ³⁰
Características del yacimiento	Presión	3850 y 3600 psi		1650 psia	
	Temperatura	87°C y 92°C a TVDSS	Dif. Yac: 128 a 208 °F	56°C (132°F)	
	Profundidad	9678 y 9186 ft		Somero (1200m)	
	Perfil de producción				
	Tasas de producción (IP?) (Máxima-Mínima)	6000 a 9000 BPD (Máxima: >15000 BPD)			Max: 40000bopd, 60mmscf/d y 15000bwpd.
	Sistema de Recobro (?)	Inyección de agua y levantamiento por gas.	Inyección de agua	Inyección de agua y gas lift	
	Reservas	170 MM (aceite y gas asociado)			

Cuadro 4.3. Data requerida y tomada en cuenta de los casos reales: Localización e infraestructura.

Parámetro general	Sub-parámetro	BIJUPIRA Y SALEMA ^{12,13}	BONGA ³³	BOGABOO ¹⁵	TYPHOON ³⁰
Localización e Infraestructura	Ubicación del campo	250 km al este de Rio		15 km de la costa	170 millas al SO de New Orleans, LA.
	Expansión del campo	2 a 3 km	2 a 10 km		
	Capa de agua (???)	771 m y 623 m	1000 m	40 m	2100 ft
	Ubicación, tipo y cantidad de pozos	6(P)/4(I) - 2(P)/2(I)		(Prod. Horizontales de alcance 2km)	

	Ubicación de plataforma o FPSO (??)	FPSO (Fluminense)	FPSO	3 plataformas convencionales	TLP
	Capacidades (Procesamiento y almacenaje)	70000 STB/D aceite y 1,2 MM almacenaje			
	Batimetría		Complejidad (Flujo descendente localizado)		
	Ruta de líneas de flujo / perfil/Dimensiones	Ruta y dimensión	Ruta	Ruta	Ruta y dimensiones
	Facilidades existentes o requerimientos			Terminal local (a 30 km en la costa)	
	Distribución del sistema submarino				

Cuadro 4.4. Data requerida y tomada en cuenta de los casos reales: Condiciones Ambientales.

Parámetro general	Sub-parámetro	BIJUPIRA Y SALEMA ^{12,13}	BONGA ³³	BOGABOO ¹⁵	TYPHOON ³⁰
Condiciones ambientales	Temperatura de agua máxima (superficie y lecho)			29,4 y 22,2 °C	
	Temperatura de agua media (superficie y lecho)			21,1 y 17,8 °C	
	Temperatura de agua mínima (superficie y lecho)			12,8 y 10,0 °C	
	Temperatura de lecho marino	5°C			

Cuadro 4.5. Data requerida y tomada en cuenta de los casos reales: Caracterización de fluidos.

Parámetro general	Sub-parámetro	BIJUPIRA Y SALEMA ^{12,13}	BONGA ³³	BOGABOO ¹⁵	TYPHOON ³⁰
Fluidos (Análisis: entrega propiedades)	Muestras (tipo y calidad)		Fondo (Etapa temprana)		MDT (Schlumberger)
	Análisis (PVT)	Pb, API, GE,	API, GOR, WOR	API, GOR	
	Análisis (Composicional)	contenidos de parafina y asfaltenos en wt% , salinidad,		Cont. Parafina y asfaltenos en wt%	

		%CO2, ppmH2S			
	Análisis (Viscosidad)	86 cp @ 10°C			De aceite estabilizado y de emulsión.
	Análisis (Parafinas)	WAT, contenido en wt%, punto de fluidez	Puntos de nube y fluidez, HTGC, Tasas dep.		Punto de nube y de fluidez
	Análisis (Hidratos)		Bajas salinidad de agua y T de yto - Curvas.		
	Análisis (Asfaltenos)	contenido en wt%	Estabilidad		
	Análisis (Incrustaciones(Agua))		Riesgos mínimos		
	Análisis adicionales				Esfuerzo de gel, Emulsiones

Cuadro 4.6. Data requerida y tomada en cuenta de los casos reales: Análisis de parafinas.

Solido Potencial	Parámetro	BIJUPIRA Y SALEMA ^{12,13}	BONGA ³³	BOGABOO ¹⁵	TYPHOON ³⁰	Manual ²⁷
Parafinas	Contenido en %peso	2-7,9 y 5,0%				
	WAT	40 @ 45 bar y 12,1			87 + ó - 5°F	
	Punto de Nube	12 a 20 °C	98-115°F			No estándar ASTM D-97
	Punto de Fluidez	<-15(-5) y -6(21,2)				
	Tasa de Depositación		Bajas			
	Pruebas químicas			Altas dosificaciones para reducir punto de fluidez (2000 ppm)		
	Pruebas de dilución			Altas cantidades		
	Pruebas de flujo en cabeza de pozo			Modificaciones en T en f(Tasa, Wcut)		
	Presión de reinicio (esfuerzo de gel)			27 bar @ 24 °C		
Viscosidad						

Cuadro 4.7. Data requerida y tomada en cuenta de los casos reales: Análisis de hidratos asfaltenos e incrustaciones.

Solido Potencial	Parámetro	BIJUPIRA Y SALEMA ^{12,13}	BONGA ³³	BOGABOO ¹⁵	TYPHOON ³⁰	Manual ²⁷
Hidratos	Curvas (Condiciones P y T)					Modelos
	Curvas f(salinidad)					Modelos
	Curvas f(Inhibidores)					Modelos
	Dosificación de inhibidores					Modelos
	Proceso y tiempo de formación					Modelos cinéticos
Asfaltenos	Contenido en %peso	4,1 en STO (Bijupira)				
	Pruebas de lab. Estándar.		Estabilidad			
	Pruebas de lab. Mezclas		Estabilidad			
	Presión de floculación					P de prec. De primeras moléculas.
	Prueba de titulación				Inhibidores	Inhibidores
	Gráficos de Predicción				Predicción	Predicción
Incrustaciones	Análisis estándar de agua (Dif. Condiciones)		Riesgo mínimo			
	Modelo					Identificación
	Análisis NODAL					Identificación

Ahora, se exhibirán las decisiones de diseño y las técnicas o soluciones de ingeniería aplicadas en cada uno de los casos de estudio. Lo que se muestra a continuación es vital para el desarrollo del mapa de toma de decisiones que se expondrá en el capítulo siguiente. Para la construcción del mapa que se nombra anteriormente se tomaron en cuenta obviamente las técnicas y soluciones de ingeniería aplicadas en los casos reales y con las cuales se obtuvieron resultados satisfactorios y efectos favorables en la producción del campo y en los objetivos específicos del aseguramiento de flujo.

Campos Bijupira y Salema (Brasil)^{12,13}

Cuadro 4.8. Técnicas aplicadas para los campos Bijupira y Salema: Manejo de hidratos.

TECNICAS APLICADAS - BIJUPIRA Y SALEMA			
HIDRATOS	Paradas y Reinicios	Aislamiento térmico	Árbol, jumpers y colector de marraneo, líneas de flujo y risers.
		Despresurización	Paradas de más de dos horas / Normal: Bijupira / En un sentido con retraso en el cierre de las PWV ó con incremento en el levantamiento por gas: Salema con Wcut bajo (10%) / En un sentido con expansión del gas de levantamiento: Salema con altos cortes de agua (50%)
		Desplazamiento de aceite estabilizado	Hasta en paradas corta (Si es necesario) / Para Salema (flujo descendente localizado) – No se recomienda.
		Inyección de inhibidor	Poco por aislamiento
	Puesta en Marcha en Frio	Aislamiento Térmico	Árbol, jumpers y colector de marraneo, líneas de flujo y risers.
		Circulación de aceite caliente	Aprox. 60°C, Circulación de aceite caliente mientras la producción, puesta en marcha de los pozos uno a la vez
		Inyección de inhibidor	Metanol / Poco por circulación y aislamiento / hasta 45°C en el jumper
		Llenar línea de flujo y riser con crudo seco	Evita efecto JT
	Estado Estable	Aislamiento Térmico	Árbol, jumpers y colector de marraneo, líneas de flujo y risers.
		Inyección de inhibidor	Poco / preventivo.

Cuadro 4.9. Técnicas aplicadas para los campos Bijupira y Salema: Manejo de parafinas.

TECNICAS APLICADAS - BIJUPIRA Y SALEMA			
Estado Estable	Aislamiento térmico	Árbol, jumpers y colector de marraneo, líneas de flujo y risers.	
	Marraneo	Marrano manejado por aceite estabilizado / Una corrida por mes aprox.	

PARAFINAS	Puesta en Marcha en Frio	Aislamiento Térmico	<i>Árbol, jumpers y colector de marraneo, líneas de flujo y risers.</i>
		Circulación de aceite caliente	<i>Aprox. 60°C, Circulación de aceite caliente mientras la producción, puesta en marcha de los pozos uno a la vez</i>
		Inyección de inhibidor	<i>En el manifold (opcional)</i>
	Paradas y Reinicios	Aislamiento Térmico	<i>Árbol, jumpers y colector de marraneo, líneas de flujo y risers.</i>

Campo Bonga (Nigeria)³³

Cuadro 4.10. Técnicas aplicadas para el campo Bonga: Manejo de hidratos.

TECNICAS APLICADAS - BONGA			
HIDRATOS	Paradas y Reinicios	Aislamiento térmico	<i>líneas de flujo (pipe-in-pipe) y todas las facilidades submarinas</i>
		Despresurización	<i>Estrategia primaria / Levantamiento del gas de la base del riser (Capacidad en cada riser >25MMSCFD)</i>
		Desplazamiento de aceite estabilizado	<i>Estrategia alternativa cuando hubo despresurización incompleta / línea de flujo del lado este / altos cortes de agua.</i>
		Inyección de inhibidor	<i>MeOH en el árbol y el jumper de todos los pozos</i>
	Puesta en Marcha en Frio	Aislamiento térmico	<i>líneas de flujo (pipe-in-pipe) y todas las facilidades submarinas</i>
		Tasas rápidas de arranque del pozo	<i>Guías operativas</i>
		Circulación de aceite caliente	
		Inyección de inhibidor	<i>Bajas dosis de MeOH en el árbol / limitada a las tasas de producción de agua en orden de 1 MBWPD</i>
	Estado Estable	Aislamiento térmico	<i>líneas de flujo (pipe-in-pipe) y todas las facilidades submarinas</i>
		Inyección de inhibidor	<i>Poco / preventivo.</i>

Cuadro 4.11. Técnicas aplicadas para el campo Bonga: Manejo de parafinas, incrustaciones y fluidos.

TECNICAS APLICADAS - BONGA			
PARAFINAS	Estado Estable	Aislamiento térmico	<i>líneas de flujo (pipe-in-pipe) y todas las facilidades submarinas</i>
		Marraneo	<i>Anual</i>
	Puesta en Marcha en Frio	Aislamiento térmico	<i>líneas de flujo (pipe-in-pipe) y todas las facilidades submarinas</i>
		Circulación de aceite caliente	
	Paradas y Reinicios	Aislamiento térmico	<i>Árbol, jumpers y colector de marraneo, líneas de flujo y risers.</i>
	INCRUSTACIONES	Estado Estable	Inyección de inhibidor
FLUIDOS	Estado Estable	Dos grandes separadores de entrada	<i>Facilidades de superficie con capacidad para manejar bacheo persistente</i>
		Levantamiento de gas inyectado individualmente para cada línea de flujo	<i>Capacidad en cada riser >25MMSCFD</i>
	Paradas	Levantamiento de gas inyectado individualmente para cada línea de flujo	<i>Capacidad en cada riser >25MMSCFD</i>

Campo Bogaboo¹⁵

Cuadro 4.12. Técnicas aplicadas para el campo Bogaboo: Manejo de parafinas.

TECNICAS APLICADAS - BOGABOO			
PARAFINAS	Estado Estable	Aislamiento térmico	<i>Temp. Por encima del punto de nube</i>
		Químicos	<i>Minimizar la depositación y reducir la viscosidad / altas dosis = No rentable</i>
		Marraneo	<i>Periódicamente</i>
		Dilución	<i>Prevenir depositación y reducir la viscosidad / altas cantidades = No rentable</i>
	Puesta en Marcha en Frio	Aislamiento térmico	
		Circulación de agua caliente	<i>Reinicio / Calentar por encima del punto de nube</i>
		Coiled tubing	<i>Manejo de gel</i>
		Presión de reinicio	<i>Suficiente / Manejo de gelificación</i>

		Químicos	<i>Minimizar la depositación y reducir la viscosidad / altas dosis = No rentable</i>
		Dilución	<i>Prevenir depositación y reducir la viscosidad / altas cantidades = No rentable</i>
TECNICAS APLICADAS - BOGABOO			
PARAFINAS	Paradas y Reinicios	Aislamiento térmico	<i>Largo tiempo de cooldown</i>
		Desplazamiento de las líneas con agua	<i>Antes de que el aceite se enfríe por debajo del punto de fluidez (para no planeadas) / Permitir la parada con las líneas llenas de agua.</i>
		Circulación de agua caliente	<i>Reinicio (Proceso largo = mínimo 22 horas) / Calentar por encima del punto de nube</i>
		Coiled tubing	<i>Manejo de gel</i>
		Presión de reinicio	<i>Suficiente / Manejo de gelificación</i>
		Químicos	<i>Reducir el punto de fluidez y la fuerza de gel / altas dosis = No rentable</i>
		Dilución	<i>Reducir el punto de fluidez y la fuerza de gel / altas cantidades = No rentable</i>
TECNICAS APLICADAS - BOGABOO			
PARAFINAS	Líneas de flujo para líquidos producidos (entre plataformas)	Tamaño de la línea	<i>Ajuste según costo, desplazamiento y perdidas de presión</i>
		Aislamiento térmico	<i>Temp. Por encima del punto de nube / Largo tiempo de cooldown</i>
		Calentamiento de los líquidos	<i>Antes de enviarlos por las líneas</i>
	Línea de Exportación	Aislamiento térmico	<i>Temp. Por encima del punto de nube / Largo tiempo de cooldown</i>
		Desplazamiento de las líneas con agua	<i>Para paradas no planeadas: Antes de que el aceite se enfríe por debajo del punto de fluidez / Permitir la parada con las líneas llenas de agua.</i>
		Circulación de agua caliente	<i>Reinicio: Proceso largo = mínimo 22 horas / Calentar por encima del punto de nube</i>
		Tubería calentada	<i>Alternativa</i>
		Reemplazar la tubería con FSO	<i>Alternativa</i>

Campo Typhoon (USA)³⁰

Cuadro 4.13. Técnicas aplicadas para el campo Typhoon: Manejo de asfaltenos y parafinas.

TECNICAS APLICADAS - Typhoon			
ASFALTENOS		Recubrimiento Plástico	<i>Tubing y completamiento del pozo. (No es totalmente efectivo, por eso se combina con la inyección de inhibidor)</i>
		Inyección de inhibidor	<i>Proteger los pozos, árboles submarinos y líneas de flujo. (Muy efectivo)</i>
TECNICAS APLICADAS - Typhoon			
PARAFINAS	Estado Estable	Inyección de inhibidor	<i>Arboles (Cuando la temperatura a la salida de las líneas de flujo no se pueda mantener por encima de la WAT)</i>
		Aislamiento térmico	<i>Líneas de flujo (Hasta la TLP)</i>
	Puesta en Marcha en Frio	Inyección de inhibidor	<i>Líneas de flujo (Hasta que la temperatura a la salida de la línea de flujo se incremente por encima de la WAT)</i>
		Aislamiento térmico	<i>Líneas de flujo (Hasta la TLP)</i>
	Adicional	Coiled Tubing	
	Para la línea de exportación de crudo (No aislada)	Inyección de inhibidor	

Cuadro 4.14. Técnicas aplicadas para el campo Typhoon: Manejo de hidratos.

TECNICAS APLICADAS - Typhoon			
HIDRATOS	Estado Estable	Aislamiento térmico	Línea de Flujo
		Control de la presión	Los topsides y los sistemas de producción submarina son provisionados para permitir el control de la presión en las líneas de flujo para mantener la presión por debajo de la presión de hidrato.
	Cierres	Despresurización	Las líneas son despresurizadas si el tiempo de cierre es mayor al estipulado.

HIDRATOS		Zonas sin aislamiento térmico	Árbol y jumper.
		Inyección de inhibidor	Se debe inyectar metanol entre el árbol y el jumper.
		Control de la presión	Topsides y sistemas de producción submarina.
	Reinicio	Contenido de sal en el agua de producción	La salinidad del agua es de 130.000 y 230.000 ppm NaCl equivalente, suficiente para inhibir los hidratos luego de haberse enfriado las líneas por el cierre.

Campo Jubarte (Brasil)⁹

Cuadro 4.15. Técnicas aplicadas para el campo Jubarte: Manejo de parafinas e incrustaciones.

TECNICAS APLICADAS - Jubarte			
PARAFINAS	Estado Estable	Pigging	Para el sistema de producción conectado al FPSO P-34.
		Aislamiento térmico	Todo el sistema.
DEPOSITACION DE INORGANICOS (SCALE)	Estado Estable	Inyección de químico anti-scale	A través del umbilical y el manifold de inyección química.
		Revestimiento con teflón	ESP (Electric Submersible Pump).

Campos Timón/K2 (Golfo de México)³²

Cuadro 4.16. Técnicas aplicadas para el campo Timón/K2: Manejo de hidratos y parafinas.

TECNICAS APLICADAS - Timón/K2			
HIDRATOS	Estado Estable	Aislamiento térmico	Línea de flujo PinP con espuma de poliuretano de baja densidad como material aislante. Steel Catenary Riser con espuma de polipropileno de alta densidad como material aislante.
HIDRATOS	Paradas y Reinicios	Aislamiento térmico	El aislamiento permite un adecuado tiempo de enfriamiento luego de un cierre, antes de entrar a la región de formación de hidratos.

PARAFINAS	Estado Estable	Aislamiento térmico	Línea de flujo PinP con espuma de poliuretano de baja densidad como material aislante. Steel Catenary Riser con espuma de polipropileno de alta densidad como material aislante.
		Marraneo	Usando un "marrano" recuperable.

Campo Agbami¹⁵

Cuadro 4.17. Técnicas aplicadas para el campo Agbami: Manejo de hidratos, asfaltenos, incrustaciones y parafinas.

TECNICAS APLICADAS - Agbami			
HIDRATOS	Estado Estable	Aislamiento térmico	Riser flexible, línea de flujo y jumper con "syntactic PP with hollow microspheres". Manifold con "novolastic HT material".
	Cierres Largos	Inyección inhibidor	de Inyección de metanol para los pozos y el equipo submarino (Árbol y jumper).
		Circulación "aceite muerto"	de Líneas de flujo y risers.
	Cierres Cortos	Aislamiento térmico	Equipo submarino, líneas de flujo y riser.
		Circulación fluidos calientes	de Para el pozo.
	Reinicio en Frío	Inyección inhibidor	de Inyección de metanol hasta que el árbol y el jumper calienten por encima de la HDT.
		Circulación "aceite muerto"	de Líneas de flujo y risers.
	Reinicio Caliente	Inyección inhibidor	de Inyección de metanol en el pozo.
		Aislamiento térmico	Equipo submarino, líneas de flujo y riser.
	Paradas y Reinicios	Despresurización	Risers y líneas de flujo.
TECNICAS APLICADAS - Agbami			
ASFALTENOS	Mitigación	Inyección inhibidor	de Pozo. Inhibición continua hasta un corte de agua de 20-30%.
	Remediación	Inyección solvente	de A través del umbilical hasta el árbol.
ASFALTENOS		Wireline	Opcional.
SCALE		Inyección inhibidor	de Aguas arriba del PCV.

PARAFINAS	Estado Estable	Aislamiento térmico	Aislamiento del sistema de producción para operar por encima de la WAT.
	Cierres	Derretimiento	Los depósitos se derriten con la producción.
		Pigging	Opcional.

Manual de Aseguramiento de Flujo²⁷ (Hace referencia a un extenso trabajo realizado para el Instituto Colombiano del Petróleo con la colaboración del Frente de Offshore del Grupo de Investigación de Estabilidad de Pozo. Este manual recopila la información más importante relacionada con el *Flow Assurance* (Aseguramiento de Flujo) tomada de diversas fuentes como documentos virtuales, libros, tesis, cursos y artículos).

Cuadro 4.18. Técnicas incluidas en el Manual de Flow Assurance: Generales.

TECNICAS APLICADAS - MANUAL			
GENERAL	Manejo Térmico	Mantenimiento de calor (Aislamiento)	Aislamiento Externo (Espumas sintéticas)
			Tuberías pipe-in-pipe
			Enterramiento
			Tuberías empaquetadas (Pasivos, con calentamiento activo o risers híbridos)
	Manejo Térmico	Adición de calor al sistema (Calentamiento)	Línea de flujo calentada eléctricamente (EFH)
			Circulación de agua o aceite estabilizado caliente
	Refuerzo del flujo	Gás lift o bombeo neumático (fondo o lecho)	Continuo
			Intermitente
		Bombeo de fondo de pozo	
		Bombas electrosumergibles (fondo)	
		Bombas hidráulicas (fondo)	
		Bombas hidráulicas tipo jet	
		Bombas multifásicas (Lecho)	
	Marraneo	Superficie a superficie	
Pigging loop			
En una sola vía			

TECNICAS APLICADAS - MANUAL			
GENERAL	Inyección Química	Inhibidores de hidratos	Metanol
			Glicoles
			Inhibidores de hidratos de baja dosificación (LDHI)
			Inhibidores cinéticos

		Antiaglomerantes
	Químicos para control de parafinas	Inhibidores de la depositación Reductores del punto de fluidez Químicos para mejorar el flujo
	Inhibidores de escamas e incrustaciones	Compuestos de fosfato Polímeros orgánicos
	Inhibidores de asfaltenos	Dispersantes Resinas
	Inhibidores de la corrosión	
	Rompedores de emulsiones	
	Diluyentes	
	Solventes	

Cuadro 4.19. Técnicas incluidas en el Manual de Flow Assurance: Manejo de parafinas.

TECNICAS APLICADAS - MANUAL / PARAFINAS			
CONTROL	Manejo Térmico	Aislamiento Calentamiento	
	Inyección de Químicos	Inhibidores de la depositación	Modificadores de cristales de
			Dispersantes
			Surfactantes
		Reductores del punto de fluidez	
Inhibición Magnética			
Marraneo			
REMEDIACIÓN	Remediación o Eliminación térmica	"Hot Oil"	
		Nitrógeno in-situ"	
	Remediación o Eliminación con solventes		

Cuadro 4.20. Técnicas incluidas en el Manual de Flow Assurance: Manejo de asfaltenos.

TÉCNICAS APLICADAS - MANUAL / ASFALTENOS		
CONTROL	Químico (Inhibidores)	Dispersantes de asfaltenos
		Resinas
	Mecánico	Marraneo
		Raspadores
	Tuberías de superficies lisas (Prevención)	
	Térmico	NO FUNCIONAN
REMEDIACIÓN	Solventes	

	Raspadores de Cable	
	Coiled Tubing	

Cuadro 4.21. Técnicas incluidas en el Manual de Flow Assurance: Manejo de hidratos.

TÉCNICAS APLICADAS - MANUAL / HIDRATOS			
CONTROL	Químico	Inhibidores convencionales	Metanol
			Glicoles
	Inhibidores de baja dosificación (LDHI)	Sales	
		Entre otros químicos	
		Cinéticos	
		Antiaglomerantes	
Térmico	NO APLICABLE en sistemas de gas		
Remoción de Agua			
Baja Presión	NO APLICABLE ni en estado estable ni en aguas profundas		
REMEDIACIÓN	Despresurización		
	Tratamiento Químico	Inhibidores por coiled tubing	
	Métodos térmicos	Aceite caliente por coiled tubing	

Cuadro 4.22. Técnicas incluidas en el Manual de Flow Assurance: Manejo de incrustaciones.

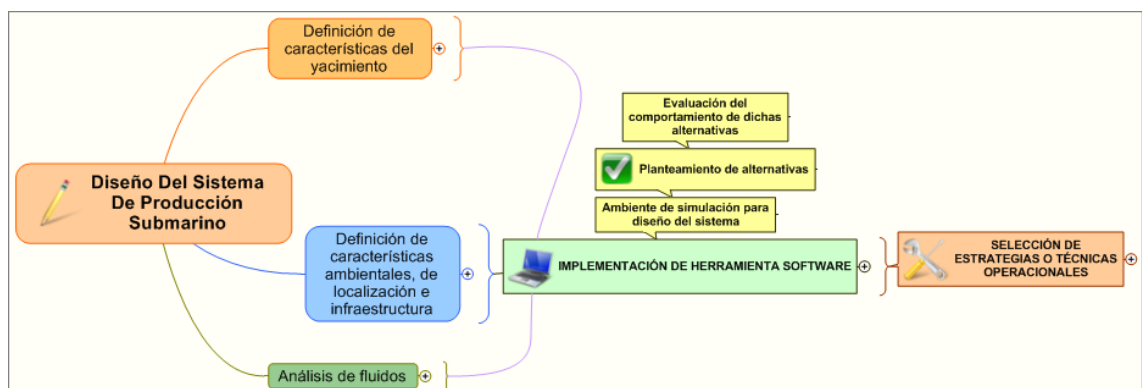
TÉCNICAS APLICADAS - MANUAL / INCRUSTACIONES		
CONTROL	Inhibidores	
	Disolventes	
	Pre-tratamiento de aguas de inyección	
	Remoción periódica	NO VALIDA para desarrollos costa afuera
REMEDIACIÓN	Técnicas Químicas	Disolventes
		Agentes quelatizantes
		Surfactantes
	Métodos Mecánicos Convencionales	Herramientas de impacto y tecnología de fresado adaptada a tubería flexible
	Métodos Mecánicos con Chorros de Fluidos	
Lechadas Abrasivas		
Abrasivos Sterling Beads		

5. MAPA DE TOMA DE DECISIONES PARA EL PLANTEAMIENTO DE UNA ESTRATEGIA DE ASEGURAMIENTO DE FLUJO EN UN SISTEMA DE PRODUCCIÓN COSTA AFUERA

El mapa de toma de decisiones es una herramienta que involucra las características del yacimiento, ambientales, de localización e infraestructura, y el análisis de los fluidos, para el modelamiento y la posterior selección de las estrategias operacionales. La importancia de este mapa es su realización a partir del estudio de los diferentes casos de campos reales, donde se encontraron aspectos comunes tanto en información requerida como en técnicas de control y operación. Estas similitudes permitieron la construcción de este cuadro, que tiene como objetivo principal guiar al lector a través de todos los aspectos que se deben tener en cuenta para el diseño del sistema de producción submarino de un campo costa afuera.

Conociendo que todos los fluidos de producción son diferentes, y que las condiciones bajo las cuales estos fluidos son producidos también lo son dependiendo del lugar en donde se encuentre el campo y de los recursos con los que se cuente en dicho lugar, es claro, que el diseño de una estrategia de aseguramiento de flujo no es universal y que muchos parámetros y soluciones de ingeniería variarán o serán más aplicables en unos casos que en otros. Por lo comentado anteriormente, el seguimiento del mapa de toma de decisiones que se expondrá a continuación deberá ser tomado como una guía mas no como una ley para el diseño de estrategias de aseguramiento de flujo en sistemas de producción costa afuera.

Figura 5.1. Mapa de toma de decisiones para el diseño de una estrategia de aseguramiento de flujo, Visión general.



La ampliación del mapa de toma de decisiones se muestra en el Anexo A (CD anexo a este trabajo)

6. DISEÑO DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN SUBMARINO DEL CAMPO GOJA

Antes de iniciar la descripción del sistema submarino de producción y el diseño conceptual de la estrategia de aseguramiento de flujo como tal, es preciso notar que el campo que se construirá hipotéticamente para trabajar en esta tesis se denominará GOJA. Los fluidos de producción de este campo, debido a la no disponibilidad de referencias reales costa afuera y para objetivos de estudio y trabajo de la tesis, tendrán la misma composición, viscosidad, gravedad API, GOR, WOR, Pb, punto de nube, punto de fluidez y demás propiedades que caracterizan un fluido, a la de los fluidos producidos en el campo Apiay. Este campo está ubicado en los llanos orientales colombianos en el departamento del Meta, fue descubierto en el año 1981 y actualmente está produciendo una tasa aproximada de 11370 BPD de aceite²⁵. Se tomaron como referencia estos fluidos Apiay ya que según la investigación que se realizó presentan tendencia a depositar sólidos en las condiciones a las que se encuentran en tierra y lo más probable, es que con los cambios de presión y temperatura que se presentarán en el ambiente costa afuera que será simulado, se presenten retos importantes para el diseño de la estrategia de aseguramiento de flujo.

Cuando en adelante hablemos del campo de referencia o el yacimiento de referencia estaremos hablando al campo Apiay o al yacimiento del cual produce.

6.1. DEFINICIÓN DE CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO

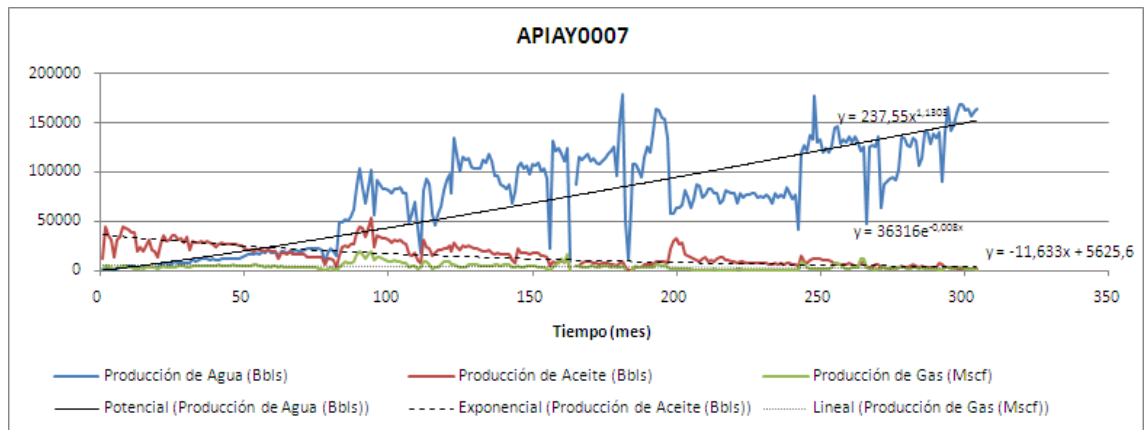
6.1.1. Presión - Tasas de Producción Esperadas.^{20,23,25}

La presión del yacimiento de referencia se mueve entre los 4500 y los 4000 psig y la totalidad del campo Apiay se encuentra produciendo en la actualidad tasas de líquido de 86141 BLPD con un corte de agua del 86,8% lo que equivaldría a una producción de 11371 BPD de aceite.

Para determinar las tasas de producción que se presentarán en GOJA se realizó el análisis de las historias de producción de los pozos Apiay. Se generaron líneas de

tendencia para la producción de aceite, gas y agua a través del tiempo y con estas se realizaron proyecciones y se hallaron valores promedio para definir tanto las tasas de producción de líquido como los cortes de agua y gas. En la imagen a continuación se puede observar cómo se trabajó lo anteriormente comentado.

Figura 6.1. Ajuste de la historia de producción de uno de los pozos de Apiay, para determinar las tasas de producción esperadas del campo GOJA.



El ajuste que se expone en la imagen anterior se realizó para los demás pozos Apiay, y con la información resultante de dicho análisis, se determinaron las tasas de producción de líquido, los cortes de agua y los GOR promedio que se tendrán en las diferentes etapas de la vida productiva del campo. Para ajustar las tasas de producción de líquido para el campo GOJA y debido a que cada pozo de este campo está reemplazando o representando a tres (3) pozos Apiay aproximadamente, las tasas de producción de líquido obtenidas por pozo para el campo de referencia fueron multiplicadas por tres y tomadas como las tasas esperadas a ser producidas en GOJA para los diferentes momentos de la vida productiva del campo.

Según los resultados del análisis anteriormente expuesto se tomarán como tasas de producción de líquido esperadas para GOJA:

- 4500 BLPD para una edad temprana (Tasa mínima).
- 9000 BLPD para la época media (Tasa media).
- 15000 BLPD para la edad tardía del campo (Tasa pico de producción de líquido).

En el siguiente capítulo de este libro, antes de la construcción de los perfiles de condiciones de operación del sistema submarino de producción, deberá estimarse si la presión del yacimiento es suficiente para producir las tasas esperadas para el campo GOJA. Si dicha presión no es suficiente se deberán implementar bombas de subsuelo y/o quizá bombas multifásicas de lecho marino para lograr que dichas tasas de producción de líquido sean posibles y así hagan rentable al proyecto.

6.1.2. Temperatura²⁰

La temperatura del yacimiento del campo de referencia es de 255 °F. Esta temperatura será la inicial en los perfiles de temperatura del sistema de producción cuando se tome el recorrido total que los fluidos deberán cumplir hasta plataforma o FPSO.

6.1.3. Profundidad²¹

La profundidad del yacimiento del campo de referencia es de aproximadamente 10550 pies @ profundidad media de perforaciones. Estos 10550 pies serán tomados en cuenta para el diseño del pozo horizontal tipo que se simulará para el campo GOJA y así mismo para el desarrollo del presente proyecto.

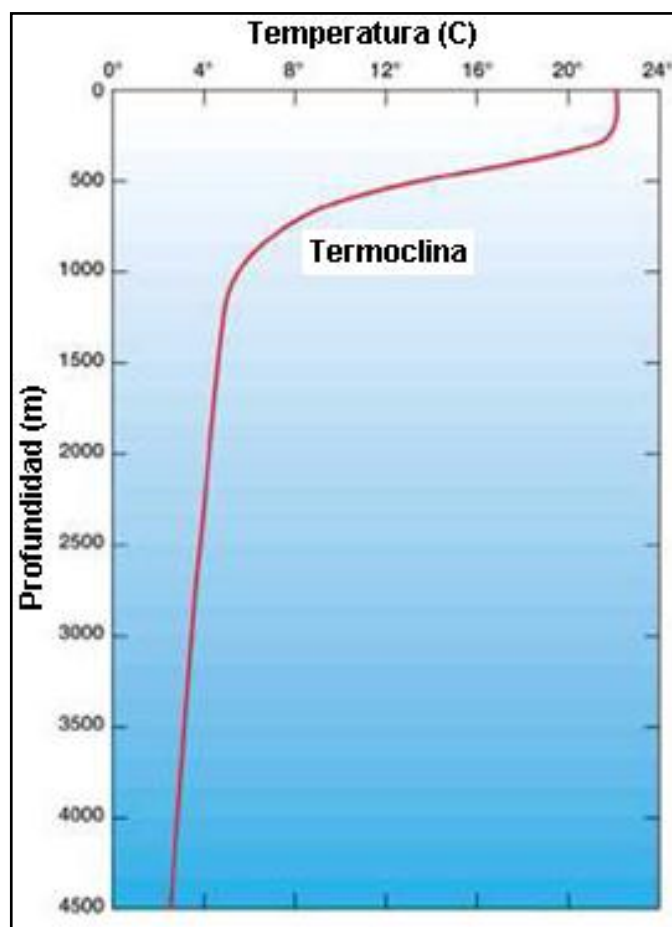
6.2. DEFINICIÓN DE CARACTERÍSTICAS AMBIENTALES, DE LOCALIZACIÓN E INFRAESTRUCTURA

6.2.1. Capa de Agua, Condiciones Ambientales y Perfil de Temperatura.

Para el planteamiento de la estrategia de aseguramiento de flujo que se busca diseñar en esta tesis se supondrá una capa de agua de 2000 ft que es una medida no tan somera ni tan profunda y que podría ser propia de los proyectos que a futuro se puedan desarrollar en los mares Colombianos.

Para este valor de capa de agua, según los perfiles de temperatura propuestos para el agua de mar a latitudes medias como la nuestra (figura 7.2)⁶, según los casos estudiados de aplicaciones reales de estrategias de aseguramiento de flujo y según información correspondiente específicamente al Mar Caribe, se podría estimar que correspondería un valor de 4°C para la temperatura mínima de lecho marino (figura 7.3). Se deberá diseñar la estrategia para soportar esta temperatura ya que es la más crítica.

Figura 6.2. Forma tipo de la termoclina.



Fuente: BERGMAN, Jennifer. *Temperatura of Ocean Water*. 2001. Disponible en Internet: <<http://www.windows2universe.org/earth/Water/temp.html>>

Figura 6.3. Temperatura mínima de lecho marino y temperatura promedio de superficie para el Mar Caribe.



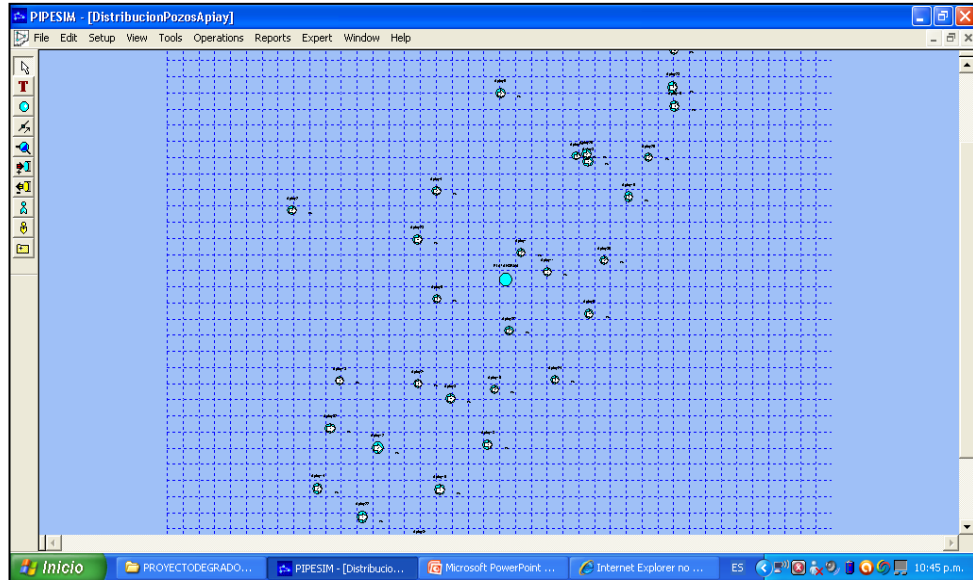
6.2.2. Expansión del campo, ubicación, tipo y cantidad de pozos, ubicación de la plataforma o FPSO, definición de rutas de las líneas de flujo y distribución del sistema submarino.

Los pozos Apiay tenidos en cuenta en este campo de referencia fueron 30. Pozos productores distribuidos en forma irregular alcanzando una expansión de 5872 ft desde el punto central del campo hacia el pozo más lejano en la zona nor-oriental y de 5662 ft desde el punto central del campo hacia el pozo más lejano en la zona sur-occidental teniendo como su máximo eje de expansión 11469 ft cruzando el campo desde el punto más lejano al sur-occidente hasta el más lejano al nor-oriente.²¹

A continuación se muestra la distribución de estos pozos ubicados con sus respectivas coordenadas en el ambiente de simulación de PIPESIM.

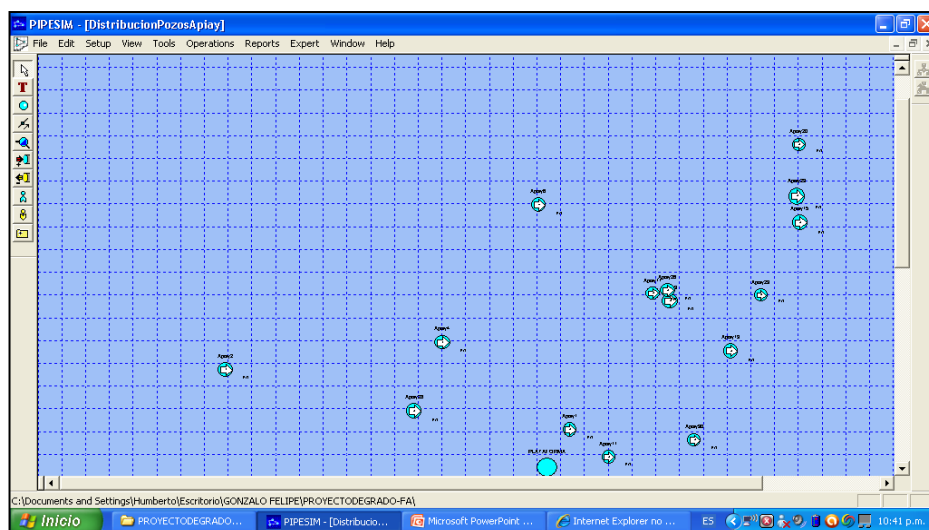
La distribución completa se ve así:

Figura 6.4. Distribución de los pozos del campo Apiay en el ambiente de simulación de PIPESIM.



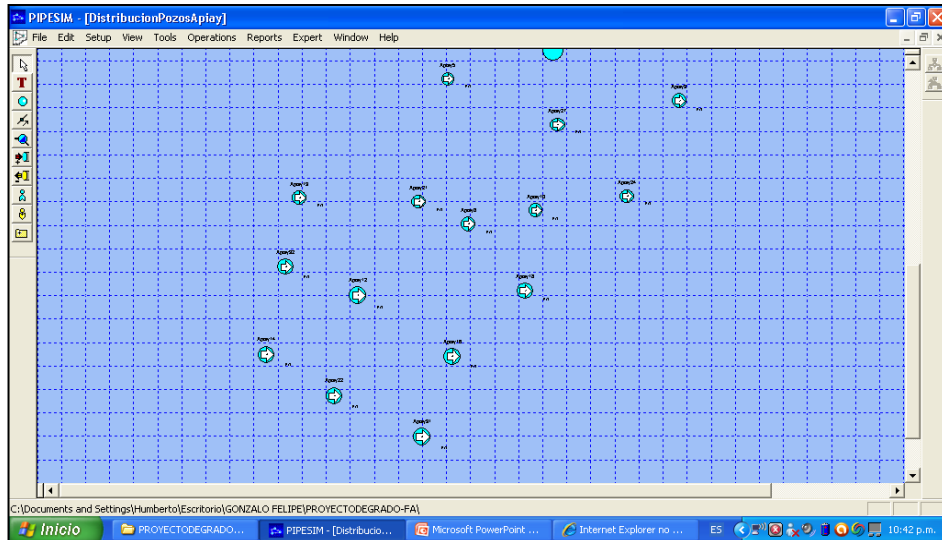
La zona norte del campo, así:

Figura 6.5. Distribución de los pozos de la zona norte del campo Apiay en el ambiente de simulación de PIPESIM.



Y la zona sur, como sigue:

Figura 6.6. Distribución de los pozos de la zona sur del campo Apiay en el ambiente de simulación de PIPESIM.



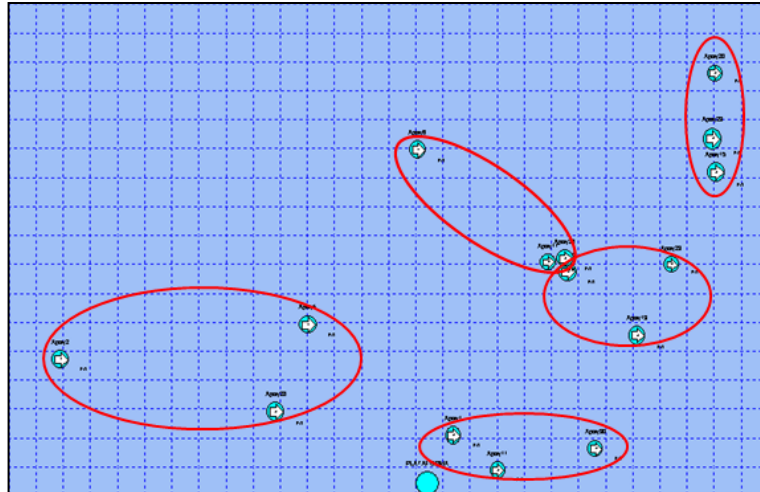
En las imágenes anteriores se puede ubicar el punto central del campo en el círculo de color verde aguamarina.

Los proyectos costa afuera no presentan tan amplio número de pozos, principalmente debido a factores económicos y a la gran capacidad de producción con que se diseña cada uno. Por lo regular, los desarrollos costa afuera constan de pocos pozos productores (de 2 a 20), en su mayoría horizontales, y cuando se requieren inyectores, el número tampoco es muy grande. Por lo comentado anteriormente se buscará reducir el número de pozos del campo de referencia a 10 pozos productores, para acercarse más al caso en desarrollo (campo GOJA) a la realidad de los proyectos costa afuera. Este proceso se realizará seleccionando grupos conformados por tres pozos cercanos y ubicando un pozo representativo de ese trío de pozos en una ubicación promedio con respecto a la de los tres del respectivo grupo. Esto permitirá diseñar un sistema de producción submarino más acorde con la realidad de funcionamiento de los campos costa afuera.

Los grupos de pozos seleccionados se pueden ver en las siguientes imágenes:

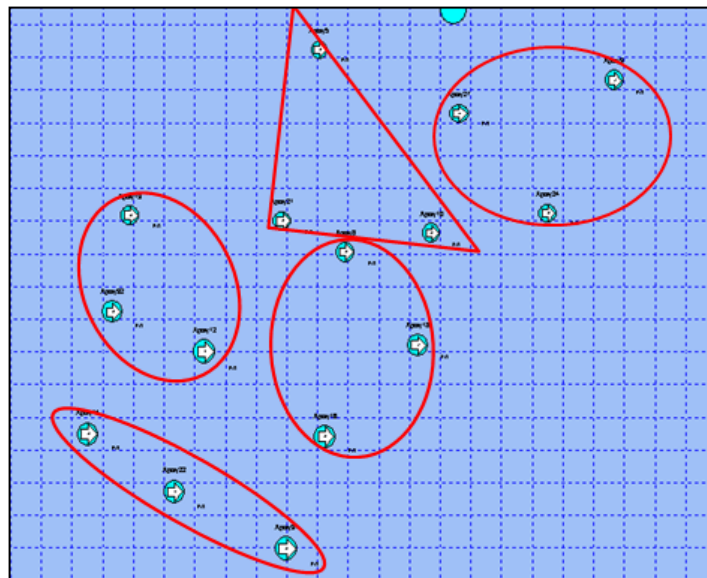
Para la zona norte:

Figura 6.7. Selección de los grupos de pozos para la zona norte.



En la zona sur:

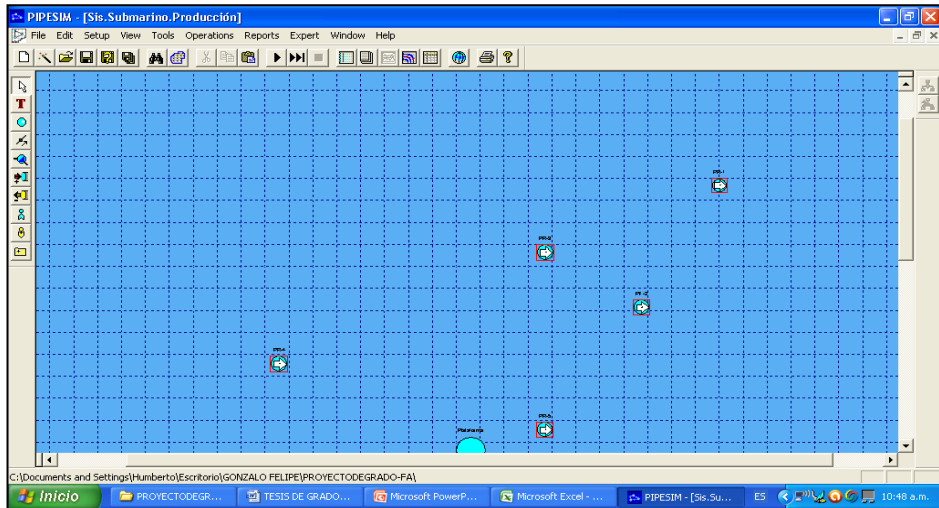
Figura 6.8. Selección de los grupos de pozos para la zona sur.



La ubicación de los pozos representativos de los grupos anteriormente expuestos se muestra a continuación en el ambiente de simulación de PIPESIM:

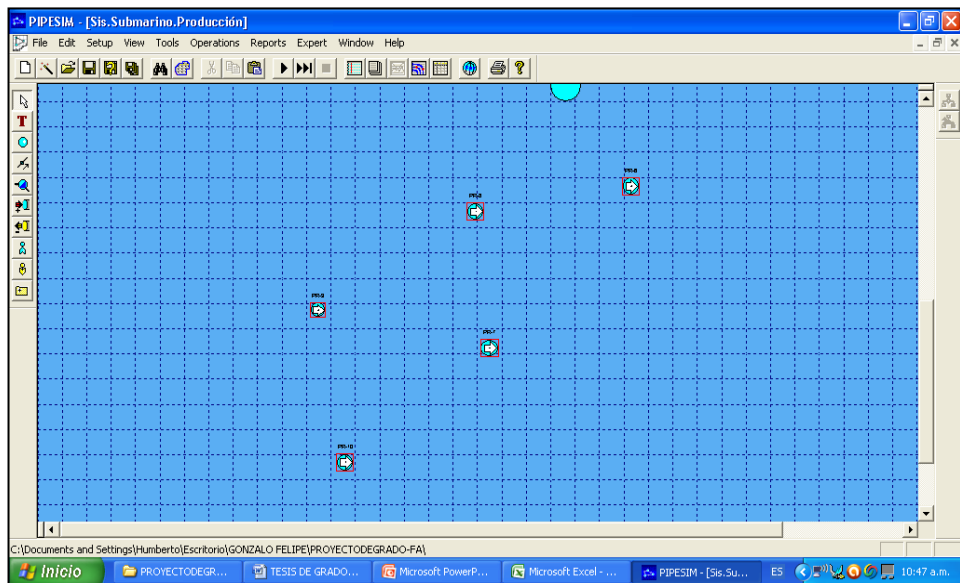
Para la zona norte:

Figura 6.9. Distribución de los pozos representativos para la zona norte en el ambiente de simulación de PIPESIM.



Para la zona sur:

Figura 6.10. Distribución de los pozos representativos para la zona sur en el ambiente de simulación de PIPESIM.



Ahora, la expansión del campo se reduce un poco pasando de una expansión de 5872 ft a 5367 ft en dirección nor-oriental desde el centro del campo (Ubicación de la plataforma de producción o FPSO) y de 5662 ft a 5593 ft en dirección sur-occidental desde la ubicación de la unidad de producción. La expansión máxima es de 10921 ft cruzando el campo por el eje que une a los pozos GOJA 1 y GOJA10.

Viendo la distribución poco uniforme que presentan los 10 pozos productores del campo GOJA, lo cual no se asemeja con la realidad de los esquemas de producción que se presentan en los campos costa afuera en el mundo, se recurre ahora a ubicar pozos productores horizontales (por lo regular son el tipo de pozos perforados en los desarrollos costa afuera en el mundo) por zona, que barran el yacimiento desde una ubicación estratégica y que sus cabezales submarinos de producción se encuentren distribuidos en forma de cluster, como ocurre en la mayoría de los desarrollos offshore. Estos pozos son perforados desde la misma plataforma o buque de perforación, estando esta unidad en la misma posición.

A continuación se muestra la distribución de estos pozos por zona y las áreas de barrido aproximadas que deberían tener para producir el yacimiento de una manera eficiente. Debido a la posición lejana del pozo GOJA4 hacia la zona nor-occidental del campo, lo cual nos indica amplitud del yacimiento del que produce GOJA en esa dirección, se piensa en una distribución de pozos en la que el pozo GOJA4 conserve su posición para producir el campo de una mejor manera alcanzando un área de barrido mucho mayor, esta distribución será mostrada a continuación y será la tomada en cuenta para el diseño de la estrategia de aseguramiento de flujo como tal.

En las imágenes que se muestran a continuación se podrán observar los pozos con un cuadro rojo alrededor de los mismos, la plataforma simbolizada por el círculo agua-marina y una delimitación del área aproximada del yacimiento (puntos pequeños de color agua-marina).

Zona norte:

Figura 6.11. Distribución de pozos definitiva para trabajar el proyecto – Zona norte.

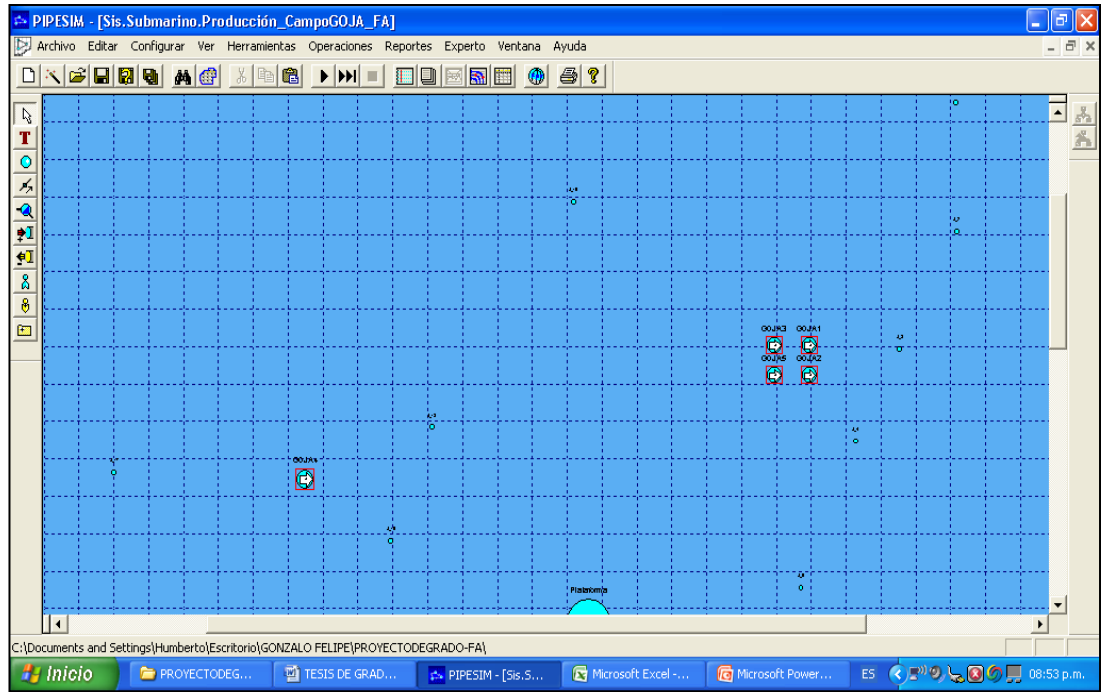
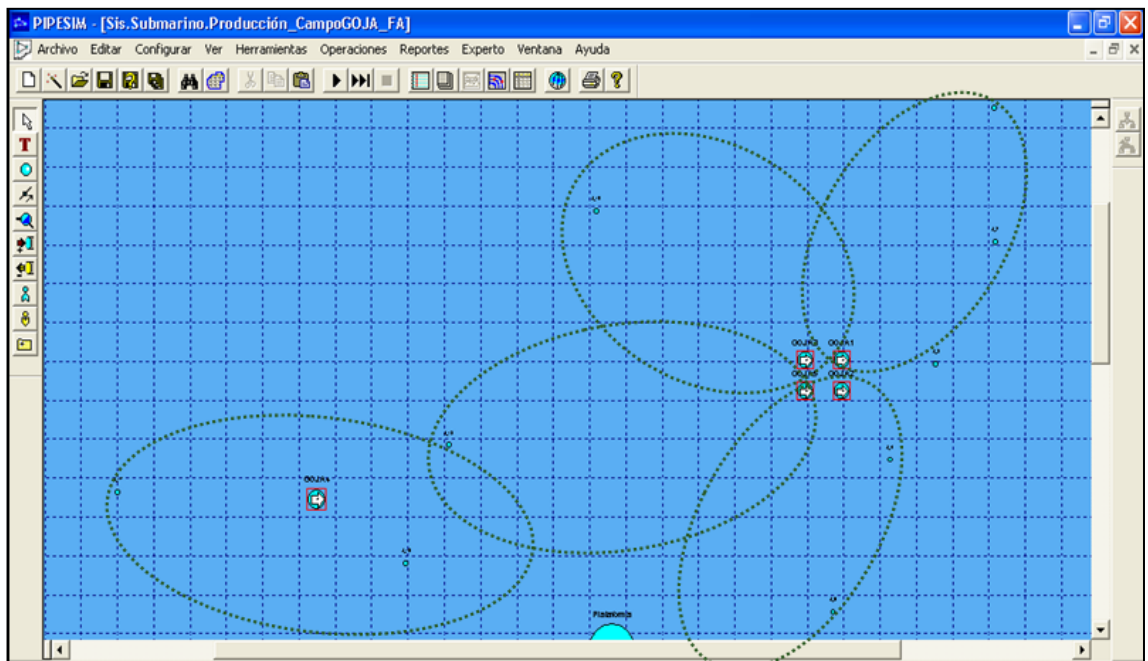


Figura 6.12. Áreas de barrido aproximadas en la distribución de pozos definitiva – Zona norte.



Zona sur:

Figura 6.13. Distribución de pozos definitiva para trabajar el proyecto – Zona sur.

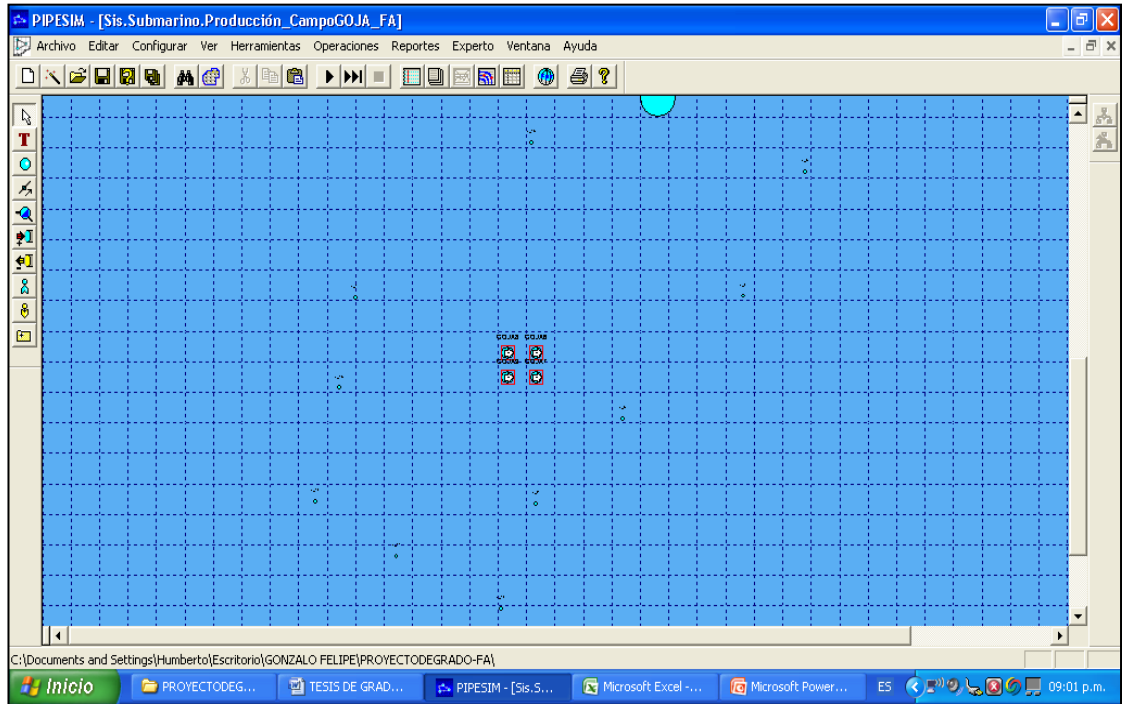
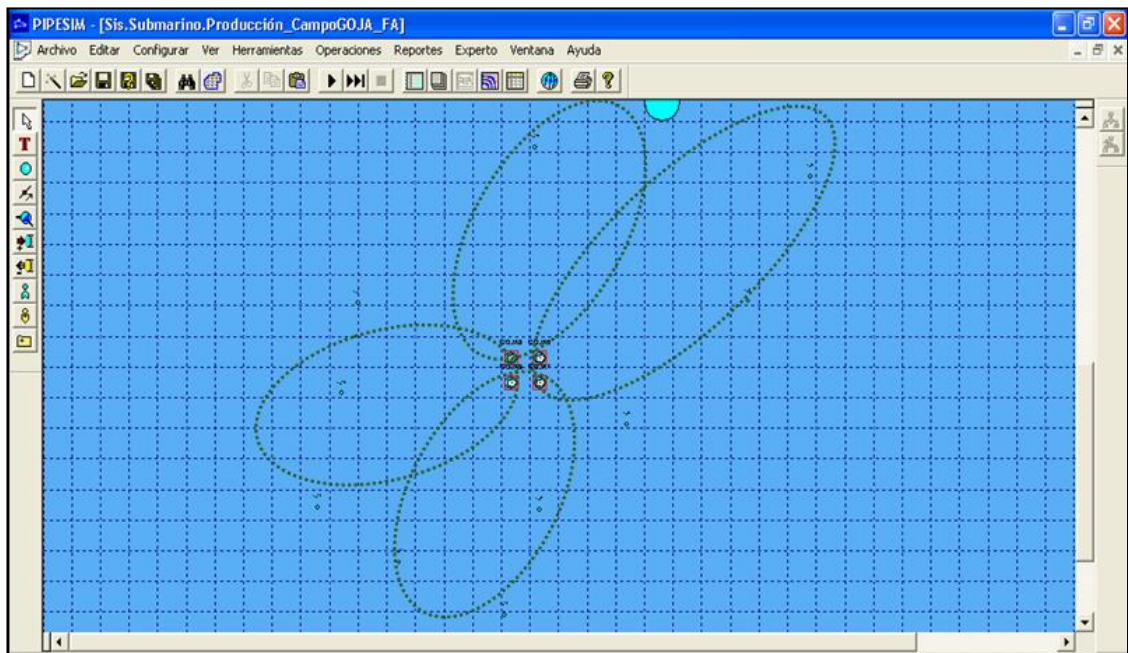


Figura 6.14. Áreas de barrido aproximadas en la distribución de pozos definitiva – Zona sur.



La expansión del campo con esta nueva distribución de pozos se reduce considerablemente y se puede definir un máximo eje de expansión como la distancia que existe desde el manifold norte hasta el manifold sur, la cual corresponde a 1898 metros. Este aspecto también representa una ventaja clara en lo que respecta a la distribución o infraestructura del sistema submarino de producción, significa directamente, líneas más cortas, un sistema más económico y operativamente mucho más accesible, sencillo y con menores riesgos en cuanto al aseguramiento de flujo se refiere.

En cuanto a la distribución de las líneas de flujo, los risers y los diferentes elementos del sistema submarino de producción se evaluarán tres opciones, opción A, opción B y opción C. Si la batimetría del lecho marino y los resultados del análisis de fluidos (de lo cual se hablará más adelante en este capítulo) no nos permiten definir un solo esquema posible para el diseño, se relacionarán ambos esquemas con las variables que se manejan en el diseño de una estrategia de este tipo, se evaluarán y compararán perfiles de presión y temperatura con las condiciones o tendencias de los fluidos producidos en el campo GOJA, y en los resultados de dichas comparaciones y evaluaciones se basará la decisión que se tome sobre cual esquema de producción es mejor para el aseguramiento de flujo del sistema submarino de producción del campo. Si el análisis batimétrico y el análisis de fluidos nos indican cual opción es la mejor o única posible (dentro de las propuestas) para producir este campo, lo que se comentó sobre comparaciones y evaluaciones se realizará también, pero solo para ese esquema elegido. Todo esto a lo que nos referimos anteriormente, se presentará en el capítulo siguiente de este documento, capítulo 8.

Estas distribuciones del sistema submarino se determinaron como las más adecuadas posibles para producir este tipo de campos de acuerdo a las condiciones de operación e infraestructura descritas y por describir, al análisis teórico inicial del proyecto y a la información recopilada en la fase de construcción del diagrama de toma de decisiones.

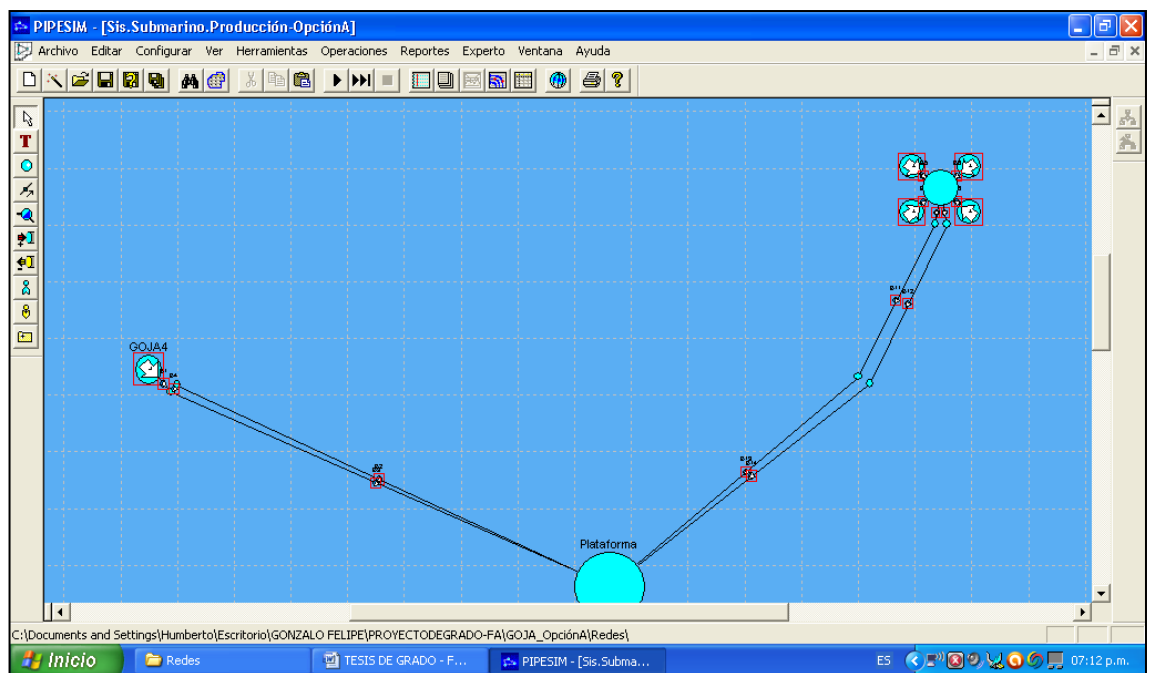
A continuación se muestran las opciones de sistemas submarinos de producción de las que anteriormente se habló:

Opción A:

Consiste básicamente en la ubicación de dos manifolds submarinos que colectarán la producción proveniente de los pozos ubicados en esquema cluster, un manifold estará ubicado en cada zona del campo. A estos manifolds llegará un circuito de líneas de flujo y riser dobles que será el encargado de llevar los fluidos producidos hasta superficie (plataforma o FPSO). La producción de GOJA4 será llevada hasta la unidad de producción a partir de un circuito de líneas de flujo y riser dobles (esquema pigging loop) el cual no requerirá la implementación de un manifold ya que se trata de producción proveniente de un solo pozo.

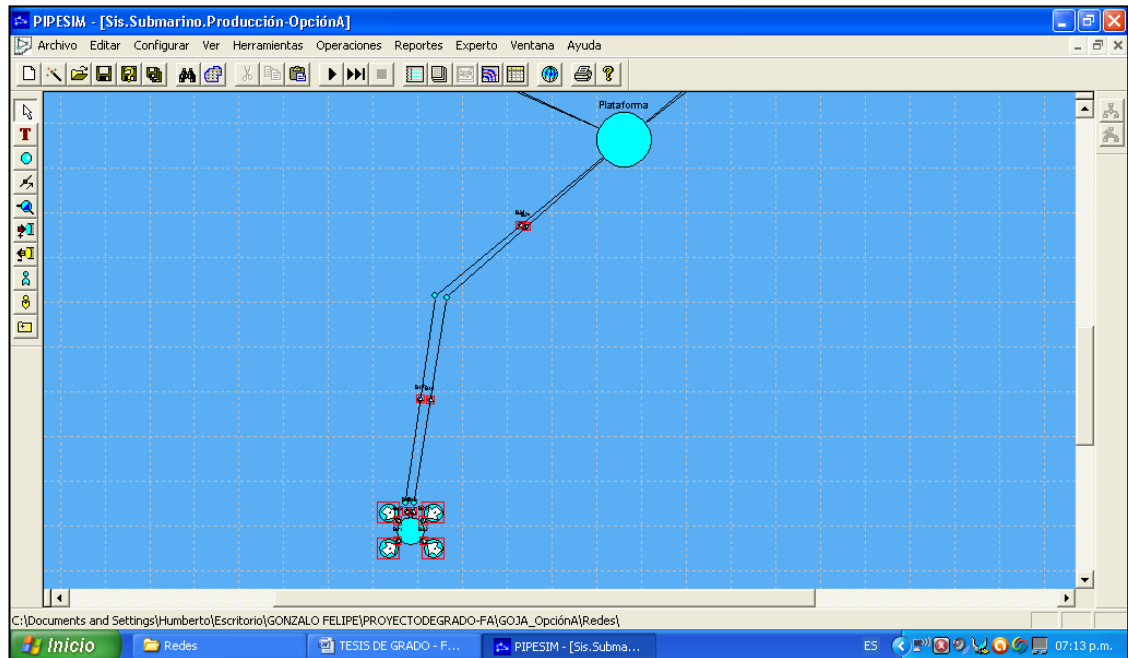
Para la zona norte:

Figura 6.15. Zona norte para la opción A en el ambiente de simulación de PIPESIM.



Para la zona sur:

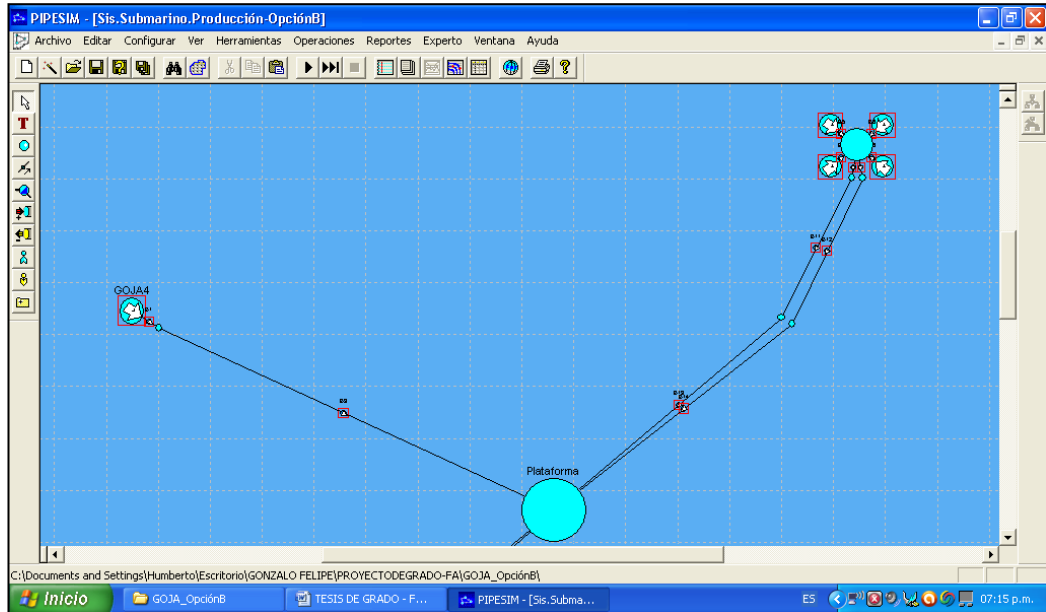
Figura 6.16. Zona sur para la opción A en el ambiente de simulación de PIPESIM.



Opción B:

La opción B sugiere que la producción proveniente del pozo GOJA4 sea llevada a superficie a través de una línea individual y no de líneas de flujo y riser dobles, siendo esta la única diferencia con respecto al esquema propuesto en la opción A. La distribución del sistema submarino de producción para la zona sur permanecerá igual a la que se presentó en la opción A.

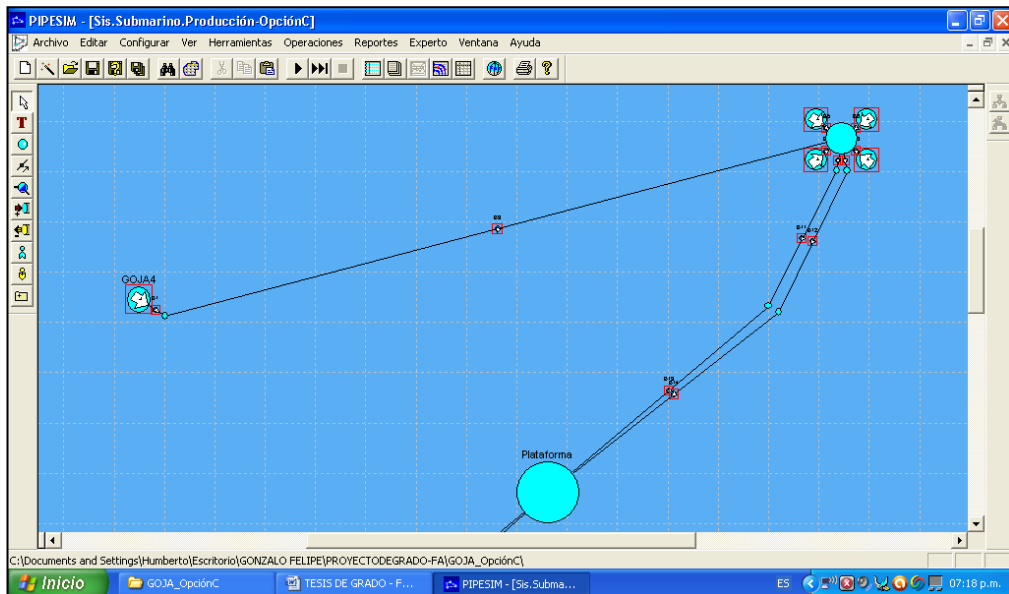
Figura 6.17. Zona norte para la opción B en el ambiente de simulación de PIPESIM.



Opción C:

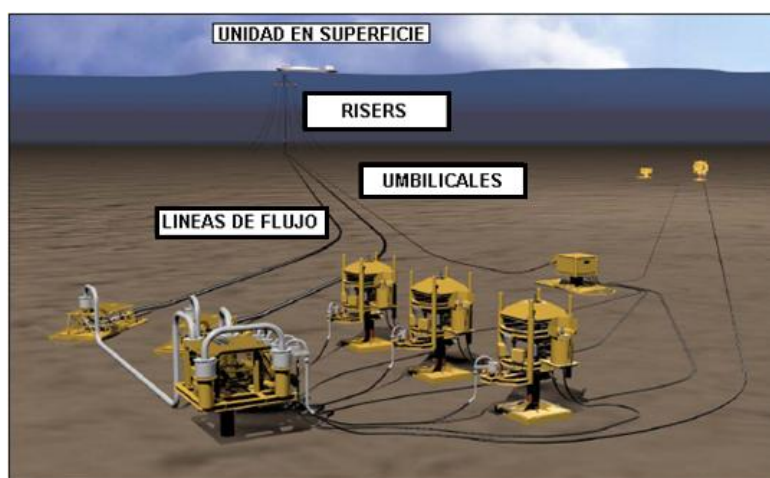
Esta opción consiste en llevar los fluidos producidos por GOJA4 hasta el manifold norte con una línea de flujo individual. La zona sur del campo se verá igual pero la zona norte se modificaría como se muestra a continuación:

Figura 6.18. Zona norte para la opción C en el ambiente de simulación de PIPESIM.



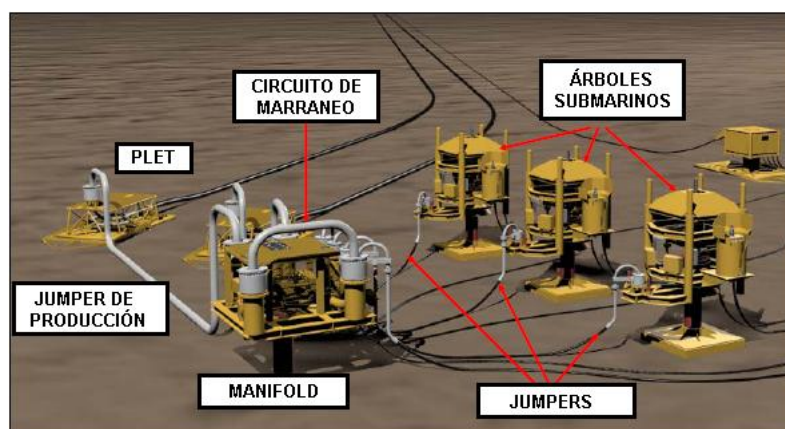
Es importante tener en cuenta que para la opción B la operación de marraneo debe realizarse con la implementación de un lanzador de marranos submarino (subsea pig launcher). Para este propósito se debe adecuar la zona final de la línea por la cual el marrano va a viajar, en este caso, se debe adecuar una infraestructura especial en el pozo GOJA4. El montaje que en estos casos se implementa se pudo observar...en el capítulo 4, sección referente a pigging, figura 4.15...

Figura 6.19. Arquitectura tipo de un sistema de producción submarino.



Fuente: FLOW ASSURANCE AND OPERABILITY (2-3, Marzo, 2009: Piedecuesta, Colombia). Memorias [Diapositivas]. Piedecuesta: Ecopetrol – ICP, 2009.

Figura 6.20. Arquitectura tipo de un sistema de producción submarino en la zona del manifold de producción.



Fuente: FLOW ASSURANCE AND OPERABILITY (2-3, Marzo, 2009: Piedecuesta, Colombia). Memorias [Diapositivas]. Piedecuesta: Ecopetrol – ICP, 2009.

En las figuras anteriores pudo observarse una distribución tipo de la arquitectura de un sistema submarino de producción, en ellas pueden verse los cabezales de pozo submarinos (árboles submarinos), los jumpers que unen los arboles con el manifold, el manifold, los jumpers de producción, el elemento que une estos jumpers con las líneas de flujo (PLET), las líneas de flujo, los risers y la unidad de producción en superficie, ya sea una plataforma o un FPSO (Floating Production Storage and Offloading).

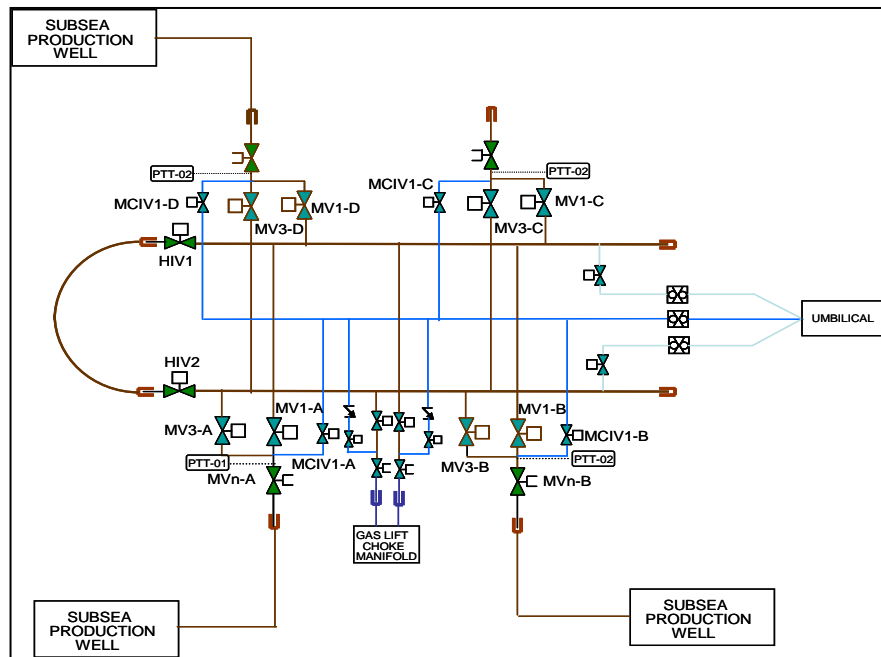
El uso de líneas y risers dobles (pigging loop o circuito para marraneo) se debe a la ventaja que significa para el desarrollo de un campo costa afuera tener la posibilidad de manejar un circuito de flujo cuya entrada y salida sea en superficie, este circuito permitirá realizar operaciones de marraneo con regreso del marrano a superficie, operaciones de circulación de fluidos calientes para manipular la temperatura del sistema previo una puesta en marcha, operaciones de circulación de fluidos calientes para mezclar la producción mientras circulan estos fluidos, operaciones de circulación de fluidos calientes en búsqueda de la dilución de algún tapón provocado por acumulación de parafinas o hidratos, permitirá realizar operaciones de despresurización en ambas direcciones con respecto a un tapón de hidratos, operaciones de circulación de fluidos para desplazar líquidos acumulados en las líneas de flujo en zonas de descensos localizados, entre muchas otras operaciones que al aplicarse en casos reales han demostrado ser de mucha utilidad, eficacia y eficiencia.

Los anteriores beneficios obtenidos por la inclusión de los risers y líneas dobles son algunos de carácter preventivo y otros manejan más un concepto de remediación. A continuación se muestran algunas imágenes en las que se puede ver que en campos costa afuera sí se suele implementar este tipo de disposición de líneas de flujo y risers.

En el análisis del sistema de transporte del campo TIMON/K2 ubicado en el Golfo de México se evaluaron 14 opciones, de las cuales 6 de ellas involucraban un circuito de líneas de flujo y risers (Pigging loop). Las conclusiones del análisis llevaron directamente a la escogencia del sistema pigging loop como el sistema más adecuado, principalmente debido a que se requieren menores diámetros de tubería que en una línea común (lo cual implica menores costos y mayor tiempo de recuperación) y a que los costos para la operación de pigging serán mayores para la línea común.³²

En la siguiente imagen podemos ver como los manifold de producción submarinos permiten adecuar este circuito de líneas de flujo y risers (pigging loop).

Figura 6.23. Disposición interna de un manifold de producción submarino.



Fuente: FLOW ASSURANCE AND OPERABILITY (2-3, Marzo, 2009: Piedecuesta, Colombia). Memorias [Diapositivas]. Piedecuesta: Ecopetrol – ICP, 2009.

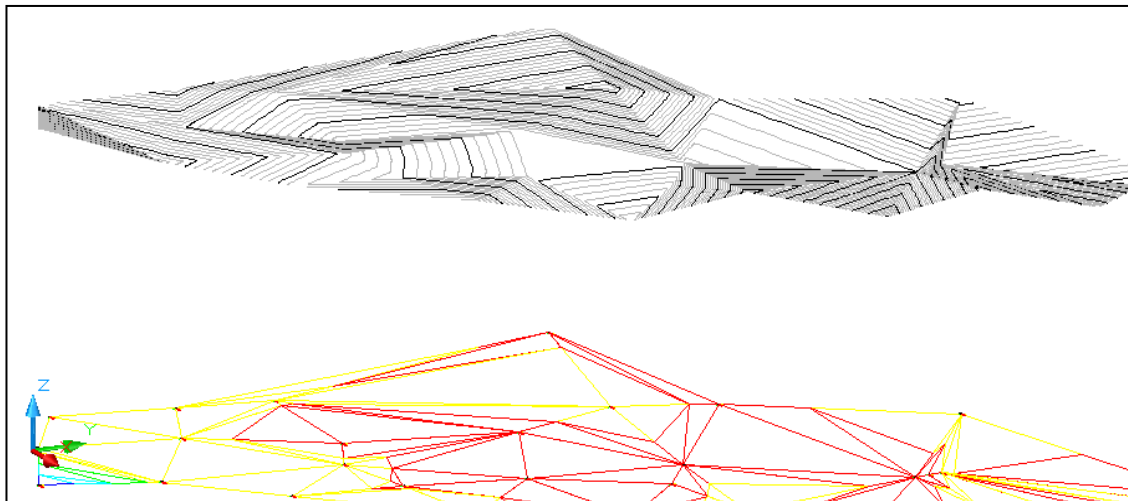
6.2.3. Batimetría

Este es un aspecto muy importante a considerar en el diseño de cualquier sistema submarino de producción, ya que los descensos localizados son un reto grande en la operación de los mismos, bajo condiciones de parada. Cualquier error en las apreciaciones sobre la existencia o no del flujo descendente localizado y que conduzca a la no detección de una zona de flujo de este tipo, podría provocar errores graves durante la operación del campo y, sin intención de hacerlo, se adecuarían zonas para precipitación y depositación rápida y peligrosa de sólidos como los hidratos. Lo anterior debido a que, en caso de una parada, al despresurizar una línea, el gas atrapado en el riser se libera, pero la zona restante entre la acumulación de liquido y la parte anterior a la misma, gracias a la permanencia de los gases en la línea

de flujo, mantiene la presión en un valor alto, muy probablemente por encima de las condiciones de formación de hidratos.

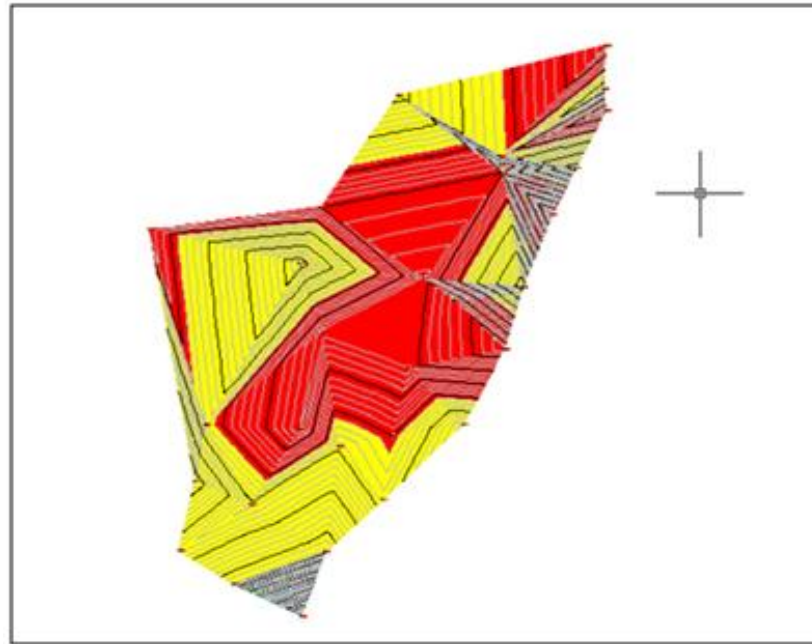
El perfil batimétrico del lecho marino se construyó en el simulador AutoCAD con la información con la que se contaba, que básicamente fue la cota de cada pozo.²¹ Se expondrá a continuación el perfil construido con todos los pozos del campo Apiay (campo de referencia). Esta topografía de lecho marino será aplicada al desarrollo del presente proyecto, el diseño conceptual de la estrategia de aseguramiento de flujo para el campo GOJA.

Figura 6.24. Perfil batimétrico del lecho marino del campo GOJA.



Además del perfil que en realidad no es muy claro, el simulador construyó una imagen en planta en la que se generaron las curvas de nivel con la información que se le introdujo. Debido a que las cotas fueron adecuadas para generar medidas que se movieran en la escala de los negativos y positivos para de esta manera fijar un nivel de referencia o cero en dichas curvas de nivel, la vista en planta que se mostrará a continuación presenta en rojo las zonas que se encuentran por debajo de ese nivel de referencia o cero (zonas más bajas) y en amarillo las zonas más altas en el lecho marino del campo GOJA (zonas por encima del cero).

Figura 6.25. Vista en planta del lecho marino del campo GOJA. Zonas altas: Amarillo, Zonas bajas: Rojo.



Tan solo con analizar la imagen anterior y conociendo que la plataforma o FPSO estará ubicada en el centro del campo, podríamos deducir que las líneas de flujo que transportarán los fluidos producidos hacia superficie se verán sometidas a descensos localizados ya que vienen inicialmente de zonas más altas, pasan por zonas bajas y luego suben por los risers en búsqueda de la superficie. Tanto en la zona norte del campo como en la zona sur, estos descensos localizados serán inminentes mas allá de la ubicación o el recorrido que se les dé a las líneas de flujo. Aunque las diferencias de altitud no son demasiado grandes con respecto a las distancias recorridas por las líneas, podríamos empezar a pensar, recordando las ventajas que tiene la utilización de líneas de flujo y riser dobles, en que la opción A es la más adecuada para implantar y diseñar en este campo GOJA caracterizado por esta batimetría. No solo estaríamos beneficiando la operación del campo con la posible circulación de fluidos para desplazar líquidos acumulados o con la posibilidad de aplicación de técnicas novedosas de despresurización en las líneas, sino también con los demás beneficios que el circuito presta.

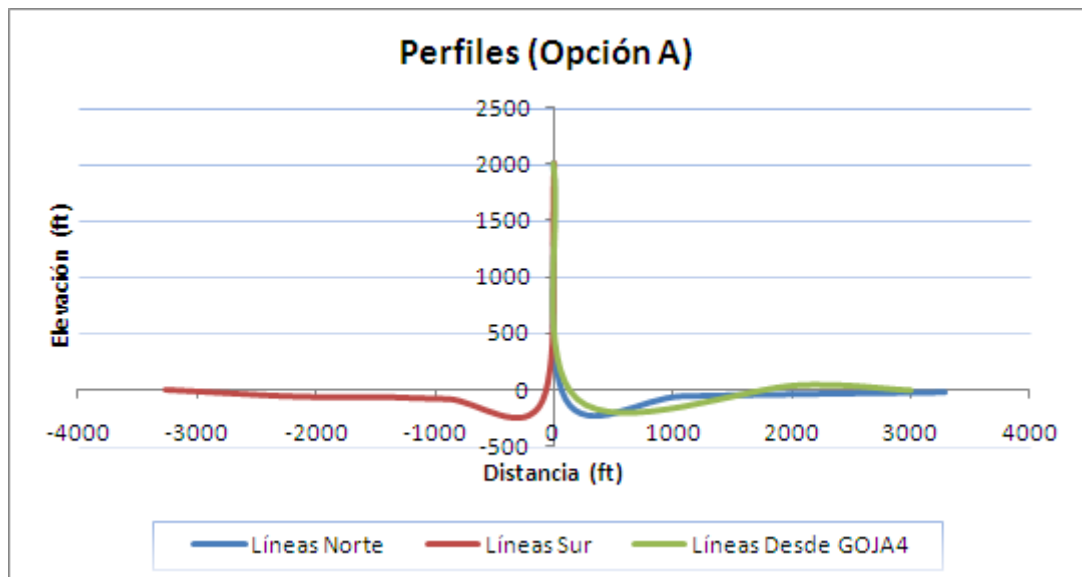
Para poder ver más claramente las condiciones a las que el flujo se verá sometido, en cuanto a batimetría se refiere, una aproximación del perfil de las líneas (líneas de flujo en conexión con los risers) diseñadas para cada opción a evaluar será mostrada a

continuación. Estos perfiles permitirán ver en qué zonas se presentan los descensos localizados y en cuales zonas no se necesitarán soluciones especiales de ingeniería, específicamente técnicas de despresurización o circulación de fluidos.

Opción A:

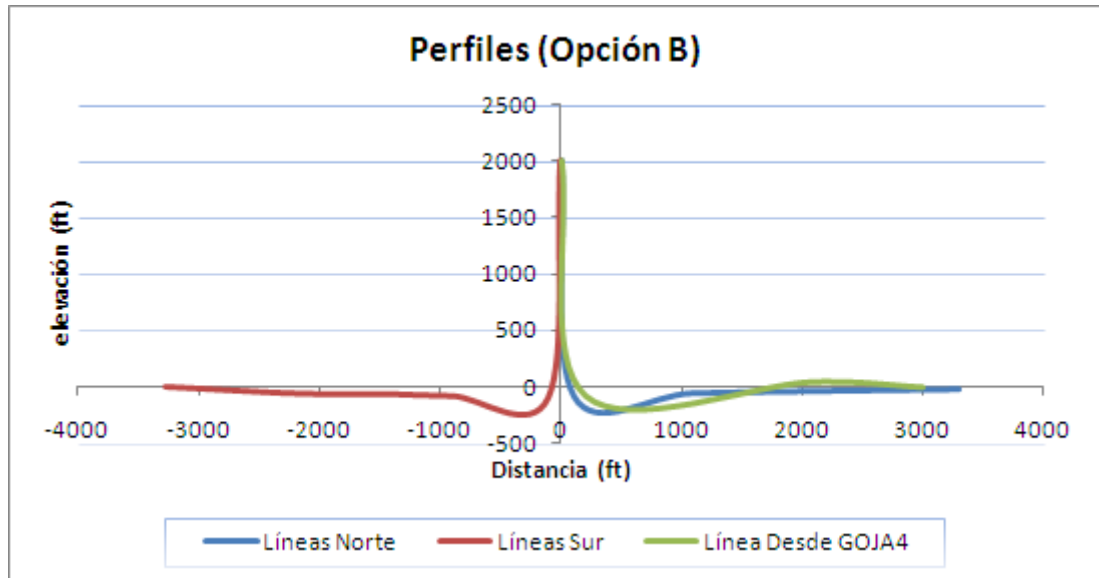
Ubicando la plataforma, a 2000 ft de altura con respecto al lecho marino, en el eje Y, y tomando las medidas hacia el sur como negativas podemos obtener una visión lateral del campo como la que se muestra en la figura 7.26.

Figura 6.26. Perfiles de las líneas, opción A.



Opción B:

Figura 6.27. Perfiles de las líneas, opción B.



Opción C:

Figura 6.28. Perfiles de las líneas, opción C.

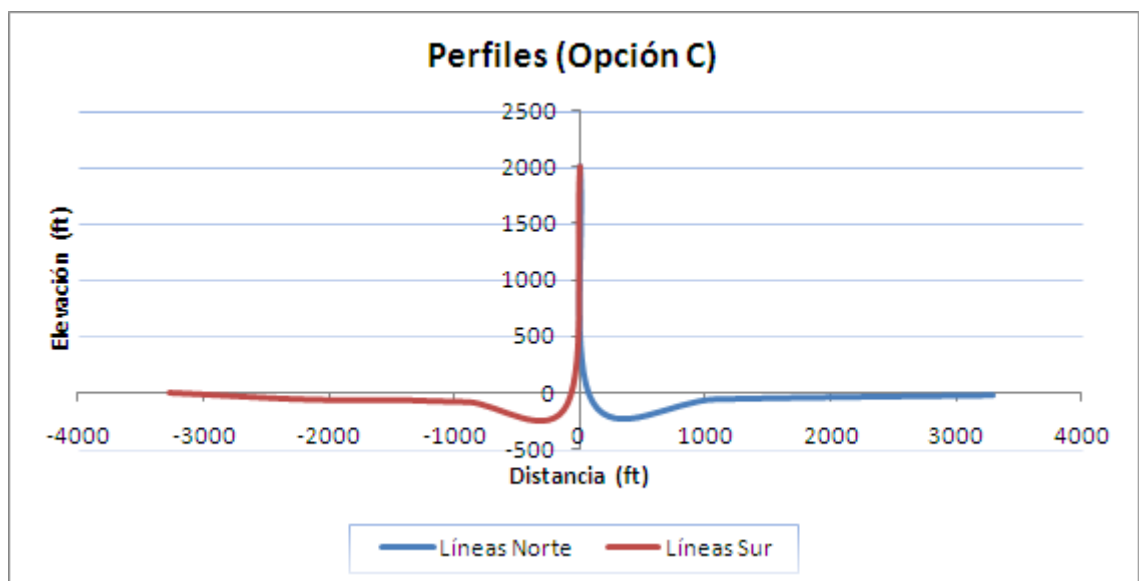
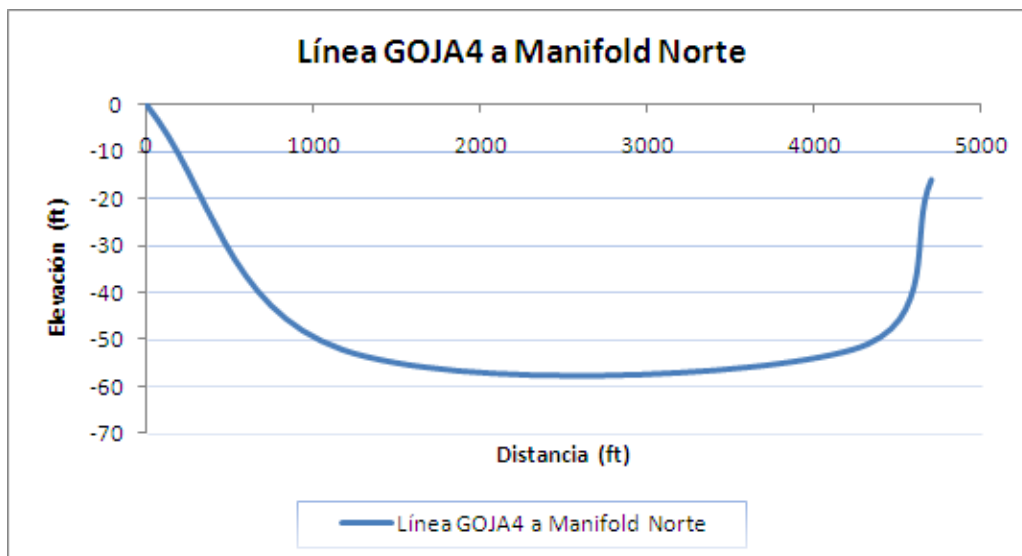


Figura 6.29. Perfil de la línea GOJA4 a manifold Norte: Opción C para el campo GOJA.



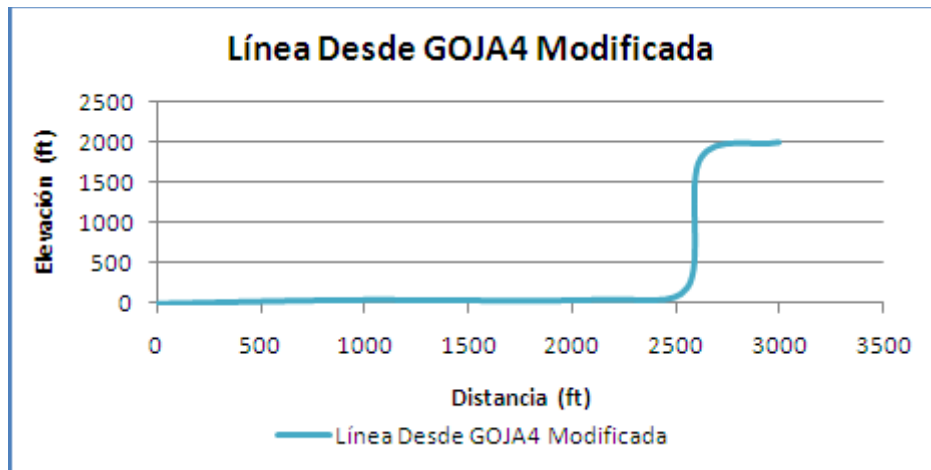
Observando los perfiles anteriores se puede notar que todas las líneas, para todas las opciones propuestas, presentan zonas de flujo descendente localizado en la zona cercana a la base del riser. Esta situación nos advierte o nos confirma el riesgo comentado anteriormente, el peligro que produce para la operación la acumulación de líquidos en estas zonas de descensos localizados.

Aunque la severidad del problema se podría conocer solamente con simulaciones avanzadas de hidrodinámica o con la misma puesta en marcha del campo permitiendo estas condiciones, siguiendo la filosofía principal que se maneja en la industria offshore, la de la prevención antes que la de la remediación, se trabajaría únicamente como opción candidata para diseño del sistema submarino de producción, la opción A, ya que brinda la posibilidad de ejecutar operaciones de circulación de aceite “seco” para desplazar los líquidos acumulados u operaciones de despresurización en una dirección con levantamiento de gas, previniendo de cualquier manera, la formación rápida de hidratos en esas zonas que no permiten ser despresurizadas de manera sencilla o común.

La implementación de la opción B implicaría el rediseño de la línea que transporta la producción proveniente del pozo GOJA4 ya que también presenta este flujo descendente localizado. Para corregir esta situación, en caso de querer aplicarse esta alternativa, se puede pensar en la siguiente solución:

- Gracias a que en la dirección de donde proviene la producción de GOJA4 con respecto a la plataforma o FPSO (zona nor-oeste), la zona deprimida no es muy amplia, se podría trasladar la base del riser a una distancia un poco más lejana de la unidad de producción en superficie a partir de la implementación de una boya (o varias según la distancia) que aleje la caída del tope del riser de la plataforma trasladando así la base del mismo. Esto modificaría el perfil de la línea evitando que caiga en la zona de desnivel en donde se acumularían los líquidos. (Figura 7.30).

Figura 6.30. Perfil de la línea GOJA4 modificada.



La posible acumulación de líquidos en la zona entre la plataforma y la boya, y el que esta sea una técnica no tan aplicada en los desarrollos costa afuera en la actualidad, no hacen a esta alternativa una solución tan segura o confiable.

A partir del análisis batimétrico del lecho marino y de la construcción de los perfiles de las líneas de flujo y los riser para las opciones propuestas, ha sido posible adoptar una opción (la opción A) como la más adecuada a aplicar por el momento. Esta decisión sobre la implementación de la opción A se convertirá en definitiva cuando el análisis de fluidos que se mostrará a continuación indique que los mismos son propensos o tienden, de manera crítica, a precipitar sólidos como las parafinas y los asfaltenos, o a formar sólidos como los hidratos.

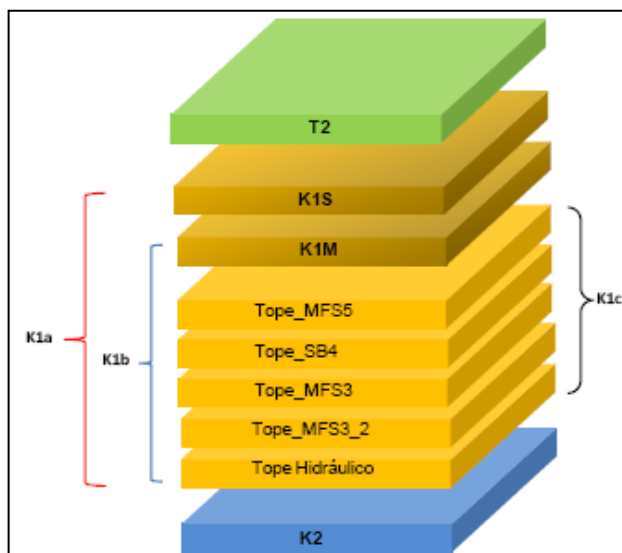
Después de haber observado el análisis de fluidos, se confirmará la decisión de implementación de la opción A para la distribución del sistema submarino de producción o se evaluará cual otra opción será adecuada para la distribución del mismo.

Después de haber determinado cual opción será seleccionada, en los siguientes capítulos se evaluará técnicamente este sistema de producción y se determinará como se combatirán las principales problemáticas y riesgos (hidratos, parafinas, asfaltenos, incrustaciones u otro riesgo que se pueda presentar) que impiden que los fluidos lleguen a superficie con facilidad debido a taponamientos parciales o totales en las líneas, los elementos o los equipos submarinos.

6.3. ANÁLISIS DE FLUIDOS

Apiay se encuentra dividido en 3 unidades productoras: T2, K1 y K2 como se muestra en la figura 7.31.

Figura 6.31. Unidades productoras del campo Apiay.



Fuente: INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO. EVALUACION DE FLUIDOS PARA LOS CAMPOS APIAY, SURIA Y CASTILLA – INFORME FINAL. Centro de Investigación y Desarrollo. Piedecuesta, Santander. Diciembre de 2009.

El crudo de la formación T2 es pesado y el de las formaciones K1 y K2 es medio. Para el fluido producido en GOJA se utilizarán los resultados de los análisis PVT, de viscosidad, de composición y otros aspectos claves para el aseguramiento del flujo. Se realizará el análisis de formación de parafinas e hidratos teniendo en cuenta las difíciles condiciones costa afuera del sistema submarino de producción.

Tabla 6.1. Pozos de Apiay de acuerdo a la unidad de donde producen.

POZO	K1	K2	T2	K1-K2	Pozos con Información
Apiay-3R	X				X
Apiay-5	X				
Apiay-7	X				
Apiay-10	X				
Apiay-12	X				X
Apiay-21	X				
Apiay-26	X				
Apiay-29	X				
Apiay-30	X				
Apiay-1		X			X
Apiay-3		X			X
Apiay-11		X			X
Apiay-16		X			
Apiay-15		X			X
Apiay-17		X			
Apiay-E1			X		
Apiay-4			X		
Apiay-6			X		
Apiay-9			X		
Apiay-13			X		
Apiay-25			X		
Apiay-E3				X	
Apiay-8				X	X
Apiay-14				X	
Apiay-18				X	
Apiay-19					
Apiay-20				X	
Apiay-27					
Apiay-28				X	

Se consideraron algunos de los pozos productores de las formaciones K1 y K2 por ser los que contaban con mayor información y porque el crudo y el agua de producción de estas formaciones presentan características similares, a diferencia de la formación T2.

6.3.1. Análisis PVT, Análisis Composicional y Análisis de Viscosidad²⁰

Parte de los resultados de los análisis PVT, composicional y de viscosidad para los fluidos que se están tomando para trabajar en el diseño de esta estrategia de aseguramiento de flujo (fluidos producidos en el campo Apiay) son expuestos a continuación. De estos resultados fue tomada la data para introducir en el simulador PIPESIM con el fin de modelar el sistema submarino de producción, determinar las condiciones de formación de hidratos y las tasas de depositación de parafinas, entre otros objetivos.

El Instituto Colombiano del Petróleo nos brindó los resultados de 11 pruebas PVT realizadas a 7 pozos Apiay. Dentro de cada uno de estos archivos PVT, se muestra información general sobre la prueba, información del registro de la muestra (dentro de la cual se expone su proveniencia), resultados del análisis de composición, de pruebas de separador, entre otros.

Para el análisis y modelamiento del sistema submarino de producción serán tomados en cuenta los resultados de las pruebas PVT realizadas a los fluidos producidos por el pozo APIAY0001 en su mayoría y de algunos otros pozos ya que corresponden a pruebas realizadas a muestras de fondo (lo cual indica mayor calidad y confiabilidad en los resultados) y en una edad temprana del yacimiento. Algunos datos involucrados en el archivo PVT de APIAY0001 se presentan a continuación.

PVT de APIAY0001

Información general:

Tabla 6.2. Información general del pozo Apiay 1.

Report Name	APIAY-1
Reporting Date	1982.10.18
Report Description	Análisis Termodinámico de fluidos
Reporting Company	Core Laboratories
Client Company	ECOPETROL
Sampling Company	Core Laboratories
Operating Company	ECOPETROL
Project Manager	
Field No/Area	Apiay
Field Description	Campo Apiay
State/Province	Meta
Country	Colombia
Well Location	LLanos N: 942.746 ; E: 1'077.136
Well No	APIAY 1
Well Description	Pozo Exploratorio
Well Elevation	946.300 [ft] KB(Kelly Bushing)
Well Status	Not known
Choke Size	24/64
Tubing Size [ft]	0,292
Casing Size [ft]	0,802
DB Robinson & Associates Ltd. - PVT ReCORD Version 2.0	
Notas:	
Las Coordenadas reportadas son Gauss origen Bogotá	

Fuente: INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO. ARCHIVOS PVT – Pozos Apiay.

Registro de la muestra:

Tabla 6.3. Registro de la muestra de fluidos realizada en el pozo Apiay 1.

Name		Sample1
Description		fluido del yacimiento
Sample Type		Subsurface Sample (SS)
Date Received (Lab)		1982.07.21
Date Sampled		1982.07.18
Time Sampled		00:00:00
Test Type		Not known
Sampler Type		Not known
Field Measured Psat.		[psig]
Shipping Cylinder		No Name
Storage Cylinder		No Name
Separator		
Pressure	40	[psig]
Temperature	156	[F]

Oil Rate	1732	[STB/day]
Gas Rate	104000	[SCF/day]
GOR	110	[SCF/STB]
Tubing & Casing		
Tubing Pressure	510	[psig]
Casing Pressure	0	[psig]
Gas Oil Contact	0	[ft] Not known
Oil Water Contact	9747	[ft] Not known
Producing Interval		
Formation		Guadalupe
From	10652	[ft] Casing Flange
To	10682	[ft] Casing Flange
Well Head		
Pressure	620	[psig]
Temperature	87	[F]
Bottom Hole		
Pressure	4550	[psig]
Temperature	255	[F]
Reservoir		
Pool Name		Llanos
Pressure	4445	[psig]
Temperature	255	[F]
DB Robinson & Associates Ltd. - PVT ReCORD Version 2.0		
Notas:		
Se utilizó esta muestra para el análisis PVT		

Fuente: INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO. ARCHIVOS PVT – Pozos Apiay.

Análisis composicional:

Tabla 6.4. Análisis composicional para el fluido muestreado.

No	Component	MW	Sample1
		[g/mol]	[mol %]
1	CO2	44,01	0,44
2	H2S	34,076	0
3	N2	28,013	0,15
4	C1	16,043	12,76
5	C2	30,07	3,43
6	C3	44,097	3,35
7	i-C4	58,124	0,92
8	n-C4	58,124	1,17
9	i-C5	72,151	0,78
10	n-C5	72,151	1,03
11	C6	86,178	5,71

12	C7+	257	70,26
----	-----	-----	-------

GOR	[SCF/STB]	110
C7+ MW	[g/mol]	257
C7+ Density	[g/cm ³]	0,909

Fuente: INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO. ARCHIVOS PVT – Pozos Apiay.

Prueba de Separador Multi-Estación:

Tabla 6.5. Prueba de separador multi-estación realizada a los fluidos producidos en Apiay 1.

Stage	Pressure [psig]	Temperature [F]	Vap. Gravity	Liq. Density [g/cm ³]	GOR [SCF/STB]	Separator Volume Factor
Stage 1	100	78	0,701		88	1,03
Stage 2	0	78			44	1,007

Total Separator Gas-Oil Ratio		132	[SCF/STB]
Stock Tank Oil Gravity at 60F		24,6	[API]
Separator Formation Volume Factor (bbl Res.Oil @ Saturation Condition/bbl STO @ 60 F)		1,146	
DB Robinson & Associates Ltd. - PVT ReCORD Version 2.0			
Notas:			
Balance de materia correcto, lo cual da fiabilidad a la prueba.			

Fuente: INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO. ARCHIVOS PVT – Pozos Apiay.

Observando los diferentes resultados expuestos en los PVT's y en un assay que se nos compartieron en el ICP se encontró que la gravedad API más baja registrada es de 22 API aproximadamente en toda la historia productiva del campo. Ya que muchos de los otros datos de gravedad API registrados por los pozos productores de K1 y K2 son mayores y se encuentran en el rango entre los 25 y los 30 API, se tomará para trabajar en el presente proyecto una gravedad API de 25. Por ser la más baja y representar un crudo más pesado sobre estimará (lo cual es bueno) los valores requeridos de capacidad y trabajo de las bombas (si son necesarias) para el levantamiento de los fluidos.

6.3.2. Análisis de Parafinas^{22,24}

La data de interés con respecto al análisis de parafinas fue tomada de un assay realizado a una muestra en la salida de la estación Apiay en agosto 26 de 2004.

Los datos tomados fueron:

- Ceras: 4,14 %w
- Punto de nube o WAT: 26 °C = **78,8 °F**
- Punto de fluidez: -15 °C = **5 °F**
- Factor K (UOP): 11,54 (Crudo mixto = Nafténico–Parafínico)

Cuando la temperatura del crudo disminuye por debajo del punto de nube se inicia el proceso de precipitación de parafina dentro del mismo. Aunque un proceso de precipitación no significa o no implica directamente un fenómeno de depositación de parafina en las líneas de flujo y los elementos submarinos, una estrategia de aseguramiento de flujo ideal no permitiría que la temperatura del crudo, en ningún punto del sistema submarino de producción disminuyera más allá de la temperatura de aparición de la parafina (WAT). Esta decisión sobre dejar o no que la temperatura del crudo, en algún punto del sistema, disminuya por debajo del punto de nube se analizará en el capítulo siguiente de esta tesis. Se evaluarán algunas soluciones de ingeniería para posible aplicación, que al ser relacionadas con otras técnicas, con las tasas de depositación de parafina que puedan presentarse bajo determinadas condiciones y con el aspecto económico, permitirán definir si a la temperatura del crudo se le permitirá o no disminuir lo suficiente como para que se inicie un proceso de precipitación de parafina.

La acción y las tasas de inyección de los diferentes químicos que comercialmente se utilizan para inhibir la depositación de las parafinas o para modificar el punto de fluidez del crudo serán cualitativamente evaluados a partir del análisis de información que se nos suministró sobre la aplicación de estos productos en campos reales y los beneficios o perjuicios que se obtuvieron. Inicialmente se conoce que los inhibidores de la depositación se recomiendan cuando la temperatura de los fluidos en el sistema disminuye por debajo del punto de nube pero no del de fluidez, mientras que los

reductores del punto de fluidez son recomendados cuando sí se sobrepasa este ultimo.

A partir del informe de fluidos se pudo obtener también la cromatografía de crudo total (Whole Oil); este análisis fue realizado con el fin de identificar el tipo y porcentaje de parafinas que podrían eventualmente precipitar en los pozos del Campo Apiay. Con base en la temperatura de cabeza de los pozos muestreados, la temperatura promedio del yacimiento, y la comparación de estas con la temperatura de fusión de las parafinas presentes en el crudo analizado, se identificó que a condiciones de yacimiento y de entrada al motor de la bomba electrosumergible que se utiliza en Apiay hay precipitación de parafinas. Las parafinas que precipitan a condiciones de cabeza de pozo se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 6.6. Parafinas que precipitan a condiciones de cabeza de algunos pozos del campo Apiay.

Pozo	Aplay-8 (T2)	Aplay 8 (T2)	Aplay-18 (K2)	Aplay-20 (K2-T2)	Aplay-8 (T2)	Aplay E-1 (T2)	Aplay-4 (T2)	Aplay-8 (T2)	Aplay-11 (K2)	Aplay-30 (K1)
Rango de parafinas que podrían precipitar	N-C22 --- N-C45	N-C33 --- N-C42	N-C27 --- N-C47	N-C23 --- N-C48	N-C22 --- N-C47	N-C20 --- N-C48	N-C26 --- N-C42	N-C33 --- N-C42	N-C26 --- N-C40	N-C28 --- N-C41
Porcentaje	18.74	8.10	18.58	31.87	33.17	38.12	23.10	3.13	24.83	18.44

Fuente: INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO. EVALUACION DE FLUIDOS PARA LOS CAMPOS APIAY, SURIA Y CASTILLA – INFORME FINAL. Centro de Investigación y Desarrollo. Piedecuesta, Santander. Diciembre de 2009.

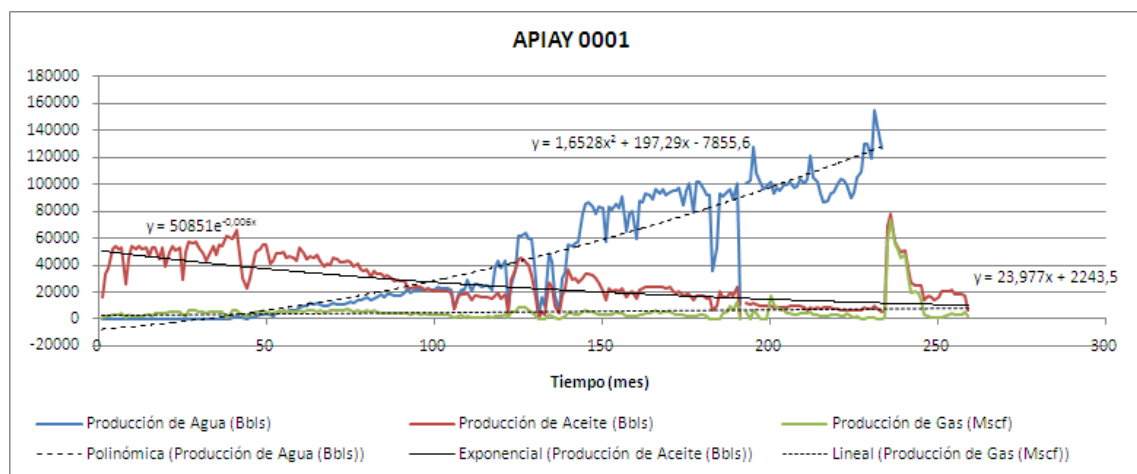
Al observar los resultados, se identifican algunos pozos de K1 y K2 que presentarán precipitación de parafinas y que podrían eventualmente ocasionar un problema crítico para el sistema de producción del campo. Para el campo GOJA el problema será más serio porque hay que sumarle a estos resultados de fluidos, el hecho de que en el fondo del mar se van a presentar temperaturas muy bajas, seguramente por debajo del punto de nube del fluido. Hay que considerar y evaluar las soluciones que eviten la formación de parafinas en el sistema submarino, incluyendo también las opciones de contingencia que eliminen el problema en caso que se llegue a presentar.

6.3.3. Análisis de hidratos

Este análisis básicamente consiste en la generación (a partir de modelos) de las curvas de condiciones de formación de hidratos o curvas de hidratos simplemente. En esta sección se presentan las curvas de hidratos para una etapa temprana, una edad media y una etapa avanzada del yacimiento con un corte de agua bajo, medio y alto respectivamente. Además, sin aplicar aún ningún tipo de inhibidor al fluido de producción. La construcción de las curvas se realizó en el simulador de flujo PIPESIM.

Las condiciones de corte de agua y GOR que se evaluaron en el simulador con el fin de generar las curvas de hidratos correspondientes a las diferentes etapas de la vida del yacimiento se determinaron a partir del análisis de la historia de producción de los pozos del campo de referencia²³. Se tomó la historia de producción de los pozos del campo de referencia que tenían una tendencia más marcada y clara, y según los tiempos de cierre de dichos pozos se determinó un tiempo promedio para proyectar las tendencias creadas de producción de aceite, agua y gas y de esta manera poder definir un corte de agua y un GOR bajo, medio y alto para la producción esperada en los pozos del campo GOJA.

Figura 6.32. Curvas de producción y líneas de tendencia para el pozo Apiay 1.



Las curvas de tendencia fueron generadas en Excel a partir de la información correspondiente a las historias de producción de los diferentes pozos. La gráfica 7.32 presenta las curvas construidas para la producción del pozo Apiay0001; de manera similar se trabajó con los demás pozos.

A partir de las líneas de tendencia generadas se determinaron valores de corte de agua y GOR para las diferentes etapas de vida productiva de los pozos, relacionando la información obtenida y procurando escoger los valores más críticos para el aseguramiento de flujo (Cortes de agua y GOR altos) se tomarán como valores a evaluar para la generación de las curvas de hidratos los siguientes:

Para una edad temprana: $W_{cut} = 10\%$; $GOR = 180 \text{ SCF/STB}$

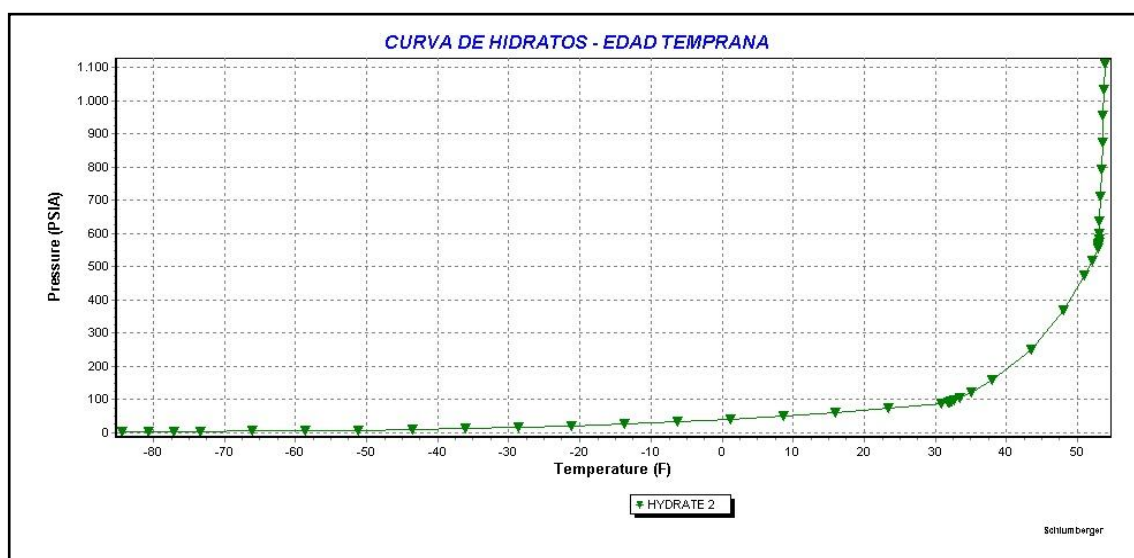
Para una etapa media: $W_{cut} = 75\%$; $GOR = 300 \text{ SCF/STB}$

Para una edad tardía: $W_{cut} = 95\%$; $GOR = 600 \text{ SCF/STB}$

A continuación se muestran las curvas de hidratos para las condiciones anteriormente nombradas.

Edad temprana ($W_{cut}=10\%$, $GOR=180 \text{ SCF/STB}$)

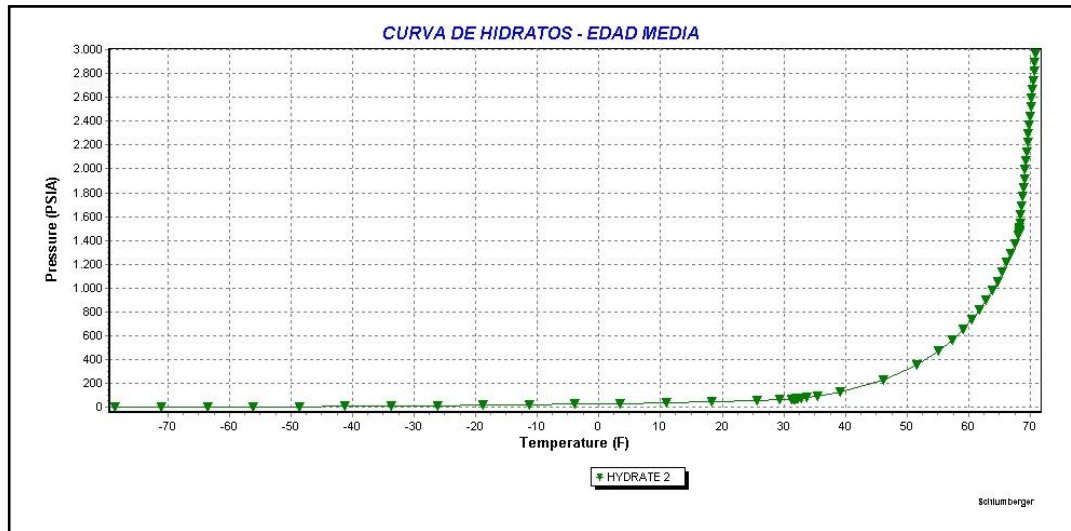
Figura 6.33. Curva de hidratos para el crudo GOJA con un corte de agua del 10% un GOR de 180 SCF/STB.



- Temperatura de formación de hidratos a presión de cabeza de pozo: 54 °F

Edad media (Wcut=75%, GOR=300 SCF/STB)

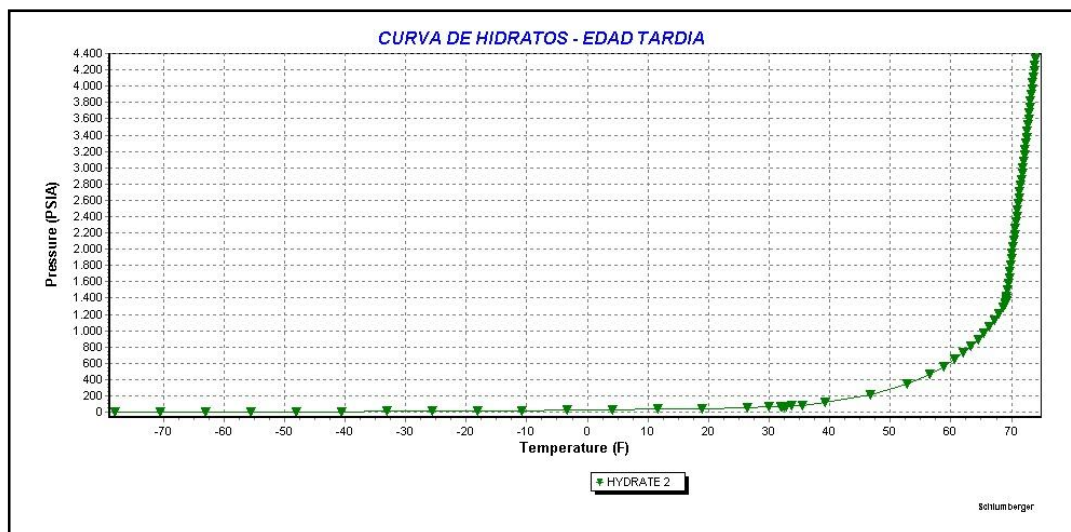
Figura 6.34. Curva de hidratos para el crudo GOJA con un corte de agua del 75% y un GOR de 300 SCF/STB.



- Temperatura de formación de hidratos a presión de cabeza de pozo: 65 °F

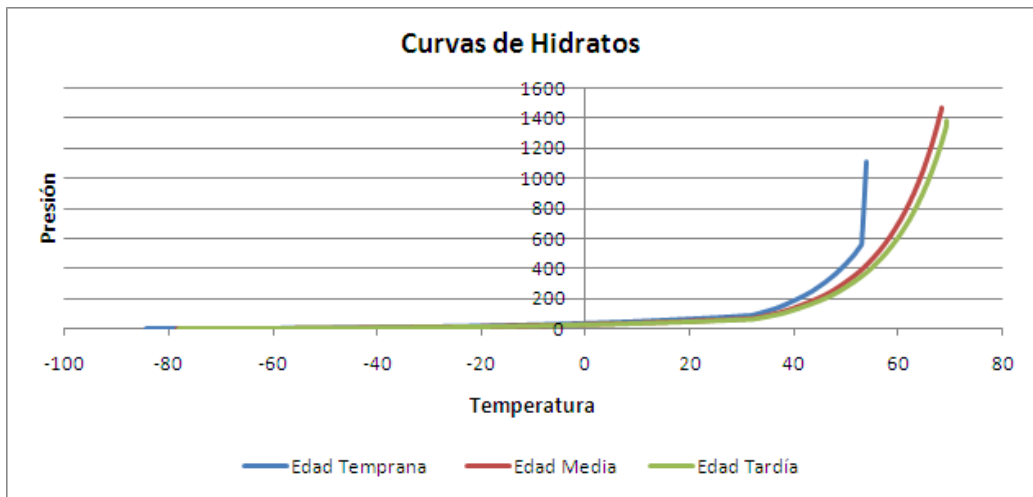
Edad tardía (Wcut=95%, GOR=600 SCF/STB)

Figura 6.35. Curva de hidratos para el crudo GOJA con un corte de agua del 95% y un GOR de 600 SCF/STB.



- Temperatura de formación de hidratos a la presión de cabeza: 67 °F

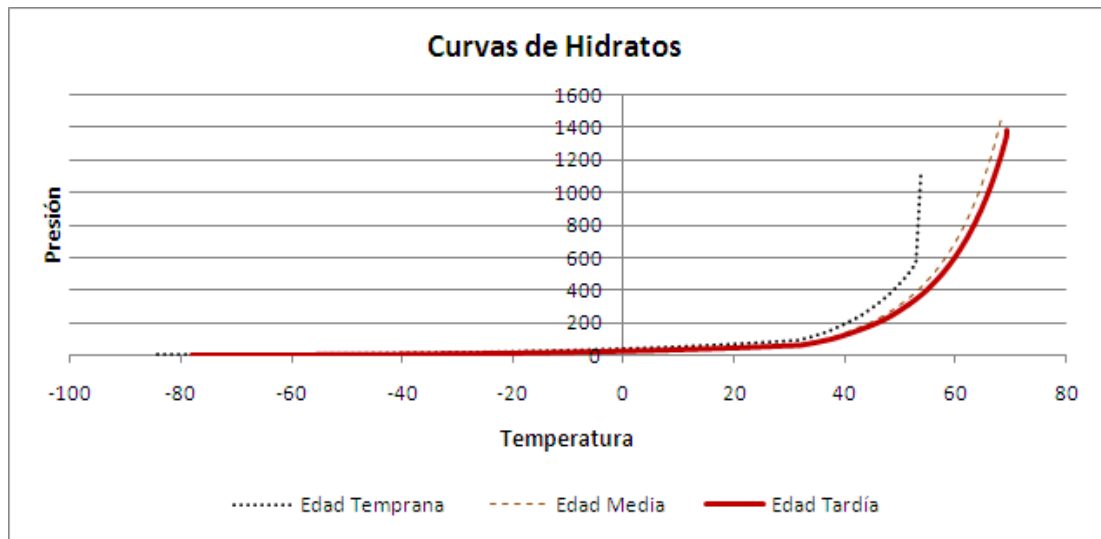
Figura 6.36. Curvas de hidratos en una grafica común.



Si en el campo GOJA se estuviera llevando a cabo un proceso de inyección de agua, la inclusión de porcentajes significativos de sal en el agua de inyección sería tomada como una posible solución para mover la curva de hidratos hacia la izquierda, disminuyendo así la máxima temperatura de formación de hidratos y la zona de formación de hidratos como tal. Puesto que el campo GOJA está produciendo de manera natural, el contenido de sal en el agua de producción no es un factor que se pueda manipular para fines de aseguramiento de flujo y por lo tanto no será tomado en cuenta como solución para inhibir la formación de hidratos dentro de la estrategia que se está planteando.

Las curvas anteriormente expuestas serán las que deberán relacionarse con los perfiles temperatura-presión desarrollados para el sistema submarino de producción del campo GOJA y que serán expuestos en el siguiente capítulo de este documento. Con esta relación, sus sensibilidades y sus respectivos análisis, se determinará la manera más conveniente de inhibir la formación de hidratos en este sistema de producción submarino. Para prevenir bajo cualquier circunstancia, cualquier depositación de hidratos durante la producción del campo GOJA, sería ideal que las condiciones de operación mientras se está en estado estable nunca cruzaran la curva de hidratos más crítica (edad tardía), por esta razón será tomada en cuenta con mayor importancia y se buscará que las condiciones de operación no crucen dicha curva.

Figura 6.37. Curva de hidratos en una grafica común resaltando la curva de hidratos más crítica.

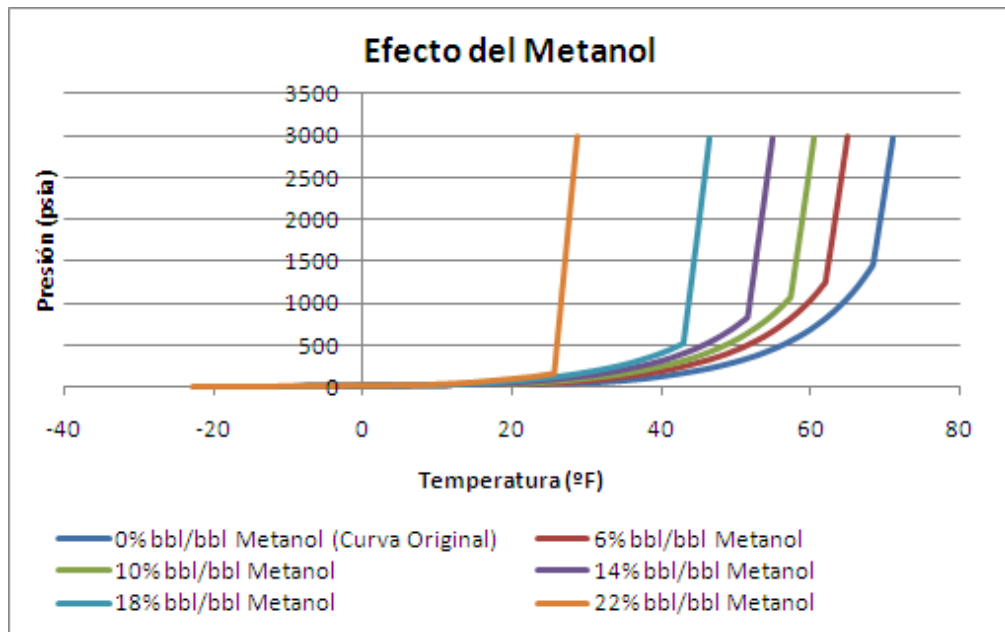


Aunque se pretende que las condiciones de operación no crucen la curva roja mostrada en el gráfico anterior, se incluirán las tres curvas en el análisis para que cuando se esté en una etapa temprana o media de la vida productiva del campo se conozca cual es el tiempo real de sub-enfriamiento y que posibilidades reales se tienen de permisividad en el descenso de la temperatura o el aumento de la presión dentro del sistema de producción submarino.

Para entender y conocer el efecto provocado por la inyección de los inhibidores de hidratos en las curvas de estabilidad de los mismos (curvas mostradas anteriormente) para la corriente de producción GOJA, a continuación se expondrá, en dos gráficos, el efecto producido por dos inhibidores de hidratos candidatos a utilizar, el metanol y el etilenglicol (MEG), siendo el metanol el utilizado comúnmente en los desarrollos costa afuera. Los gráficos corresponden al efecto de la inyección de los mismos en la curva de hidratos generada tomando en cuenta las características de flujo y fluidos que se espera se produzcan en la etapa media de la vida productiva del campo.

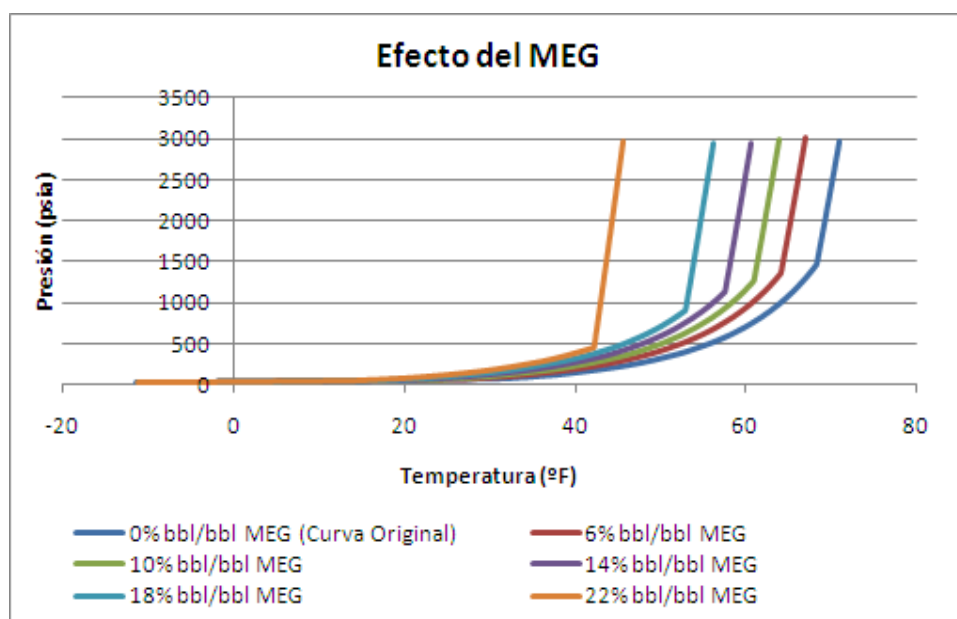
Efecto del Metanol

Figura 6.38. Efecto del metanol en la curva de hidratos.



Efecto del etilenglicol (MEG)

Figura 6.39. Efecto del etilenglicol en la curva de hidratos.



Como se puede ver en las últimas dos figuras presentadas, el metanol mueve hacia la izquierda mucho más la curva de formación de hidratos que el etilenglicol (representante de los glicoles), ampliando la zona libre de hidratos. Debido a este comportamiento, y entendiendo porque el metanol es el químico más usado para la inhibición de hidratos en los desarrollos costa afuera, se determina que este es la opción a utilizar, en cuanto a la inhibición de hidratos, para el desarrollo del campo GOJA. Cuando más adelante en este documento se hable sobre inyección de inhibidores de hidratos convencionales, se hará referencia entonces al metanol.

6.3.4. Análisis de Asfaltenos^{22,24}

El Instituto Colombiano del Petróleo nos suministró la información relacionada al análisis de los asfaltenos. El contenido en peso de los asfaltenos del crudo de Apiay es de 7,86%.

En el estudio para los asfaltenos, se presenta la estimación del índice de estabilidad coloidal (IEC), realizada con el fin de corroborar la precipitación de asfaltenos en los pozos del campo Apiay.

La siguiente tabla presenta el análisis SARA para los pozos muestreados en el campo Apiay en los años 2008 y 2009, el índice de estabilidad coloidal (IEC) y la relación resinas/asfaltenos (R/A).

Tabla 6.7. Análisis SARA, IEC y relación R/A para algunos pozos del campo Apiay.

Fecha	Pozo	Unidad	%SAT	%ARO	%RES	%ASF	IEC	R/A
Jun-27-09	Apiay-4	T2	36.33	22.85	31.06	9.76	0.86	3.18
May-05-09	Apiay-6	T2	27.23	23.34	35.79	13.63	0.89	2.63
Jul-08-08	Apiay-8	T2	22.28	30.03	32.1	15.61	0.61	2.08
Jun-27-09	Apiay-9	T2	34.49	22.70	31.00	11.82	0.86	2.62
Oct-28-08	Apiay-9	T2	28.88	29.48	28.26	13.41	0.73	2.11
Jun-27-09	Apiay-11	K2	36.95	22.78	30.87	9.40	0.86	3.28
Oct-28-08	Apiay-13	T1-T2	28.94	28.48	28.94	13.66	0.74	2.12
May-5-09	Apiay-16	K2	49.17	21.67	20.00	9.15	1.40	2.19
May-5-09	Apiay-20	T2 - K2	34.14	29.87	25.61	10.38	0.80	2.47
Jun-27-09	Apiay-30	K1	33.98	22.51	33.98	9.53	0.77	3.57
May-5-09	Apiay E-1	T2	34.41	25.03	27.53	13.04	0.90	2.11

Fuente: INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO. EVALUACION DE FLUIDOS PARA LOS CAMPOS APIAY, SURIA Y CASTILLA – INFORME FINAL. Centro de Investigación y Desarrollo. Piedecuesta, Santander. Diciembre de 2009.

Los resultados indican que los pozos Apiay-16 y Apiay E-1 tienen problemas de precipitación de asfaltenos en el yacimiento, debido a que el estimado fue igual o superior a 0.9 y la relación *R/A* fue menor a 2.5.

Considerando que sólo dos pozos de Apiay presentan precipitación de asfaltenos y que uno de ellos produce de la formación T2 (formación no tomada en cuenta para la producción de GOJA) se puede decir que el problema no será crítico para el campo GOJA. El problema se manejaría sencillamente con operaciones de limpieza mecánica o inyección periódica de químicos según se determine durante la experiencia de producción del campo y se espera nunca represente una amenaza para la totalidad de la producción.

6.3.5. Análisis de Incrustaciones²²

La caracterización fisicoquímica del agua de formación fue facilitada por el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP). Esta se realizó para diferentes pozos del campo Apiay que fueron muestreados entre los años 2002 y 2009.

La caracterización del agua de formación incluye los análisis fisicoquímicos realizados al agua procedente de los pozos activos del campo Apiay en las unidades K1, K2, T2 y combinaciones de éstas unidades, respectivamente, realizados durante los años 2005 al 2009.

✓ Salinidad (NaCl) – Formaciones K1 y K2

Los resultados de las pruebas indican que la salinidad del agua procedente de la zona K1 y K2 se encuentra en el rango que va desde 91.4 - 136 (mg/l) y 133 – 220 (mg/l) como NaCl, respectivamente; la salinidad en estas dos formaciones se mantiene casi constante en toda el área del Campo Apiay. De manera general, se puede concluir que el agua de las formaciones K1 y K2 es dulce.

El agua procedente de la formación T2 presenta salinidades que oscilan entre 4000 ppm y 5000 ppm. Los valores registrados por debajo de este rango indican que el fluido muestreado tiene una contribución de K1 y/o K2. El valor de 5275 ppm (valor

más alto de salinidad registrado en esta unidad) en el pozo Apiay 6, el 28 de Abril del 2008 no es representativo del agua de T2 debido a que la muestra fue tomada pocos días después de una intervención al pozo, por lo que se concluye que la muestra analizada contiene salmuera de trabajo utilizada durante la intervención.

✓ H₂S

El análisis fisicoquímico no detectó la presencia de H₂S en el agua de formación.

✓ CO₂

La concentración de CO₂ disuelto en el agua procedente de la formación K1 fue inferior a 10 ppm en todos los pozos, con excepción de la muestra procedente del pozo Apiay 29, que presentó una concentración de 100 mg/l, valor considerablemente alto.

✓ pH

De manera general, el pH del agua de K1 estuvo en el rango de 6.5 a 8.5 lo que permite clasificarla como agua con tendencia alcalina.

✓ Hierro

El Hierro presente en las muestras del agua de K1 estuvo por debajo de 1 ppm (valores entre 0.1 y 0.9 ppm) en todas las muestras analizadas. Estas concentraciones son relativamente bajas. Se concluye que el agua de formación procedente de K1 no presenta problemas de corrosión severos en la tubería y accesorios del sistema de producción de subsuelo.

✓ Incrustaciones

El contenido del ión calcio en K1 oscila entre 14.5 y 24.4 (mg/l), valores relativamente bajos, y el contenido de HCO₃ (entre 61 y 76 mg/l) también es bajo. Este resultado indica que poca probabilidad de formación de incrustaciones.

✓ Valores Representativos (Promedio)

Para el cálculo de los valores promedio de los iones presentes en las muestras de agua del campo Apiay, fue necesaria una subdivisión en grupos de pozos con propiedades fisicoquímicas similares. El criterio que se tuvo en cuenta para la selección de estos subgrupos fue el valor de la salinidad.

La siguiente tabla presenta el análisis fisicoquímico promedio representativo de las unidades T2, K1i (K1 inferior), K1 y K2. El promedio de la unidad T2 fue tomado con base en un pozo activo en T2 (Apiay 6) porque los demás pozos activos en T2 presentaron salinidades relativamente bajas (Salinidades menores a 3000 ppm).

Se puede notar que la diferencia en salinidad entre la subunidad K1i y la unidad K1 es de 30 ppm aproximadamente, por lo cual se considera que son similares. Este promedio sirvió como base para asegurar que el agua de formación proveniente de K1i es similar a la que se encuentra presente en toda la unidad K1.

Se concluye que los pozos en T2 con salinidades menores a 4000 ppm en Apiay, presentan una leve contribución de otras zonas productoras (K1 y/o K2), las cuales presentan de manera general, salinidades menores a 3000 ppm.

La compatibilidad entre aguas de formación no es objetivo de esta tesis, por esta razón, se consideraron sólo las propiedades del agua de K1 y K2 por ser similares y no se analizaron las consecuencias de mezclarla con el agua de la formación T2.

Tabla 6.8. Características del agua de formación para algunos pozos del campo Apiay.

POZO	UNIDAD	pH/°C	Na ⁺ [mg/l]	K ⁺ [mg/l]	Ca ⁺⁺ [mg/l]	Mg ⁺⁺ [mg/l]	Ba ⁺⁺ [mg/l]	Sr ⁺⁺ [mg/l]	Fe ⁺⁺ [mg/l]
Apiay-6	T2	7.35/33.5	1552.7	67.3	201.6	15.3	0.2	6.5	0.8
Apiay-28 Apiay 29 - Apiay-30	K1i - K1H	7.67 / 30	35.1	8.0	16.7	1.1	0.1	0.1	0.1
Apiay-7 Apiay-21	K1	7.60 / 35	23.3	6.7	19.4	1.7	1.1	0.4	0.7
Apiay-15 Apiay-17	K2	8.48/32.1	27	6.1	15	1.3	0.4	0.2	0

POZO	UNIDAD	STD [mg/l]	SALINIDAD	SiO ₂ [mg/l]	H ₂ S [mg/l]	HCO ₃ ⁻ [mg/l]	CO ₃ ²⁻ [mg/l]	SO ₄ ²⁻ [mg/l]	Cl ⁻ [mg/l]	COND mS/cm @25°C
Apiay-6	T2	5258	4380	103.1	0	935	0	554	1825	6.76
Apiay-26 Apiay-29 Apiay-30	K1I – K1H	271	128	99.6	0	66	2.5	23.2	19	0.26
Apiay-7 Apiay-21	K1	224.3	98.4	93.5	NR	57.2	0.0	6.9	13.4	0.2
Apiay-15 Apiay-17	K2	263	112	114.1	0	64	12.2	23	15.0	0.23

Fuente: INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO. EVALUACION DE FLUIDOS PARA LOS CAMPOS APIAY, SURIA Y CASTILLA – INFORME FINAL. Centro de Investigación y Desarrollo. Piedecuesta, Santander. Diciembre de 2009.

✓ *Cálculo de los Índices de Saturación*

Los resultados de los análisis fisicoquímicos permitieron establecer la tendencia del agua a formar depósitos de tipo inorgánico. El cálculo de los índices de saturación se hizo para aguas provenientes de una sola unidad productora y mezclas de varias unidades productoras; sin embargo sólo se tienen en cuenta los resultados de los Índices de Saturación para las unidades individuales (K1 y K2), y no se analizó la compatibilidad y las consecuencias de formación de incrustaciones al mezclar el agua de diferentes formaciones.

Se simularon las condiciones de presión y temperatura en yacimiento, en la entrada al motor de la bomba y en cabeza de pozo. Se realizó el cálculo de los índices de saturación para los minerales con mayor probabilidad de formación, tales como Calcita (CaCO₃), Siderita (FeCO₃), Barita (BaSO₄), Dolomita y Cuarzo. Con estos índices, se elaboraron mapas de distribución que muestran el comportamiento de estas tendencias para cada campo. Un índice positivo indica que el mineral tiene tendencia a precipitar; un valor de cero indica que el mineral se encuentra en el límite de saturación y uno negativo indica que el agua tiene capacidad de disolver dicho mineral.

De acuerdo con los valores del Índice de saturación, la tendencia a la precipitación para los minerales de interés se puede clasificar como baja, moderada o crítica (tabla 7.8).

Tabla 6.9. Tendencia a la precipitación de sólidos de acuerdo al índice de saturación.

Mineral	Tendencia a la precipitación según valor de I.S.		
	Baja	Moderada	Crítica
Calcita	0 - 0.75	0.75 - 1.25	>1.25
Dolomita	0 - 1.50	1.5 - 3.0	>3.0
Pirita	0 - 2.5	2.5 - 5.0	>5.0
Siderita	0 - 1.25	1.25 - 1.75	>1.75
Barita	0 - 1.25	1.25 - 1.75	>1.75
Cuarzo	0 - 1.50	1.50 - 2.0	>2.0

Fuente: INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO. EVALUACION DE FLUIDOS PARA LOS CAMPOS APIAY, SURIA Y CASTILLA – INFORME FINAL. Centro de Investigación y Desarrollo. Piedecuesta, Santander. Diciembre de 2009.

Las siguientes tablas presentan los índices de saturación de los análisis fisicoquímicos promedios de las unidades productoras del campo Apiay.

Tabla 6.10. Índices de saturación del agua a condiciones de yacimiento.

POZO	UNIDAD	CaCO3	Dolomita	Cuarzo	FeCO3
Apiay-6	T2	1.29	0.92	0.19	1.05
Apiay-30, Apiay-26 y Apiay29	K1S - K1I - KH	-0.31	0.58	0.20	-0.49
Apiay-7 apiay-21	K1	-1.20	0.92	0.14	0.34
Apiay-15 Apiay-17	K2	0.13	1.45	0.21	-

Fuente: INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO. EVALUACION DE FLUIDOS PARA LOS CAMPOS APIAY, SURIA Y CASTILLA – INFORME FINAL. Centro de Investigación y Desarrollo. Piedecuesta, Santander. Diciembre de 2009.

Tabla 6.11. Índices de saturación del agua a condiciones del motor de la bomba.

POZO	UNIDAD	CaCO3	Dolomita	Cuarzo	FeCO3
Apiay-6	T2	1.63	4.34	0.18	1.16
Apiay-30, Apiay-26 y Apiay29	K1S - K1I - KH	0.18	1.53	0.09	-0.33
Apiay-7 apiay-21	K1	0.09	1.39	0.14	0.47
Apiay-15 Apiay-17	K2	0.25	1.62	0.30	-

Fuente: INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO. EVALUACION DE FLUIDOS PARA LOS CAMPOS APIAY, SURIA Y CASTILLA – INFORME FINAL. Centro de Investigación y Desarrollo. Piedecuesta, Santander. Diciembre de 2009.

Tabla 6.12. Índices de saturación del agua a condiciones de cabeza de pozo.

POZO	UNIDAD	CaCO3	BaSO4	Dolomita	Cuarzo	FeCO3
Apiay-6	T2	1.26	0.26	2.95	0.82	0.79
Apiay-30, Apiay-26 y Apiay29	K1S - K1I - KH	-0.35	-0.44	-0.01	0.70	-0.50
Apiay-7 apiay-21	K1	-0.42	0.11	-0.22	0.77	0.19
Apiay-15 Apiay-17	K2	0.12	0.15	0.97	0.74	-

Fuente: INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO. EVALUACION DE FLUIDOS PARA LOS CAMPOS APIAY, SURIA Y CASTILLA – INFORME FINAL. Centro de Investigación y Desarrollo. Piedecuesta, Santander. Diciembre de 2009.

A condiciones de yacimiento

T2: CaCO3 critico, Dolomita bajo, Cuarzo bajo, FeCO3 bajo

K1i : CaCO3 no precipita, Dolomita bajo, Cuarzo bajo, FeCO3 no precipita

K1: CaCO3 no precipita, Dolomita bajo, Cuarzo bajo, FeCO3 bajo

K2: CaCO3 bajo, Dolomita bajo, Cuarzo bajo, FeCO3 bajo

Tabla 6.13. Grado de precipitación de los minerales a condiciones de yacimiento, cabeza de pozo y motor de la bomba.

Unidades	Condiciones de yacimiento			Condiciones de cabeza de pozo				Condiciones del motor de la bomba		
	CaCO3	Dolomita	FeCO3	CaCO3	Dolomita	FeCO3	BaSO4	CaCO3	Dolomita	FeCO3
T2										
K1i	NP		NP	NP	NP	NP	NP			NP
K1	NP			NP	NP	NP				
K2			NP			NP				NP

NP = No precipita

Fuente: INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO. EVALUACION DE FLUIDOS PARA LOS CAMPOS APIAY, SURIA Y CASTILLA – INFORME FINAL. Centro de Investigación y Desarrollo. Piedecuesta, Santander. Diciembre de 2009.

Los pozos Apiay 7, Apiay 27, Apiay Este 1, Apiay 6 y Apiay 25 son los pozos que presentan los valores más altos de índices de saturación de CaCO3, FeCO3, Dolomita y BaSO4 (en cabeza), en el campo Apiay, pero no conforman una zona crítica, estos pozos se encuentran distantes entre sí.

De manera general, según los diagramas de Índices de Saturación se pudo observar que la zona norte y parte de la zona sur son las zonas con mayores valores de índices de saturación, pero esto no representa un problema potencial del campo.

Para el campo GOJA, como se ha venido señalando, se consideraron las formaciones K1 y K2 por presentar similitudes en las características de los fluidos de producción. El agua de producción de estas formaciones presenta índices de saturación que indican que los minerales presentes no van a precipitar ó que si lo hacen será en una baja proporción. Esto último sugiere que la producción muy posiblemente va a arrastrar fácilmente los pocos minerales precipitados, sin embargo, si se determina necesario según la experiencia productiva del campo, se deberán considerar las diferentes operaciones de contingencia que más adelante se expongan.

6.4. DECISIÓN DEFINITIVA SOBRE LA DISTRIBUCIÓN DEL SISTEMA SUBMARINO DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO GOJA: CONCLUSIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

Anteriormente y gracias al análisis batimétrico que se realizó, se determino que la opción A, para la distribución del sistema submarino de producción del campo, era la más adecuada para implementar, en ese momento, debido a las numerosas ventajas que esta ofrecía comparada con las otras dos opciones. Los resultados del análisis de fluidos confirman dicha determinación ya que en ellos se observan condiciones críticas de formación de parafinas y de hidratos. El punto de nube de 78,8 °F y la temperatura de formación de hidratos más crítica de 74 °F, significan una alerta importante para el diseño y operación del sistema de producción de GOJA. Según la filosofía de diseño por la que se caracteriza la industria costa afuera, la de prevenir y no la de corregir, y por lo anteriormente comentado, las opciones B y C son relegadas debido a que dentro de dichas propuestas se presentarán zonas idóneas para la formación y depositación de sólidos bajo cualquier condición de operación del campo (estado estable o paradas).

En la opción B, la línea de flujo individual para la producción de GOJA4 impide realizar operaciones de circulación de fluidos calientes para manipular la temperatura del sistema previo una puesta en marcha, operaciones de circulación de fluidos calientes en búsqueda de la dilución de algún tapón provocado por acumulación de parafinas o hidratos, operaciones de despresurización en ambas direcciones con respecto a un tapón de hidratos, operaciones de circulación de fluidos para desplazar líquidos

acumulados en las líneas de flujo en zonas de descensos localizados, entre muchas otras.

En cuanto a la opción C, tener una tubería, con la distancia que tiene la línea de flujo que conduce la producción desde GOJA4 hasta el manifold norte, sin la posibilidad de ser marraneada, y teniendo en cuenta las condiciones críticas involucradas en el ambiente de lecho marino y las alertas expuestas por el análisis de fluidos, sería letal para la producción del campo GOJA la implementación de esta opción de distribución del sistema submarino.

En cuanto al aspecto económico, la diferencia de costos consiste básicamente en la especificación de los aislamientos y las operaciones de marraneo a realizar. Sin lugar a dudas, en cuanto a la distribución se refiere y si supusiéramos que los aislamientos para todas las opciones fueran los mismos, la opción A representaría un costo mayor debido a que son dos líneas de flujo y dos risers los utilizados para llegar a GOJA4. Pero, la opción A requiere menos especificación y espesor en el aislamiento que las opciones B y C para las líneas que van a este pozo, principalmente debido a que estas últimas opciones no permiten circular fluidos calientes antes de un reinicio y esto aumentará significativamente los costos del aislamiento, ya sea por tener que utilizar mayor espesor en los materiales aislantes, o por tener que usar tuberías aisladas con configuraciones mucho más sofisticadas.

Aunque en este proyecto de grado no se especificarán costos de instalación, mantenimiento y operación de equipos, elementos y del campo como tal, en las tablas que se presentarán a continuación se encuentran una serie de precios que ayudan a crear una idea sobre la importante inversión que está en juego al momento de diseñar y montar un determinado sistema submarino de producción.

Tabla 6.14. Comentarios técnicos y económicos de los componentes del sistema de producción del campo GOJA hasta ahora definidos.

Datos Generales del Campo	Comentarios (Técnicos y Económicos)
Nombre del Campo	Campo GOJA
Región Geográfica	Caribe Colombiano
Alternativa de Desarrollo	Opción A: Pozo GOJA 4 con líneas y risers dobles (Pigging Loop)
Proyecto Número	1
Datos Técnicos del Campo	
Profundidad en Agua	2000 pies

No. De Centros de Perforación	3
Base de Costos - Sistema Submarino	
Arboles Submarinos	
Arboles de Producción	Cantidad=9 ; Precio=U\$3'000.000 c/u
Arboles de Inyección de Agua	---
Arboles de Inyección de Gas	---
Manifolds y Uniones del Sistema	---
Manifolds de Producción	Cantidad=2 ; Precio=U\$50'000.000 c/u
Manifolds de Inyección de Agua	---
Manifolds de Inyección de Gas	---
PLETs	Cantidad=4 ; Precio=U\$2'000.000 c/u
PLEMs	---
Jumpers Flexibles	---
Jumpers Rígidos	13 (9 de salida de pozo + 4 de manifold a PLET) ; Precio=U\$1'000.000 c/u
Bombeo Submarino	
Bombas	Cantidad=9
Tipo de Bomba	Bombas Multifásicas
Pigging	
Pigging Loop	Si
Subsea Pig Launcher	No requiere
Risers	
Risers de Producción	Cantidad=6 (SCR) ; Precio=U\$200/m
Diámetro de Risers de Producción	Tipo Aislamiento: Por definir ; ID=5,761" ; Espesor=0,432"
Risers de Inyección de Agua	---
Diámetro de Risers de Inyección de Agua	---
Risers de Inyección de Gas	---
Diámetro de Risers de Inyección de Gas	---
Umbilicales	
Umbilicales	Cantidad=3
No. De Elementos	Sin especificación. Se incluye inyección de químicos. Precio=U\$300/m
Líneas de Flujo	
Líneas de Producción	Cantidad=6 ; Precio=U\$200/m
Diámetro de las líneas de producción	Tipo Aislamiento: Por definir ; ID=5,761" ; Espesor=0,432"
Inyección de Agua	---
Línea Independiente de Inyección de Gas	---

Las líneas flexibles no se consideran para este proyecto ya que estas suelen utilizarse cuando se quiere conducir directamente la producción desde el pozo hasta la unidad de producción en superficie; además son mucho más costosas que las líneas rígidas.

Tabla 6.15. Costos por galón de algunos de los químicos utilizados en el aseguramiento de flujo.

TIPO DE QUÍMICO	PRECIO USD/Galón
CORR/SCALE INHIBITOR	\$11.77
ASPHALTENE INHIBITOR	\$13.00
PARAFFIN SOLVENT	\$6.54
PARAFFIN SOLVENT	\$17.76
PARAFFIN SOLVENT	\$15.19
SCALE INHIBITOR	\$15.07
SCALE INHIBITOR	\$11.70
SCALE INHIBITOR	\$10.72
SCALE INHIBITOR	\$30.18
ASPHALTENE INHIBITOR	\$10.97
PARAFFIN INHIBITOR	\$10.01
SCALE INHIBITOR	\$30.18
SURFACTANT	\$9.97
METANOL	\$2
ETILENGLICOL	\$9

Fuente: Nalco Chemical Cost. PRODUCT PRICING. SERVICE ORDER No. 39506.

Para la selección del químico se analiza que tan grave va a ser el problema para la producción. Como los asfaltenos e incrustaciones no serán un problema potencial para el campo GOJA, entonces se puede elegir el químico más económico, que será inyectado, si así se considera necesario durante la operación, periódicamente para evitar cualquier posible formación o acumulación. Las parafinas y los hidratos representan la principal amenaza para la producción y más adelante se considerará la inyección de algunos de estos químicos para el manejo de dichos sólidos.

Entonces, el sistema submarino de producción del campo GOJA será el mostrado por las figuras 7.15 y 7.16 (Opción A).

Al igual que...en el capítulo 5..., donde se expusieron algunos casos reales de aplicación de estrategias de aseguramiento de flujo en campos costa afuera y se realizaron los cuadros resumen que describían las características generales y la data significativa relacionada con las características del yacimiento, localización, infraestructura, condiciones ambientales y análisis de fluidos, para el campo GOJA se diseñaron los siguientes cuadros resumen.

Cuadro 6.1. Características del yacimiento para el campo GOJA.

Parámetro general	Sub-parámetro	GOJA
Características del yacimiento	Presión	4500 a 4000 psia
	Temperatura	255 °F
	Profundidad	10550 ft @ Profundidad media de perforaciones.
	Perfil de producción	Definido.
	Tasas de producción	4500 a 15000 BLPD
	Sistema de Recobro	No presenta.

Cuadro 6.2. Características de localización e infraestructura para el campo GOJA.

Parámetro general	Sub-parámetro	GOJA
Localización e Infraestructura	Ubicación del campo	Caribe Colombiano
	Expansión del campo	2 km
	Capa de agua	2000 ft (609,6 m)
	Ubicación, tipo y cantidad de pozos	9 pozos productores. Ubicación definida.
	Ubicación de plataforma o FPSO	Unidad de producción con ubicación definida.
	Batimetría	Definida.
	Ruta de líneas de flujo / perfil/Dimensiones	Definida.
	Distribución del sistema submarino	Definida.

Cuadro 6.3. Condiciones ambientales para el campo GOJA.

Parámetro general	Sub-parámetro	GOJA
Condiciones ambientales	Temperatura de agua promedio en superficie	28 °C
	Temperatura de lecho marino	4°C

Cuadro 6.4. Análisis de fluidos para el campo GOJA.

Parámetro general	Sub-parámetro	GOJA
Fluidos (Análisis: entrega)	Muestras (tipo y calidad)	Muestras de fondo
	Análisis (PVT)	Disponible.

propiedades)	Análisis (Composicional)	Disponible.
	Análisis (Viscosidad)	Disponible.
	Análisis (Parafinas)	Punto de nube (WAT): 78,8 °F / Punto de fluidez: 5 °F.
	Análisis (Hidratos)	Temperatura de formación de hidratos máxima: 74 °F
	Análisis (Asfaltenos)	Porcentaje en peso: 7,86 %
	Análisis (Incrustaciones(Agua))	Índices de saturación en su mayoría bajos o no se presentan precipitaciones.

Cuadro 6.5. Análisis de sólidos potenciales para el campo GOJA.

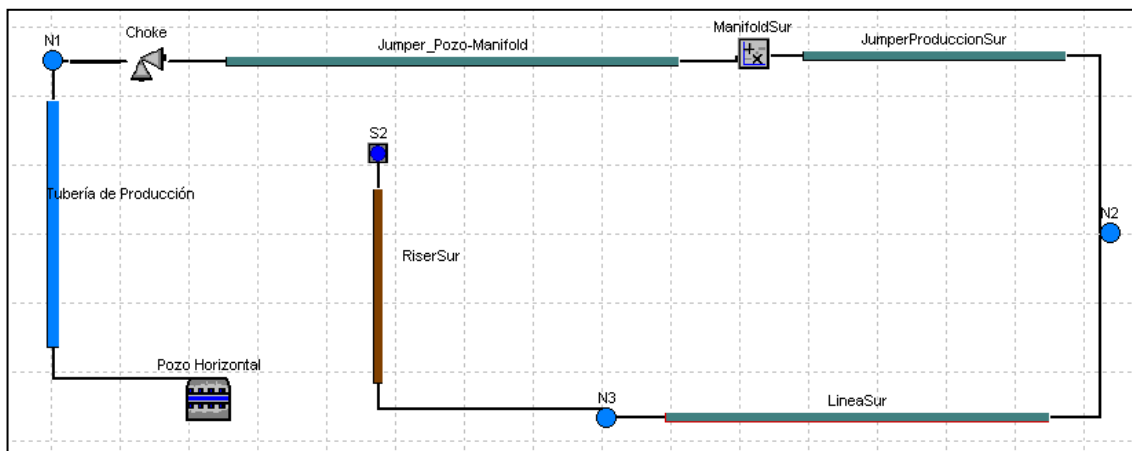
Solido Potencial	Parámetro	GOJA
Parafinas	Contenido en %peso	4,14 %
	WAT	78,8 ° F
	Punto de Fluidez	5 °F
	Tasa de Depositación	Despreciables con la estrategia propuesta.
	Pruebas químicas	
	Pruebas de dilución	
	Pruebas de flujo en cabeza de pozo	
	Presión de reinicio (esfuerzo de gel)	
Hidratos	Curvas (Condiciones P y T)	Generadas.
	Curvas f(salinidad)	No aplica.
	Curvas f(Inhibidores)	Evaluado, comportamiento para Metanol y MEG
	Dosificación de inhibidores	Evaluado, comportamiento para Metanol y MEG
	Proceso y tiempo de formación	
Asfaltenos	Contenido en %peso	7,86 %
	Pruebas de lab. Estándar.	Resultados suministrados por el ICP.
	Pruebas de lab. Mezclas	Resultados suministrados por el ICP.
	Presión de floculación	
	Prueba de titulación	
Incrustaciones	Análisis estándar de agua (Dif. Condiciones)	Caracterización Físico-Química del agua de formación. Suministrada por el ICP.

7. IMPLEMENTACION DE LA HERRAMIENTA SOFTWARE (PIPESIM) PARA MODELAR EL SISTEMA SUBMARINO DE PRODUCCIÓN

Dentro del uso del simulador es muy importante destacar que este tiene disponibles una considerable cantidad de correlaciones y modelos para estimar el comportamiento del flujo multifásico. El simulador, de acuerdo a la inclinación del flujo y a las características del mismo, determina cual modelo o correlación es más adecuado utilizar, e indica en los reportes que otorga, cuales expresiones fueron utilizadas y que patrón de flujo se está presentando. Aunque PIPESIM tiene disponible una gran cantidad de correlaciones, dentro de los reportes se pudo observar que hace uso en la mayoría de las secciones de las líneas a los modelos de Ansari y de Xiao. La confianza en los resultados de las pérdidas de presión y de las caídas de temperatura aumenta cuando este proceso de autoselección es llevado a cabo y no cuando se usa solamente una expresión determinada durante todo el trayecto.

Antes de sumergirnos en la construcción de los perfiles de presión y temperatura del sistema submarino de producción del campo GOJA que vamos a relacionar con la data de los fluidos, relación con la cual se tomaran las decisiones en cuanto a aseguramiento de flujo se refiere, debemos determinar o conocer inicialmente si la presión del yacimiento es suficiente para llevar los fluidos de producción desde el fondo de pozo hasta plataforma o FPSO. Para esto se modeló en PIPESIM el recorrido o el viaje que realizarán los fluidos GOJA desde yacimiento hasta plataforma. A continuación se muestra en el ambiente de simulación de PIPESIM como queda el montaje para las líneas de producción sur del campo, las cuales son las más largas y en las cuales se espera se presente una mayor caída de presión.

Figura 7.1. Montaje para las líneas de producción sur del campo GOJA en el ambiente de simulación de PIPESIM.



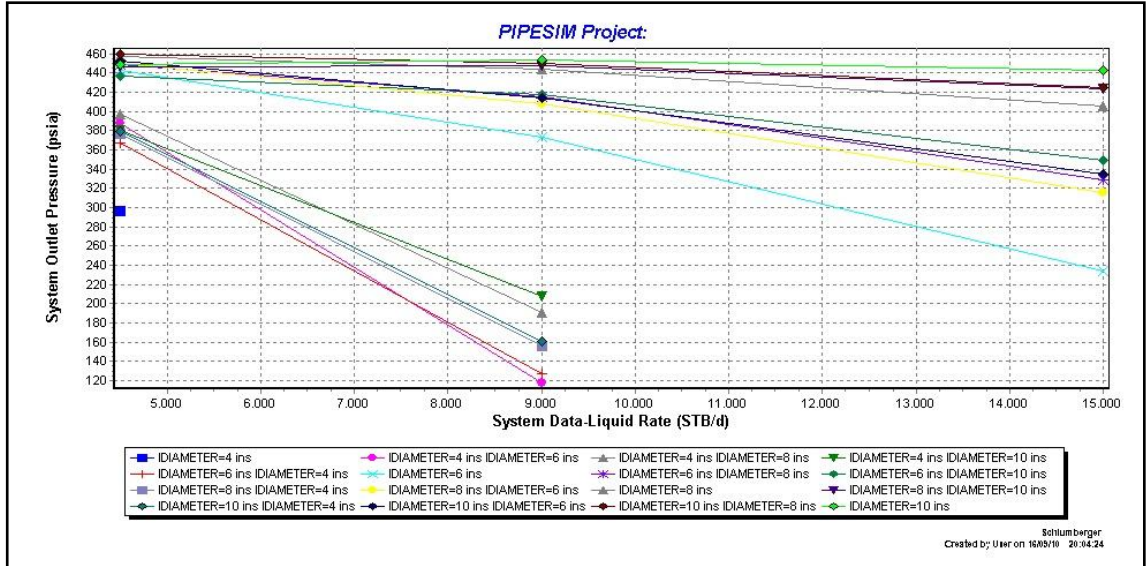
En el montaje anteriormente mostrado es necesario tener en cuenta que el pozo horizontal tiene una longitud de 13000 ft y fue completado con tubería de producción de 4 pulgadas.

Hay que tener en cuenta que dentro de las opciones disponibles en el simulador PIPESIM para modelar el comportamiento del flujo y específicamente el de las configuración del mismo (patrones de flujo)

Para determinar cuáles diámetros de líneas de flujo y risers son los adecuados para implementar en el sistema de producción submarino del campo GOJA el simulador PIPESIM tiene una herramienta que nos permitirá evaluar las presiones de llegada de a la plataforma cuando se tienen ciertas condiciones de flujo y operación. Debido a que no conocemos aún si la presión del yacimiento es suficiente para producir los fluidos GOJA de manera satisfactoria, para este análisis de pérdidas de presión en las tuberías dependiendo de los diámetros, utilizaremos una herramienta que nos permite mantener o simular una presión de cabeza de pozo constante y así evaluar como cae la presión hasta la plataforma o el FPSO, la presión de cabeza de pozo que se tomará será de 1200 psia y los jumpers serán de 6 pulgadas de diámetro nominal, que son valores comunes en desarrollos costa afuera. El análisis se realizará para las diferentes etapas en la vida productiva del campo y en las líneas sur que son las más largas.

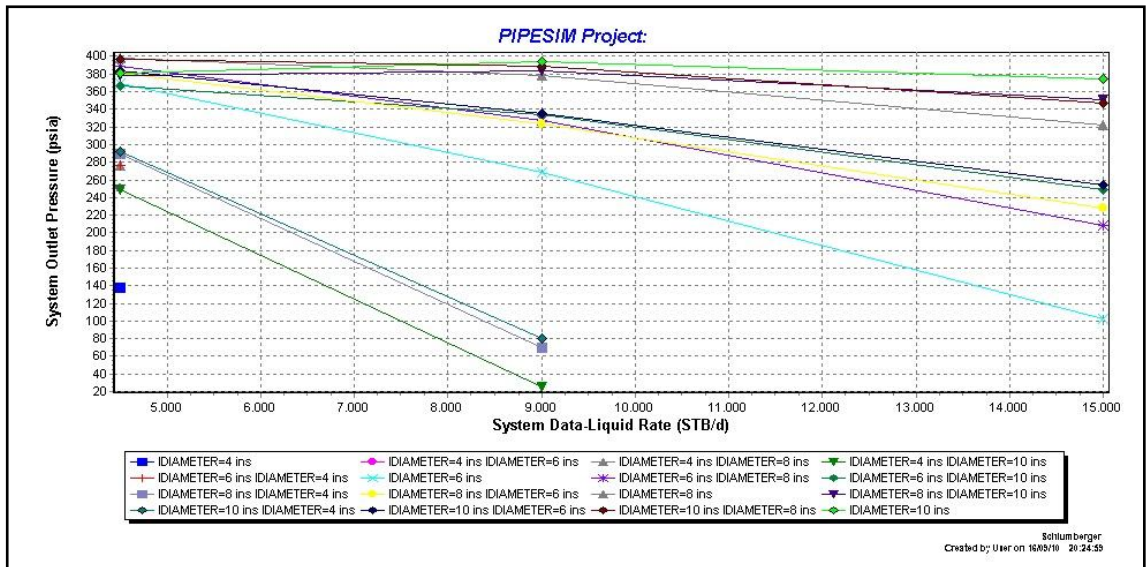
Para una edad temprana:

Figura 7.2. Análisis de caída de presión en las líneas sur del campo GOJA para una edad temprana.



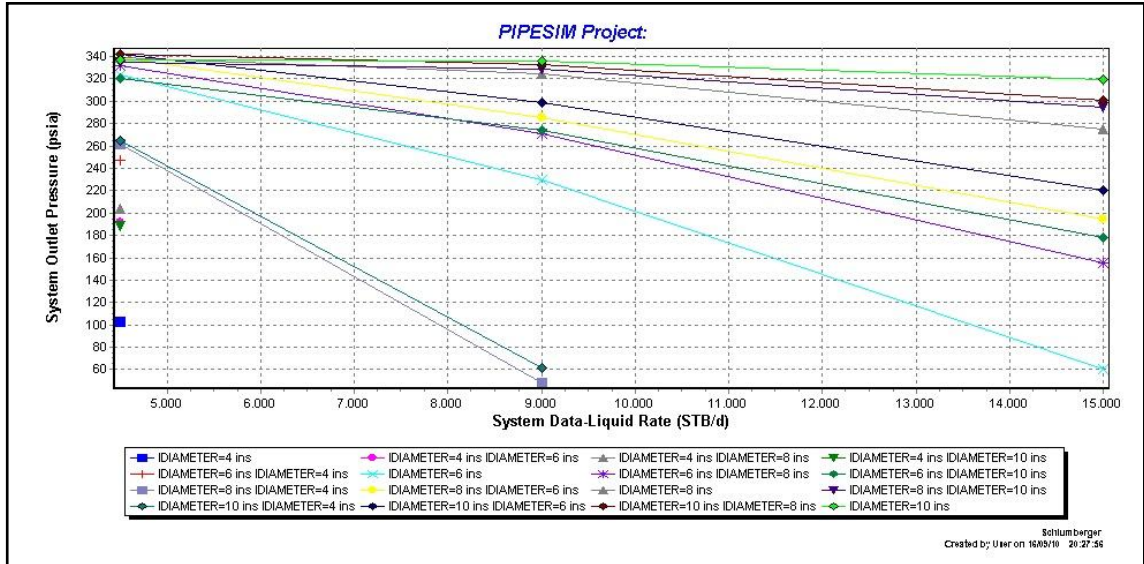
Para un tiempo de vida medio:

Figura 7.3. Análisis de caída de presión en las líneas sur del campo GOJA para un tiempo de vida medio.



Para un tiempo de vida tardío:

Figura 7.4. Análisis de caída de presión en las líneas sur del campo GOJA para un tiempo de vida tardío.



En los gráficos anteriormente expuestos se puede ver claramente que para las condiciones de infraestructura, las características de los fluidos y las tasas que se espera sean producidas, la combinación de líneas de flujo y risers que representa una presión de llegada a plataforma o FPSO válida bajo cualquier circunstancia y que a su vez representa mayor ahorro es la que consta de líneas de flujo y risers de 6 pulgadas. Combinaciones con diámetros de tubería menores no podrán satisfacer la operación del sistema submarino de producción y cumplir con el objetivo de llevar los fluidos a plataforma, mientras que combinaciones con tuberías de mayor diámetro representarían una inversión extra, que como se pudo ver no es necesaria.

Por lo comentado y argumentado anteriormente, los jumpers, las líneas de flujo y los risers serán tomados entonces de 6 pulgadas y cedula 80 (ID=5,761 in; OD=6,625 in; Espesor=0,432in).

Ahora, para determinar si la presión del yacimiento es suficiente para producir los fluidos GOJA se deberá construir el perfil de presión, sin implementar ninguna técnica de levantamiento, y verificar si los fluidos llegarán a superficie con dicha presión natural del yacimiento. Tomando las líneas provenientes de GOJA4 para descartar

automáticamente las otras dos zonas (las cuales constan de líneas más largas, lo cual indica mayor caída de presión) y obteniendo tasas mínimas de 4500 BLPD, promedio de 9000 BLPD y tasas máximas de liquido de 15000 BLPD del análisis de producción de los pozos Apiay y habiendo realizado el ajuste según la distribución y la infraestructura de los pozos GOJA, el montaje del sistema y el perfil de presión para una etapa temprana de la vida del yacimiento (cuando la presión del yacimiento es mayor y cuando las tasas de liquido, los cortes de agua y el GOR son más bajos, lo cual implica menor caída de presión), se ve como en las figuras 8.5 y 8.6 respectivamente.

Figura 7.5. Montaje del sistema de producción en PIPESIM, líneas a GOJA4.

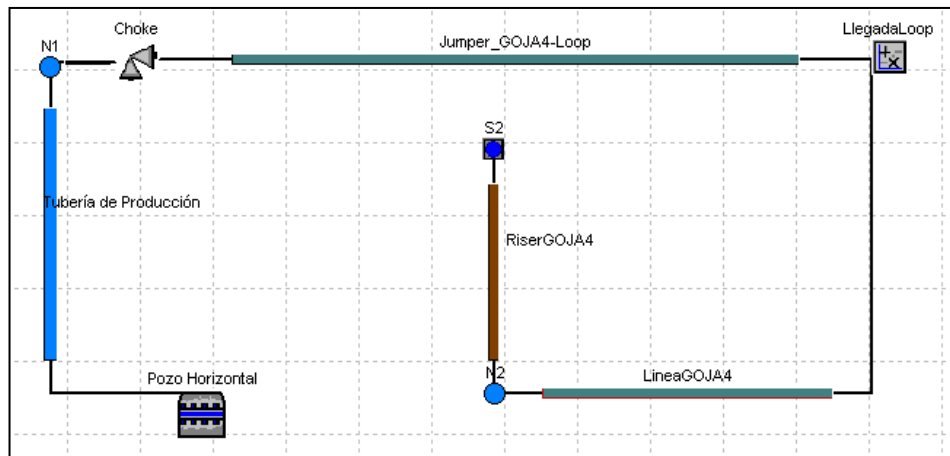
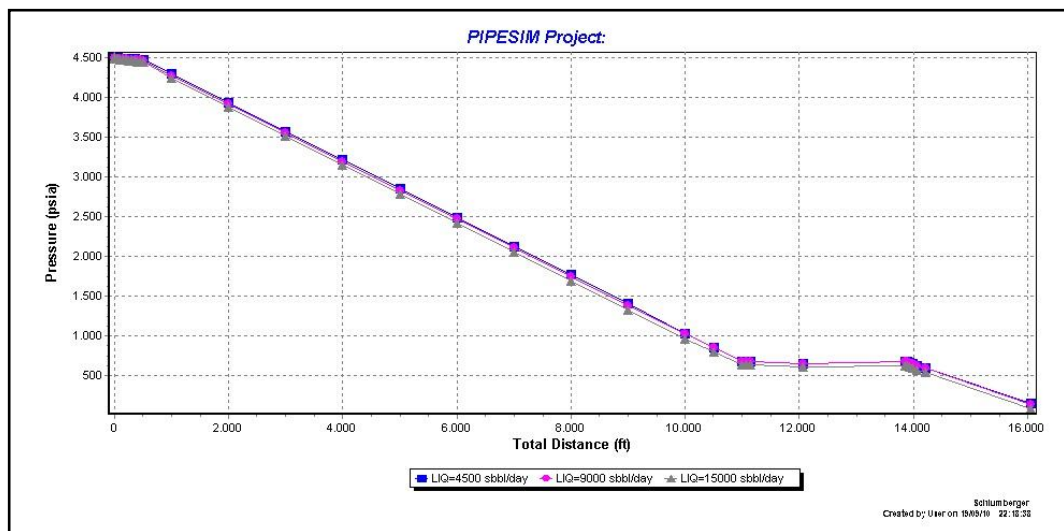


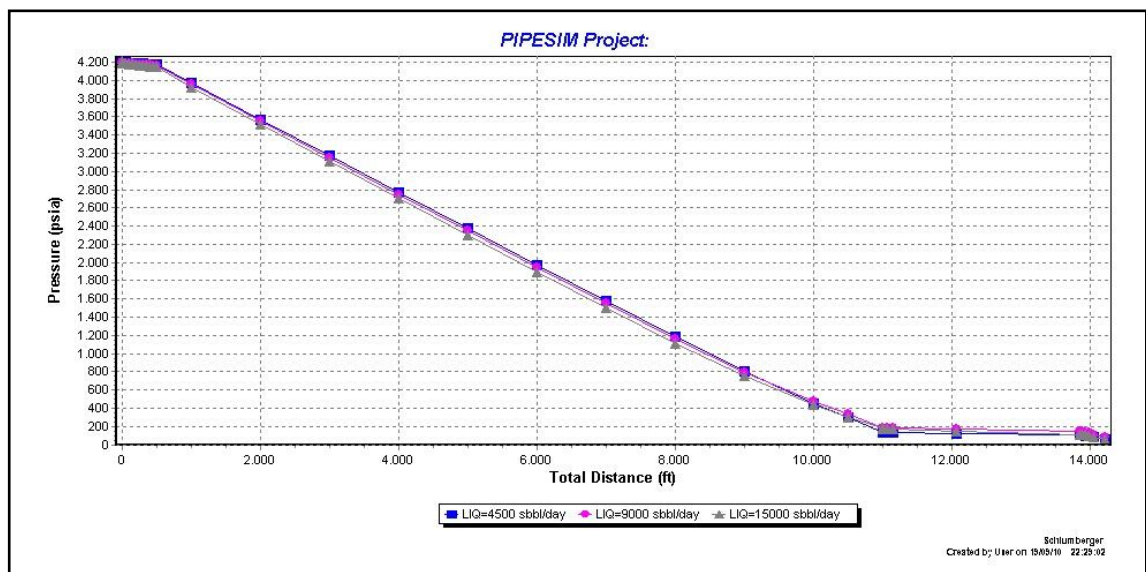
Figura 7.6. Perfil de presión para una etapa temprana de la vida del yacimiento.



Como se puede notar en los perfiles mostrados en la figura 8.6, la presión del yacimiento y la configuración de los pozos horizontales logran, sin la presión de los fluidos GOJA en superficie ser tan grande (90 a 150 psia), producirlos cuando el campo se encuentra en una etapa temprana de su vida productiva.

Para continuar con este análisis y verificar si el uso de bombas de subsuelo o de lecho marino no será necesario en ningún momento de la vida productiva del campo, se deben generar los mismos perfiles para una etapa media de la vida productiva del mismo, dichos perfiles se muestran a continuación:

Figura 7.7. Perfil de presión para una etapa media de la vida productiva del campo.



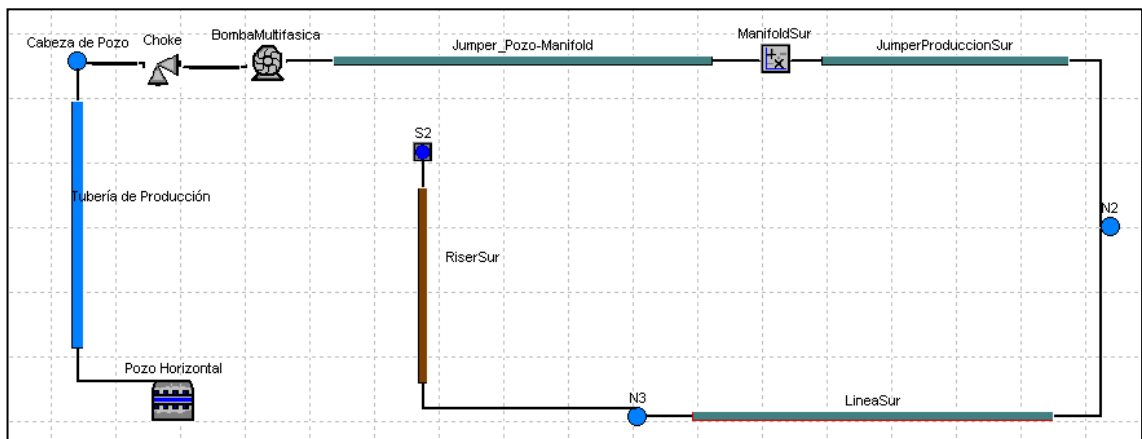
Observando los perfiles anteriormente mostrados se puede ver que si en el fondo de los pozos GOJA no se implementa ninguna ayuda en el levantamiento de los fluidos, no será posible producir las tasas que se estableció deberían ser producidas en las diferentes etapas de la vida productiva del campo. En la grafica anterior se puede ver que la presión del yacimiento no es suficiente para producir tasas de 4500 BLPD, 9000 BLPD ni de 15000 BLPD en las condiciones que se esperarán en la etapa media de la vida del campo. En la imagen anterior se puede notar que los fluidos, sin la utilización de bombas de subsuelo o de lecho marino, tendrían la capacidad de recorrer

solamente un poco mas de 14000 ft y no los 16050 ft que conforman el recorrido total desde el tope de las perforaciones hasta la unidad de producción en superficie.

Si la presión del yacimiento no fue suficiente para producir por las líneas GOJA4, las cuales son las más cortas y en las cuales se espera se presente una menor caída de presión, no será suficiente tampoco para producir los fluidos por las demás líneas dentro del sistema submarino de producción. Para conocer el poder que debe tener una bomba electrosomergible ubicada en fondo de pozo o una bomba multifásica en lecho marino, deberá construirse el perfil de presión para las líneas sur (las más largas) y lograr, a una etapa tardía de la vida del campo, cuando las tasas de producción de líquido serán más altas con cortes de agua y GOR altos también, que los fluidos producidos lleguen a plataforma con una presión razonable.

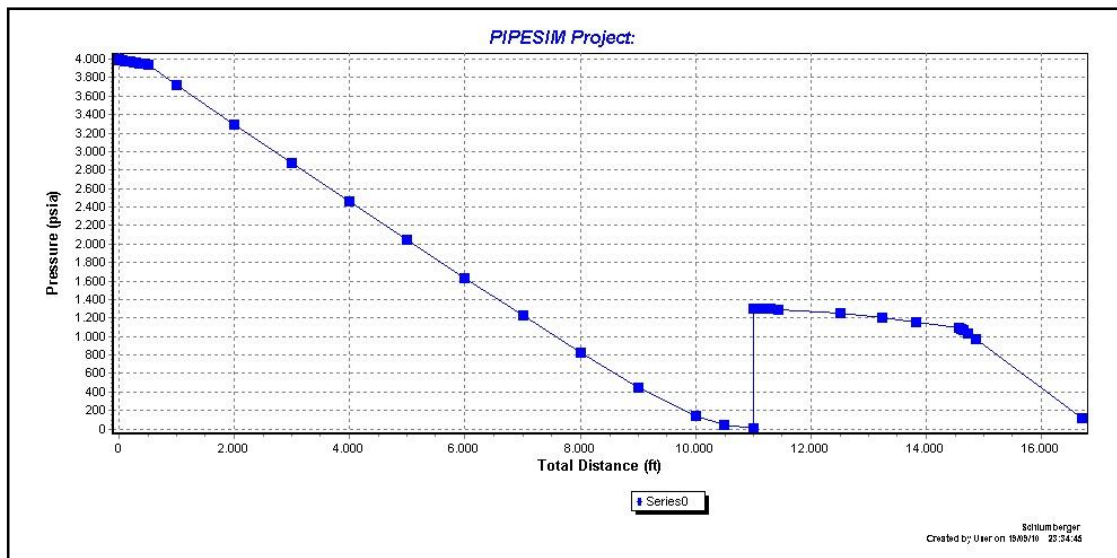
La estrategia que buscamos implementar para producir satisfactoriamente los fluidos GOJA es la ubicación de una bomba multifásica en lecho marino, ubicada justo después del árbol de producción. Analizando las condiciones más críticas que se espera se presenten durante toda la vida productiva del campo podremos darnos cuenta si la presión del yacimiento y la arquitectura de los pozos es suficiente para llevar los fluidos hasta lecho marino, y si la bomba multifásica logra cumplir con las expectativas de producción y garantizar la llegada de los fluidos a superficie.

Figura 7.8. Montaje del sistema de producción del campo GOJA en el ambiente de simulación de PIPESIM incluyendo la bomba multifásica.



La situación más crítica en cuanto a requerimiento de presión para la producción en GOJA se presentará en la etapa final de la vida del campo, en la cual se presentarán elevados cortes de agua y gas y la presión del yacimiento no será tan alta como al principio. A continuación se muestra el perfil de presión para esta situación cuando se espera se produzcan las tasas pico de líquido (15000 BLPD).

Figura 7.9. Perfil de presión en las líneas sur y norte para una etapa tardía de la vida productiva del campo.



En la imagen anterior se puede notar el efecto provocado por la inclusión de la bomba multifásica en lecho marino. Para producir las tasas de líquido esperadas en los últimos años de producción del campo será necesario que la bomba tenga una capacidad de incremento de presión en los fluidos de 1300 psi (600 hp). Quizá para situaciones no tan críticas de producción (etapa temprana y media en la vida del campo) no será necesario activar la bomba y en la mayor parte del tiempo se espera, y seguramente, sea posible producir sin la bomba trabajando a toda su capacidad.

7.1. PERFILES DE PRESIÓN Y TEMPERATURA DEL SISTEMA SUBMARINO DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO GOJA

Se presentarán los perfiles de presión y temperatura para las tres etapas definidas de la vida productiva del campo y para las tres diferentes parejas de líneas que se implementarán en el sistema submarino de producción en el campo GOJA.

Estos perfiles serán relacionados con la data de fluidos (temperatura WAT y curva de formación de hidratos) y dichas relaciones permitirán establecer el manejo térmico adecuado para las líneas y los elementos, además de los puntos clave para inyección de químicos cuando esto llegue a ser necesario.

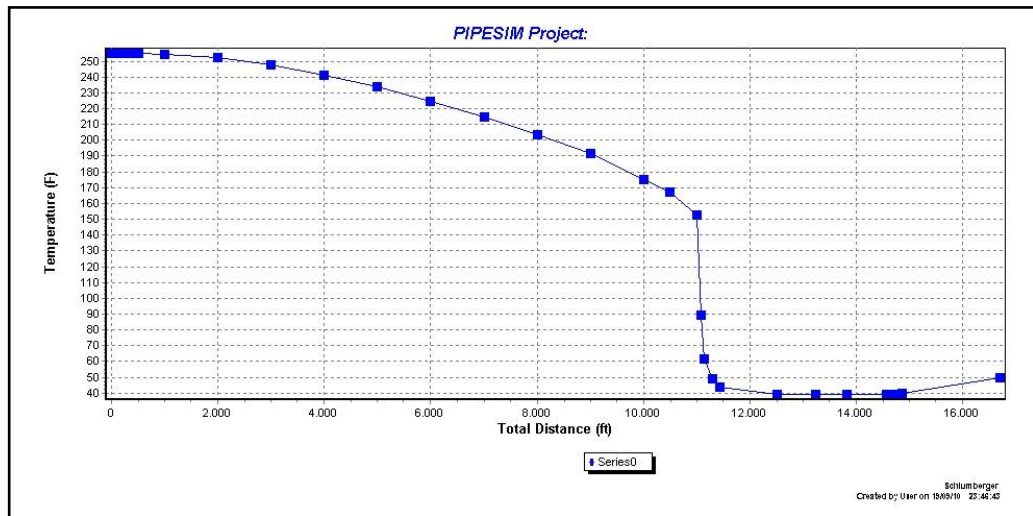
Para más adelante definir el manejo térmico en las líneas, los jumpers y los elementos, será necesaria la construcción y análisis de los perfiles de temperatura para las líneas sur y las líneas provenientes de GOJA4 en el campo, ambos en una etapa temprana, media y tardía de la vida productiva del mismo. Las bajas tasas de producción de líquido y los bajos cortes de agua y gas convierten a la edad temprana en la más crítica, en cuanto al manejo térmico se refiere, para la producción del campo cuando se trabaja en estado estable, lo ideal será que los perfiles temperatura-presión para la edad temprana en los dos casos (líneas sur y líneas GOJA4) no crucen la línea WAT y la curva de hidratos más peligrosa (curva de hidratos para la edad tardía en el tiempo de vida productiva del yacimiento presentada en el capítulo anterior). De todas formas, se relacionarán los tres perfiles para cada uno de los dos casos.

7.1.1. Líneas Sur

Para una edad temprana en el tiempo de vida de GOJA:

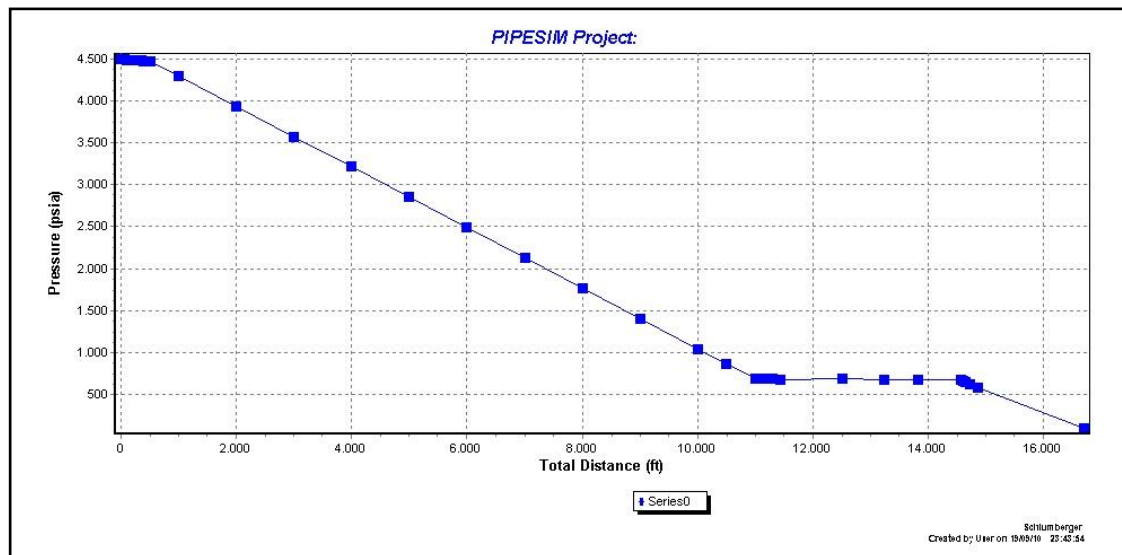
Perfil de temperatura:

Figura 7.10. Perfil de temperatura para una etapa temprana de la vida productiva del campo: Líneas sur.



Perfil de presión:

Figura 7.11. Perfil de presión para una etapa temprana de la vida productiva del campo: Líneas sur.

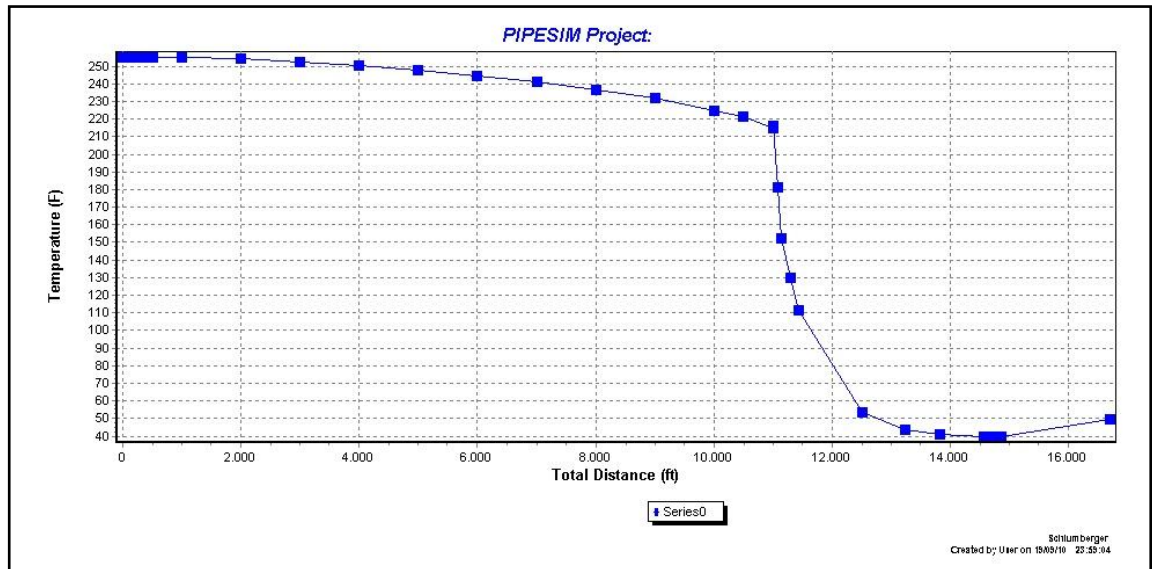


Para este escenario, la bomba multifásica ubicada en lecho marino no será necesaria y los fluidos GOJA llegarán a la plataforma o el FPSO con una presión aproximada de 100 psia.

Para un tiempo de vida media del campo GOJA:

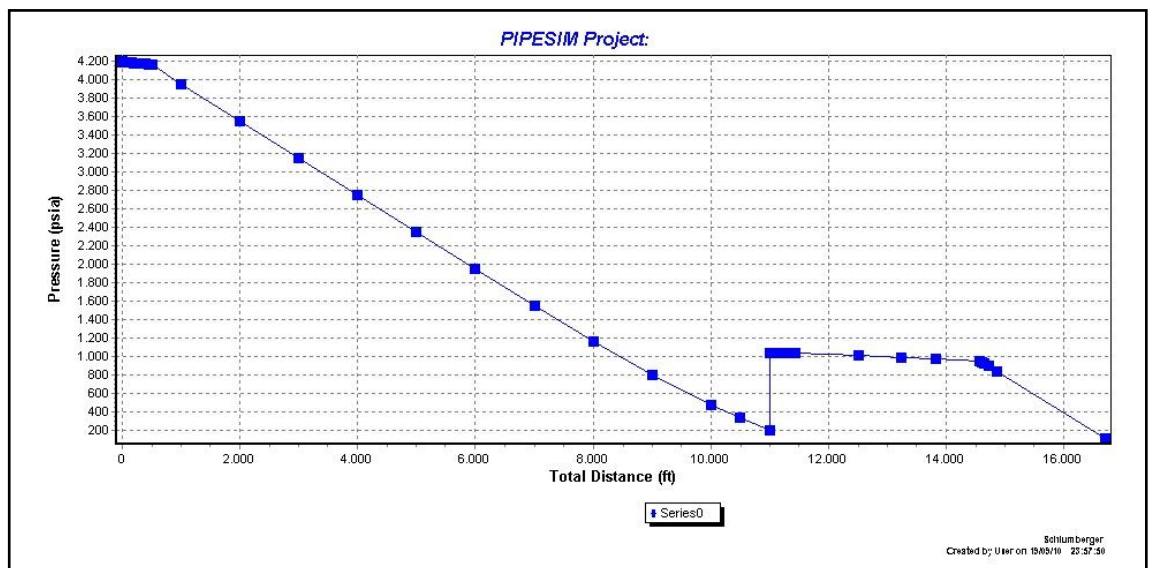
Perfil de temperatura:

Figura 7.12. Perfil de temperatura para una etapa media de la vida productiva del campo: Líneas sur.



Perfil de presión:

Figura 7.13. Perfil de presión para una etapa media de la vida productiva del campo: Líneas sur.

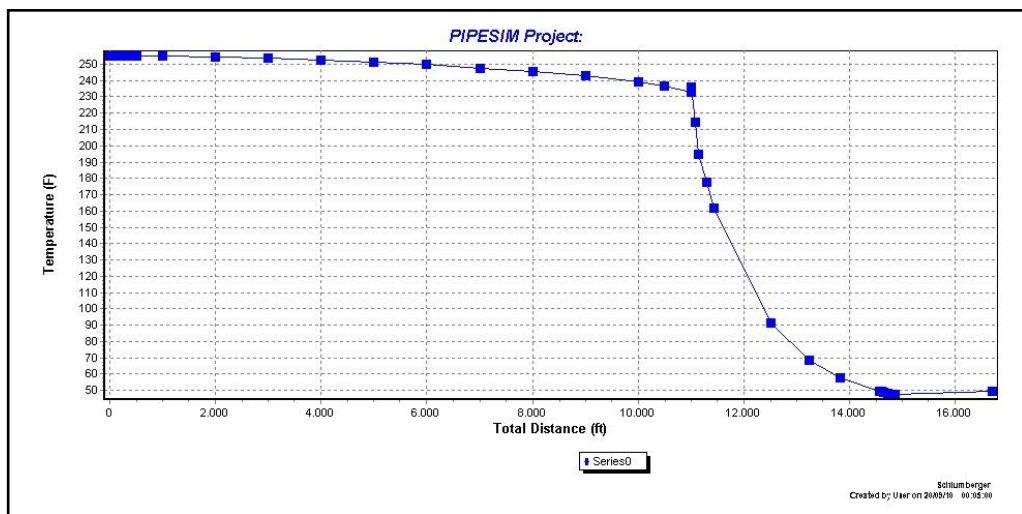


En este caso, la bomba multifásica ubicada en lecho marino deberá ser usada para incrementar la presión de los fluidos en 850 psi para que los mismos alcancen la unidad en superficie con una presión aproximada de 100 psia.

Para una edad tardía en el tiempo de vida de GOJA:

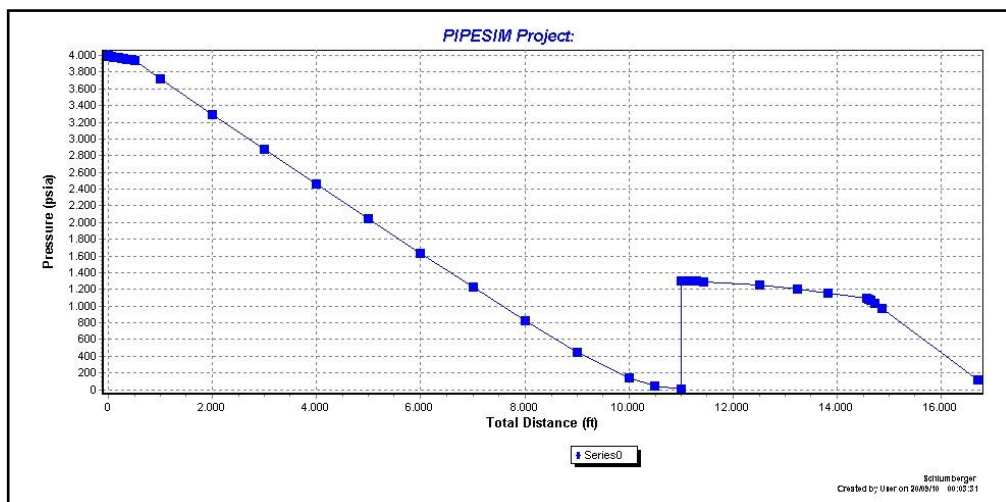
Perfil de temperatura:

Figura 7.14. Perfil de temperatura para una etapa tardía de la vida productiva del campo: Líneas sur.



Perfil de presión:

Figura 7.15. Perfil de presión para una etapa tardía de la vida productiva del campo: Líneas sur.



Para esta etapa, la bomba multifásica ubicada en lecho marino deberá ser usada para incrementar la presión de los fluidos en 1300 psi para que los mismos alcancen la plataforma o el FPSO con una presión aproximada de 100 psia. Aunque estas últimas condiciones son bastante extremas para el sistema de producción y así mismo exigentes para las bombas utilizadas. Se espera que no sea necesario que las bombas deban exceder los 1000 psi en el aumento de la presión de los fluidos.

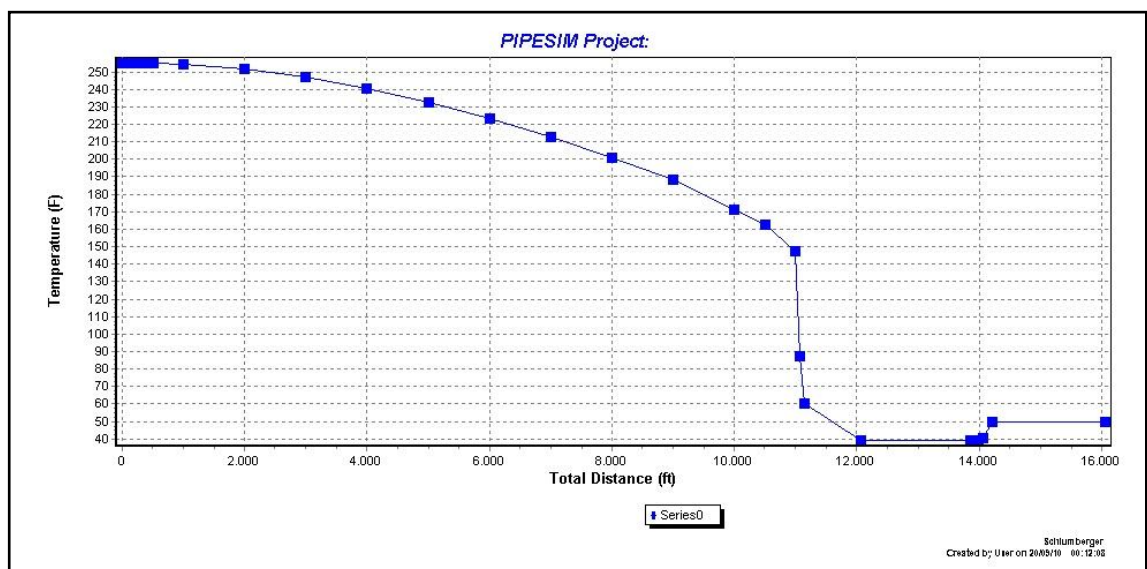
Para el caso de las líneas norte, los requerimientos en cuanto a capacidad o nivel de exigencia de las bombas y el diseño de aislamiento que se deba aplicar será el mismo que para las líneas sur ya que estas presentan condiciones muy similares, casi idénticas, en cuanto a longitud, dimensiones y distribución.

7.1.2. Líneas GOJA4

Para una edad temprana en el tiempo de vida de GOJA:

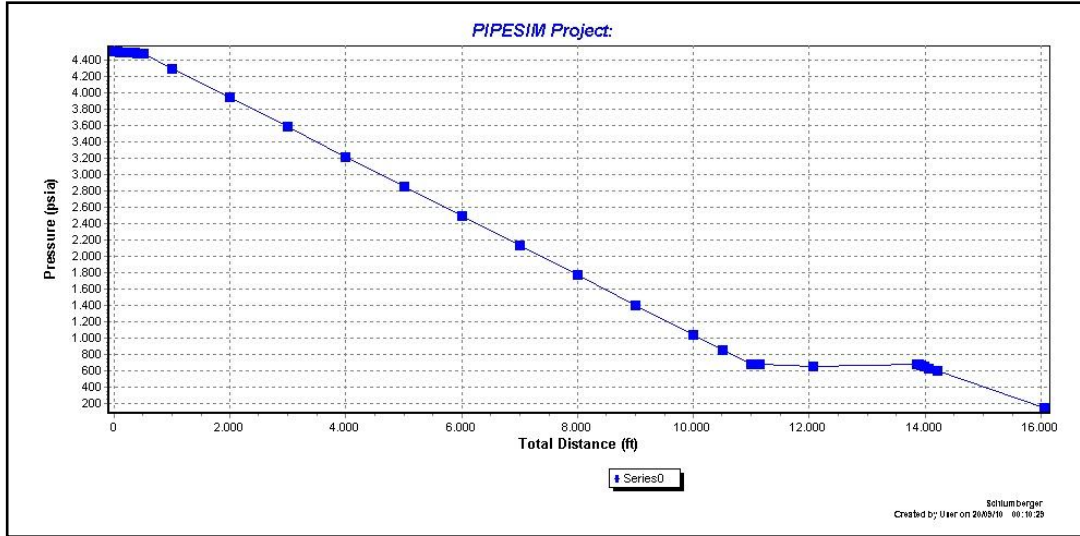
Perfil de temperatura:

Figura 7.16. Perfil de temperatura para una etapa temprana de la vida productiva del campo: Líneas GOJA4.



Perfil de presión:

Figura 7.17. Perfil de presión para una etapa temprana de la vida productiva del campo: Líneas GOJA4.

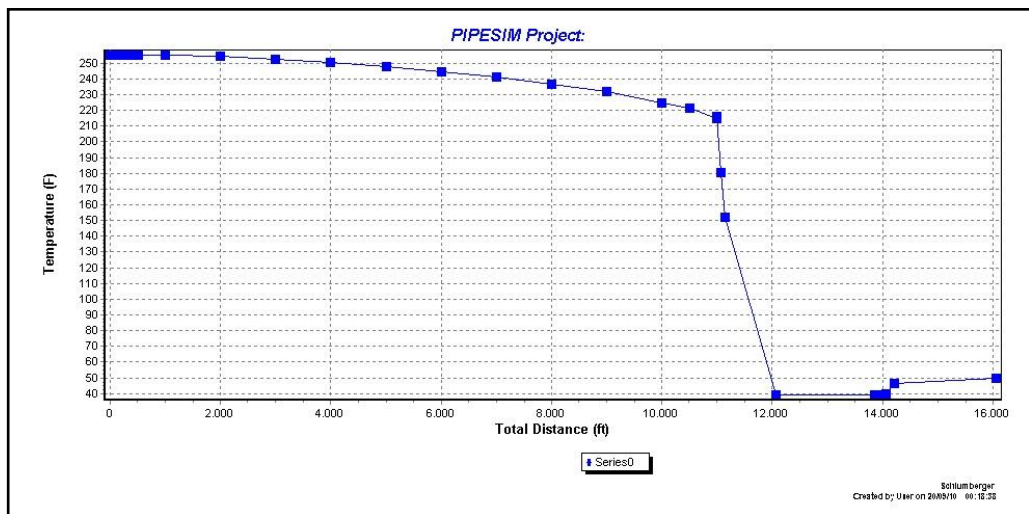


En este caso, el uso de la bomba multifásica ubicada en lecho marino no será necesario y los fluidos alcanzarán la unidad en superficie con una presión aproximada de 150 psia.

Para un tiempo de vida media del campo GOJA:

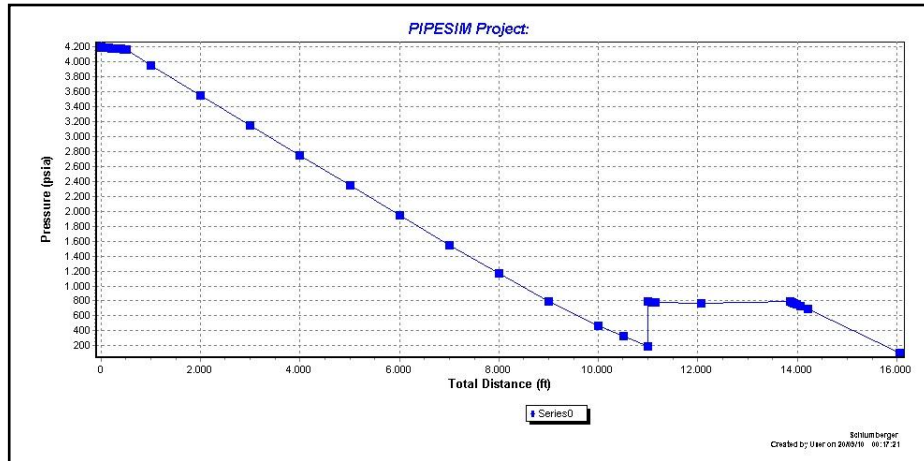
Perfil de temperatura:

Figura 7.18. Perfil de temperatura para una etapa media de la vida productiva del campo: Líneas GOJA4.



Perfil de presión:

Figura 7.19. Perfil de presión para una etapa media de la vida productiva del campo: Líneas GOJA4.

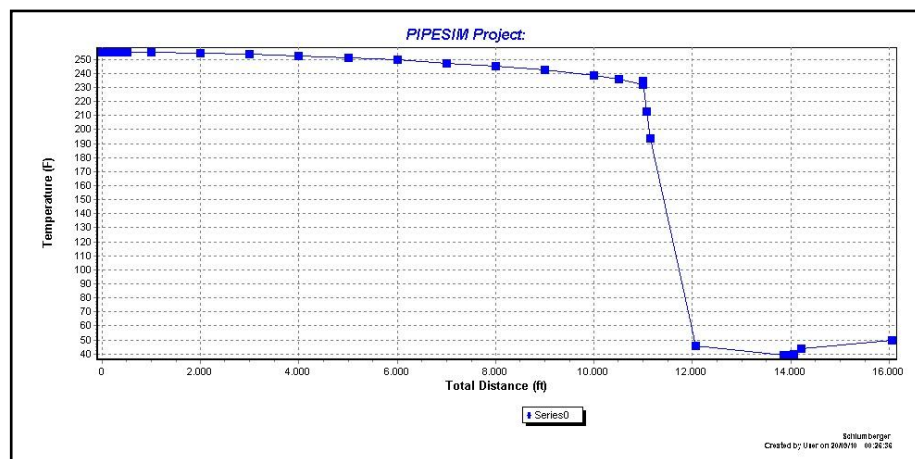


Para esta edad en el tiempo de vida del campo GOJA la bomba multifásica ubicada en lecho marino deberá ser usada para incrementar la presión de los fluidos en 600 psi para que los mismos alcancen la plataforma o el FPSO con una presión aproximada de 100 psia.

Para una edad tardía en el tiempo de vida de GOJA:

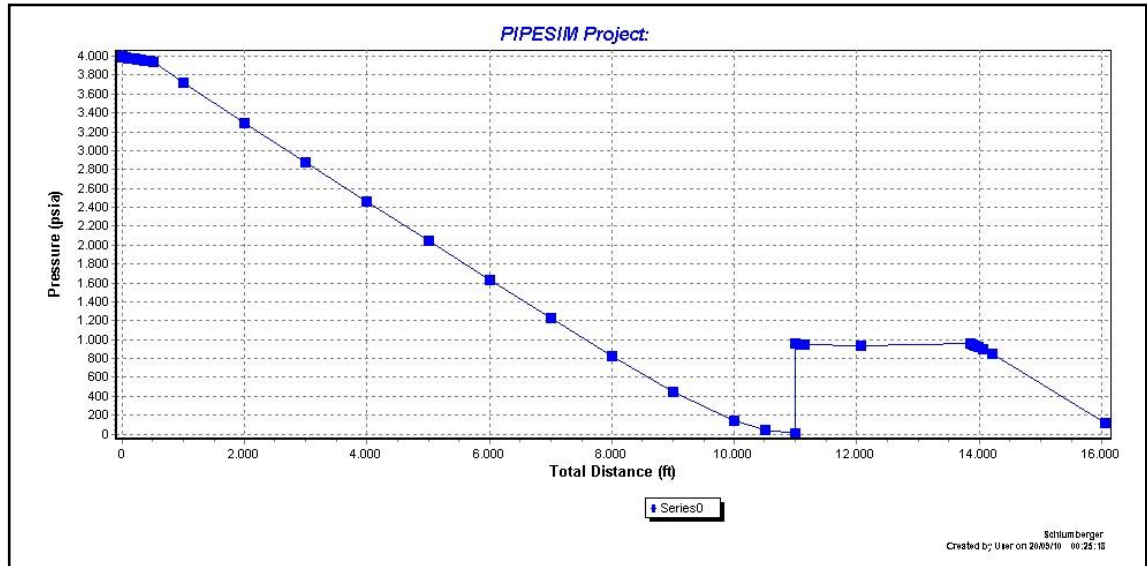
Perfil de temperatura:

Figura 7.20. Perfil de temperatura para una etapa tardía de la vida productiva del campo: Líneas GOJA4.



Perfil de presión:

Figura 7.21. Perfil de presión para una etapa tardía de la vida productiva del campo: Líneas GOJA4.



En estas circunstancias la bomba multifásica ubicada en lecho marino deberá ser usada para incrementar la presión de los fluidos en 950 psi para que los mismos alcancen la unidad de producción en superficie con una presión aproximada de 100 psia.

Como se pudo observar en los perfiles, la temperatura de los fluidos producidos desciende drásticamente cuando estos llegan a cabeza de pozo (11000 ft recorridos) y se enfrentan al ambiente hostil del lecho marino. Los fluidos alcanzan los 39,2 °F que caracterizan a este lugar ya que las líneas aun no cuentan con un sistema de aislamiento. El diseño de un sistema de aislamiento que impida que la temperatura de los fluidos cruce la temperatura WAT y la de formación de hidratos a las diferentes presiones (curva de hidratos) será necesario y vital para la operación del campo. Si se logra que en las líneas sur, el aislamiento cumpla con esta tarea, lógicamente, el mismo arreglo y tipo de aislamiento protegerá las condiciones de operación en las otras dos parejas de líneas, las norte y las provenientes de GOJA4, ya que implican un menor recorrido para los fluidos. Sin embargo, el aislamiento para las líneas de flujo será evaluado por separado para las líneas sur y las líneas provenientes de GOJA4. Para las líneas norte se usará el mismo aislamiento que se determine sea el más

adecuado para las líneas sur ya que las primeras tienen una longitud menor pero muy similar y representan por lo tanto una caída de temperatura menor pero muy cercana.

7.1.3. Análisis de las Parafinas

Pretendemos que la temperatura de los fluidos, durante su viaje desde cabeza de pozo hasta superficie, no descienda por debajo del punto de nube (78,8 °F) para garantizar de manera confiada que estos sólidos no serán un problema durante la operación del sistema submarino de producción. Lógicamente, para condiciones de parada, esta temperatura WAT tendrá que cruzarse y para esto se deberán implementar soluciones de ingeniería que no permitan que se desarrolle la parafina u otras que permitan manejar la que se genere. Es posible que el aislamiento no sea suficiente para mantener la temperatura de los fluidos todo el tiempo por encima de la temperatura de aparición de la parafina y para esto debe combinarse este manejo térmico con la ejecución periódica de operaciones de marraneo y/o con el manejo químico (inyección de inhibidores de la depositación, en este caso, ya que el punto de fluidez es bastante bajo como se mostro anteriormente y no correspondería inyectar reductores del punto de fluidez).

Los perfiles de temperatura mostrados anteriormente para las líneas sur y las líneas que van a GOJA4 deberán ser entonces relacionados con la línea WAT (temperatura de aparición de la parafina). Para esto se relacionarán en gráficos comunes las curvas para las tres diferentes etapas de la vida productiva del campo tanto para las líneas a GOJA4 como para las líneas sur.

Figura 7.22. Perfiles de temperatura: Líneas a GOJA4.

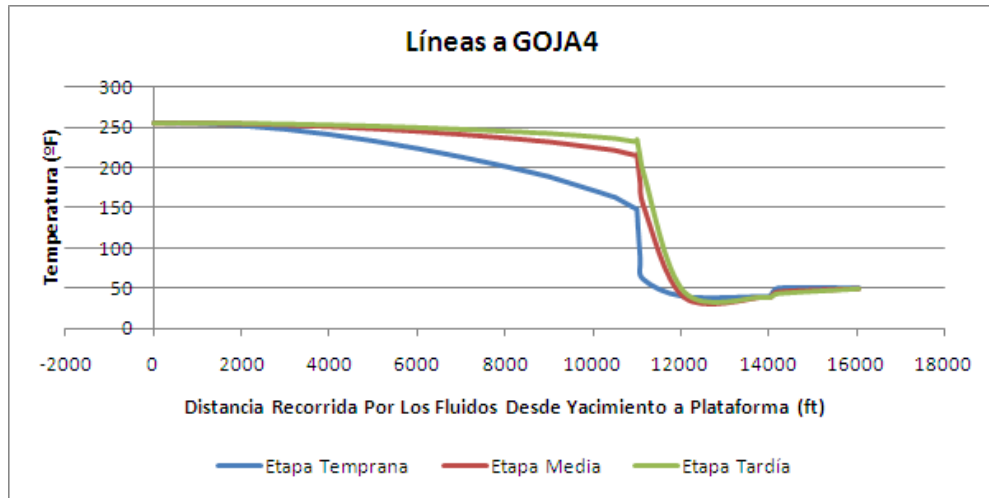
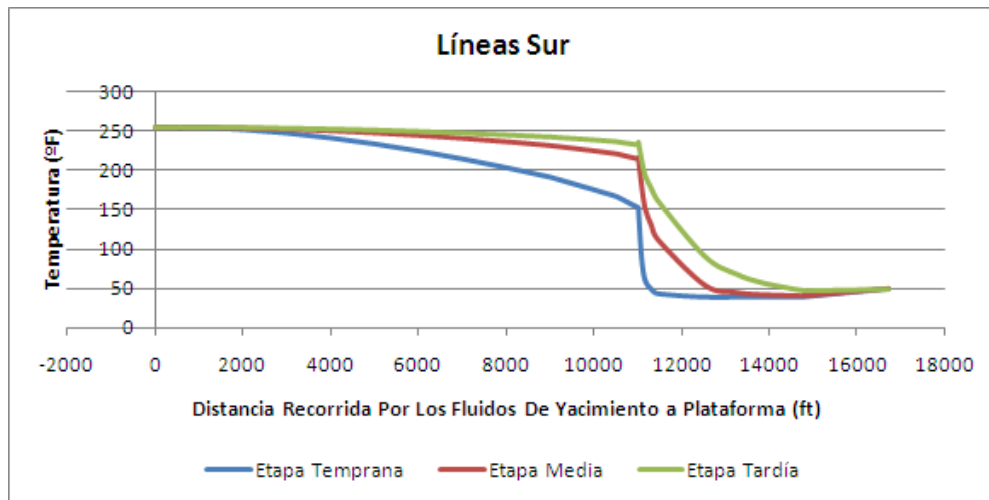


Figura 7.23. Perfiles de temperatura: Líneas Sur.



Hay que tener en cuenta que los perfiles previamente expuestos corresponden al recorrido total de los fluidos (yacimiento a plataforma o FPSO), siendo el yacimiento la distancia recorrida igual a cero (0).

Se buscará más adelante modificar estos perfiles, por medio de la aplicación de diferentes tipos de aislamiento, de manera tal que la temperatura del sistema no descienda por debajo de la temperatura de punto de nube del crudo GOJA. Si esto no es posible aplicando aislamientos reales, se deberá acompañar el aislamiento con la inyección de algún químico inhibidor de la depositación de las parafinas, lo cual se

comentará más adelante si es necesario. En la tercera sección de este capítulo se evaluarán diferentes tipos de aislamiento y se mostrarán los perfiles de temperatura generados a partir de la implementación de los mismos.

7.1.4. Análisis de Hidratos

Para poder realizar el análisis de hidratos, y llevar a cabo las relaciones pertinentes con la curvas de hidratos mostradas en el capítulo anterior, se deberán construir los perfiles de temperatura-presión del sistema y revisar que la curva de hidratos se encuentre lo suficiente a la izquierda de dicho perfil. A continuación se muestran los perfiles de los que se habla cuando aún no se ha diseñado el aislamiento en las líneas y los risers. Hay que tener en cuenta que los perfiles temperatura-presión más críticos son los correspondientes a la etapa temprana en la vida productiva del campo, esto debido a que, cuando hay menores tasas de producción de líquido y menores cortes de agua y gas en dicha producción, la temperatura cae más rápido y la presión se mantiene más elevada.

Figura 7.24. Curvas de temperatura vs. presión: Líneas GOJA4.

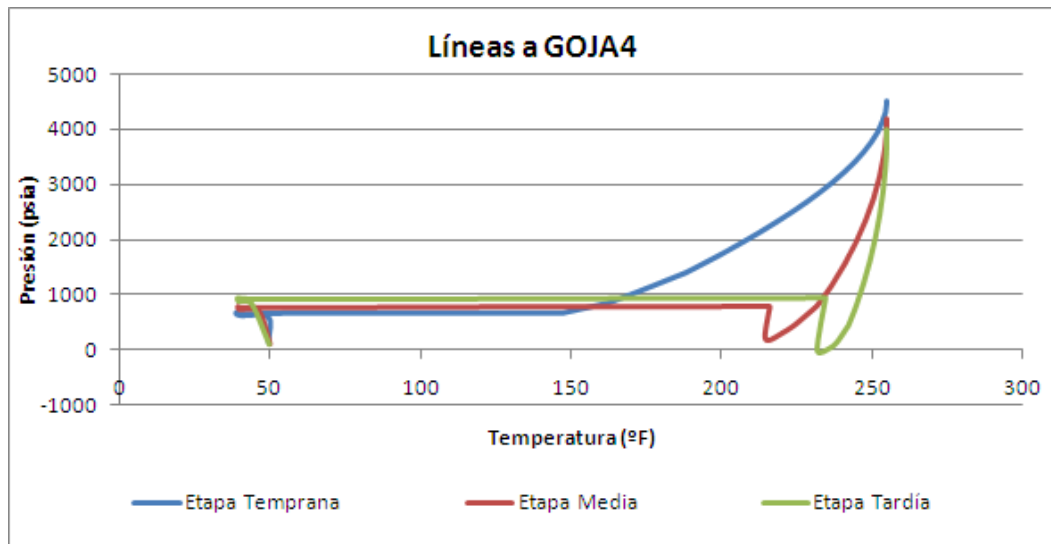
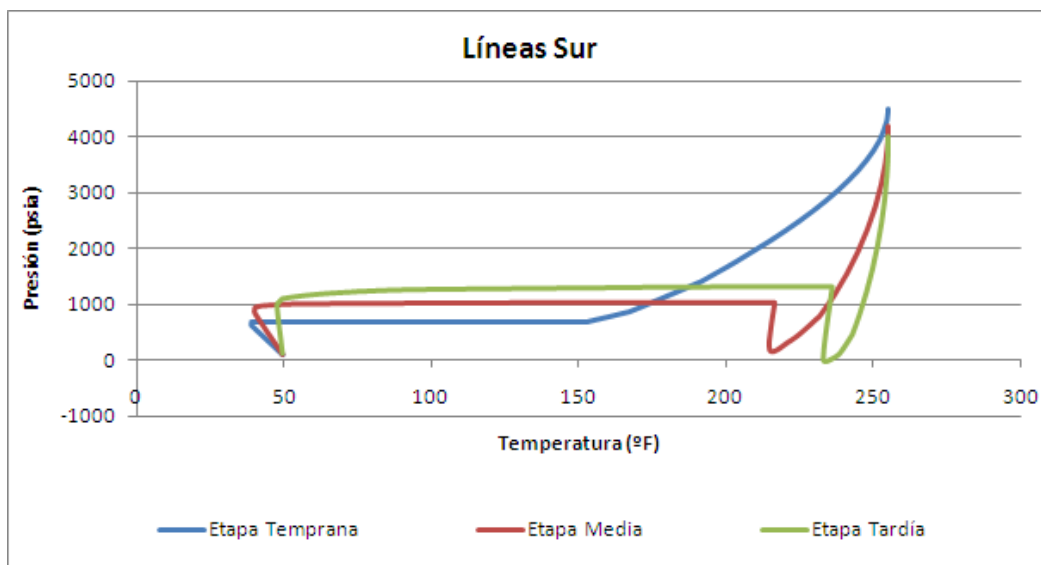


Figura 7.25. Curvas de temperatura vs. presión: Líneas Sur.



Las dos graficas anteriores muestran los perfiles temperatura-presión para el recorrido completo de los fluidos (yacimiento a plataforma o FPSO) siendo el yacimiento el punto inicial del recorrido, en donde se presenta la mayor presión y la mayor temperatura.

7.2. RELACIÓN DE PERFILES CON LOS DATOS OBTENIDOS DEL ANÁLISIS DE FLUIDOS

7.2.1. Parafinas

En los perfiles mostrados se pudo notar claramente que la temperatura de los fluidos desciende significativamente y que si no se implementa ningún sistema de aislamiento a los jumpers, las líneas de flujo y los elementos que conforman el sistema submarino de producción, los fluidos seguramente se verán sometidos a condiciones de formación de hidratos y parafinas. Para el caso de las parafinas pretendemos, a partir de las siguientes graficas, dejar clara esta situación relacionando los perfiles construidos anteriormente con la línea de temperatura de punto de nube o WAT.

Figura 7.26. Relación de los perfiles de temperatura con las líneas WAT y de punto de fluidez: Líneas a GOJA4.

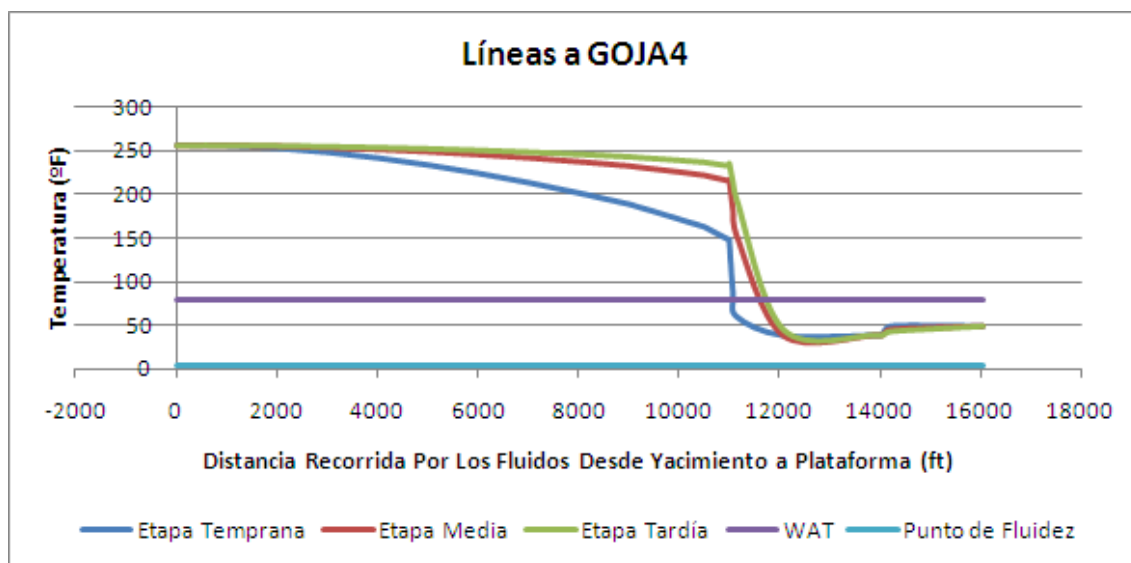
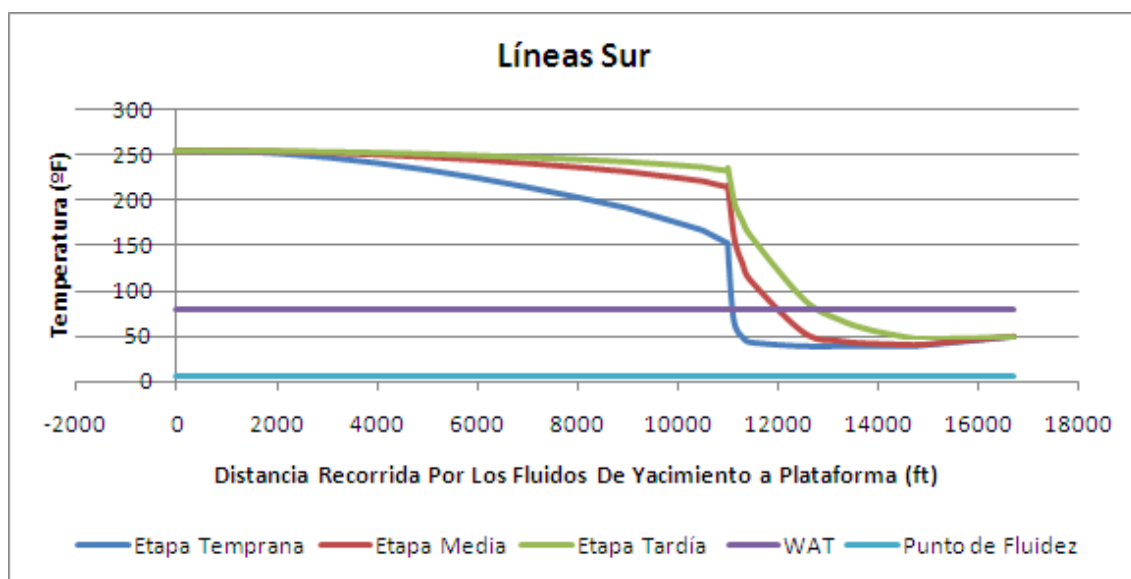


Figura 7.27. Relación de los perfiles de temperatura con las líneas WAT y de punto de fluidez: Líneas Sur.



En las gráficas expuestas puede verse que la temperatura de los fluidos desciende por debajo del punto de nube o WAT. En la siguiente sección de este capítulo se buscará modificar estos perfiles de temperatura de manera tal que los fluidos no se vean sometidos a condiciones de formación de parafinas en ninguna etapa de la vida productiva del campo.

7.2.2. Hidratos

En los gráficos que se exhibirán en seguida, se mostrará la relación entre las curvas de hidratos para el crudo GOJA y los perfiles temperatura-presión para las líneas sur y las líneas a GOJA4 para todas las etapas productivas del campo. En todas las graficas se podrá notar que cuando aún no se ha implementado el aislamiento ni se ha recurrido a la inyección de químicos inhibidores de hidratos en la simulación del comportamiento de las condiciones del crudo durante su viaje a superficie, los fluidos producidos, durante este trayecto, se verán sometidos a condiciones de formación de hidratos.

Figura 7.28. Relación de las curvas temperatura-presión con las curvas de hidratos: Líneas a GOJA 4.

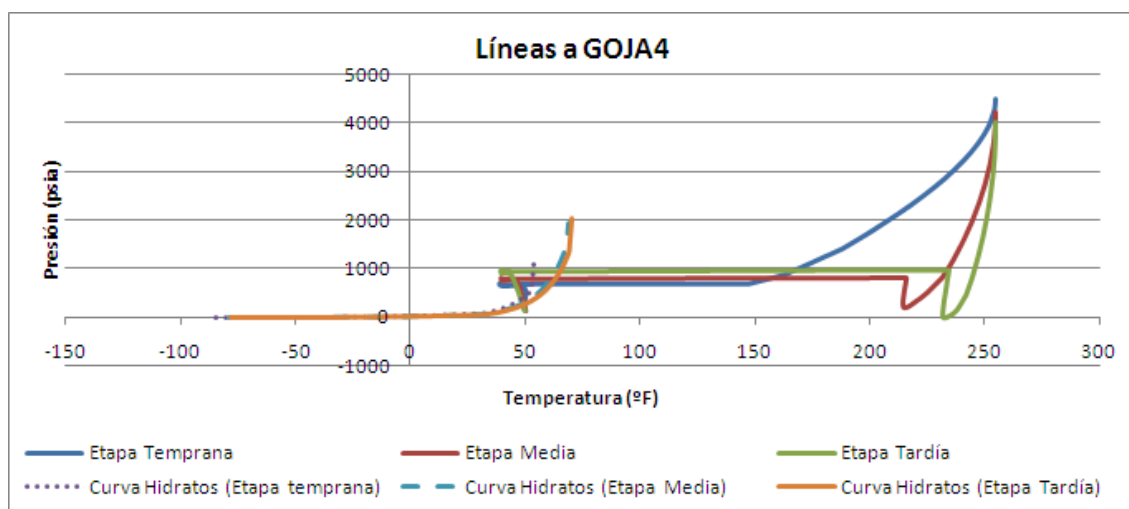
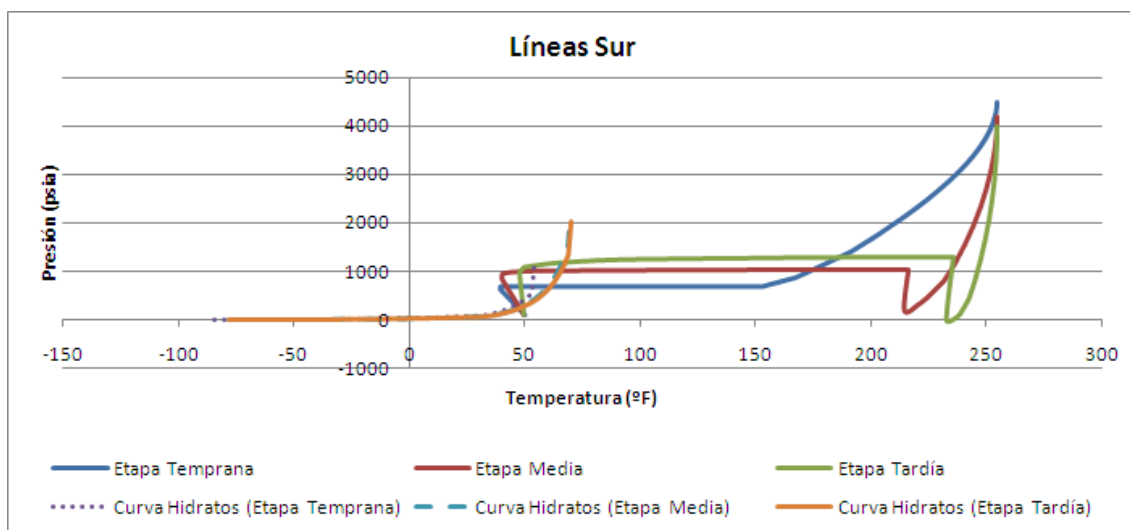


Figura 7.29. Comparación de las curvas de temperatura-presión con las curvas de hidratos: Líneas Sur.



Si se reducen los perfiles temperatura-presión, correspondientes a las condiciones operacionales del sistema de producción, a sólo las presentadas desde cabeza hasta plataforma o FPSO, es posible observar con mayor claridad cómo estas condiciones a las que se verán sometidos los fluidos cruzarán las curvas de formación de hidratos.

Figura 7.30. Comparación de las curvas temperatura-presión con las curvas de hidratos, especificando la zona crítica: Líneas GOJA 4.

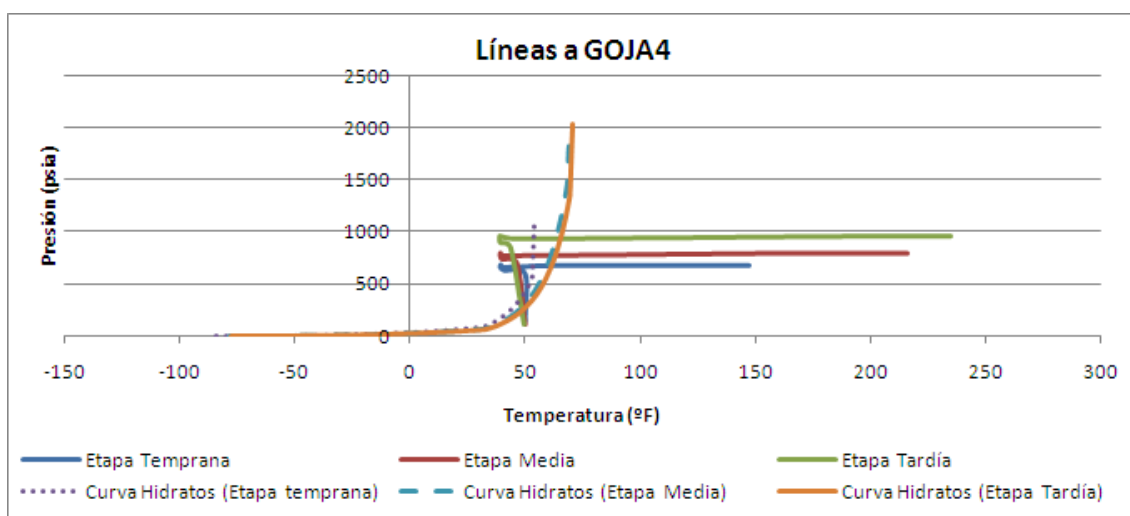
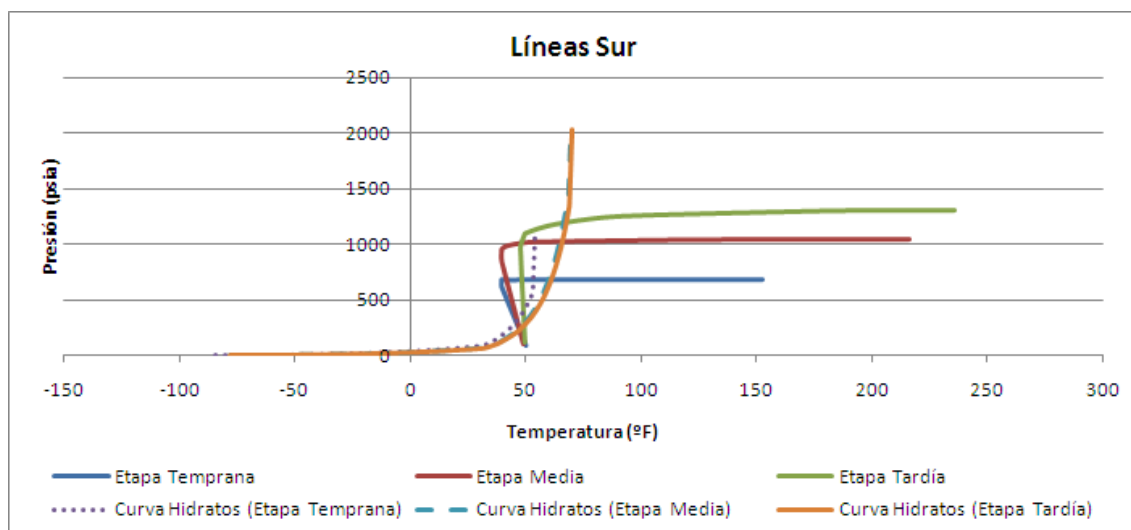


Figura 7.31. Comparación de las curvas temperatura-presión con las curvas de hidratos, especificando la zona crítica: Líneas Sur.



En la sección que sigue en este capítulo se buscará modificar los perfiles operacionales (temperatura-presión) mostrados previamente para que no se crucen con las curvas de hidratos correspondientes a cada etapa en la vida del campo. En este trabajo de tesis se buscará que ninguna de las curvas operacionales cruce la "Curva Hidratos (Etapa Tardía)" y así garantizar con tranquilidad que en el recorrido de los fluidos hasta plataforma o FPSO estos no se someterán a condiciones de formación de hidratos.

7.2.3. Análisis General

Después de haber mostrado las graficas que permiten observar el comportamiento de las relaciones pertinentes para parafinas e hidratos por separado, a continuación se presentarán para cada pareja de líneas y risers que están siendo sujetas al análisis, las gráficas que relacionarán los tres aspectos que se están evaluando: las curvas de hidratos, las curvas de parafinas (WAT y punto de fluidez) y las condiciones de operación del sistema.

Figura 7.32. Comparación de las curvas de temperatura vs. presión con las curvas de hidratos y parafinas: Líneas GOJA4.

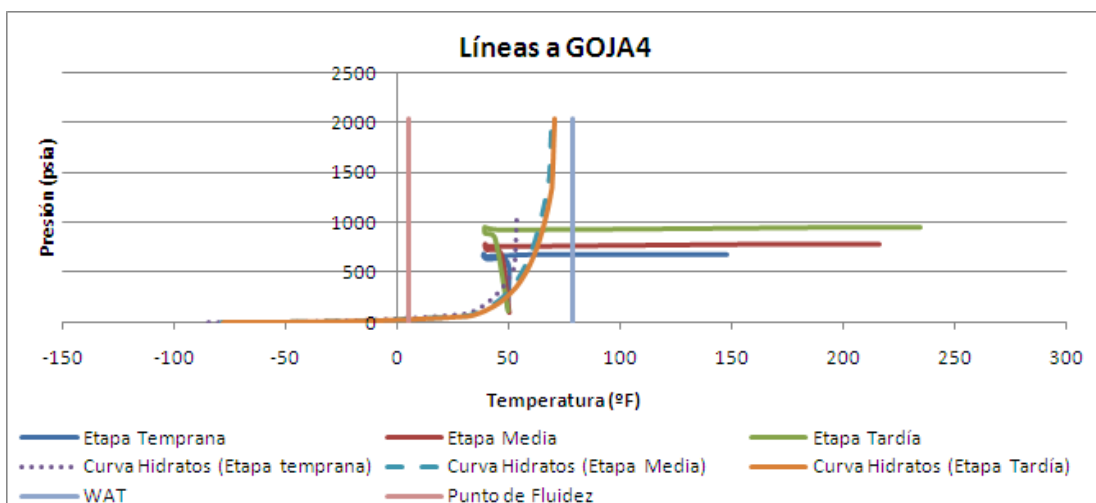
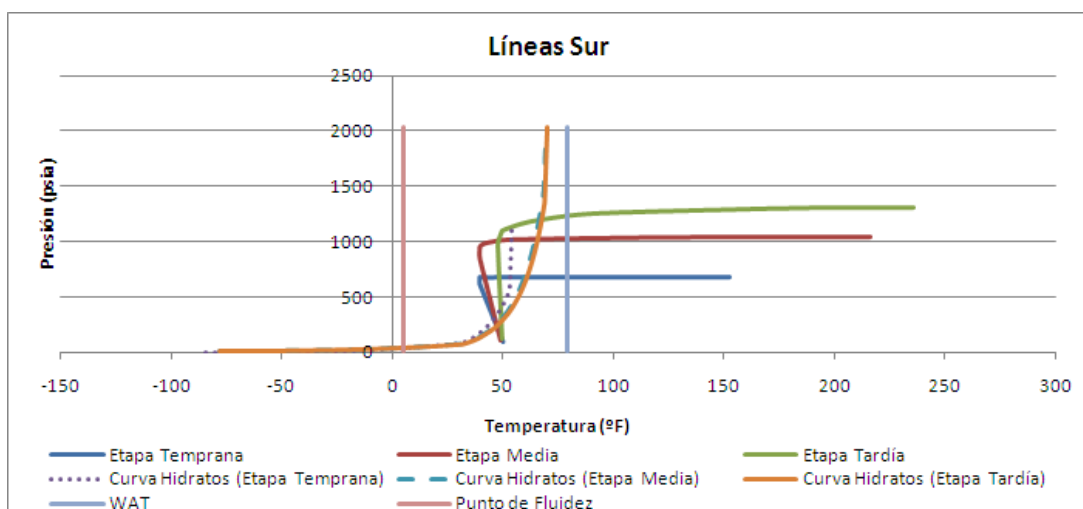


Figura 7.33. Comparación de las curvas de temperatura vs. presión con las curvas de hidratos y parafinas: Líneas Sur.



El objetivo de la siguiente sección, será entonces, mover las curvas anteriormente mostradas de manera tal que las correspondientes a las condiciones de operación queden ubicadas a la derecha de las demás, y que si llegado el caso, estas curvas cruzan la WAT o la curva de hidratos, la diferencia de temperatura no sea tan grave para que la inyección de químicos o algún tipo de solución mecánica como el marraneo, permita controlar los sólidos que están precipitándose y depositándose en las líneas y no lleguen a taponarlas. Básicamente se busca diseñar un sistema de producción óptimo en donde la operación no esté en riesgo y en el cual se pueda garantizar que los fluidos llegarán a superficie sin ningún tipo de inconveniente. El

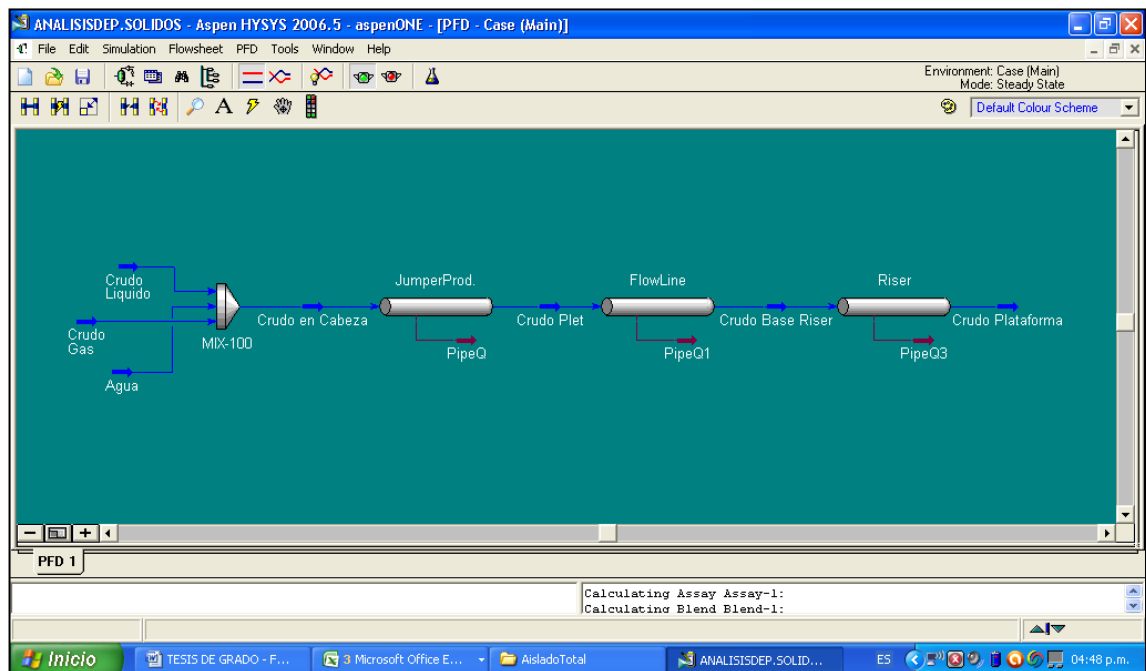
diseño de un sistema de producción como el que se señala, se logrará evaluando una serie de alternativas dentro de las cuales se destacan:

- Mover las curvas de condiciones de operación del sistema (Etapa Temprana, Etapa Media y Etapa Tardía) a la derecha lo suficiente como para que salga de la zona de formación de hidratos y sobrepase la línea WAT. Esto se logra por medio de la implementación de aislamiento térmico o técnicas de calentamiento activo en las líneas y los equipos.
- Mover la curva de hidratos, a partir del diseño de la inyección inhibidores convencionales (metanol), lo suficiente como para que la curva de condiciones de operación del sistema quede ubicada a la derecha de la de hidratos. Además, estudiar y diseñar diferentes soluciones de ingeniería, tanto químicas como mecánicas, que hagan posible que las tasas de depositación de parafina sean controlables con la ejecución periódica de dichas operaciones; éstas podrían ser marraneo y/o la inyección de inhibidores de la depositación.

7.2.4. Análisis de Depositación de Sólidos

El simulador de procesos Hysys posee una aplicación en la cual se puede predecir, después de incluir una serie de datos sobre el fluido y sobre los sólidos que se espera precipiten, el espesor de la capa de sólidos acumulada en función del tiempo. Si las líneas no están aisladas, como es el caso del análisis que se va a mostrar a continuación, se espera una rápida acumulación de sólidos dentro de las tuberías y por lo tanto un crecimiento acelerado del espesor de la capa formada por dichos sólidos.

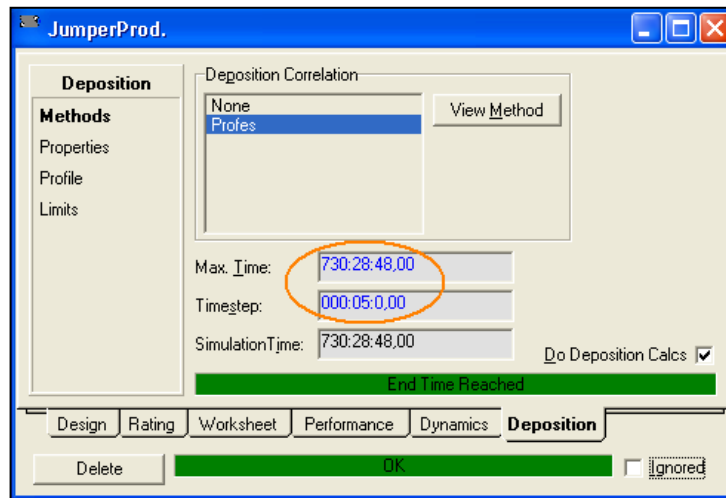
Figura 7.34. Montaje del sistema submarino de producción en el ambiente de simulación de HYSYS.



La estimación del espesor de sólidos acumulados dentro de las líneas del sistema submarino de producción puede hacerse específicamente para cada sección del mismo. Puesto que los marranos serán lanzados desde la plataforma o desde el FPSO y regresarán por el circuito de líneas de flujo y riser dobles, sólo existe la posibilidad de limpiar, a partir su uso, los jumpers de producción, las líneas de flujo y los risers.

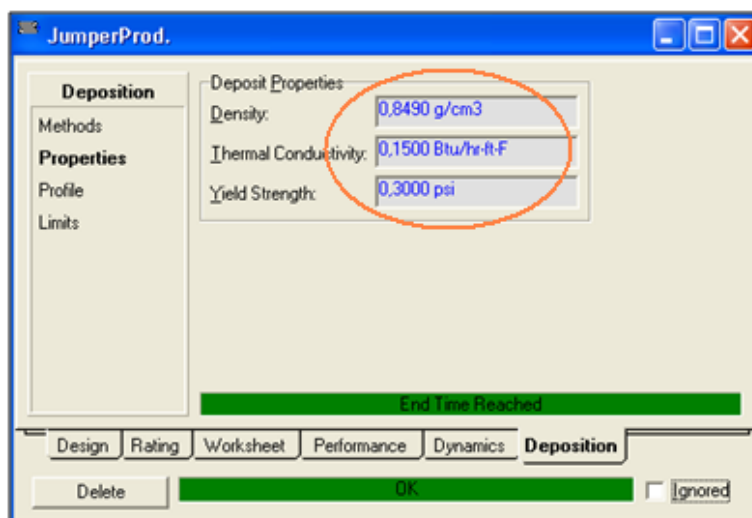
A continuación se muestran las cuatro (4) principales ventanas en la aplicación “deposición” que Hysys ofrece. En ellas hay que introducir una serie de criterios y propiedades que harán posible la estimación que se requiere para el diseño de la estrategia de aseguramiento de flujo.

Figura 7.35. Ventana “Methods” para el análisis de depositación de sólidos.



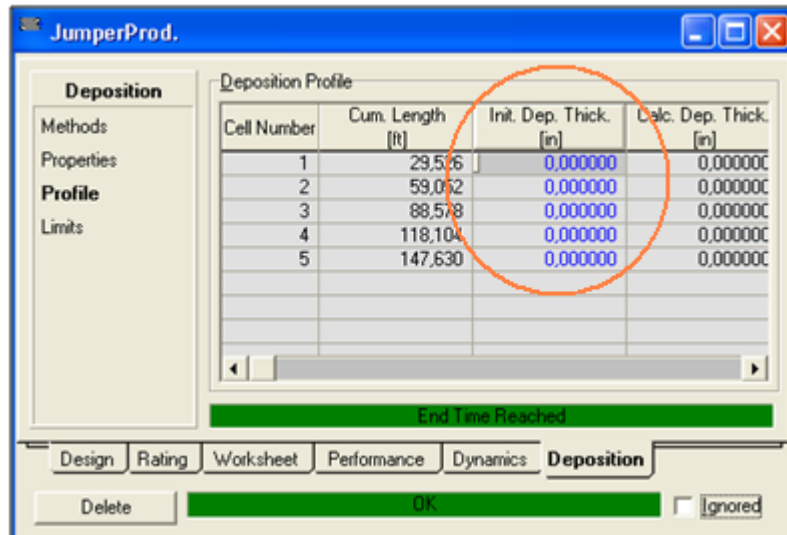
En la imagen anterior se puede ver el tiempo de simulación máximo que fue incorporado para el análisis; en este caso, donde a las tuberías aún no se ha incorporado ningún sistema de aislamiento o calefacción, este tiempo equivale a un 1 mes (730 horas y 28 minutos aproximadamente). También, se puede observar el tiempo de paso para el análisis, el cual, para obtener unos resultados bastante exactos, fue tomado como de 5 minutos.

Figura 7.36. Ventana “Properties” para el análisis de depositación de sólidos.



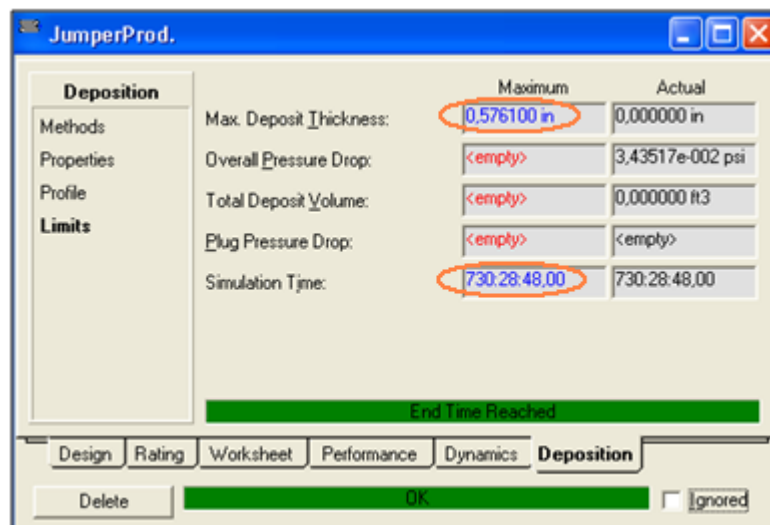
En la anterior figura se ven las propiedades de la parafina que posiblemente precipite y se deposite.

Figura 7.37. Ventana “Profile” para el análisis de depositación de sólidos.



En la columna de datos “Init. Dep. Thick.” mostrada en la figura anterior se debe incluir el espesor de depósitos acumulados inicial, en este estudio este espesor fue tomado como cero (0).

Figura 7.38. Ventana “Limits” para el análisis de depositación de sólidos



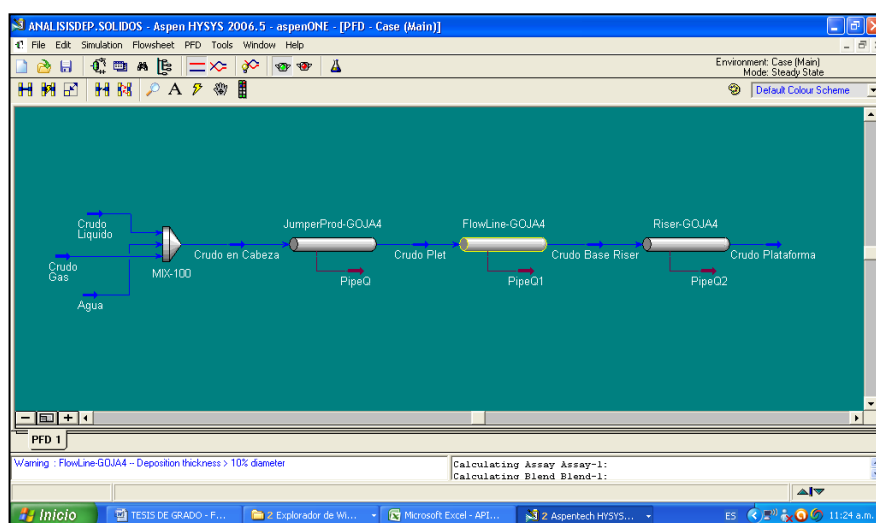
En esta última ventana se deben introducir los criterios de parada que se consideren adecuados para la evaluación o el estudio. Para el análisis correspondiente a esta etapa del trabajo, dichos criterios son el espesor máximo de depósitos, 0,5761 pulgadas, correspondiente al 10% del diámetro interno de la tubería, y el tiempo de simulación, que como ya se comentó fue tomado como de 1 mes.

Evaluando solo la etapa temprana en la vida del campo, siendo esta la más problemática debido a las bajas tasas de producción de líquido y a la posibilidad grande de que precipiten en significativa magnitud tanto parafinas como hidratos, los resultados de los cálculos realizados por Hysys, cuando aún no se ha diseñado el aislamiento en las tuberías, se muestran a continuación:

Líneas a GOJA4

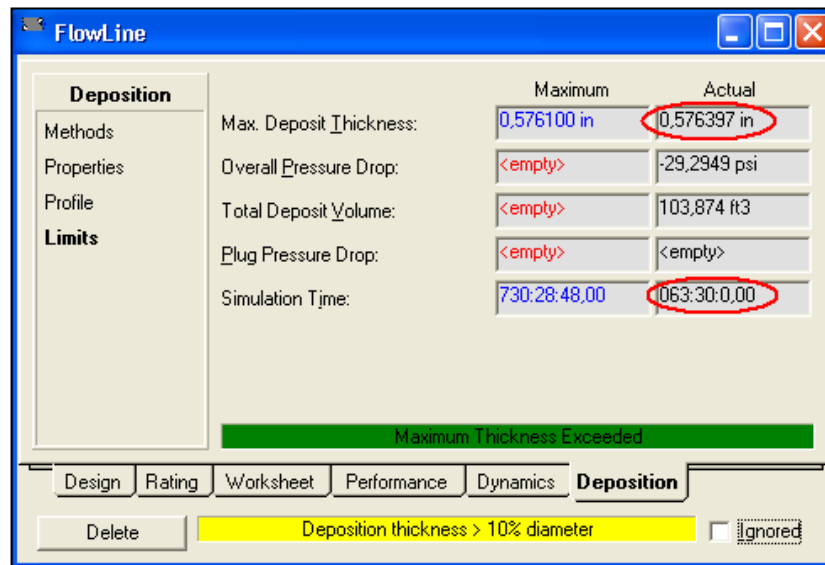
Cuando se corre la simulación en Hysys para las líneas que unen a GOJA4 con la unidad de producción en superficie, el simulador indica, con un color amarillo que rodea el elemento que hay un error que imposibilita la operación normal del sistema. El error en este caso corresponde a una excesiva depositación de sólidos que sobrepasa el 10% del diámetro interno de la tubería. Tanto la indicación de donde fue el error (elemento rodeado de amarillo) como la advertencia sobre el mismo (zona inferior izquierda, letras azules) pueden ser vistas en la siguiente imagen.

Figura 7.39. Sistema submarino de producción en el ambiente de simulación de HYSYS después de corrida la simulación: Líneas GOJA4.



Después de correr el simulador y abriendo una de las ventanas anteriormente mostradas, es posible conocer si esta acumulación de sólidos tuvo lugar o requirió todo el tiempo de simulación que se introdujo (1 mes) y cuál fue el espesor de sólidos acumulados que se alcanzó en el tiempo en que duró la simulación. A continuación se muestra dicha ventana.

Figura 7.40. Ventana “Limits” después de corrida la simulación



Como se puede leer en la anterior imagen, el tiempo de simulación real fue de 63 horas y 30 minutos, y en este se alcanzó un espesor de capa de sólidos depositados de 0,5764 pulgadas, el cual sobrepasa el límite propuesto equivalente al 10% del diámetro interno de la tubería.

Los resultados anteriores indican que para las líneas a GOJA4, si no se diseña un sistema de aislamiento competente, ni se inyecta algún tipo de químico, se deberían llevar a cabo operaciones de marraneo cada dos días y medio aproximadamente, lo cual solo representa pérdidas en la producción y de esta manera pérdidas económicas.

Líneas Sur

Los resultados para estas líneas fueron similares en cuanto al lugar en el que ocurre la acumulación de sólidos. El tiempo en el que se sobrepasa el límite establecido como permitido se muestra a continuación en la misma ventana que se exhibió para el caso de las líneas a GOJA4.

Figura 7.41. Sistema submarino de producción en el ambiente de simulación de HYSYS después de corrida la simulación: Líneas Sur.



Figura 7.42. Ventana “Limits” después de corrida la simulación.

Deposition		Maximum	Actual
Methods	Max. Deposit Thickness:	0,576100 in	0,576294 in
Properties	Overall Pressure Drop:	<empty>	-19,6128 psi
Profile	Total Deposit Volume:	<empty>	87,0432 ft3
Limits	Plug Pressure Drop:	<empty>	<empty>
	Simulation Time:	730:28:48,00	043:30:00,00

Maximum Thickness Exceeded

Design Rating Worksheet Performance Dynamics **Deposition**

Delete Deposition thickness > 10% diameter Ignored

Como se puede observar en la última figura, el tiempo requerido para que se forme una capa de sólidos mayor al 10% del diámetro interno del tubo es de 43 horas y 30 minutos.

En este caso, para las líneas sur y norte, las operaciones de marraneo que se realizarían deberían tener una frecuencia de menos de dos días, lo cual es aún más improductivo y crítico que lo que se estimó para las líneas que comunican a GOJA4.

En general, para la totalidad del sistema submarino de producción, si no se diseña un correcto sistema de aislamiento, ya que manejar el aseguramiento de flujo del desarrollo sólo con inyección de químicos sería no-rentable, se tendrían que realizar operaciones de marraneo de una manera muy frecuente lo cual no es para nada productivo ni tampoco económicamente viable para el proyecto.

7.2.5. Paradas

Para el caso del análisis de paradas se pretende obtener un tiempo aproximado de enfriamiento de los fluidos hasta la temperatura WAT y la temperatura de formación de hidratos a una determinada presión. Es vital que los operadores de un sistema de producción submarino conozcan este tiempo y entiendan que son los límites para que se tomen las decisiones adecuadas con el fin de proteger los elementos y las líneas de cualquier tipo de taponamiento en caso de una parada de la producción, ya sea está planeada o no.

Casi que sin necesidad de generar los perfiles de temperatura en función del tiempo, para el caso en el que se tienen condiciones de parada, ya sea controlada o no controlada, podríamos decir que en el momento de tener paradas relativamente largas, las temperaturas de los fluidos seguramente disminuirán lo suficiente como para generar tapones de parafina y posiblemente de hidratos. La situación anterior nos llevará, indudablemente, a tener que pensar en soluciones de ingeniería dentro de la operación que no permitan que lo anterior suceda. Estas alternativas operacionales serán propuestas más adelante y explicadas después de evaluar y proponer el manejo térmico para el sistema submarino de producción del campo GOJA. A pesar

de lo comentado anteriormente se deben generar los perfiles de temperatura tanto para estado estable como para condiciones de parada.

Cuando el sistema submarino de producción debe detenerse debido a causas propias de la operación o a causas ajenas a la misma, los fluidos de producción se estabilizarán y quedarán a merced de las condiciones de lecho marino. Para poder determinar el tiempo en el que los fluidos se enfrían hasta una determinada temperatura, se va a utilizar una relación sencilla en la que se involucra la velocidad del fluido y la distancia recorrida de dicho fluido en una tubería de 5,761 pulgadas de diámetro, que como se comentó anteriormente será el diámetro de los jumpers, las líneas de flujo y los risers. Dentro del diseño del manejo térmico que se le vaya a dar al sistema submarino de producción se buscará que el aislamiento en los jumpers que unen los cabezales de pozo con los manifolds y con la línea principal en el caso de las líneas que van a GOJA4 otorgue un tiempo de enfriamiento mayor al que pueda ofrecer el aislamiento en las líneas de flujo y los risers. Lo anterior, básicamente porque al recordar lo comentado en el párrafo anterior y porque la temperatura de lecho marino es muy baja y el punto de nube es alto, la mejor opción para las líneas de flujo y riser dobles será implementar, el desplazamiento de aceite estabilizado para desplazar el que quedará inmóvil en las líneas y los risers protegiendo estas zonas de precipitación de sólidos, y posteriormente el desplazamiento de aceite caliente, esto con el fin de precalentar las líneas preparándolas para el momento de la puesta en marcha del sistema de producción después de terminado el tiempo de parada.

La relación de la que se habló anteriormente es:

$$\textit{Tiempo de parada} = \frac{\textit{Longitud de la línea}}{\textit{Velocidad del fluido}}$$

Donde:

$$\textit{Velocidad del fluido} = \frac{\textit{Caudal de producción}}{\textit{Área transversal de la tubería}}$$

Debido a que ya se decidió que las líneas de flujo y los risers del sistema submarino de producción de GOJA serán de 5,761 pulgadas de diámetro, esta área transversal será constante. Para simular correctamente las condiciones de parada se usará un

caudal muy cercano a cero (0). Fijando este caudal y dividiendo por el área transversal de la tubería se obtendrá la velocidad correspondiente del fluido. A lo que hace referencia la variable *Longitud de la línea* es a lo que se comentaba en el párrafo anterior, la distancia recorrida por el fluido hasta alcanzar la temperatura WAT y la temperatura de formación de hidratos según corresponda al análisis que se esté realizando. Lógicamente esta longitud será muy pequeña ya que se están simulando condiciones de parada y el caudal será muy cercano a cero (0).

Cuando se haya determinado cual será el tipo de aislamiento que se empleará en los diferentes espacios y las diferentes líneas dentro del sistema submarino de producción del campo, se utilizará la expresión anteriormente explicada y expuesta para determinar y definir el tiempo aproximado de paradas permitido durante la operación del campo y cuales se denominarán paradas cortas y cuales largas durante esta. Deberá estimarse cuanto es el tiempo que el fluido necesita para enfriarse hasta la temperatura de aparición de las parafinas o hasta la temperatura de formación de hidratos si los fluidos están siendo conducidos por las líneas a temperaturas menores a la WAT y las parafinas se están controlando a partir de la inyección de químicos y operaciones periódicas de marraneo.

La determinación de estos tiempos en condiciones de parada será vital y permitirá tomar decisiones sobre las soluciones de ingeniería que se deban ejecutar cuando dichas condiciones se presenten. Estas decisiones podrán verse en el siguiente capítulo de esta tesis.

7.3. EVALUACIÓN DE RELACIONES – DEFINICIÓN DEL MANEJO TÉRMICO E IDENTIFICACIÓN DE ZONAS PARA INYECCIÓN DE QUÍMICOS

La meta del presente componente de este capítulo es básicamente definir el manejo térmico para el sistema submarino de producción del campo GOJA y los puntos de inyección de químicos si dicha inyección llega a ser necesaria. Para cumplir con este objetivo se simulará la operación del sistema implementando diferentes tipos de aislamiento en las líneas y modificando sus espesores con el fin de determinar cuál es el más adecuado y con qué espesor deberá ser diseñado y utilizado. También, deberá involucrarse en la simulación del sistema de producción, la inyección de inhibidores de

hidratos si las condiciones de operación mas criticas llegan cruzar la curva de formación de hidratos, y la inyección de químicos inhibidores de la depositación de parafina cuya tasa de inyección estará relacionada directamente con la tasa de depositación de la misma.

Inicialmente solo se modificaran los perfiles de condiciones de operación del sistema submarino de producción del campo y se analizará si los resultados de estas modificaciones, realizadas a partir de la implementación del aislamiento térmico solamente, son suficientes para mantener las líneas de flujo y los elementos, libres de acumulaciones de hidratos y parafinas. A continuación se muestran algunas de las graficas que relacionan los perfiles temperatura-presión modificados con la curva de hidratos y las curvas de WAT y de punto de fluidez.

Como primera medida, se buscará definir el manejo térmico para los jumpers que comunican los cabezales de pozo con los manifolds y con la línea principal en el caso de GOJA4. Para obtener un tiempo máximo de enfriamiento en caso de las paradas se pretende mantener la temperatura del fluido lo más cercana posible a la de llegada a cabeza de pozo. Para esto se simularán diferentes opciones de aislamiento y de acuerdo al comportamiento de las relaciones costo-beneficio se determinará cuál será el arreglo más adecuado para ser utilizado en estas secciones del sistema submarino de producción del campo GOJA.

Después de haber definido el manejo térmico en los jumpers que comunican los pozos con los manifolds y con la línea principal para GOJA4, se plantearán, de ser necesario, opciones de aislamiento para los circuitos de líneas de flujo y risers dobles que comprenden el sistema submarino de producción (Líneas norte, líneas sur y líneas desde GOJA4). Se buscará, al igual que como se realizará para la sección árbol-manifold, que las opciones de aislamiento planteadas signifiquen para la operación el mismo beneficio y la decisión sobre cual tipo de aislamiento se aplicará, se tomará basándonos en el aspecto económico.

7.3.1. Sección: Árbol a Manifold (Unión en el caso de las líneas a GOJA4).

Los perfiles de temperatura hasta el manifold, iguales para todas las zonas del sistema de producción (líneas norte, líneas sur y líneas a GOJA4) y las gráficas en donde se relaciona el perfil de condiciones de operación con las curvas de hidratos y parafinas, se muestran a continuación.

La situación bajo la cual se presenta mayor transferencia de energía en forma de calor, y por lo tanto la condición más crítica de operación en estado estable, se presentará en la etapa temprana de la vida productiva del campo, debido principalmente a los bajos cortes de agua, a los bajos GOR y a las bajas tasas de producción de líquido que se presentarán. Por lo anterior, a continuación se evaluará solo dicha situación ya que cuando se cumplen con los objetivos de aislamiento bajo estas circunstancias obviamente se cumplirán para las posteriores etapas en la vida del yacimiento.

Figura 7.43. Manifold aislado.



Fuente: FLOW ASSURANCE AND OPERABILITY (2-3, Marzo, 2009: Piedecuesta, Colombia). Memorias [Diapositivas]. Piedecuesta: Ecopetrol – ICP, 2009.

El aislamiento que se determine es el más adecuado para esta sección deberá ser aplicado también en los arboles submarinos y los manifolds de producción sur y norte,

en estos últimos elementos (los manifolds) los fluidos pueden llegar a perder energía de manera considerable mientras se produce en estado estable. En condiciones de parada, si no poseen el aislamiento, tanto los arboles como los manifolds se convertirán en lugares en donde la temperatura descenderá de manera drástica y rápida, adecuándolos como sitios idóneos para la formación, precipitación y deposición de sólidos.

Opción 1: Espuma de poliuretano (húmeda) – 1 pulgada de espesor

Figura 7.44. Representación grafica de la opción 1.

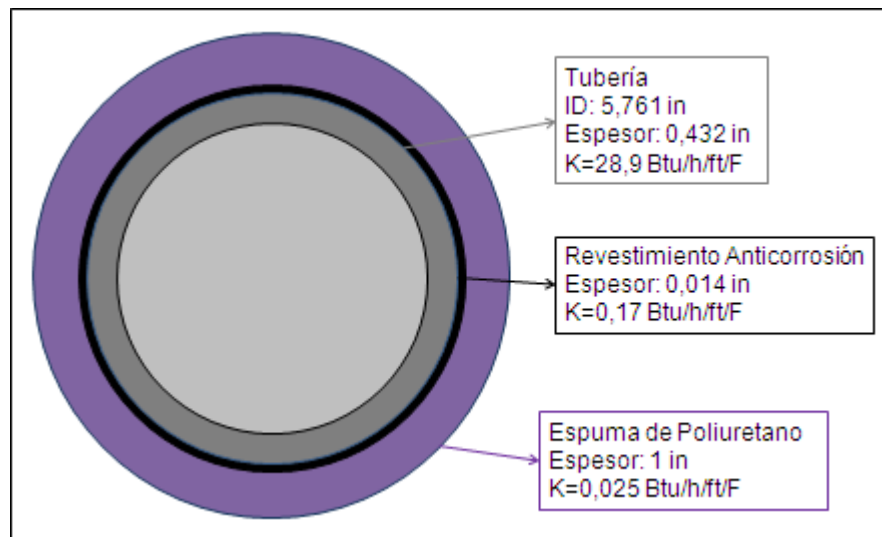
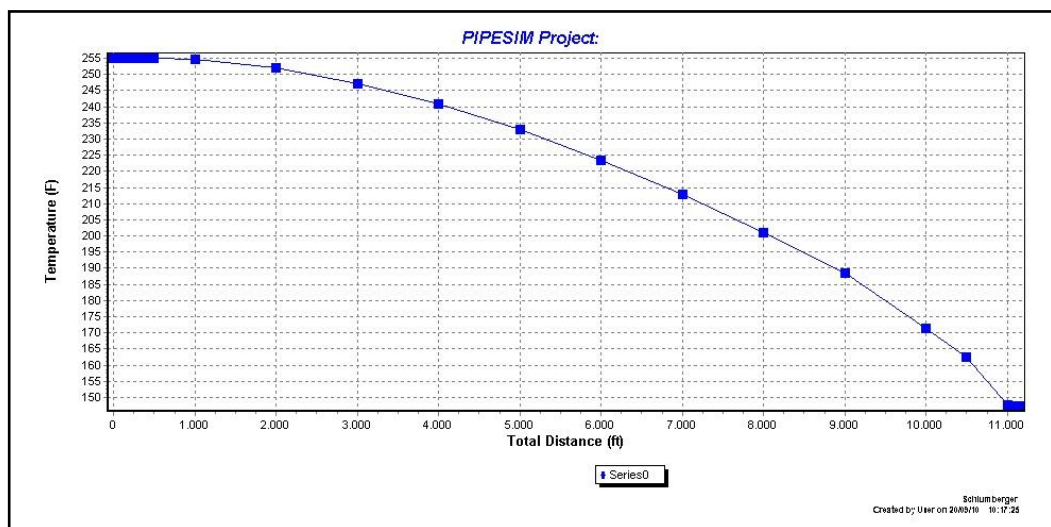
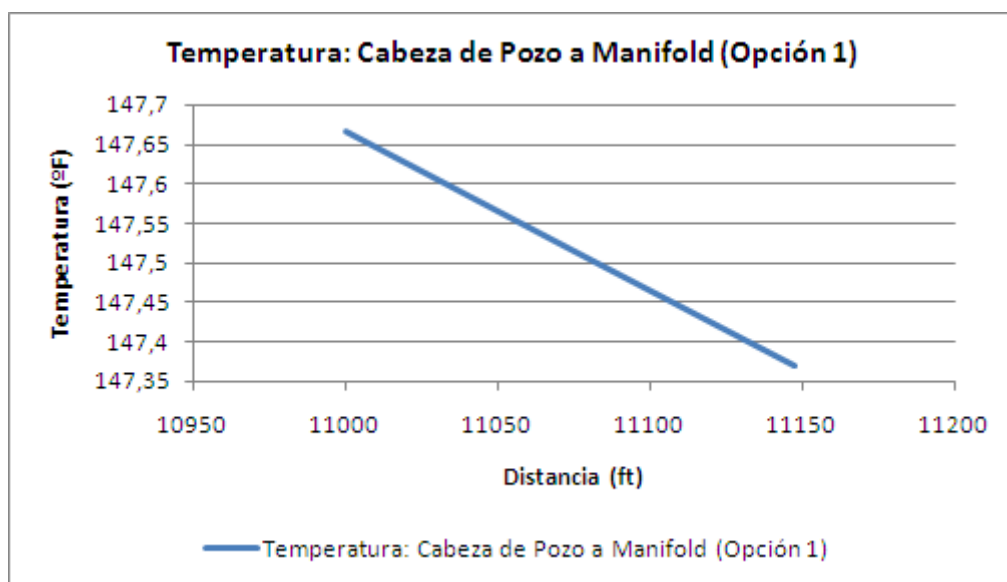


Figura 7.45. Perfil de temperatura desde yacimiento hasta el manifold: aplicando la opción 1.



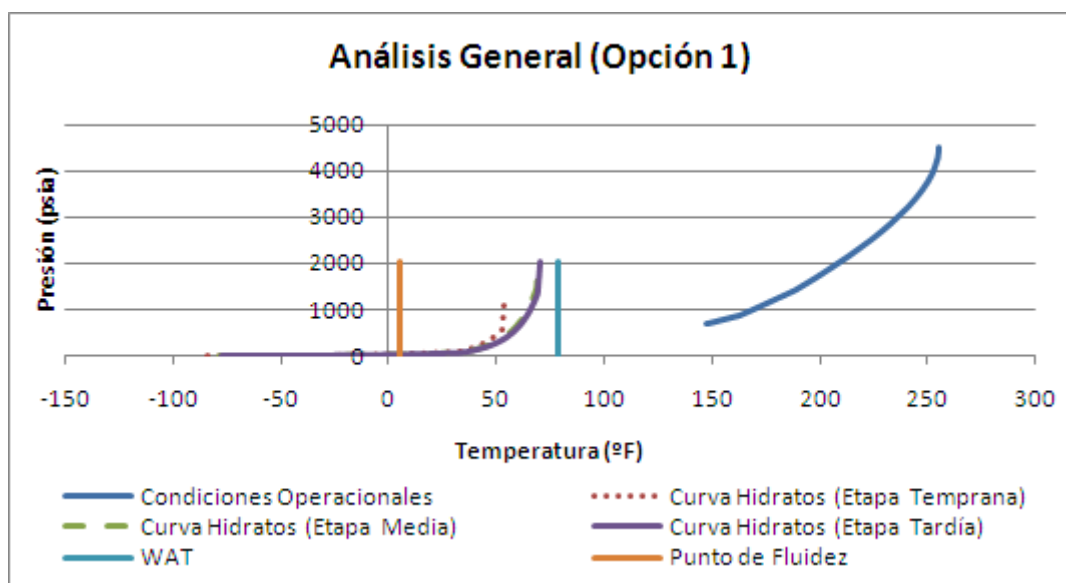
La caída de temperatura desde cabeza de pozo hasta el manifold o la línea principal en el caso de las líneas a GOJA4 obedece a:

Figura 7.46. Perfil de temperatura desde cabeza de pozo hasta el manifold: Opción 1 de aislamiento.



La grafica de análisis general (tomando condiciones operacionales hasta el fin del jumper de salida de cabeza de pozo) se presenta a continuación:

Figura 7.47. Análisis general resultado de la aplicación de la opción 1.



Opción 2: Espuma sintética (1,8 pulgadas de espesor) + espuma de poliuretano (0,3 pulgadas de espesor)

Figura 7.48. Representación grafica de la opción 2.

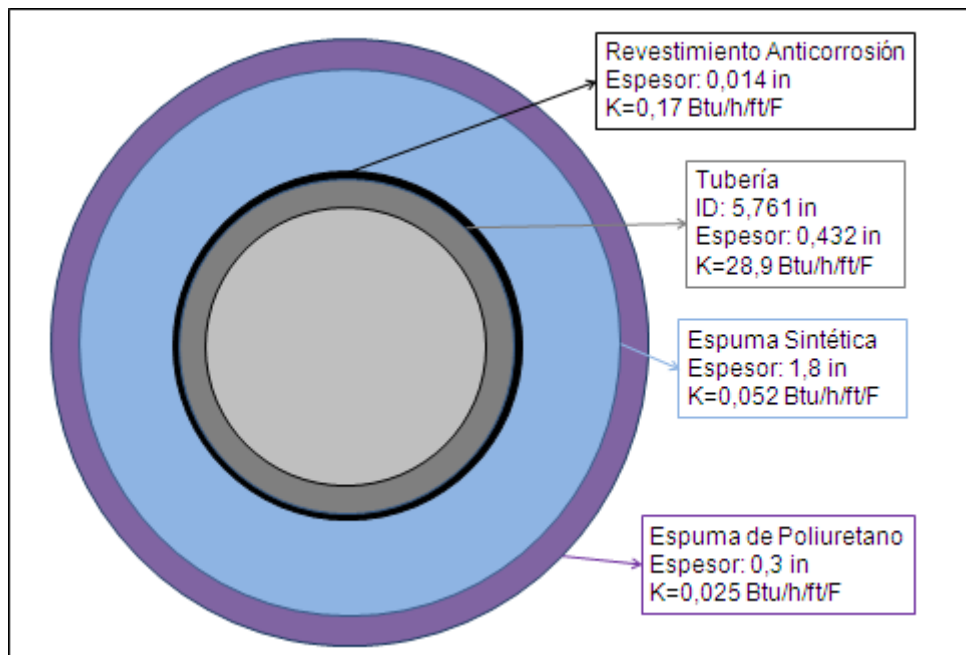
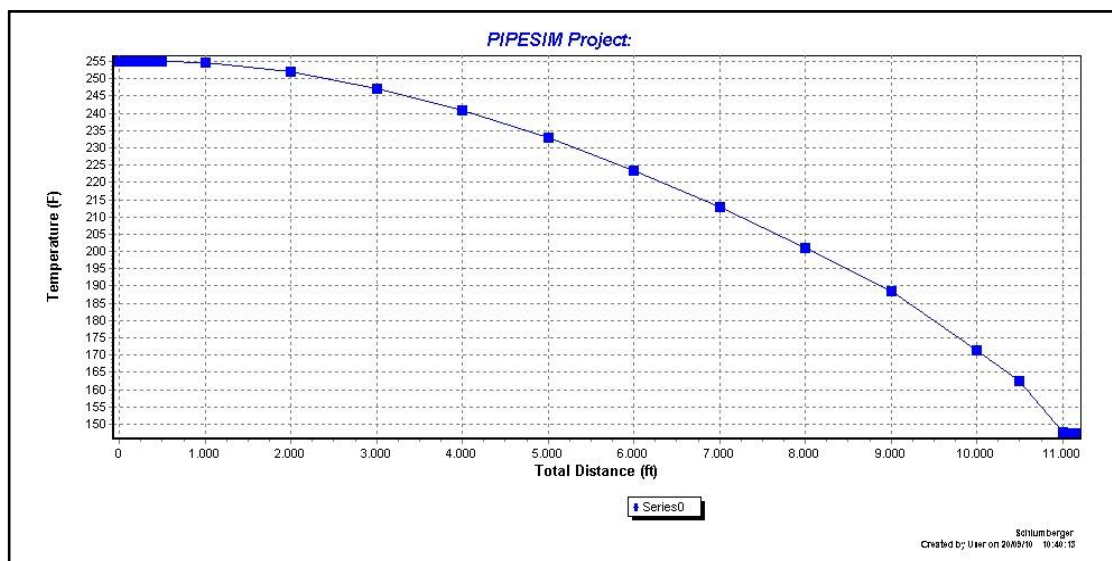
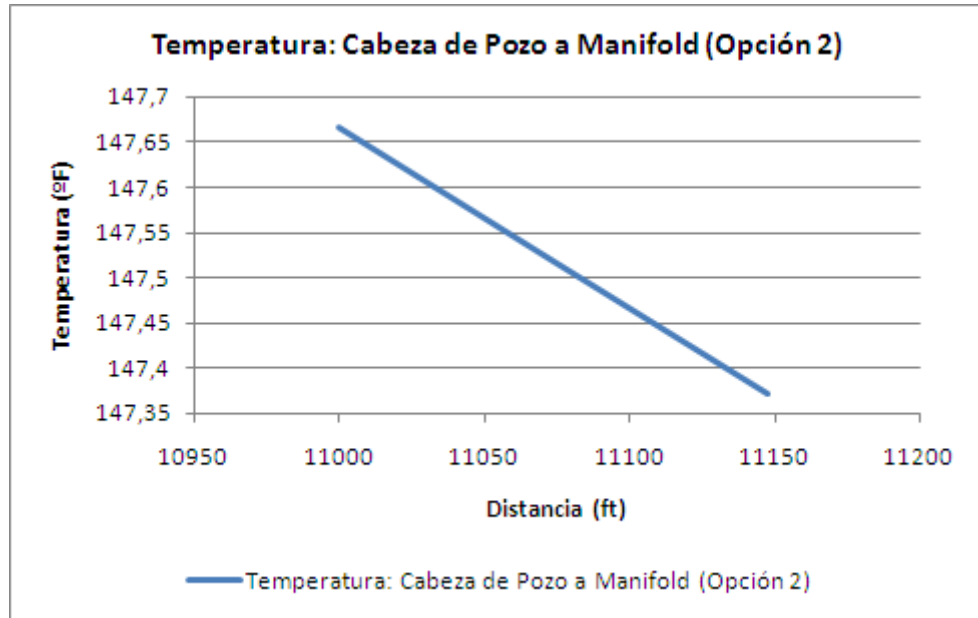


Figura 7.49. Perfil de temperatura desde yacimiento hasta el manifold: Opción 2 de aislamiento.



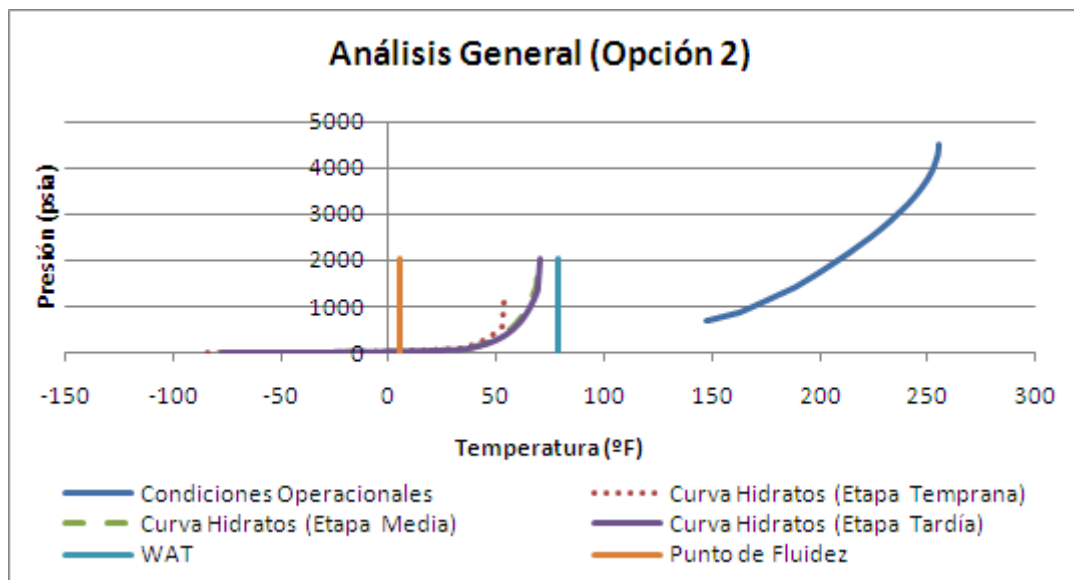
La caída de temperatura en el jumper desde cabeza de pozo hasta el manifold o la línea principal en el caso de las líneas a GOJA4 es:

Figura 7.50. Perfil de temperatura desde cabeza de pozo hasta el manifold: Opción 2 de aislamiento.



La gráfica de análisis general (tomando condiciones operacionales hasta el fin del jumper de salida de cabeza de pozo) queda como sigue:

Figura 7.51. Análisis general resultado de la aplicación de la opción 2.



Esta opción fue valorada y diseñada con el recubrimiento de espuma de poliuretano ya que realizando evaluaciones con solo espuma sintética “húmeda” se necesitaba un espesor demasiado grande (16 in) de la misma para acercarse al comportamiento que la opción 1 presentó y que las dos opciones que se exhibirán a continuación también fueron capaces de lograr.

Opción 3: Espuma sintética (2,4 pulgadas de espesor) + capa de aire (0,2 pulgadas de espesor) + tubería de acero al carbón (0,432 pulgadas de espesor)

Figura 7.52. Representación gráfica de la opción 3.

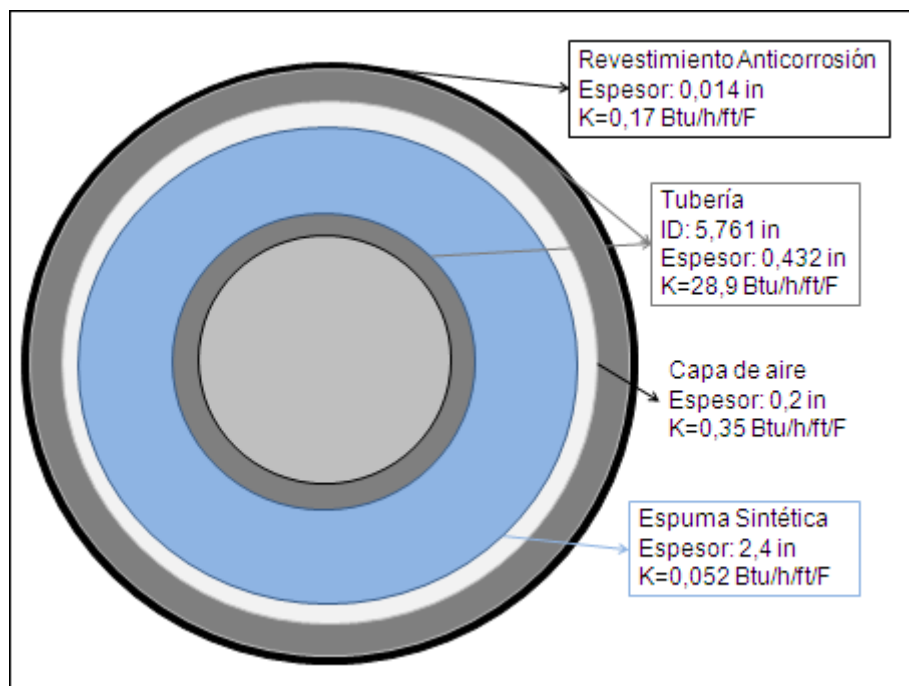
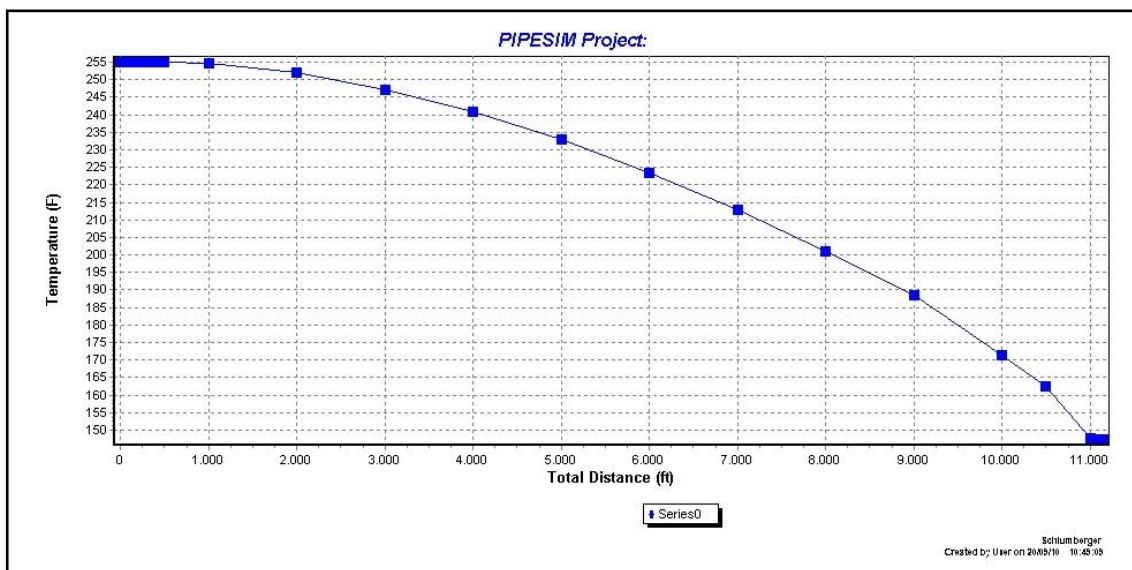
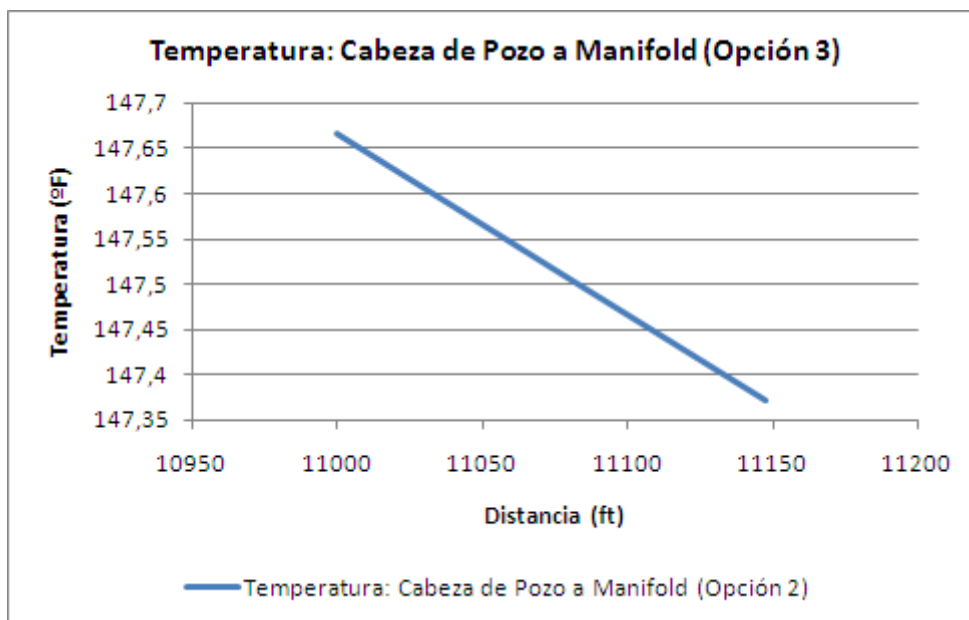


Figura 7.53. Perfil de temperatura desde yacimiento hasta el manifold: Opción 3 de aislamiento.



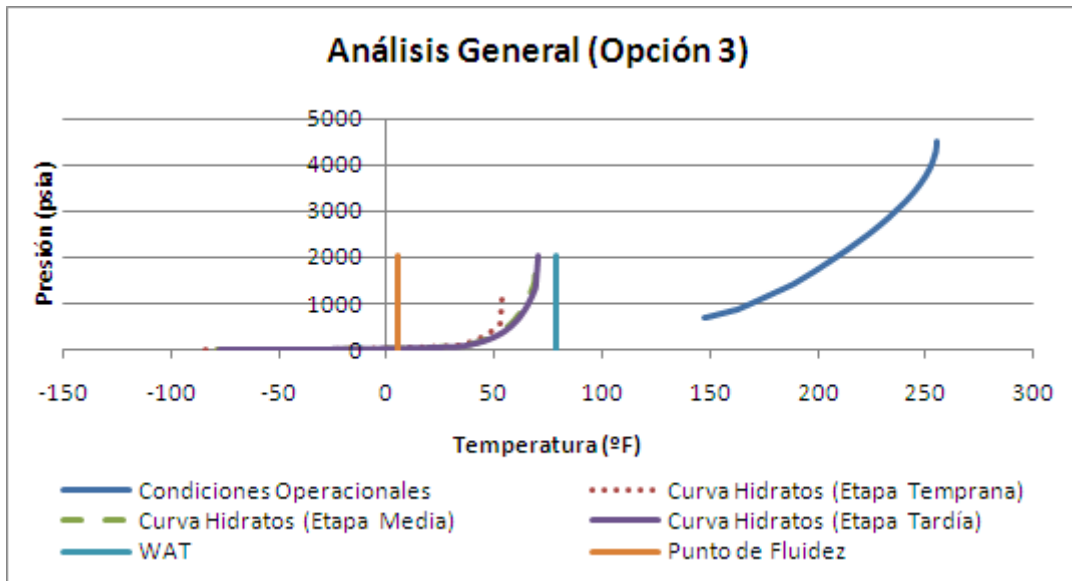
La caída de temperatura desde cabeza de pozo hasta el manifold o la línea principal en el caso de las líneas a GOJA4 obedece a:

Figura 7.54. Perfil de temperatura desde cabeza de pozo hasta el manifold: Opción 3 de aislamiento.



La gráfica de análisis general (tomando condiciones operacionales hasta el fin del jumper de salida de cabeza de pozo) para este caso es:

Figura 7.55. Análisis general resultado de la aplicación de la opción 3.



Opción 4: Espuma de poliuretano (0,6 pulgadas de espesor) + capa de aire (0,2 pulgadas de espesor) + tubería de acero al carbón (0,432 pulgadas de espesor)

Figura 7.56. Representación grafica de la opción 4.

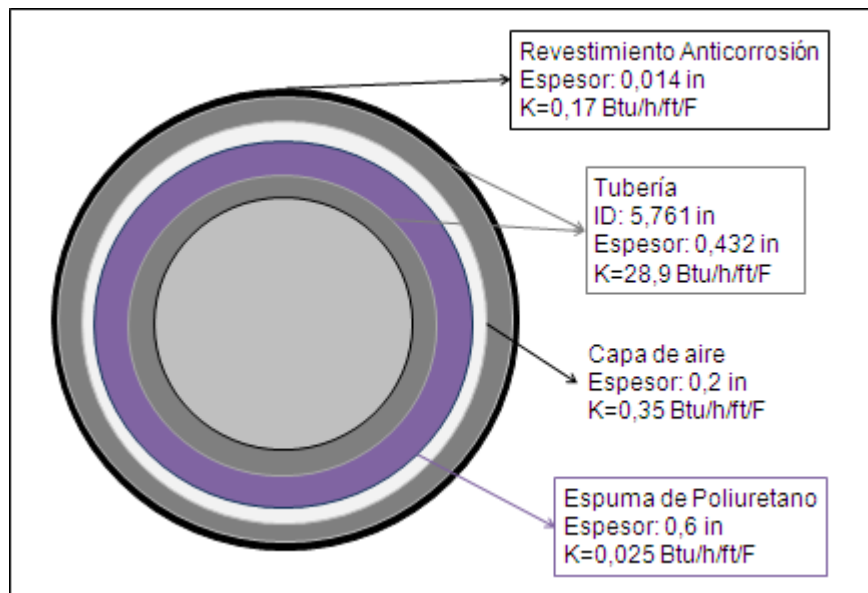
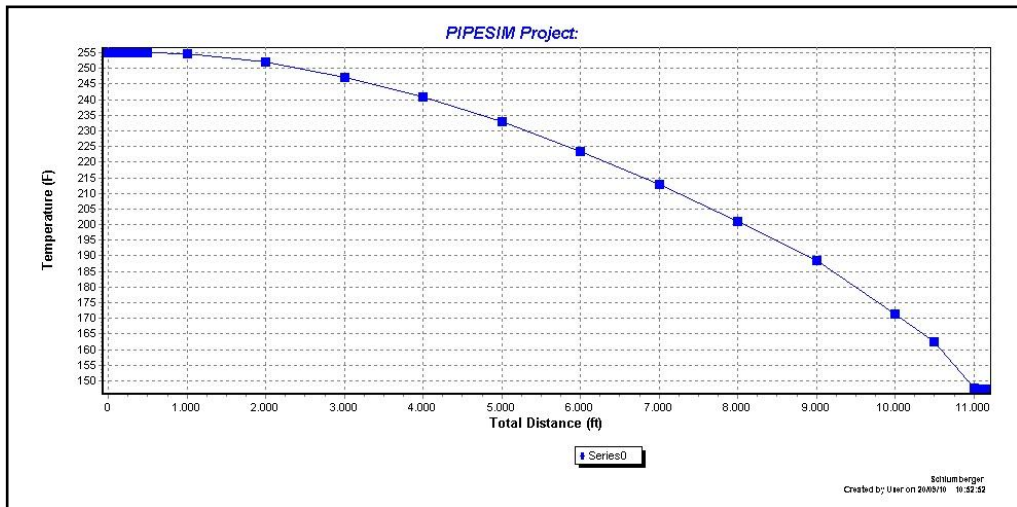
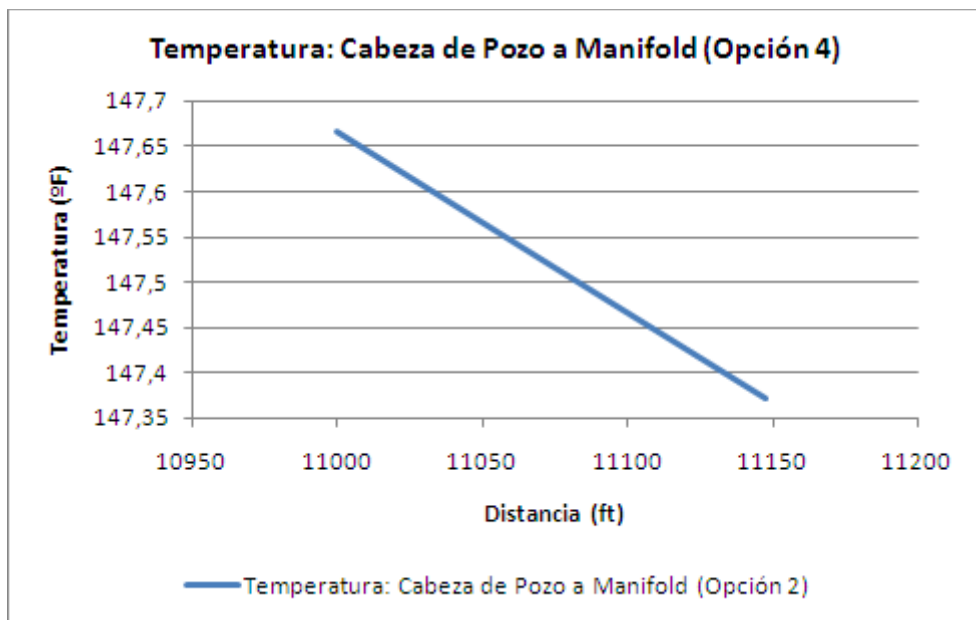


Figura 7.57. Perfil de temperatura desde yacimiento hasta el manifold: Opción 4 de aislamiento.



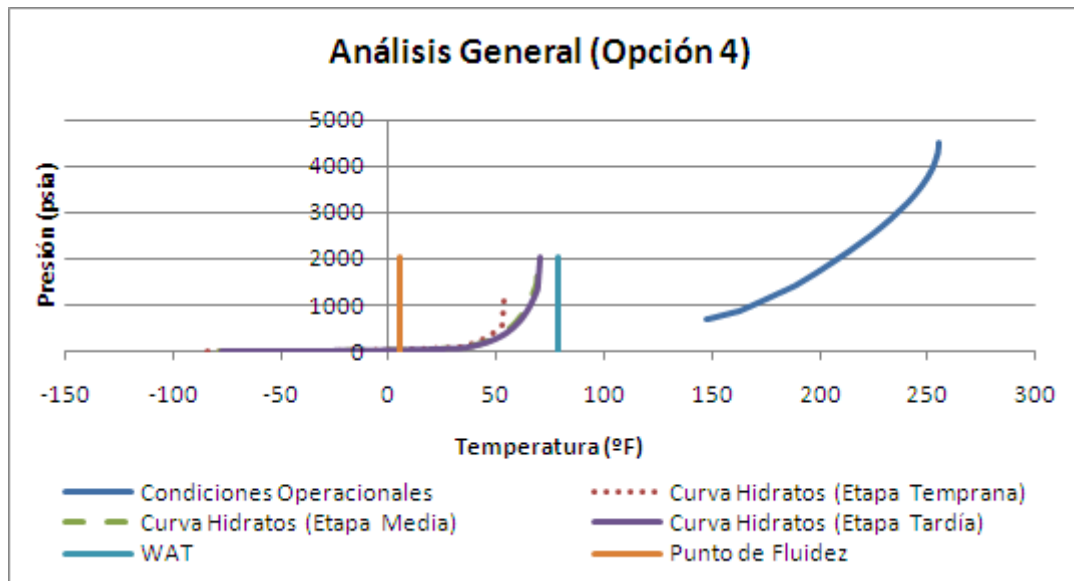
La caída de temperatura desde cabeza de pozo hasta el manifold o la línea principal en el caso de las líneas a GOJA4 se presenta en la siguiente gráfica:

Figura 7.58. Perfil de temperatura desde cabeza de pozo hasta el manifold: Opción 4 de aislamiento.



La grafica de análisis general (tomando condiciones operacionales hasta el fin del jumper de salida de cabeza de pozo) se presenta a continuación:

Figura 7.59. Análisis general resultado de la aplicación de la opción 4.



Como se pudo observar en los gráficos anteriores, todas las posibilidades de aislamiento evaluadas tienen un comportamiento satisfactorio para la operación, permitiendo que la temperatura del fluido, para la sección evaluada, caiga solamente hasta los 147,37 °F (temperatura del fluido en la llegada al manifold cuando se está produciendo a la tasa mínima esperada), teniendo entonces, en este jumper, una caída de temperatura máxima, cuando se produce en estado estable, de 0,3°F aproximadamente. Es preciso notar que con la aplicación de aislamiento térmico (cualquiera de las opciones atrás evaluadas) las condiciones operacionales del sistema submarino de producción, teniendo en cuenta el recorrido de los fluidos solo hasta los manifolds y hasta las líneas principales en el caso de GOJA4, no ingresan a la zona de precipitación de parafina ni de precipitación de hidratos.

Bajo condiciones de producción en estado estable, la inyección de químicos en los arboles submarinos no sería necesaria. Cuando se diseñe el aislamiento para las líneas de flujo y los risers, se comentará sobre la posible inyección de los mismos, pero en algún otro punto del sistema submarino de producción.

Debido a que las opciones anteriormente evaluadas representan el mismo beneficio, el análisis económico y técnico de estas alternativas definirá cual será la que hará parte

del diseño. Después de haber definido cual opción de aislamiento será aplicada a este jumper, se realizará el análisis correspondiente a las condiciones de parada.

Análisis económico y técnico para la selección del aislamiento para esta sección

Inicialmente es claro y casi obvio notar que entre los aislamientos externos con espumas sintéticas y/o de poliuretano y los aislamientos tipo pipe-in-pipe existe una diferencia en cuanto a las características de fabricación y/o aplicación que favorece notablemente a los aislamientos con espumas. En vista de que ninguna de las opciones anteriormente propuestas es económica en sí y debido a que dichas configuraciones tienen el mismo efecto en el comportamiento térmico de los fluidos, podríamos basar la selección centrándonos en las características, propiedades y beneficios como tal del tipo de aislamiento y de su instalación. Como se documentó en un capítulo anterior de este libro, las bondades que representa para la operación del sistema submarino de producción, y específicamente para el aseguramiento de flujo, el aislamiento térmico con espuma de poliuretano son muy significativas y permiten, con mucha confianza, escoger o seleccionar como el aislamiento a aplicar en estas líneas, la opción número uno (1), el aislamiento con espuma de poliuretano “húmeda” de una (1) pulgada de espesor.

Recordando las principales bondades de este tipo de aislamiento y argumentando así la decisión acabada de tomar, a continuación se presentan las características más importantes de este tipo de recubrimiento:

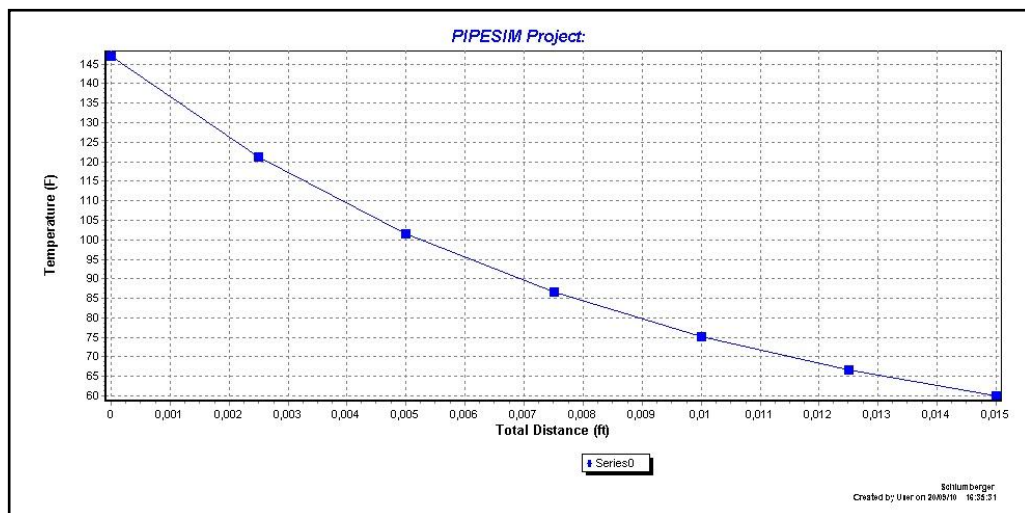
- ✓ Diseñado específicamente para el aseguramiento de flujo en los desarrollos costa afuera.
- ✓ Puede ser personalizado para satisfacer las especificaciones estrictas para aguas profundas y someras
- ✓ Puede ser instalado usando todos los métodos existentes para instalación en tuberías.
- ✓ Proporciona una eficiencia de aislamiento superior con fines de aseguramiento de flujo en tuberías submarinas.

- ✓ La naturaleza del material proporciona una excelente resistencia al impacto y la fatiga.
- ✓ En adición al aislamiento en tuberías, este producto puede ser diseñado e incorporado en estructuras complejas como los arboles, los jumpers y los manifolds en donde espesores mayores a 6" pueden ser aplicados.

Análisis de Parada

Aplicando el procedimiento explicado en la sección anterior de este capítulo para el análisis de paradas, a continuación se realizará al análisis de las condiciones de parada incluyendo ya el aislamiento definido para esta sección del sistema submarino de producción. En este caso, la velocidad del fluido será reducida notablemente para que el tiempo calculado represente una aproximación de muy buena calidad y confiabilidad. Se tomará una velocidad de 0,00064 ft/h correspondiente a un caudal de 0,0005 BLPD y una temperatura de ingreso de 147,37 °F.

Figura 7.60. Perfil de temperatura para el análisis de parada.



Del perfil anterior se puede ver que cuando se han recorrido 0,009 ft (2,74 mm) se alcanza la temperatura de aparición de parafina (78,8 °F). Esto corresponde a un tiempo de:

$$\text{Tiempo de parada} = \frac{\text{Longitud de la línea}}{\text{Velocidad del fluido}} = 14 \text{ horas} = 845 \text{ minutos}$$

Para alcanzar la temperatura de formación de hidratos más crítica (74 °F), siendo 0,01025 ft (3,12 mm) la distancia recorrida en la línea, el tiempo de parada es de 16 horas.

De acuerdo a los resultados anteriores, se define la siguiente filosofía de operación para los jumpers que comunican los cabezales de pozo submarinos con los manifolds y la línea principal en el caso de GOJA4:

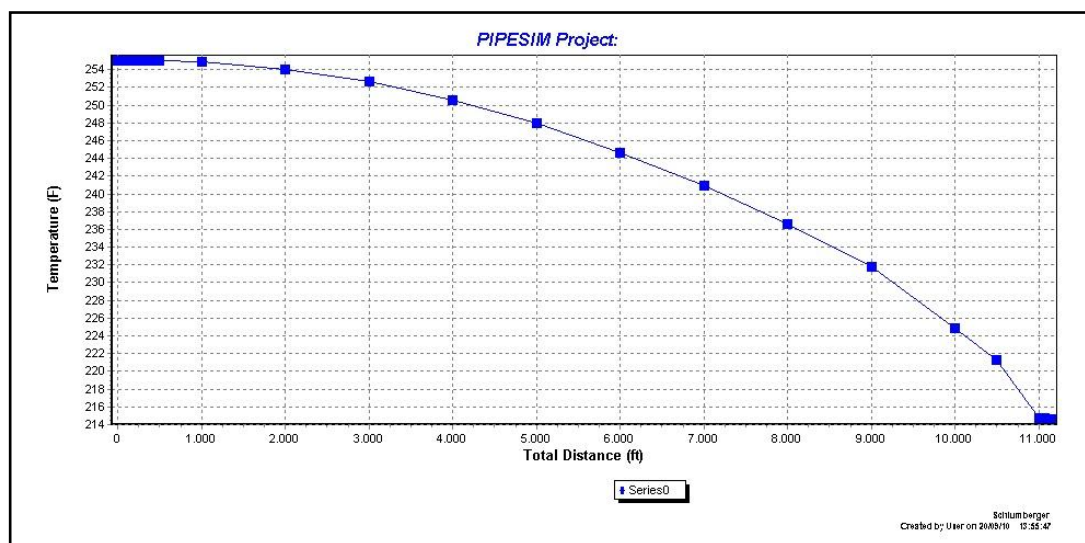
- Para paradas cortas (menores a 14 horas), el aislamiento en estos jumpers no permitirá que se presenten problemas de aseguramiento de flujo. Es opcional inyectar, en muy bajas dosis, inhibidor de depositación de parafinas como una contingencia operacional.
- Para paradas un poco más largas (entre 14 y 16 horas), se deberá evaluar la tasa de depositación de parafina en los jumpers que conectan los cabezales de pozo con los manifolds y la línea principal en el caso de GOJA4, para así poder definir en qué momento las líneas deberán ser desplazadas con aceite estabilizado, o hasta que momento la inyección de inhibidor de depositación de parafinas en los árboles submarinos y el arranque del respectivo pozo será suficiente para mantener estos jumpers fuera de peligro de un taponamiento. Quizá, debido a que nunca se alcanzará la temperatura de punto de fluidez, los cristales de parafina generados, sin importar cuán larga sea la parada, se disolverán nuevamente en el crudo cuando la producción reinicie.
- Si la parada se prolonga por más de 16 horas, después de haber desplazado los jumpers con aceite estabilizado, para el reinicio en frío del sistema, se deberá inyectar una dosis determinada de algún inhibidor de hidratos de baja dosificación (LDHI), un antiaglomerante por ejemplo, y una pequeña cantidad de inhibidor de depositación de parafinas en los cabezales de pozo submarinos, además de la circulación de aceite caliente que debe efectuarse mientras los pozos

se ponen en producción con el fin de precalentar las líneas de flujo ,los risers y los jumpers de producción. Las tuberías deberán ser precalentadas por encima de la temperatura WAT antes de reiniciar la producción. Esta circulación de aceite caliente se realizará por el circuito de líneas de flujo y risers dobles.

Las anteriores determinaciones de carácter operativo del sistema submarino de producción y que a su vez hacen parte de la operación de la generalidad del campo, fueron tomadas de acuerdo a un análisis de paradas basado en las condiciones esperadas durante la etapa inicial en la vida productiva del campo. A medida que el tiempo transcurra, la presión del yacimiento disminuya, los cortes de agua y las tasas de líquido aumenten, las temperaturas fluyendo incrementarán y los tiempos de parada permitidos podrán ser mayores de acuerdo a un análisis similar al realizado. Si por ejemplo, tomáramos como base para el análisis, las condiciones de flujo y de fluidos esperadas para una etapa media en la vida productiva del campo, el análisis para la operación en momentos de parada otorgaría los resultados expuestos a continuación.

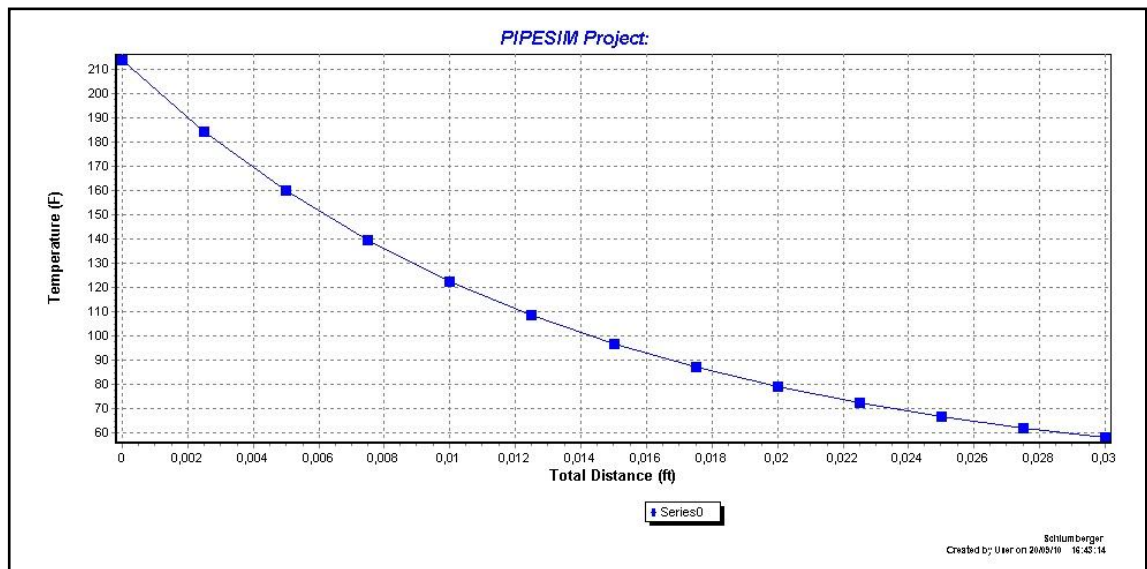
El perfil de temperatura hasta el manifold, o la unión a las líneas principales en el caso de GOJA4, para las condiciones esperadas en la etapa media de la vida productiva del campo, obedecería a la figura 8.61.

Figura 7.61. Perfil de temperatura hasta el manifold o la unión en las líneas a GOJA4: Etapa media de la vida productiva del campo.



Según este perfil, la temperatura mínima fluyendo antes del manifold será de 214 °F, esta temperatura será entonces la inicial para el análisis en el caso de las paradas. Ahora, el perfil de temperatura, tomando la temperatura inicial correspondiente a este caso y una velocidad de 0,00064 ft/h nuevamente, para realizar dicho análisis se muestra a continuación:

Figura 7.62. Perfil de temperatura para el análisis de parada.



De este perfil se puede leer que cuando se han recorrido 0,02 ft (6 mm) se alcanza la temperatura de aparición de parafina (78,8 °F). Esto corresponde a un tiempo de

$$Tiempo\ de\ parada = \frac{Longitud\ de\ la\ linea}{Velocidad\ del\ fluido} = 31,25\ horas$$

Para alcanzar la temperatura de formación de hidratos más crítica (74 °F), siendo 0,022 ft (6,7 mm) la distancia recorrida en la línea, el tiempo de parada es de 34,3 horas.

Aunque las soluciones de ingeniería a aplicar o a desarrollar durante un estado de parada serian las mismas documentadas antes, de acuerdo a estos últimos resultados,

en la filosofía de operación para los jumpers que comunican los cabezales de pozo con los manifolds (o con la unión en el caso de GOJA4) se modificarían los rangos de tiempo establecidos en la propuesta anterior cuando el análisis fue realizado basándonos en las condiciones más críticas esperadas. Los valores clave o límite no serían 14 y 16 horas sino 31 y 34 horas, permitiendo a los operadores llevar a cabo mayor cantidad de operaciones de mantenimiento, limpieza, medición, contingencia, etc. sin necesidad de preocuparse por los fluidos GOJA atrapados en estos jumpers. Aunque estas modificaciones serían sobretodo económicamente benéficas para el desarrollo del proyecto, se debe tener total certeza de que las condiciones en realidad han variado y en lecho marino se están presentando dichas condiciones de flujo y fluidos. Si no se tiene certeza de que las características del flujo y los fluidos han sido modificadas y son las esperadas para una etapa más madura en la vida del campo y el yacimiento, lo mejor será operar el sistema submarino de producción a partir de los resultados leídos en los análisis y las relaciones establecidas cuando se tomaron como base las condiciones más críticas de operación esperadas. El aseguramiento de flujo y la industria costa afuera en general, trabaja y se interesa por mantener y promulgar una filosofía de prevención y no de remediación. Esta prevención involucra el diseñar los elementos y las operaciones teniendo en cuenta las condiciones más críticas esperadas y toda la vida productiva del campo.

7.3.2. Sección: Manifold (Unión en el caso de las líneas a GOJA4) a Plataforma o FPSO

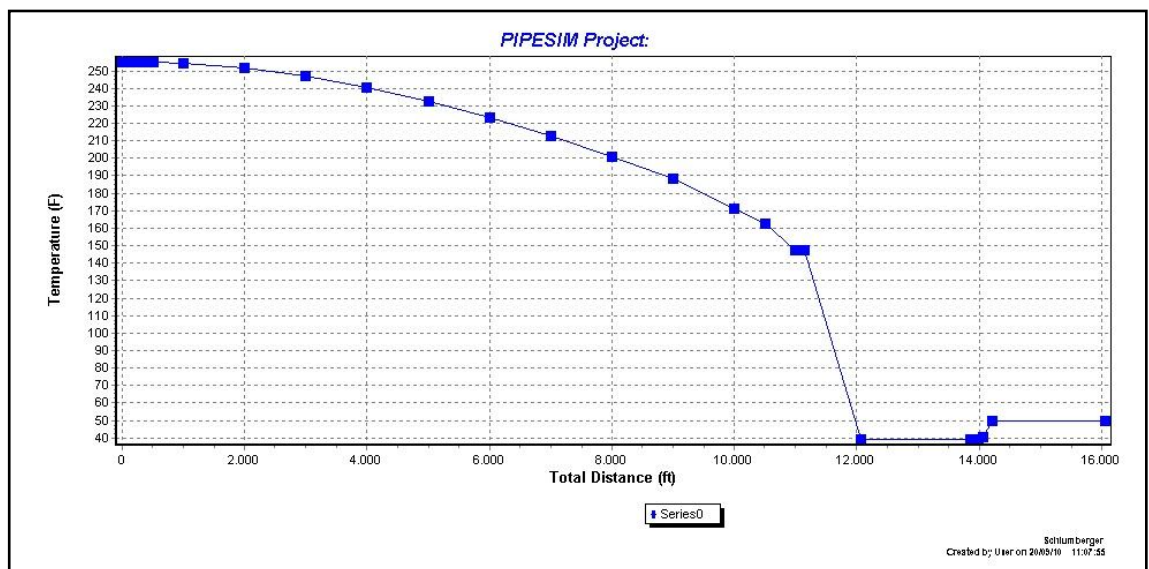
Para poder definir adecuadamente el aislamiento térmico requerido, que satisfaga las necesidades térmicas del sistema submarino de producción y que no represente un sobre costo para el desarrollo del proyecto GOJA como tal, el aislamiento para los jumpers de producción, las líneas de flujo y los risers deberá diseñarse para que cumpla con los requerimientos térmicos cuando se está produciendo en una etapa temprana en la vida productiva del campo y proporcione a los operadores del sistema de producción un tiempo razonable, en caso de una parada planeada o no, para llevar a cabo las operaciones de desplazamiento de aceite caliente o de aceite estabilizado cuando se estime sean necesarias dependiendo del tiempo esperado de parada. Lo anterior debido a que, si se logra proteger de la precipitación de sólidos a los fluidos

GOJA cuando se está produciendo a las tasas mínimas esperadas, a medida que dichas tasas aumentan, gracias al aislamiento térmico que se diseñe, las temperaturas de dichos fluidos se alejaran de las regiones de aparición de parafinas e hidratos.

El análisis y diseño que se comento en el párrafo anterior deberá realizarse para las líneas que van a GOJA4 y para las líneas sur. El aislamiento que se diseñe para las líneas sur servirá, seguramente con la misma efectividad, para las líneas norte, ya que tienen aproximadamente la misma longitud, las mismas características geométricas y están sometidas a condiciones batimétricas muy similares.

Antes de proponer opciones de aislamiento para los jumpers de producción, las líneas y los risers, se pretende analizar la situación en la que solo se tenga aislada la sección entre el cabezal de pozo submarino y el manifold o la unión, con esto determinaremos si es necesario el aislamiento en las demás zonas del sistema submarino de producción. Aunque ningún ingeniero de aseguramiento de flujo diseñará o propondrá un sistema submarino de producción sin aislamiento en las líneas, y nosotros tampoco lo haremos, con la grafica a continuación queremos mostrar nuevamente la necesidad de dicho aislamiento, aun cuando ya se aisló una primera sección del sistema.

Figura 7.63. Perfil de temperatura para las líneas a GOJA4 cuando solo el jumper que sale de cabezo de pozo está aislado.



Con el perfil anterior, generado para las líneas más cortas en el sistema submarino de producción, podemos notar que el aislamiento en las líneas de flujo es estrictamente necesario e imprescindible, y que sin él, se necesitaría inyectar grandes cantidades de químicos, lo cual no es rentable, para poder garantizar de alguna manera la producción en GOJA.

Ahora, se diseñará el aislamiento para los jumpers de producción, las líneas de flujo y los risers.

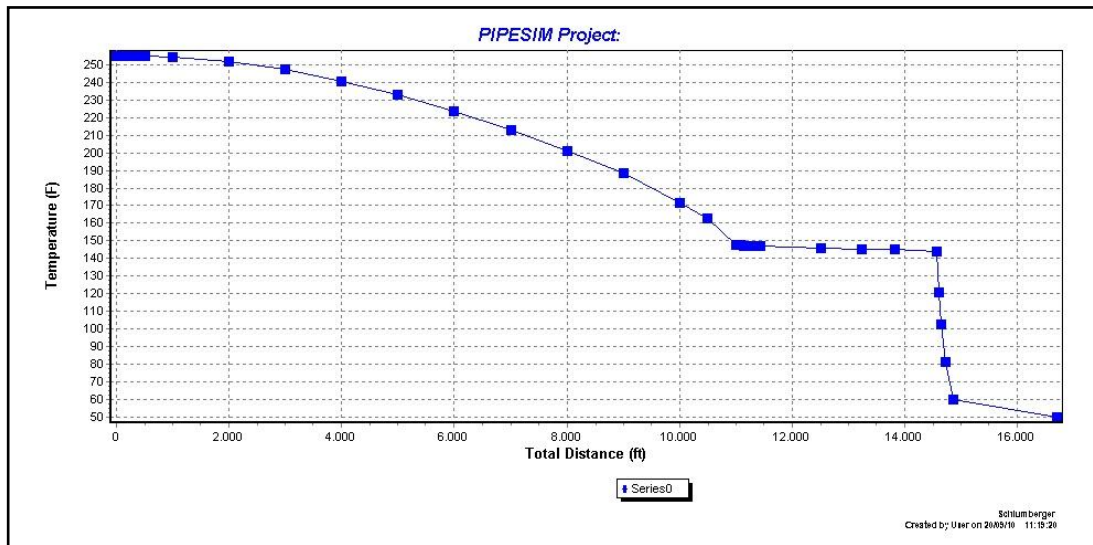
➤ **Líneas Sur**

Para el aislamiento de los jumpers de producción y las líneas de flujo, inicialmente se evaluarán dos opciones, una de recubrimiento externo y una de aislamiento tipo pipe-in-pipe, ambas sujetas a modificaciones durante su evaluación. Se pretende que estas dos opciones no aumenten de manera considerable el diámetro total de la tubería, lo cual será benéfico para el comportamiento mecánico de las tuberías sometidas a condiciones agrestes en lecho marino, las corrientes de agua golpean frecuentemente estas tuberías y pueden llegar a causar fracturas o malformaciones, si el diámetro total de la misma es mayor, el área de contacto crecerá y dicho problema llegará a ser mas crítico.

Opción 1: Espuma de poliuretano (húmeda) – 1 pulgada de espesor.

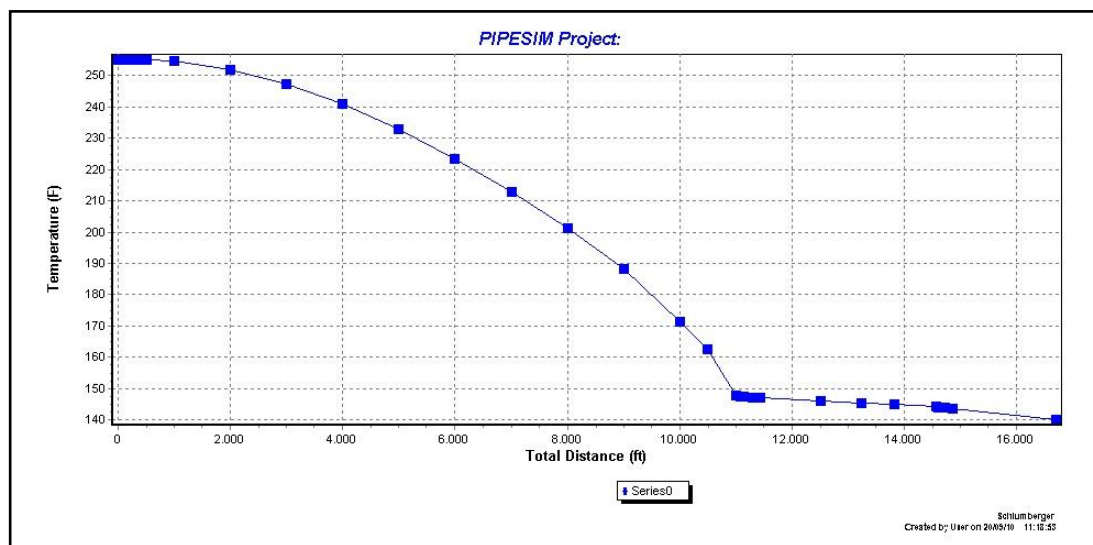
El perfil de temperatura cuando se aplica este aislamiento al jumper de producción y la línea de flujo se muestra a continuación.

Figura 7.64. Perfil de temperatura desde manifold a plataforma o FPSO sin aislar el riser: Opción 1 de aislamiento.



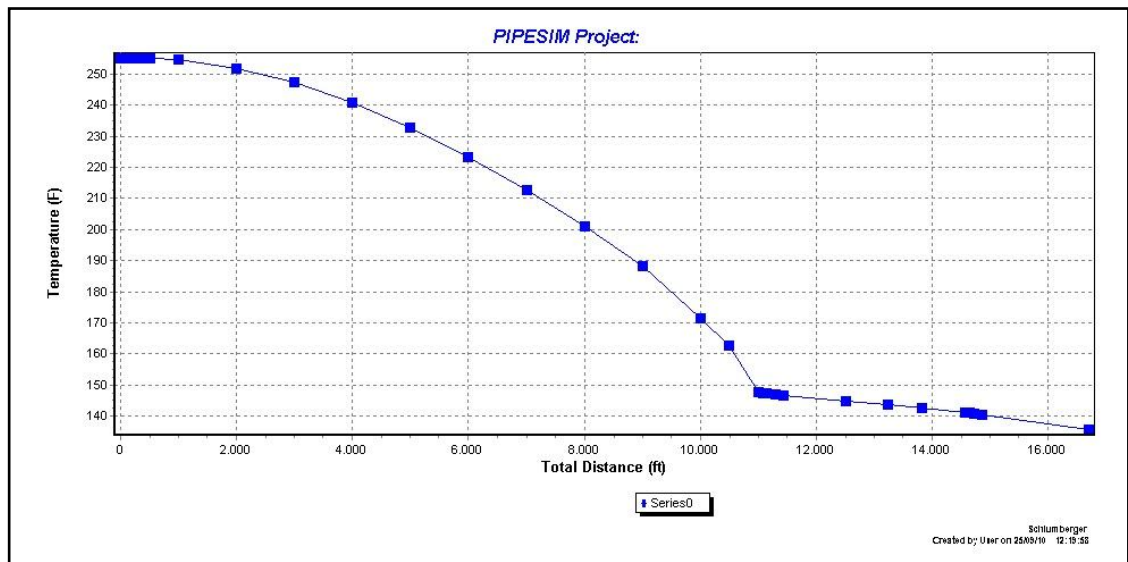
Como se puede ver en el perfil anterior, la temperatura de los fluidos desciende por debajo de las condiciones de formación de parafinas e hidratos cuando los fluidos llegan a la base del riser ya que este no está aislado, si se permitiera esta situación y gracias a que la base del riser es la zona más baja de la totalidad de la línea, se presentaría, sin duda alguna, una problemática severa de acumulación de parafinas e hidratos en dicha zona.

Figura 7.65. Perfil de temperatura desde manifold a plataforma o FPSO aislando el riser: Opción 1 de aislamiento.



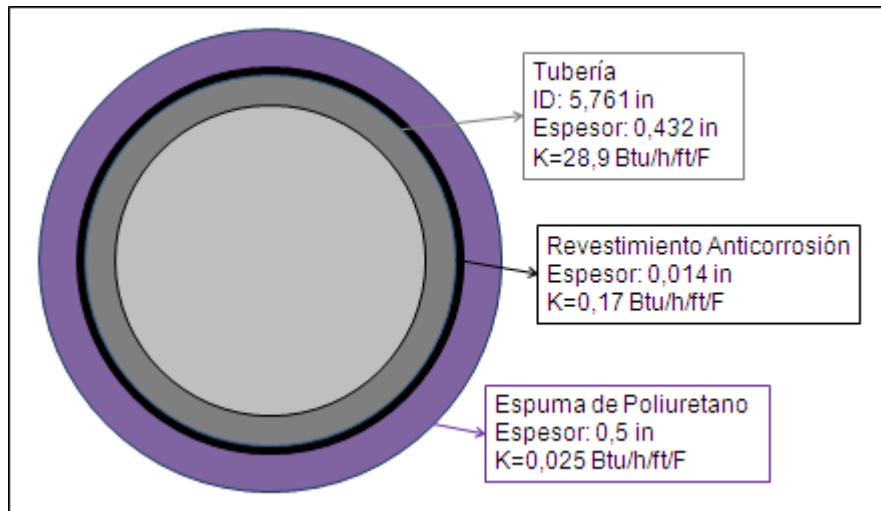
Observando el perfil anterior se puede notar que con la implementación del aislamiento en los jumpers, las líneas y los risers, mientras se produce en estado estable, la temperatura de los fluidos no desciende lo suficiente como para que estos caigan en la zona de aparición de parafinas o de hidratos. Inclusive, se podría llegar a pensar en reducir el espesor de la espuma aislante para así disminuir los costos.

Figura 7.66. Perfil de temperatura desde manifold a plataforma o FPSO aislando el riser: Opción 1 de aislamiento reduciendo el espesor a la mitad.



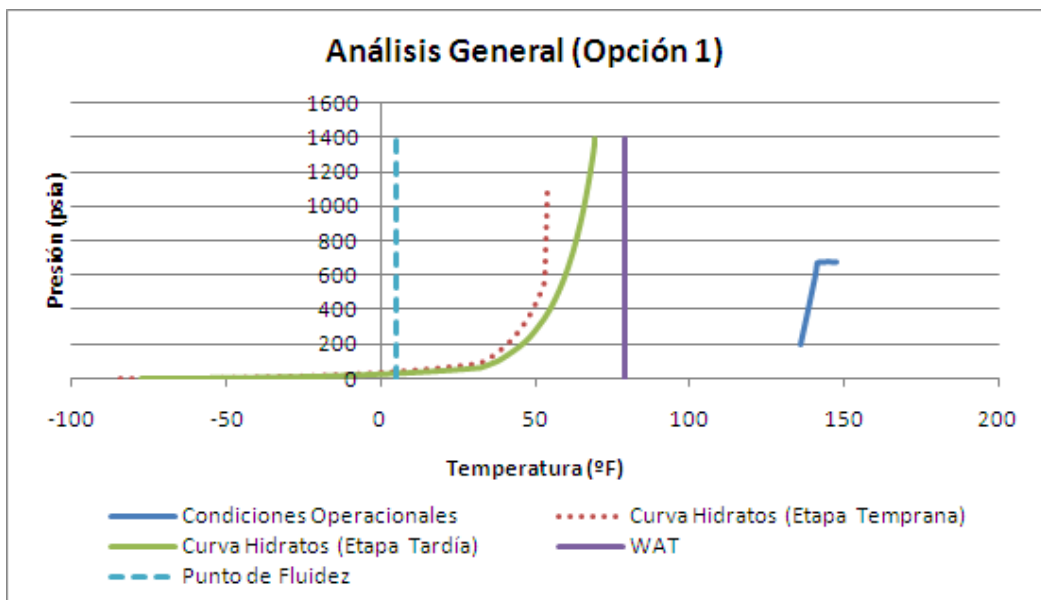
Como se había proyectado, la temperatura de los fluidos durante su viaje a superficie aún es bastante aceptable. Por esto, y debido a que para los jumpers, las líneas de flujo y los risers, existe la posibilidad de desplazar los fluidos en caso de paradas largas, el aislamiento para esta “opción 1” queda definido entonces como **espuma de poliuretano (húmeda) de 0,5 pulgadas de espesor.**

Figura 7.67. Representación gráfica de la opción de aislamiento con espuma de poliuretano de 0,5" de espesor. (Opción 1 modificada)



Ahora se expone la gráfica de análisis general cuando se ha implementado el aislamiento en todo el sistema submarino de producción. La curva de condiciones operacionales sólo se mostrará desde cabeza de pozo.

Figura 7.68. Análisis general resultado de la aplicación de la opción 1 modificada (con 0,5" de espesor): Líneas Sur.



En la imagen anterior se puede ver que mientras se produce en estado estable, a las tasas más bajas esperadas, en las líneas sur no se presentará precipitación ni de parafinas ni de hidratos cuando se implementa el aislamiento diseñado en esta opción.

Opción 2: Espuma sintética (1 pulgadas de espesor) + capa de aire (0,2 pulgadas de espesor) + tubería de acero al carbón (0,432 pulgadas de espesor):

La determinación de analizar esta opción se tomó gracias a la experiencia obtenida en la evaluación de la opción 1. Esta también estará sujeta a modificaciones y se espera encontrar un espesor de espuma sintética que represente un beneficio similar al ofrecido por la opción 1, para que de la misma manera a como se definió el diseño y por los mismos motivos por los que se escogió el aislamiento de los jumper de salida de cabeza de pozo, sea determinado el aislamiento para los jumpers de producción, las líneas de flujo y los risers de las líneas sur y norte.

Figura 7.69. Representación gráfica de la opción 2.

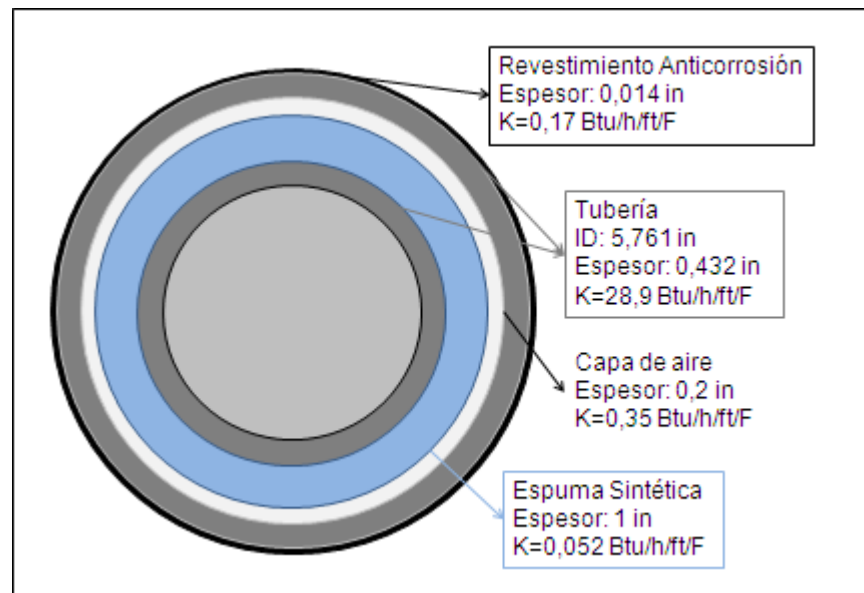
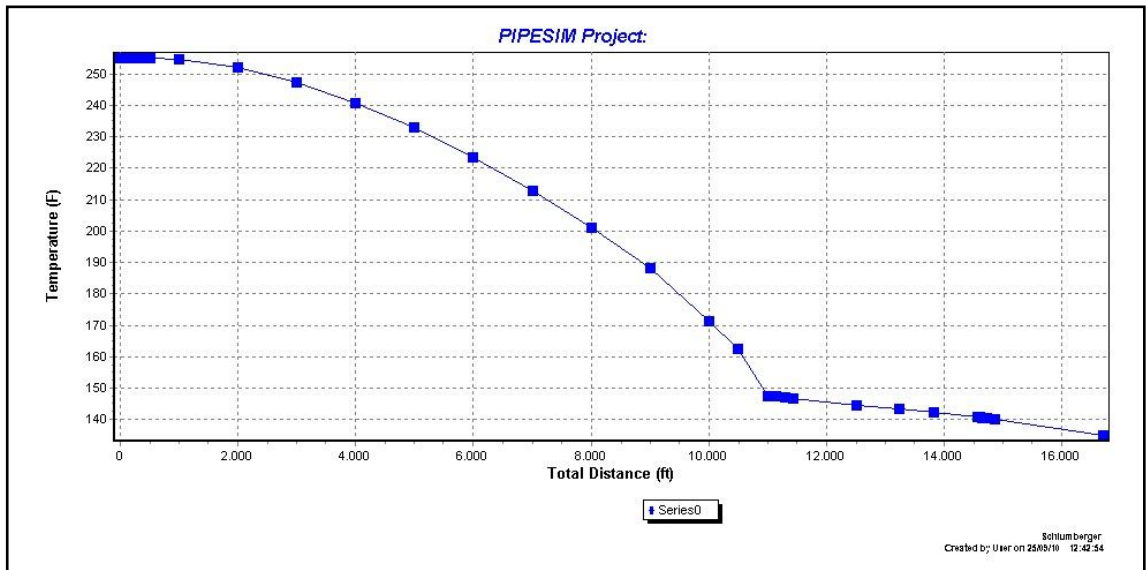
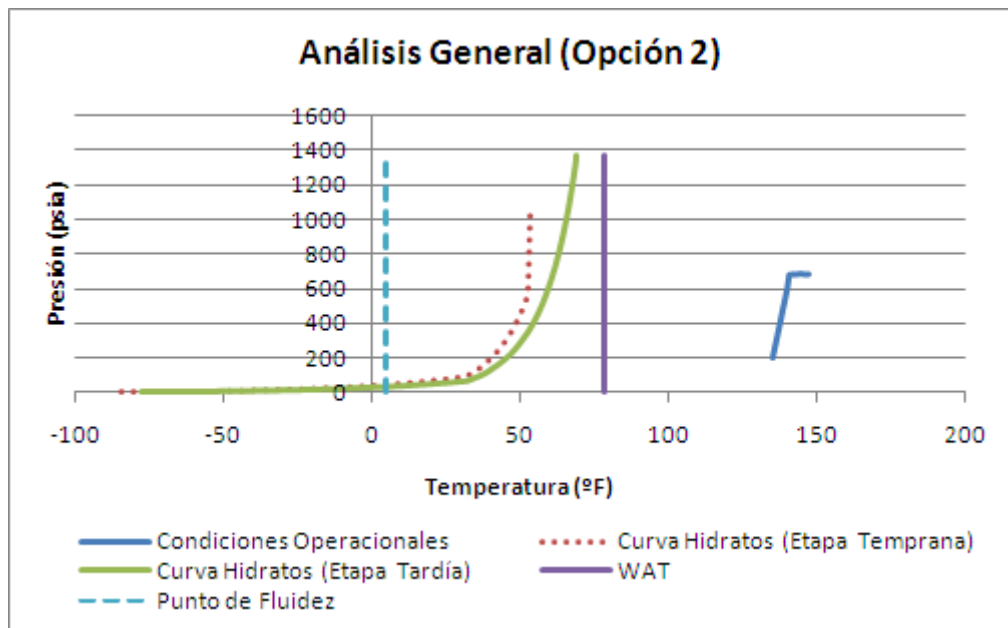


Figura 7.70. Perfil de temperatura desde manifold a plataforma o FPSO: Opción 2 de aislamiento.



La grafica de análisis general correspondiente a esta opción es:

Figura 7.71. Análisis general resultado de la aplicación de la opción 2 de aislamiento.



Como se pudo observar en las últimas dos figuras, cuando se implementa el aislamiento propuesto en la "opción 2" los fluidos tampoco se verán sometidos a condiciones de precipitación de parafina o hidratos.

Las dos opciones evaluadas representan para la operación un beneficio muy similar y el costo, la facilidad de fabricación, instalación y mantenimiento de cada una, definirá cual de las dos hará parte del diseño definitivo.

Análisis de Instalación y Fabricación para la Selección del Aislamiento para Jumpers de Producción, Líneas de Flujo y Risers de las Líneas Sur y Norte

Como se comentó durante la selección del aislamiento para los jumpers que llegan a los cabezales de pozo submarinos y de acuerdo a lo documentado en la sección teórica de este documento, específicamente ...en el capítulo “MANEJO TERMICO, INYECCIÓN QUÍMICA, MARRANEO Y REFUERZO DEL FLUJO PARA EL ASEGURAMIENTO DE FLUJO EN SISTEMAS DE PRODUCCIÓN COSTA AFUERA”..., los beneficios que aporta el aislamiento con espuma de poliuretano “húmeda” y la facilidad de fabricación o aplicación en las tuberías, en comparación con los aislamientos pipe-in-pipe, convierten a la primera opción evaluada en la más adecuada para implementar en los jumpers de producción, las líneas de flujo y los risers sur y norte.

Análisis de depositación de sólidos para las líneas sur y norte:

Cuando ya se ha implementado y definido el aislamiento, los resultados para el análisis de depositación de sólidos muestran que la problemática presentada antes, cuando no se había implementado ningún sistema de conservación del calor, desaparece por completo y ahora no hay depositación de sólidos. En las siguientes imágenes se confirma lo dicho.

Figura 7.72. Sistema submarino de producción aislado después de haber corrido la simulación en HYSYS, líneas sur.

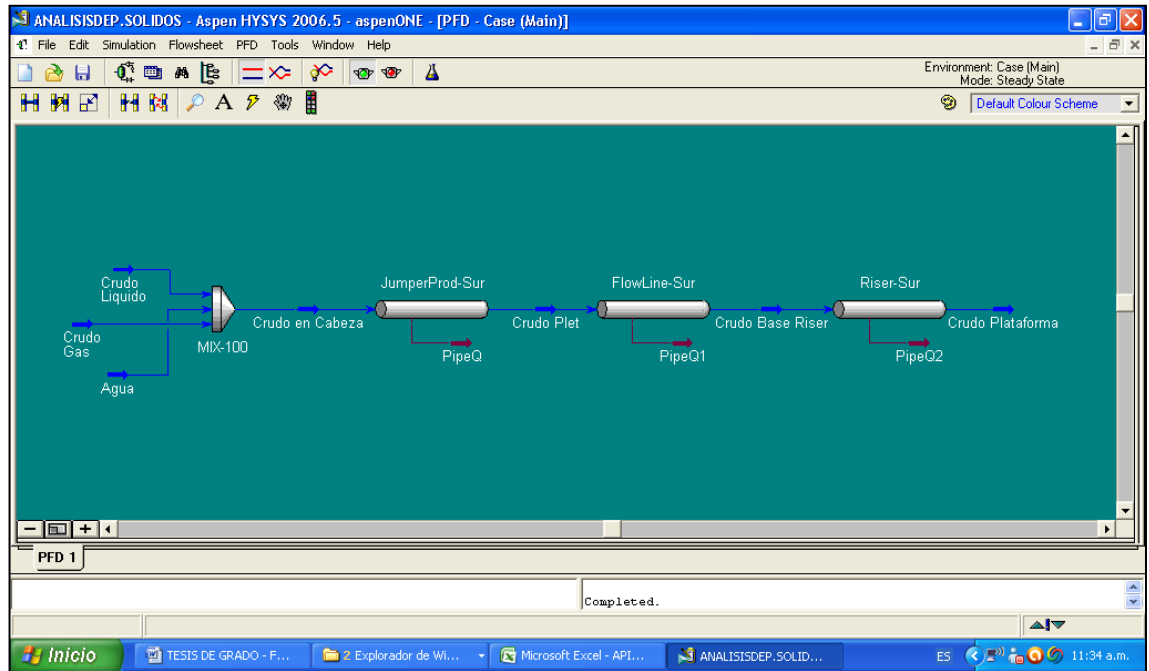


Figura 7.73. Ventana “Limits” después de corrida la simulación, tiempo de simulación de 1 mes.

Deposition		Maximum	Actual
Methods	Max. Deposit Thickness:	0,576100 in	0,000000 in
Properties	Overall Pressure Drop:	<empty>	-27,4987 psi
Profile	Total Deposit Volume:	<empty>	0,000000 ft ³
Limits	Plug Pressure Drop:	<empty>	<empty>
	Simulation Time:	730:28:48,00	730:28:48,00

End Time Reached

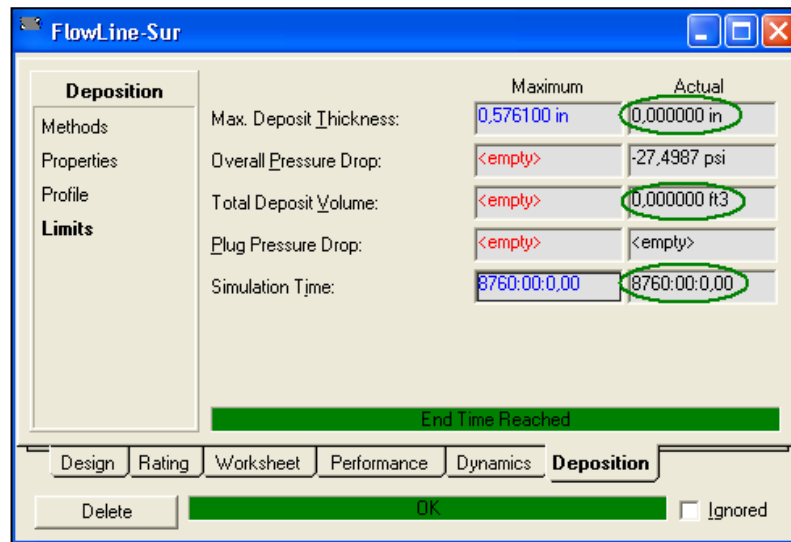
Design Rating Worksheet Performance Dynamics **Deposition**

Delete OK Ignored

En la imagen anterior puede verse que para un tiempo de simulación de 1 mes, no existe, bajo las nuevas condiciones de operación, ninguna depositación de sólidos.

Al aumentar el tiempo de simulación a 1 año (8760 horas), los resultados siguen siendo los mismos, cero depositación y se cumple con todo el tiempo de simulación, como se puede ver a continuación:

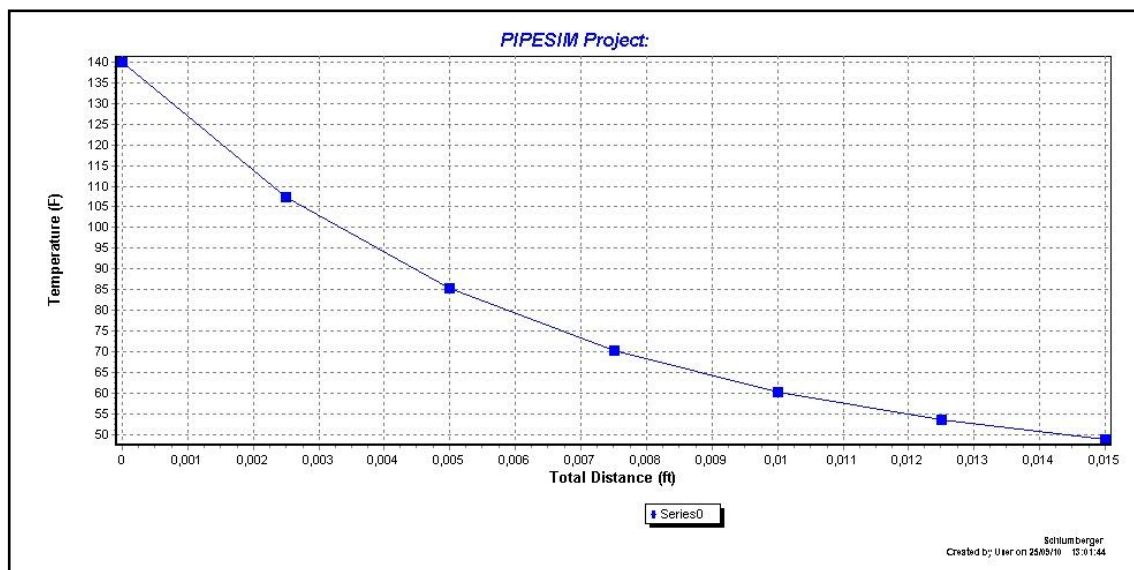
Figura 7.74. Ventana “Limits” después de corrida la simulación, tiempo de simulación de 1 año.



Análisis de paradas para las líneas sur y norte:

Para determinar los tiempos límite de paradas en estas líneas, realizamos el mismo procedimiento que se llevo a cabo para la evaluación en los jumpers que comunican a los cabezales de pozo. En esta ocasión la temperatura inicial será la que tendrán los fluidos en la base de los risers, 140 °F, para una etapa temprana en la vida del yacimiento (la condición más crítica durante toda la vida productiva del campo). Teniendo en cuenta estas condiciones, el aislamiento decidido a implementar en las líneas norte y sur, y un caudal de 0,0005 BLPD (Velocidad equivalente de 0,00064 ft/h) nuevamente, el perfil de enfriamiento de los fluidos se muestra a continuación.

Figura 7.75. Perfil de temperatura para el análisis de parada



Del perfil anterior se puede ver que cuando se han recorrido 0,006 ft (1,83 mm) se alcanza la temperatura de aparición de parafina (78,8 °F). Esto corresponde a:

$$Tiempo\ de\ parada = \frac{Longitud\ de\ la\ línea}{Velocidad\ del\ fluido} = 9\ horas = 562,5\ minutos$$

Para alcanzar la temperatura de formación de hidratos más crítica (74 °F), siendo 0,00675 ft (2,06 mm) la distancia recorrida en la línea, el tiempo de parada permitido es de 10,5 horas.

De acuerdo a estos resultados, para estas líneas (jumpers de producción + líneas de flujo + risers) se define la siguiente filosofía de operación:

- Para paradas cortas (menores a 9 horas), el aislamiento en estas líneas no permitirá que se presenten problemas de aseguramiento de flujo. Es opcional inyectar inhibidor de depositación de parafinas en el manifold, como una contingencia operacional, la dosis pueden ser muy bajas.
- Para paradas entre 9 y 10 horas, se deberá evaluar la tasa de depositación de parafina para así poder definir en qué momento las

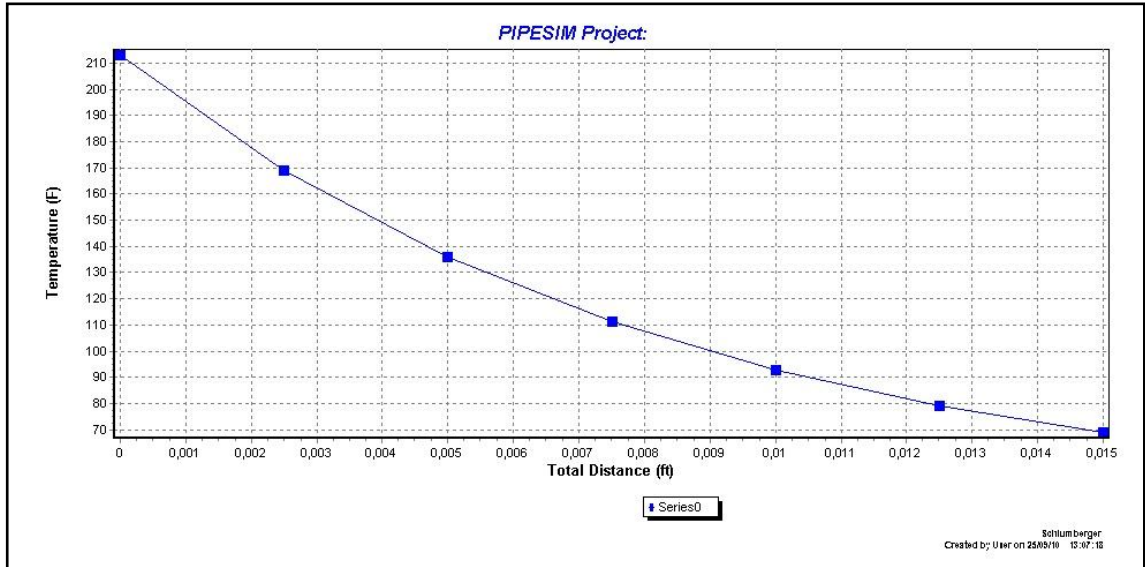
líneas deberán ser desplazadas con aceite estabilizado, o hasta que momento la inyección de inhibidor de depositación de parafinas en los manifolds y el arranque de los pozos será suficiente para mantener estas líneas fuera de peligro. Quizá, debido a que nunca se alcanzará la temperatura de punto de fluidez, los cristales de parafina generados, sin importar cuán larga sea la parada, se disolverán nuevamente en el crudo cuando la producción reinicie.

- Si la parada se prolonga por más de 10 horas las líneas deberán ser desplazadas con aceite estabilizado y para el reinicio en frío del sistema, se deberá seguir el procedimiento comentado en el análisis de paradas para la sección conformada por los jumpers que llegan a los cabezales de pozo submarinos (Desplazamiento de aceite caliente hasta obtener en las líneas una temperatura mayor a la WAT y arranque de los pozos mientras se da dicha circulación).

Queremos realizar el ejercicio, como se hizo en la sección anterior, de tomar las condiciones de flujo y fluidos esperadas para una edad media en la vida productiva del yacimiento y con ellas estimar los tiempos clave o límite para la ejecución o no de las diferentes soluciones de ingeniería en caso de una parada, planeada o no.

La temperatura mínima alcanzada en lecho marino, cuando se dan las características esperadas de flujo y fluidos para una etapa media será de 213 °F. Esta temperatura será tomada como la temperatura inicial para el análisis de condiciones de parada. Teniendo en cuenta las características de aislamiento de las líneas sur y norte y nuevamente tomando como base una velocidad de flujo de 0,00064 ft/h, el perfil generado para dicha evaluación se presenta a continuación,

Figura 7.76. Perfil de temperatura para el análisis de parada.



Para alcanzar la temperatura WAT el fluido recorre 0,0125 ft (3,81 mm), lo cual entrega un dato de tiempo de parada de:

$$\text{Tiempo de parada} = \frac{\text{Longitud de la línea}}{\text{Velocidad del fluido}} = 19,5 \text{ horas}$$

Para alcanzar la temperatura de formación de hidratos más crítica (74 °F), siendo 0,014 ft (4,57 mm) la distancia recorrida en la línea, el tiempo de parada permitido es de 21,8 horas.

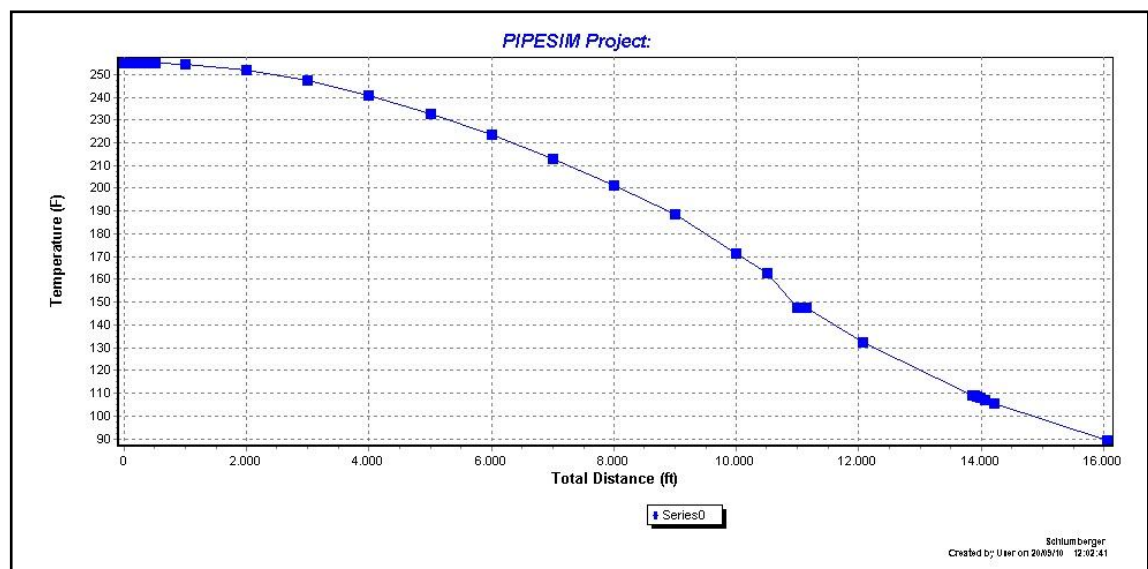
De acuerdo a los resultados, para estas líneas (jumpers de producción + líneas de flujo + risers) se tendría la misma filosofía de operación planteada arriba para estas mismas líneas en condiciones de parada pero con unos nuevos tiempos límite para ejecutar o no las diferentes soluciones de ingeniería que proponen. Por ejemplo, en lugar de tener como tiempo de parada corta, 9 horas, se tienen 19 horas.

Líneas a GOJA4

Las líneas que van a GOJA4 (líneas de flujo + risers) involucran para los fluidos un recorrido 650 pies menor que el que estos tienen que cumplir desde el manifold norte y sur hasta la plataforma. Debido a esto, el aislamiento diseñado para las líneas sur y norte, obviamente servirá y cumplirá con los requerimientos operacionales si es utilizado en las tuberías que van a GOJA4. Se pensaría, por la disminución en la longitud de las líneas, en reducir el espesor del aislante o cambiarlo a espuma sintética que es más económica. Estos cambios provocarían que, cuando se tengan situaciones de parada, el tiempo permitido para realizar operaciones de desplazamiento de líquidos en estas líneas sea menor ya que la temperatura descenderá con mayor rapidez.

La diversidad de los materiales a usar en el diseño del sistema submarino de producción no resulta beneficiosa para la operación, el espacio y la uniformidad de la totalidad del sistema. Por lo tanto, para las líneas a GOJA4 se usará también espuma de poliuretano (húmeda) y el espesor se definirá a continuación con base en el tiempo de parada que cada opción represente y que por supuesto mantenga a los fluidos, bajo condiciones de producción en estado estable, por fuera de las condiciones de formación de hidratos y parafinas.

Figura 7.77. Perfil de temperatura en las líneas GOJA4, aisladas con poliuretano de 0,2" de espesor hasta plataforma o FPSO.

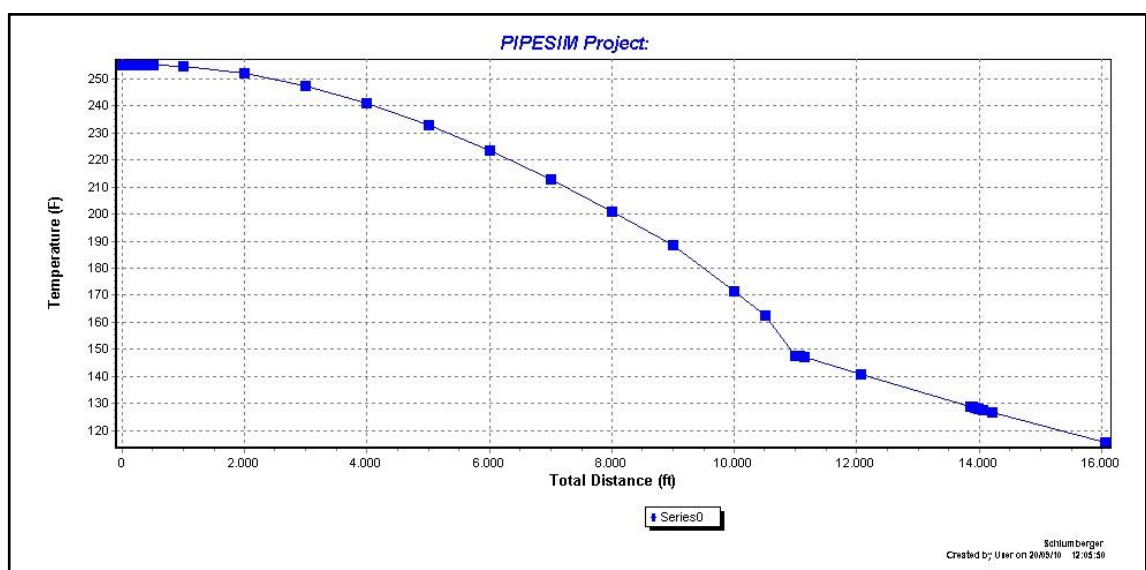


Como se puede ver en la figura 7.77, en comparación con los perfiles generados para las opciones propuestas para las líneas sur, se presenta una disminución en la temperatura de aproximadamente 40 °F más. Lo anterior se debe a que, 1.) Como se pudo apreciar en los perfiles de las líneas del sistema submarino de producción mostrados en el capítulo anterior, las líneas de flujo y los risers que comunican a GOJA4 con la unidad de producción en superficie atraviesan una zona mucho más amplia de flujo descendente localizado, lo cual implica un ascenso más largo, lo que provoca directamente una pérdida de presión más grande en esta zona y por lo tanto una caída más vertiginosa de temperatura, y 2.) La tasa de flujo cuando la producción de GOJA4 llega al circuito de líneas de flujo y risers dobles se divide y por lo tanto se reduce, provocando inmediatamente la modificación en el perfil de temperatura.

Además de lo comentado en el párrafo anterior, para un espesor tan bajo de aislante y con una caída de temperatura como la mostrada antes, se espera un tiempo permitido de parada corta o de sub-enfriamiento muy bajo.

Entonces, en lugar de disminuir el espesor de la espuma para aislar estas líneas, debemos incrementarlo. El perfil cuando se utiliza un espesor de espuma de poliuretano de 0,5 pulgadas se presenta a continuación:

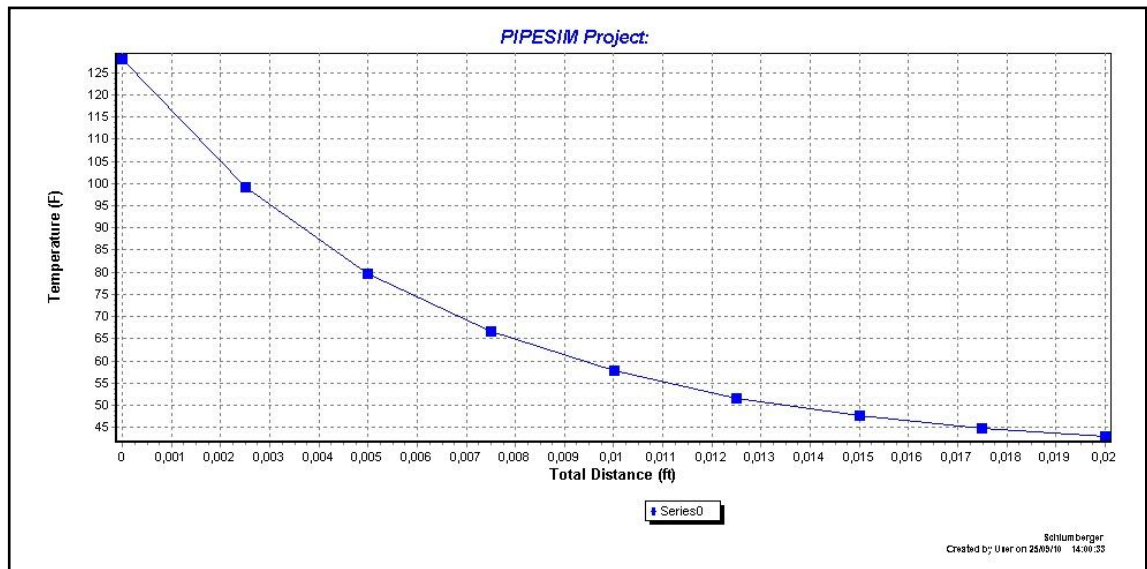
Figura 7.78. Perfil de temperatura en las líneas GOJA4, aisladas con poliuretano de 0,5" de espesor hasta plataforma o FPSO.



Análisis de parada usando aislante con poliuretano de 0,5 pulgadas de espesor.

Siendo la temperatura inicial para el análisis, 128 °F, y la velocidad del fluido la misma que en los casos anteriores, 0,00064 ft/h, el perfil de enfriamiento se presenta a continuación.

Figura 7.79. Perfil de temperatura para el análisis de parada.

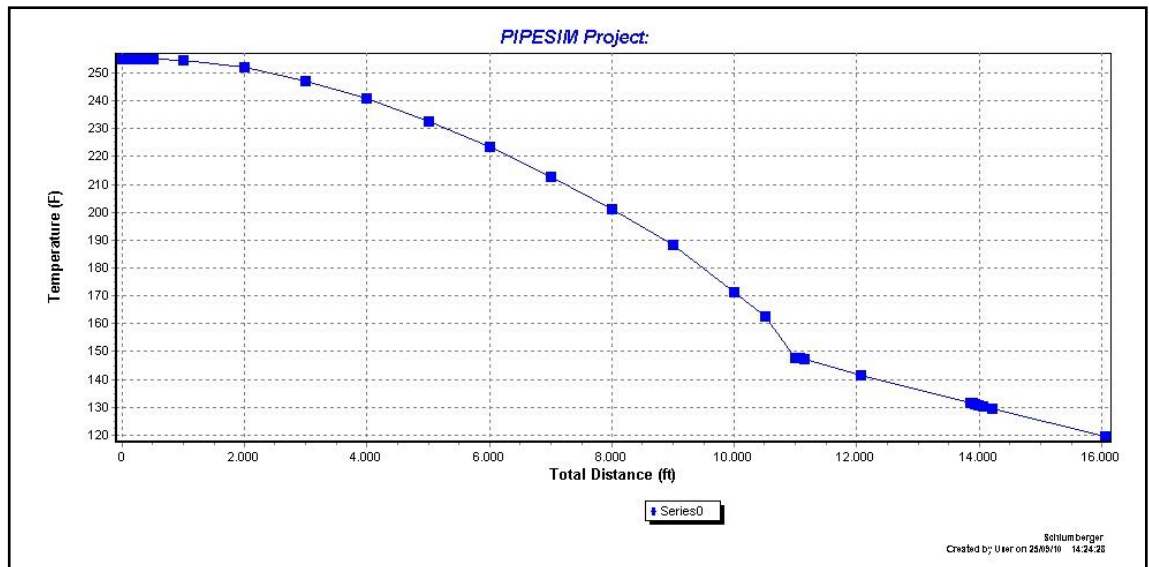


Como se puede apreciar la distancia recorrida hasta alcanzar la temperatura de aparición de parafina WAT es de 0,0051 ft, esta distancia corresponde, utilizando la ecuación que se ha venido implementando para este análisis, a 8 horas. Para alcanzar la temperatura de formación de hidratos mas critica se necesitarían 9 horas de parada.

Aumentando un poco más el espesor del aislante se obtendrán beneficios, no solo bajo condiciones de estado estable, sino bajo condiciones de parada, incrementando el tiempo de sub-enfriamiento.

Tomando un aislamiento con poliuretano de 0,6 pulgadas de espesor, se genera, para el sistema submarino producción, el siguiente perfil de temperatura:

Figura 7.80. Perfil de temperatura en las líneas GOJA4, aisladas con poliuretano de 0,6" de espesor hasta plataforma o FPSO.

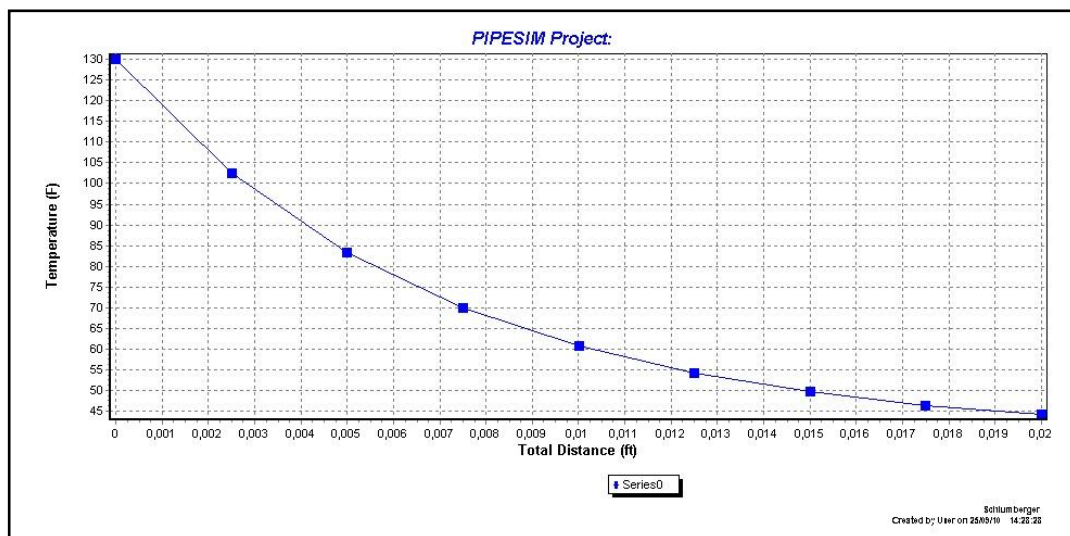


Según el perfil anterior, se sigue teniendo una temperatura de llegada menor a la que se logra en las líneas sur y norte con las opciones propuestas de aislamiento para dichas líneas, pero es un comportamiento válido y la temperatura mínima en la base del riser será cercana (10 °F menor) a la que se alcanzará en las líneas sur y norte.

Análisis de parada usando aislante con poliuretano de 0,6 pulgadas de espesor

Siendo la temperatura inicial para el análisis, 130 °F, y la velocidad del fluido la misma que en los casos anteriores, 0,00064 ft/h, el perfil de enfriamiento se presenta a continuación.

Figura 7.81. Perfil de temperatura para el análisis de parada.



Como se puede apreciar la distancia recorrida hasta alcanzar la temperatura de aparición de parafina WAT es de 0,00575 ft, esta distancia corresponde, utilizando la ecuación que se ha venido implementando para este análisis, a casi 8,9 horas. Para alcanzar la temperatura de formación de hidratos mas critica se necesitarían 10,15 horas de parada.

De acuerdo a los resultados expuestos, se ha encontrado un espesor de espuma de poliuretano que satisface las necesidades térmicas de las líneas a GOJA4 y que a su vez beneficia a la operación con un tiempo de sub-enfriamiento muy similar al entregado por el aislamiento diseñado para implementarse en las líneas sur y norte. Entonces, para las líneas a GOJA4 (jumpers de producción + líneas de flujo + risers) se define la siguiente filosofía de operación:

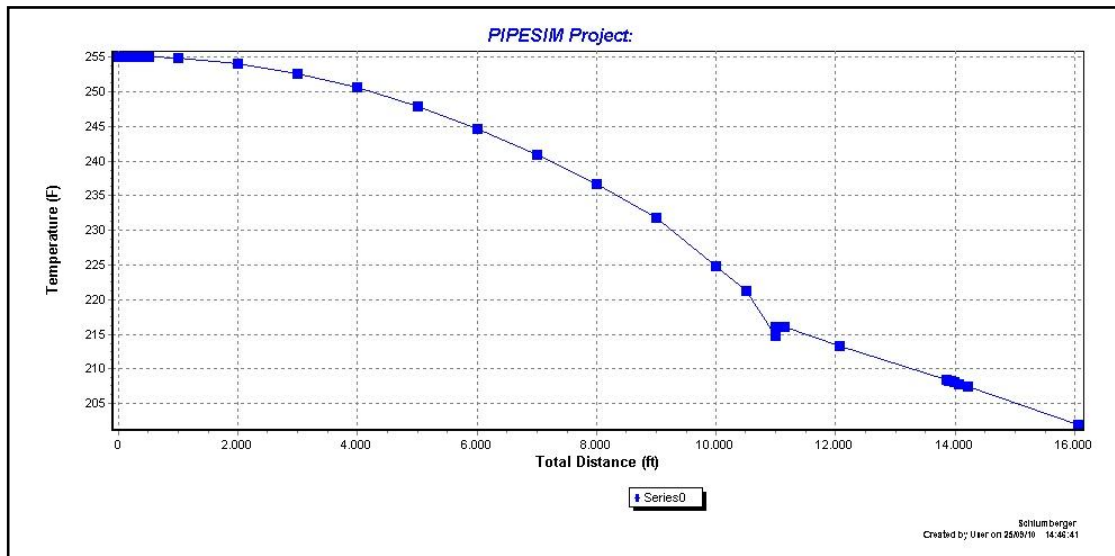
- Para paradas cortas (menores a 8,5 horas), el aislamiento en estas líneas no permitirá que se presenten problemas de aseguramiento de flujo. Es opcional inyectar inhibidor de deposición de parafinas en el manifold, como una contingencia operacional, la dosis pueden ser muy bajas.
- Para paradas entre 8,5 y 10 horas, se deberá evaluar la tasa de deposición de parafina para así poder definir en qué momento las

líneas deberán ser desplazadas con aceite estabilizado, o hasta que momento la inyección de inhibidor de depositación de parafinas en los manifolds y el arranque de los pozos será suficiente para mantener estas líneas fuera de peligro. Quizá, debido a que nunca se alcanzará la temperatura de punto de fluidez, los cristales de parafina generados, sin importar cuán larga sea la parada, se disolverán nuevamente en el crudo cuando la producción reinicie.

- Si la parada se prolonga por más de 10 horas las líneas deberán ser desplazadas con aceite estabilizado y, para el reinicio en frío del sistema, se deberá seguir el procedimiento comentado en el análisis de paradas para la sección conformada por los jumpers que llegan a los cabezales de pozo submarinos (Desplazamiento de aceite caliente hasta obtener en las líneas una temperatura mayor a la WAT, arranque de los pozos mientras se da dicha circulación e inyección simultánea de pequeñas cantidades de inhibidores de hidratos de baja dosificación y de inhibidores de la depositación de parafinas en el cabezal de pozo submarino, como contingencia o prevención).

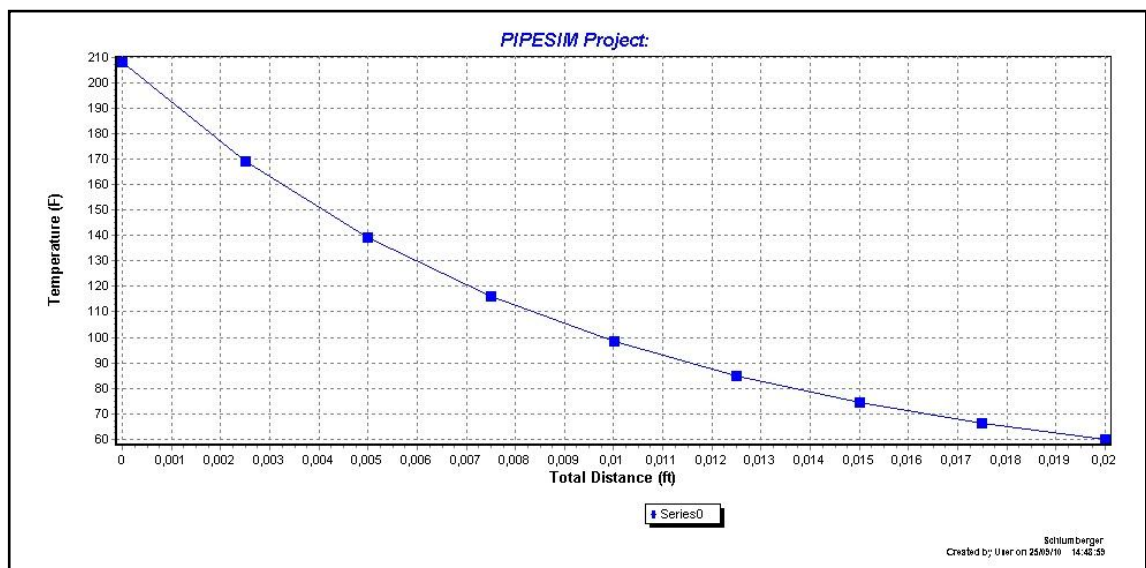
Igual a como se trabajo para las líneas sur y norte, completamos esta sección de análisis de parada para las líneas que van a GOJA4, estimando los tiempos clave o límite bajo condiciones de parada, pero esta vez para una etapa media en la vida productiva del campo.

Figura 7.82. Perfil de temperatura en las líneas GOJA4, aisladas con poliuretano de 0,6" de espesor hasta plataforma o FPSO. Etapa media de la vida productiva del campo.



En el perfil mostrado en la figura 7.82, correspondiente a la temperatura de los fluidos bajo las condiciones de producción en la etapa media de la vida productiva del campo, se puede notar que la temperatura mínima alcanzada por estos en el lecho marino (temperatura en la base del riser) es de aproximadamente 208 °F, esta será la temperatura inicial para el análisis de parada bajo estas condiciones.

Figura 7.83. Perfil de temperatura para el análisis de parada.



En el perfil anterior puede leerse que la distancia que recorre el fluido para alcanzar los 78,8 °F (WAT) es de 0,014 ft (4,23 mm). El dato anterior entrega un tiempo de parada permitido de:

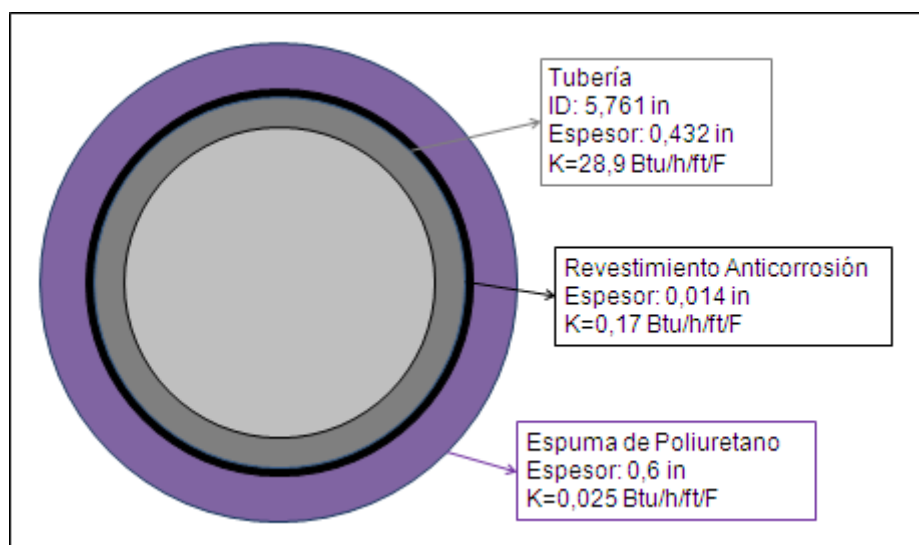
$$\text{Tiempo de parada} = \frac{\text{Longitud de la línea}}{\text{Velocidad del fluido}} = 21,8 \text{ horas}$$

Para alcanzar la temperatura de formación de hidratos más crítica (74 °F), siendo 0,015 ft (4,57 mm) la distancia recorrida en la línea, el tiempo de parada permitido es de 23,4 horas.

Como modo de operación para estas líneas, cuando se certifique que las condiciones de flujo y fluidos han cambiado y obedecen o se acercan a las esperadas, puede adoptarse el propuesto antes para una etapa temprana pero con los cambios respectivos en los tiempos clave o límite, ahora la parada corta sería menor a 21 y la larga mayor a 23.

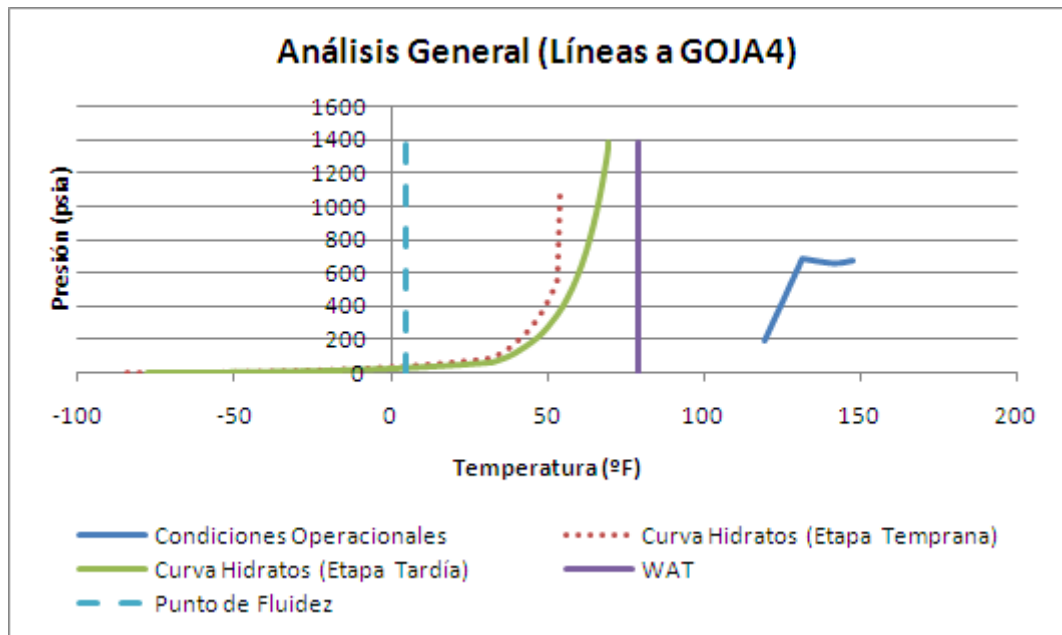
El aislamiento determinado entonces para estas líneas se puede ver gráficamente a continuación:

Figura 7.84. Representación gráfica del aislamiento determinado para las líneas a GOJA4.



La gráfica correspondiente al análisis general para las líneas que van a GOJA4, teniendo en cuenta las condiciones de producción en una etapa temprana, se presenta a continuación:

Figura 7.85. Análisis general para las líneas a GOJA4 aisladas.



Se puede notar en la figura 7.85, que si se utiliza el aislamiento con espuma de poliuretano de 0,6 pulgadas de espesor, los fluidos GOJA nunca, mientras se produce en estado estable por las líneas que comunican a GOJA4 con la unidad de producción en superficie, se verán sometidos ni a condiciones de formación de hidratos ni de parafinas.

A pesar de lo comentado en el párrafo inmediatamente anterior para las líneas a GOJA4, lo concluido antes para las líneas sur y norte, y dependiendo de los resultados de los estudios de análisis nodal y del monitoreo en general que se realice durante las diferentes etapas de la producción, la inyección de químicos puede ser una operación que deba realizarse por conveniencia o necesidad. Sin embargo y sin tener en cuenta el monitoreo ni pruebas o análisis que hagan parte del mismo, para las condiciones dadas y las características de los fluidos expuestas, en las cuales se presenta una

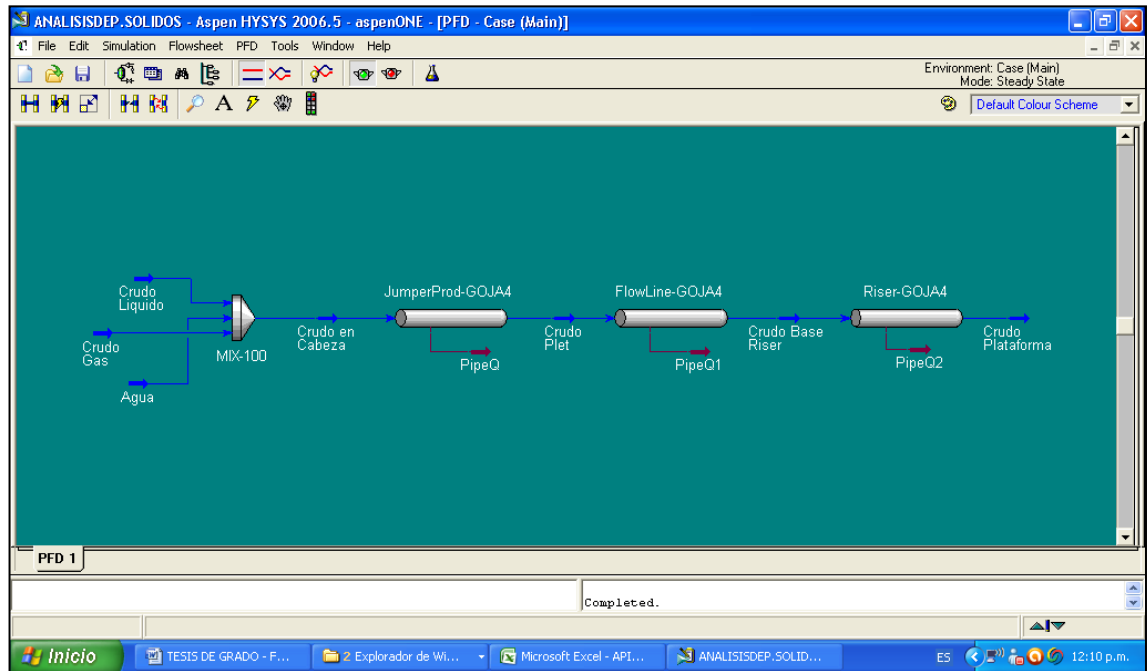
temperatura de aparición de parafina algo elevada al igual que temperaturas de formación de hidratos de hasta 74 °F, aunque no se espera la precipitación de estos sólidos, la inyección de muy bajas dosis de inhibidores de la depositación de parafinas y de metanol (inhibidor convencional de hidratos), puede ser usada como contingencia operacional. De acuerdo a lo esperado, en las etapas media y tardía en la vida del campo, la inyección de metanol debería incrementar un poco en relación con las tasas que podrían manejarse en los primeros años de vida productiva del campo. Con la inyección del inhibidor de parafinas sucedería lo contrario.

Ya que un sistema de producción, sea costa afuera o en tierra, no solo precipitan sólidos como las parafinas, los hidratos o los asfaltenos, las operaciones de marraneo deben ser llevadas a cabo periódicamente. Gracias al aislamiento diseñado y esperando que las condiciones simuladas se cumplan, las operaciones de marraneo para el campo GOJA no deberían tener una frecuencia tan alta, sin embargo, y como se dijo antes, en el sistema submarino de producción no solo precipitarán y tendrán la opción de acumularse los sólidos orgánicos, también podrán precipitarse incrustaciones, arenas u otros.

Las operaciones de marraneo por lo tanto, serán necesarias y de acuerdo a como se lea, durante la producción del campo, el comportamiento de la depositación de sólidos no estimados en este análisis de aseguramiento de flujo o el arrastre inesperado de sólidos, se deberán realizar operaciones de marraneo con una frecuencia determinada. El circuito de líneas de flujo y risers dobles facilitará esta operación y permitirá observar inmediatamente después de corrido el marraneo, el tipo y la cantidad de sólidos que se están acumulando en las líneas.

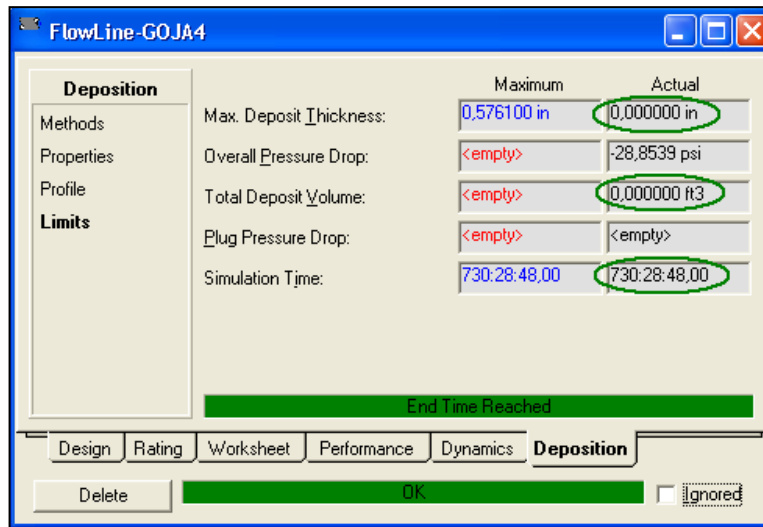
Análisis de depositación de sólidos para las líneas a GOJA4:

Figura 7.86. Sistema submarino de producción después de haber corrido la simulación en HYSYS, líneas a GOJA4.



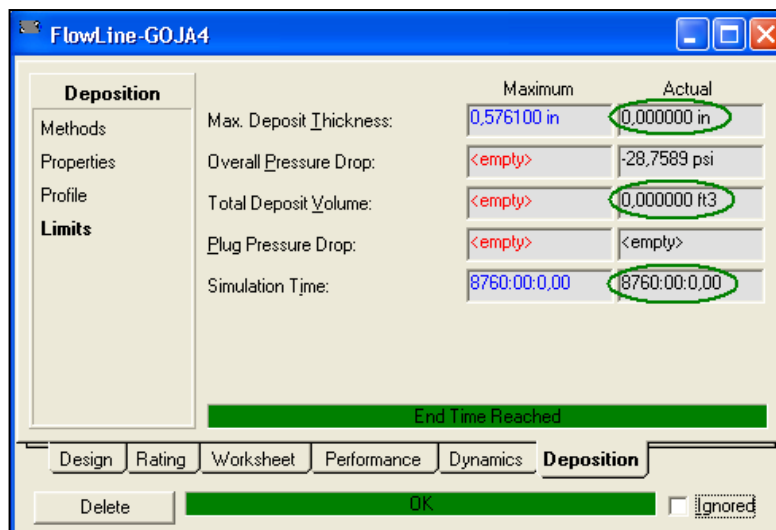
En la imagen anterior se puede ver que, en contraste con lo presentado u obtenido para el análisis de depositación de sólidos cuando no se había implementado el aislamiento térmico, para este caso, para las líneas a GOJA4 cuando ya se ha diseñado el sistema de conservación de calor, no se presentará ningún tipo de depositación de sólidos. Para confirmar lo anterior con datos, se muestra a continuación la ventana que permite leer los valores correspondientes a espesor y volumen de depositación y tiempo de simulación.

Figura 7.87. Ventana “Limits” después de corrida la simulación, tiempo de simulación de 1 mes.



En la figura anterior se pudo ver que el tiempo simulado o evaluado fue de 1 mes (730 horas aproximadamente), ahora para completar la evaluación y dejar claro que dure cuanto dure la simulación, mientras se produzca bajo las condiciones establecidas o logradas con la aplicación del aislamiento diseñado, no se presentará depositación de sólidos, se utilizará 1 año (8760 horas) como tiempo de simulación.

Figura 7.88. Ventana “Limits” después de corrida la simulación, tiempo de simulación de 1 año.



Con los resultados anteriores se confirma que bajo las condiciones logradas con la implementación del aislamiento, en las líneas a GOJA4, no se presentará depositación de sólidos en ningún momento durante la operación del sistema de producción submarino bajo condiciones de estado estable.

En cuanto a depositación de sólidos, es posible concluir entonces, que dentro de todas las líneas del sistema submarino de producción si se produce bajo las condiciones esperadas y evaluadas, y gracias a la implementación de los aislamientos térmicos diseñados, no se presentará ningún tipo de depositación o acumulación.

8. SELECCIÓN DE ESTRATEGIAS O TÉCNICAS OPERACIONALES

8.1. MANEJO DE HIDRATOS

8.1.1. Paradas

En caso de tener una parada y debido a que en este proyecto no solo se pueden presentar problemas de hidratos sino también de parafinas, la despresurización, sin importar si es llevada a cabo con un método novedoso como la despresurización en un sentido con levantamiento por gas, no es una solución determinante para cuando se presenten este tipo de condiciones. Además, si se observan las curvas de hidratos, la presión no es un factor que sume demasiada importancia al comportamiento de las mismas o de los espacios de formación y no formación de hidratos. La temperatura es la característica o la variable que dominará esta división entre la problemática y la tranquilidad.

El aislamiento térmico diseñado va a ser muy importante en el momento de combatir las paradas tanto no planeadas como planeadas, otorgando un tiempo de sub-enfriamiento razonable y digno de un campo costa afuera como el desarrollo pensado para este proyecto. Estos tiempos de sub-enfriamiento, los cuales ya fueron determinados en el capítulo anterior, darán la posibilidad a los ingenieros de producción y de aseguramiento de flujo como tal, de realizar tanto las operaciones de desplazamiento de aceite estabilizado como las de inyección de químicos inhibidores de hidratos y parafinas mientras la producción está detenida. Los tiempos clave para mirar cuando realizar estas operaciones ya fueron encontrados y documentados en el capítulo anterior.

La filosofía de operación, tanto para paradas planeadas como para no planeadas ya fue descrita en el capítulo anterior para cada una de los conjuntos de líneas que conforman el sistema submarino de producción. Las paradas cortas se manejaran casi que completamente con el aislamiento térmico diseñado, pero la inyección de químicos será una contingencia operacional importante en tiempos de parada muy bajos y una operación necesaria en tiempos largos de parada y antes de que se lleve a cabo la operación de desplazamiento de aceite estabilizado.

8.1.2. Puesta en Marcha en Frío

Como se comentó en el capítulo anterior, las puestas en marcha en frío deberán ser manejadas por medio de la operación de circulación de aceite caliente y la apertura de los pozos uno a la vez. El aislamiento térmico ayudará obviamente en esta operación a mantener los fluidos que circulan a una temperatura alta y la inyección de químicos protegerá los lugares que sin esperarlo sigan teniendo temperaturas bajas, sirviendo como una contingencia necesaria. Se recomienda que las tuberías sean precalentadas por encima de la temperatura WAT antes de iniciar la producción del primer pozo. Este proceso de precalentamiento de las líneas puede ser llevado a cabo, según lo modelado en PIPESIM, liberando el aceite caliente desde la plataforma como mínimo con una presión cercana a los 200 psia (@ caudal de 500 BLPD) y a una temperatura mínima de aproximadamente 200 °F. Los perfiles correspondientes a esta situación se muestran a continuación.

Figura 8.1. Perfil de presión para el aceite estabilizado

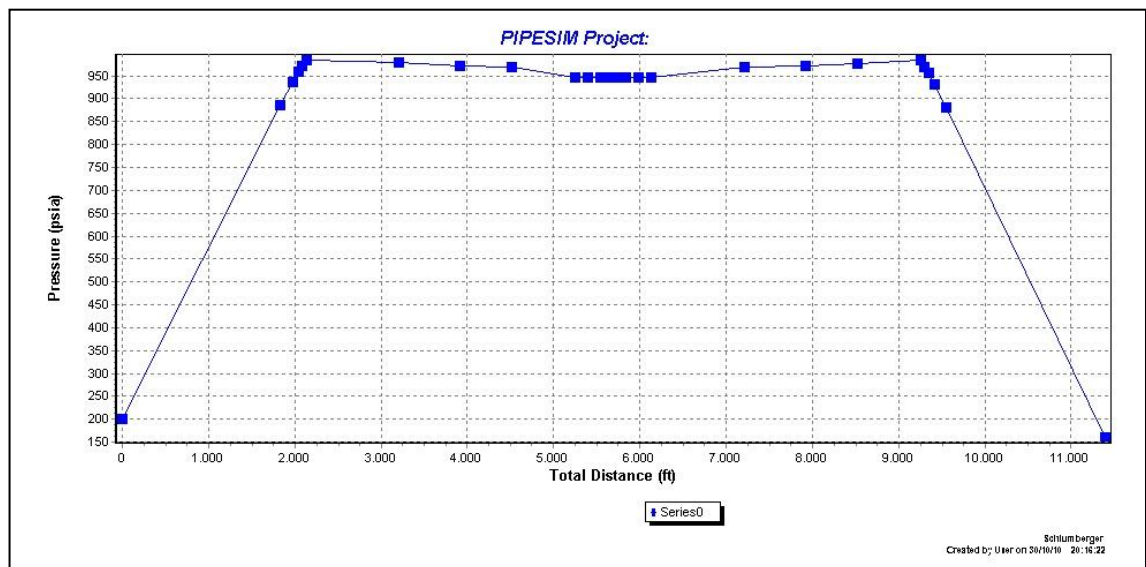
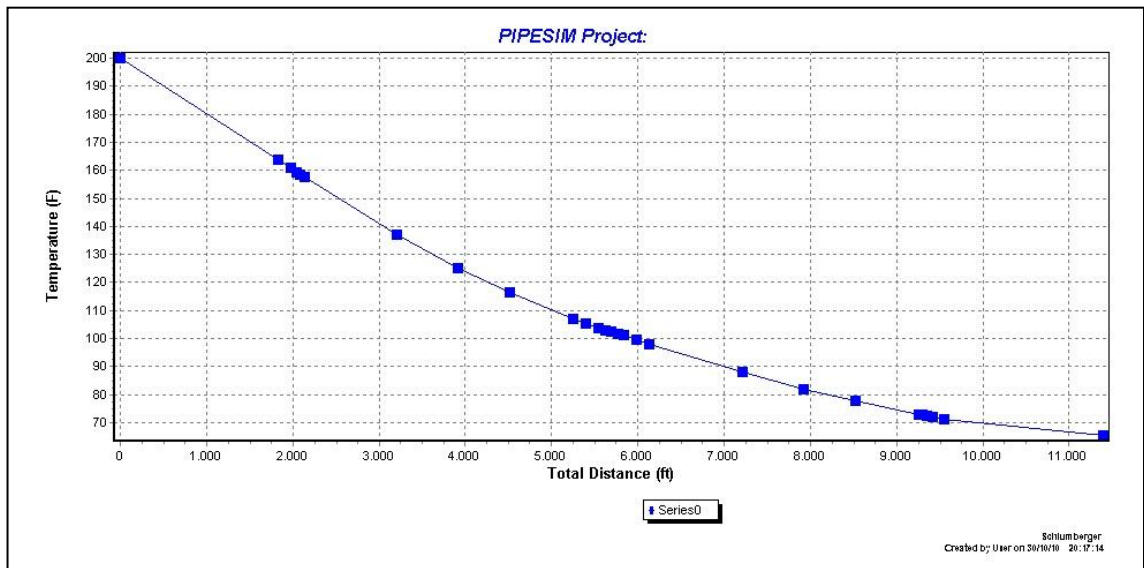


Figura 8.2. Perfil de temperatura para el aceite estabilizado



Si la temperatura a la que el aceite caliente es liberado en la plataforma es mayor, el calentamiento de las líneas, como es lógico, ocurrirá más rápido, lo cual es beneficioso para la operación y específicamente para la parte económica del proyecto. Si por el contrario, la temperatura del aceite caliente en plataforma, a la hora de salir a cumplir con el recorrido es menor a los 200 °F propuestos, el calentamiento de las líneas puede ser muy lento y las líneas se mantendrán a una temperatura muy cercana a la WAT, lo cual no es deseado para este proceso ni para ningún otro dentro de cualquier desarrollo costa afuera.

8.1.3. Puesta en Marcha en Caliente

Según el buen comportamiento del aislamiento visto en el capítulo anterior, estas operaciones de puesta en marcha en caliente pueden ser llevadas a cabo con tranquilidad gracias solo al aislamiento diseñado para las líneas. La inyección de químicos en bajas dosificaciones se propone de manera opcional solamente.

8.1.4. Estado Estable

Para la producción en estado estable, se puede concluir, según lo visto en los resultados de las simulaciones en el capítulo anterior, que el aislamiento térmico diseñado protegerá al flujo de cualquier acumulación de parafinas o hidratos bajo todas las condiciones de operación en estado estable, ya sean tiempos tempranos, medios o tardíos en la vida productiva del campo.

La inyección de químicos en bajas dosis, a nuestro parecer, es una contingencia operacional que debe llevarse a cabo. Bajas dosis de inhibidor de hidratos (inhibidores de hidratos de baja dosificación) deberán ser inyectadas en el manifold de producción sur y norte, y en el cabezal submarino del pozo GOJA4.

8.1.5. Remediación

En caso de que se presente un tapón de hidratos, la primera pregunta que hay que tomar en cuenta es si hay acceso al mismo o no. Si después de determinar la ubicación del taponamiento se deduce que es posible llegar a él a partir del uso de herramientas como el coiled tubing, una operación de limpieza o remediación con este instrumento debe ser llevada a cabo. Cuando el coiled tubing haya llegado al tapón, es posible, por medio del mismo, desplazar inhibidor o fluidos calientes, dependiendo de la naturaleza de los sólidos acumulados, para que hagan contacto directo con el cierre que está obstruyendo el flujo. Por lo regular, el contacto del tapón con fluidos calientes que funden los sólidos da mejores resultados que el contacto con inhibidores. En este caso en el que se pretende eliminar un tapón de hidratos, el desplazamiento de aceite caliente resulta ser la mejor opción.

En el caso en que no se pueda llegar al tapón por medio de alguna herramienta como el coiled tubing, las operaciones de despresurización se convierten en una importante solución para esta problemática. Es primordial tener en cuenta las cuestiones de seguridad expuestas en el primer capítulo de este libro a la hora de llevar a cabo una operación de despresurización para eliminar un tapón de hidratos. El manejo de la presión en un determinado sistema, cuando se están manipulando sólidos sobretodo, se convierte en un proceso de mucho cuidado y que requiere una correcta estrategia de ejecución.

8.2. MANEJO DE PARAFINAS

8.2.1. Paradas

Para manejar las parafinas en caso de una parada, ya se planeada o no, el aislamiento cumple un papel de suma importancia aumentando el tiempo de subenfriamiento con el que se cuenta para tomar decisiones bajo estas condiciones. Los tiempos clave o a tomar en cuenta, en el caso de presentarse una parada, ya fueron determinados y documentados en el capítulo anterior de este documento.

Cuando no solo se pueden presentar problemas de parafinas dentro del sistema submarino de producción, sino también de hidratos como en este caso, el desplazamiento de las líneas con agua no se convierte en una opción posible, si, cuando se llega a tiempos de parada muy largos, el desplazamiento de las líneas con aceite estabilizado representa la mejor opción de operación a llevar a cabo. Mientras esta última operación comentada no sea llevada a cabo y según lo determinen los tiempos de parada y las experiencias en las primeras detenciones realizadas en el campo, la inyección de químicos es una operación que puede ser ejecutada como necesaria o como una contingencia operacional. Se recomienda que la inyección de inhibidor de la depositación de parafina sea llevada a cabo desde el inicio de la parada y sin importar que la misma sea corta o larga.

8.2.2. Puesta en Marcha en Frío

Como se comentó para el caso del manejo de los hidratos, y tomando en cuenta la posible presencia de este tipo de sólidos, las operaciones de puesta en marcha en frío deberán realizarse por medio de la operación de circulación de aceite caliente y la puesta en marcha de los pozos uno a la vez. El manejo térmico definido ayudará a mantener la temperatura de estos fluidos circulantes y la inyección de químicos inhibidores de la depositación puede ser llevada a cabo como contingencia operacional para evitar la acumulación de parafinas que puedan formarse sin ser esperadas.

8.2.3. Puesta en marcha en caliente

El aislamiento térmico diseñado será suficiente para mantener la temperatura de los fluidos y proteger las líneas de cualquier formación de parafinas. La inyección de químicos es opcional.

8.2.4. Estado estable

Para el control de la parafina cuando se produce bajo condiciones de estado estable, el primer aspecto que influye directamente es el aislamiento térmico diseñado ya que conserva la temperatura de los fluidos evitando la formación de la misma. Debido al buen comportamiento del aislamiento y debido a que se diseñaron las facilidades submarinas (árbol, jumper y manifold) aisladas, la inyección de químicos (inhibidores de la depositación de parafinas) es una opción que según lo recomendamos anteriormente también, puede ser ejecutada como contingencia operacional en los manifolds de producción y la cabeza de pozo en GOJA4.

Según los análisis de depositación de sólidos llevados a cabo después de haber implementado en las simulaciones el sistema de aislamiento térmico diseñado para las líneas y las facilidades, no se depositarán parafinas mientras se produce en estado estable, pero las operaciones de marraneo nunca, sea cual sea el desarrollo, deben ser omitidas de la operación del sistema submarino de producción. Se recomienda que en principio, en el primer año de producción del campo se realicen operaciones trimestrales de marraneo, llevando a cabo la primera en el primer mes de operación, para evaluar el comportamiento real de la depositación de sólidos. Si los resultados son los esperados de acuerdo a las simulaciones realizadas, y no hay una depositación significativa de sólidos en las líneas, se recomienda que se realicen operaciones anuales de marraneo a partir del segundo año de producción.

8.2.5. Remediación

Para remediar un tapón de parafina que llegue a generarse es posible llevar a cabo dos operaciones. La primera, si se tiene acceso al tapón, utilizar una herramienta

coiled tubing con inhibidor o aceite caliente para fundir la acumulación que está obstruyendo la producción. La segunda, si no se tiene acceso al tapón, incrementar la presión de reinicio del sistema (incrementando la potencia una determinada bomba) para poder, con dicha presión, mover el depósito de parafina que está deteniendo la producción.

8.3. MANEJO DE ASFALTENOS

Debido a que la problemática con los asfaltenos se espera no sea para nada grave y al contrario sea casi despreciable, no hace falta tomar medidas drásticas en búsqueda de una solución para evitar la acumulación de estos sólidos. La campaña de operaciones de marraneo comentada anteriormente servirá para determinar si se están o no depositándose asfaltenos en las líneas, y de acuerdo a los resultados reales de estas operaciones, se deberá o continuar con la campaña propuesta de corridas de marranos anuales o incrementar la frecuencia.

La inyección de químicos inhibidores de la depositación de asfaltenos no deberá ser llevada a cabo hasta que no se compruebe, con los resultados de las operaciones de marraneo, que existe un peligro real de acumulación de este tipo de sólidos.

8.3.1. Remediación

Aunque no se espera que se depositen asfaltenos durante la producción de los fluidos GOJA, si se llega a presentar un tapón de asfaltenos este deberá ser atacado con solventes, si es posible llegar al tapón, dirigidos por medio de herramientas coiled tubing, y si no es posible, a partir de la inyección en los arboles submarinos.

8.4. MANEJO DE INCRUSTACIONES

8.4.1. Estado Estable

Aunque se espera que la precipitación y depositación de incrustaciones no sea una problemática grave para el aseguramiento de flujo de GOJA, se deberán analizar los sólidos arrastrados por los marranos en las operaciones de limpieza que se realicen, si es que llegan a presentarse dichos sólidos, y los fluidos producidos como tal, para determinar si se están o no presentando incrustaciones dentro del sistema submarino de producción.

En el caso en que se encuentren residuos de incrustaciones en la producción de GOJA o en los sólidos recolectados por los marranos, se deberán empezar a llevar a cabo operaciones de inyección de solventes o inhibidores de incrustaciones en los cabezales de pozo submarinos como contingencia operacional.

8.4.2. Remediación

Para eliminar un tapón o una acumulación de incrustaciones existen dos métodos principalmente, los químicos y los mecánicos. La inyección de químicos puede realizarse por medio de una herramienta coiled tubing o en el árbol submarino si no se tiene acceso al tapón, estos químicos pueden ser solventes, agentes quelatizantes o surfactantes. Los métodos mecánicos que pueden ser llevados a cabo consisten básicamente de chorros de fluidos o lechadas abrasivas, esta tecnología está aun en desarrollo y no se espera que deba ser utilizada en el presente proyecto costa afuera.

Los cuadros que presentan las estrategias adoptadas para el control y la remediación de los hidratos, parafinas, asfaltenos e incrustaciones en el campo GOJA se muestran a continuación:

Cuadro 9.0.1. Técnicas aplicadas para el campo GOJA: Manejo de hidratos.

TECNICAS APLICADAS - GOJA			
HIDRATOS	Paradas	Aislamiento térmico	Árbol, jumpers, manifolds, líneas de flujo y risers.
		Despresurización	En un sentido con expansión del gas de levantamiento: Puede reemplazar las operaciones con desplazamiento de aceite estabilizado mas no se recomienda para GOJA.
		Desplazamiento de aceite estabilizado	Según fue determinado en los análisis de parada.
		Inyección de inhibidores	Bajas dosis por aislamiento
	Puesta en Marcha en Frio	Aislamiento Térmico	Árbol, jumpers, manifolds, líneas de flujo y risers.
		Circulación de aceite caliente	Circulación de aceite caliente mientras la producción, puesta en marcha de los pozos uno a la vez
		Inyección de inhibidor	Metanol / Poco por la circulación de aceite caliente y el aislamiento.
	Estado Estable	Aislamiento Térmico	Árbol, jumpers, manifolds, líneas de flujo y risers.
		Inyección de inhibidor	Poco / preventivo.
	Remediación	Coiled tubing	Cuando es posible llegar al tapón / Inyección de aceite caliente.
		Despresurización	Cuando no hay acceso al tapón / tener en cuenta cuestiones de seguridad.

Cuadro 9.0.2. Técnicas aplicadas para el campo GOJA: Manejo de parafinas.

TECNICAS APLICADAS - GOJA			
PARAFINAS	Estado Estable	Aislamiento térmico	Árbol, jumpers, manifolds, líneas de flujo y risers.
		Marraneo	Marrano manejado por aceite estabilizado / Una corrida anual.
	Puesta en Marcha en Frio	Aislamiento Térmico	Árbol, jumpers, manifolds, líneas de flujo y risers.

		Circulación de aceite caliente	<i>Circulación de aceite caliente mientras la producción, puesta en marcha de los pozos uno a la vez</i>
		Inyección de inhibidor de la depositación	<i>Contingencia operacional.</i>
	Paradas	Aislamiento Térmico	<i>Árbol, jumpers, manifolds, líneas de flujo y risers.</i>
		Desplazamiento de aceite estabilizado	<i>Según se determinó en los análisis de parada.</i>
		Inyección de inhibidor de la depositación	<i>Se recomienda desde el inicio de las paradas, sin importar su duración.</i>
	Remediación	Coiled tubing	<i>Si se tiene acceso al tapón, con desplazamiento de aceite caliente o inhibidor</i>
		Aumento de la presión de reinicio.	<i>Si no se tiene acceso al tapón.</i>

Cuadro 9.0.3. Técnicas aplicadas para el campo GOJA: Manejo de asfaltenos.

TECNICAS APLICADAS - GOJA			
ASFALTENOS	Estado Estable	Marraneo	<i>Operaciones anuales.</i>
		Inyección de inhibidores	<i>No deberá ser llevada a cabo hasta que no se compruebe su necesidad.</i>
	Remediación	Coiled tubing	<i>Si se tiene acceso al tapón, con desplazamiento de solventes</i>
		Inyección de solventes	<i>Si no se tiene acceso al tapón, en el árbol submarino cercano al tapón.</i>

Cuadro 9.0.4. Técnicas aplicadas para el campo GOJA: Manejo de incrustaciones.

TECNICAS APLICADAS - GOJA			
INCRUSTACIONES	Estado Estable	Inyección de inhibidores o solventes	<i>Solo si se comprueba su necesidad después de ver los resultados de las primeras corridas de marranos.</i>
	Remediación	Inyección de químicos	<i>Por coiled tubing si se tiene acceso al tapón o en el árbol si no se tiene acceso</i>

9. CONCLUSIONES

El diseño conceptual de la estrategia de aseguramiento de flujo permitió mostrar cuán importante y valioso es el aseguramiento de flujo para los proyectos costa afuera, las áreas que involucra y algunos de los desafíos más importantes que se deben superar para garantizar el éxito de un desarrollo offshore.

El poder diseñar adecuadamente una estrategia de aseguramiento de flujo para un determinado campo, requiere de un muestreo confiable y una caracterización completa y de calidad de los fluidos de producción, que permitan introducir en las herramientas software la información adecuada para realizar proyecciones y estimaciones correctas.

Resulta primordial para el diseño de una determinada estrategia de aseguramiento de flujo, tener confianza total en que los resultados o proyecciones que el simulador está otorgando son excelentes. Para esto, es muy importante validar el comportamiento del mismo comparando sus estimaciones con datos reales de campo. La disponibilidad de diferentes herramientas de simulación será muy importante también en el modelamiento de un determinado sistema submarino de producción.

Además de que dentro del diseño de una estrategia de aseguramiento de flujo sea indispensable la evaluación y análisis de todas las condiciones de operación y de todas las etapas de la vida productiva del campo, es de vital importancia para el diseño de dicha estrategia, determinar cuáles son las condiciones más críticas a las que la operación del sistema submarino de producción y los fluidos que por él se transportarán, se verán enfrentados.

El mapa de toma de decisiones generado y expuesto en este libro de tesis, servirá, sin ninguna duda, como una guía para las personas interesadas en la temática tratada en este proyecto. Podemos entonces concluir que sin que exista una ley para el diseño y construcción de una estrategia de aseguramiento de flujo, este tema, debido a la

claridad y puntualidad de sus objetivos, permite seguir un conducto regular como muchas otras temáticas que se involucran en la industria costa afuera y en la industria de los hidrocarburos en general.

RECOMENDACIONES

Para poder ahondar más en lo que significa y lo que representa el aseguramiento de flujo en los desarrollos costa afuera, se recomienda desglosar las temáticas o áreas del conocimiento que en este se involucran y dedicar proyectos como el presente a construir conocimiento e investigar más a profundidad cada una de ellas.

Debido a que con este trabajo se buscó dar una visión global del aseguramiento de flujo, se obviaron algunos temas como la corrosión, el transporte de arena, el intercambio de calor en cada uno de los elementos del sistema, el análisis de las configuraciones de flujo, específicamente el comportamiento de los baches de líquido y debido a las características de los fluidos Apiay y a las consideraciones realizadas durante el desarrollo del proyecto, las problemáticas de precipitación y depositación de asfaltenos e incrustaciones. Se recomienda que estos aspectos sean tomados en cuenta en próximos estudios, se traten detalladamente para identificar de una forma clara su impacto en el aseguramiento de flujo de un determinado sistema submarino de producción.

Se recomienda la realización de trabajos investigativos que permitan conocer con más detalle los elementos que conforman el sistema submarino de producción (árboles, manifolds, plets, válvulas, etc.) para poder identificar su influencia o efecto en los principales riesgos que combate el aseguramiento de flujo.

Durante el desarrollo de este proyecto de grado pudimos darnos cuenta y entender que para que Ecopetrol logre ubicarse en una posición importante dentro de la industria costa afuera, debe asociarse con compañías que tengan experiencia dentro de la misma. La transferencia de conocimiento y tecnología será muy importante en los primeros pasos que la operadora colombiana dé en búsqueda de la vanguardia mundial offshore. Aunque esto lo consideremos necesario y lo recomendamos, es igual de importante y recomendado también, que la investigación desde ambientes como el que facilitan los grupos dedicados a la misma, siga su curso, se intensifique y

centre sus esfuerzo en los puntos que son clave para las diferentes temáticas que en la industria costa afuera se ven involucradas.

BIBLIOGRAFÍA

1. AGHAR, Hani, *et al.* Nuevos alcances en pruebas de pozos [En línea]. En: Oilfield Review. 2007. Vol. 19. Disponible en Internet: <http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish07/sum07/p44_59.ashx>
2. AJE Pre-FEED Subsea Project. Rigid vs. Flexible Flowline Cost Analysis Technical Note. CHEVRON NO. AJE-SB00-SUB-RPT-DOR-0000-00015-00_C01. DORIS INC. DOCUMENT NO. 61140-DOR-05-TCN-0003_C.
3. ANSARI, A.M. *et al.* A COMPREHENSIVE MECHANISTIC MODEL FOR UPWARD TWO-PHASE FLOW IN WELLBORES. En: Society of Petroleum Engineers SPE. 1994.
4. AKBARZADEH, Kamran, *et al.* Los asfaltenos: Problemáticos pero ricos en potencial [En línea]. En: Oilfield Review. Enero de 2007. Vol. 19. Disponible en Internet: <http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish07/aut07/p22_43.ashx>
5. ALAYON, Mario. ASFALTENOS, Ocurrencia y Flocculación [En línea]. En: CUADERNO FIRP S369-PP, MODULO DE ENSEÑANZA EN FENÓMENOS INTERFACIALES. Mérida, Venezuela. 2004. Disponible en Internet: <http://www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/S369PP_Asfaltenos.pdf>
6. AMIN, Amin, *et al.* Desarrollo submarino desde el medio poroso hasta el proceso [En línea]. En: Oilfield Review. Enero de 2005. Vol. 17. Disponible en Internet: <http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish05/sum05/p4_19.ashx>

7. BERGMAN, Jennifer. *Temperatura of Ocean Water*. 2001. Disponible en Internet: <<http://www.windows2universe.org/earth/Water/temp.html>>
8. BETANCOURT, Soraya, *et al.* Avances en las mediciones de las propiedades de los fluidos [En línea]. En: Oilfield Review. Enero de 2007. Vol. 19. Disponible en Internet: <http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish07/win07/avances_las_mediciones.ashx>
9. BRILL, James & MUKHERJEE, Hemanta: Multiphase Flow in Wells.
10. COCHRAN. Steven. Flow Assurance and Operability [Diapositivas]. Tulsa: The University of Tulsa. 2002.
11. COLODETTE, Giovani, *et al.* The New Deepwater Oil and Gas Province in Brazil: Flow Assurance and Artificial Lift: Innovations for Jubarte Heavy Oil. En: Offshore Technology Conference (30 de Abril - 3 de Mayo, Houston, Texas, U.S.A). Artículo. 2007. OTC 19083.
12. CORRADINI, Michael. FUNDAMENTALS OF MULTIPHASE FLOW. University of Wisconsin. Department of Engineering Physics.
13. COURBOT, A. y HANSSEN, R. Dalia Field: System Design and Flow Assurance for Dalia Operations. En: Offshore Technology Conference (30 de Abril - 3 de Mayo, Houston, Texas, U.S.A). Artículo. 2007. OTC 18540.
14. CRABTREE, Mike, *et al.* La lucha contra las incrustaciones – Remoción y prevención [En línea]. En: Oilfield Review. Enero de 1999. Vol. 11. Disponible

en Internet: <http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish99/aut99/p30_49.ashx>

15. DAVALATH, Janardhan, *et al.* Bijupira Salema: Flow Assurance Analysis to Support Operating Strategy. En: Offshore Technology Conference (3-6, Mayo, Houston, Texas, U.S.A). Artículo. 2004. OTC 16692.
16. DAVALATH, Janardhan; HURTADO, Maria y KEIG, Rich. Flow Assurance Management for Bijupira and Salema Field Development. En: Offshore Technology Conference (6-9, Mayo, Houston, Texas, U.S.A). Artículo. 2002. OTC 14052.
17. DELGADO, José Gregorio. ASFALTENOS, Composición, Agregación, Precipitación [En línea]. En: CUADERNO FIRP S369-A, MODULO DE ENSEÑANZA EN FENÓMENOS INTERFACIALES. Mérida, Venezuela. 2006. Disponible en Internet: <<http://www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/S369A.pdf>>
18. EARLS, Christopher. FUNDAMENTALS OF MULTIPHASE FLOW.
19. FLÓREZ SÁNCHEZ, Jorge E.; PORRAS MEJÍA, Freddy A.; Determinación del Patrón de Flujo Multifásico en Tuberías de Recolección de Petróleo Emulsionado, a partir de los datos históricos de producción apoyado en una aplicación con Redes Neuronales Artificiales. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingeniería de Sistemas e Informática. 2007.
20. FLOW ASSURANCE AND OPERABILITY (2-3, Marzo, 2009: Piedecuesta, Colombia). Memorias [Diapositivas]. Piedecuesta: Ecopetrol – ICP, 2009.

21. FLOW ASSURANCE COATINGS [En línea]. Disponible en Internet:
<http://www.brederoshaw.com/solutions/flow_assurance.htm>

22. GONZÁLEZ, Eduardo. HIDRATOS DE GAS, Primera Parte [En línea]. En:
Revista de Marina. 2002. Disponible en Internet:
<<http://www.revistamarina.cl/revistas/2002/2/gonzalez.pdf>>

23. ----- . HIDRATOS DE GAS, Segunda Parte [En línea]. En: Revista de Marina.
2002. Disponible en Internet:
<http://www.revistamarina.cl/revistas/2002/3/gonzalez.pdf>

24. HASAN, A. Rashid; KABIR C. Shah. A STUDY OF MULTIPHASE FLOW
BEHAVIOR IN VERTICAL WELLS. En: Society of Petroleum Engineers SPE.
1988.

25. ----- . A SIMPLE MODEL FOR ANNULAR TWO-PHASE FLOW IN
WELLBORES. En: Society of Petroleum Engineers SPE. 2005.

26. INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO. ANÁLISIS PETROFISICOS –
Pozos Apiay.

27. ----- . ARCHIVOS PVT – Pozos Apiay.

28. ----- . COORDENADAS Y PROFUNDIDADES – Pozos Apiay.

29. -----. EVALUACION DE FLUIDOS PARA LOS CAMPOS APIAY, SURIA Y CASTILLA – INFORME FINAL. Centro de Investigación y Desarrollo. Piedecuesta, Santander. Diciembre de 2009.
30. -----. HISTORIAS DE PRODUCCIÓN - Pozos APIAY.
31. -----. RESUMEN APIAY. ASSAY. Piedecuesta, Santander. 2004. Código SILAB 100036837.
32. -----. RESUMEN DIARIO. Producción en Estación Apiay. Julio de 2010.
33. International Petroleum Industry Multimedia System [En línea]. Disponible en Internet: www.ipims.com
34. MAYORGA, Gonzalo; MANTILLA, Javier. Manual de Aseguramiento de Flujo. 1 ed. Piedecuesta: Grupo de Investigación de Estabilidad de Pozo, Ecopetrol-ICP. 2010.
35. MORALES, Estaban; DÍAZ, Juan y CUEVAS, Manuel. HIDRATOS DE GAS SUBMARINOS, UNA NUEVA FUENTE DE ENERGÍA PARA EL SIGLO XXI [En línea]. Chile. Disponible en Internet: <http://www.hydrates.ucv.cl/page00.html>.
36. Nalco Chemical Cost. PRODUCT PRICING. SERVICE ORDER No. 39506.
37. PAUSCHE, Michel P; CREEK, Jefferson L. y STAIR, Mark A. Typhoon Project: Flow Assurance Issues – How They Were Identified And Resolved. En:

- Offshore Technology Conference (6-9, Mayo, Houston, Texas, U.S.A). Artículo. 2002. OTC 14053.
38. ROMERO CUETO, Adriana. Análisis del Flujo Vertical Multifásico para el Modelo de Simulación de Cusiana. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2007.
39. SAINT-PIERRE, Thierry; CONSTANT, Arnaud y VU, Van Khoi. Girassol: The Management of Flow Assurance Constraints. En: Offshore Technology Conference (6-9, Mayo, Houston, Texas, U.S.A). Artículo. 2002. OTC 14169.
40. SAIPEM ENERGY INTERNATIONAL. Timon/K2, Development Project - FLOW ASSURANCE STUDY. Diciembre de 2001. 245804-U-00-RD-002.
41. SCHOPPA, W, *et al.* Bonga: Flow Assurance Benchmarking Via Field Surveillance. En: Offshore Technology Conference (30 de Abril - 3 de Mayo, Houston, Texas, U.S.A). Artículo. 2007. OTC 18949.
42. TRICK, Mona. Flow Assurance in Wellbores and Pipelines: What You NEED to Know [Diapositivas en línea]. En: Society of Petroleum Engineers SPE. Disponible en Internet: <<http://victas.spe.org/images/victas/articles/27/flowassurance2005.pdf>>
43. XIAO, J.J. et al. A COMPREHENSIVE MECHANISTIC MODEL FOR TWO-PHASE FLOW IN PIPELINES. En: Society of Petroleum Engineers SPE. 1990.

44. YUAN, H; ZHOU, D. EVALUACION DE LAS CORRELACIONES MODELOS MECANISTICOS PARA FLUJO INCLINADO DESCENDENTE DE DOS FASES. En: Society of Petroleum Engineers SPE. 2008.
45. ----- . SIMULACION DE UNA TUBERIA EN TERRENO MONTAÑOSO USANDO CORRELACIONES Y MODELOS MECANISTICOS PARA EL FLUJO DE DOS FASES. En: Society of Petroleum Engineers SPE. 2009.
46. ZHANG and SARICA, C. Unified Modeling of Gas/Oil/Water Pipe Flow—Basic Approaches and Preliminary Validation.

ANEXOS

ANEXO A. MAPA DE TOMA DE DECISIONES

CD anexo a este trabajo. Este CD contiene el instalador del software MindManager y el mapa de toma de decisiones.