

**ANÁLISIS DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE FLUIDOS DEL CAMPO
GIRASOL UTILIZANDO UN MODELO MULTIFÁSICO PARA EVALUAR LA
VARIACIÓN DE LA PRODUCCIÓN**



Mansarovar Energy Colombia Ltd.

**HERNÁN ALBEYRO FULA BOHÓRQUEZ
JAVIER ALEJANDRO RODRÍGUEZ NAVAS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2013

**ANÁLISIS DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE FLUIDOS DEL CAMPO
GIRASOL UTILIZANDO UN MODELO MULTIFÁSICO PARA EVALUAR LA
VARIACIÓN DE LA PRODUCCIÓN**

**HERNÁN ALBEYRO FULA BOHÓRQUEZ
JAVIER ALEJANDRO RODRÍGUEZ NAVAS**

**Trabajo de Grado Presentado como requisito para Optar al Título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

DIRECTOR

Msc. FERNANDO CALVETE

CO-DIRECTOR

ING. RONALD PONCE – Mansarovar Energy Colombia Ltd

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2013

DEDICATORIA

A Dios.

Por haberme permitido llegar hasta este punto y haberme dado salud para lograr mis objetivos, además de su infinita bondad y amor.

“Los momentos difíciles siempre harán parte de nuestras vidas, pero son los obstáculos los que nos permiten seguir adelante y saber que siempre habrá un mañana mejor”

Hoy quiero dedicarte mi Triunfo a mi madre María Margoth Navas por su preocupación, esfuerzo, y por el gran apoyo que siempre me ha brindado y enseñarme tantas cosas bonitas para ser una gran persona. Gracias por apoyarme y darme la oportunidad de alcanzar mis sueños. Eres la mejor mamá del mundo;; te quiero mucho

A mi Padre Francisco Javier, por cada consejo, y cada palabra de aliento en los momentos más difíciles, gracias por darnos esa fuerza y hoy gracias a Dios sentirte muy Orgulloso de este Título.

A mi hermano Gemelo Raul Fernando Rodriguez que más que ser un hermano ha sido mi mejor amigo, gracias por ser esa persona incondicional en todos los momentos.

A mi otro hermano Jose Anibal Oñate que se ganó ese título con el tiempo y lo va a ser por siempre, gracias por darme esa fortaleza en cada momento, Un abrazo.

A mi Tia Adorada Mariela Navas por siempre darme esa voz de aliento y ayudarme en tantos momentos difíciles.

A mi Tia Cecilia Rodriguez que me acompañó en todo el proceso de estudio en Bucaramanga, gracias por ser esa personita especial que se preocupaba por nuestro Bienestar “LO LOGRAMOS TIA”.

A Claudia Milena Velásquez por ser la persona que me brindó su amistad y apoyo en el proceso final de mi carrera, Gracias por darme esa luz para culminar esta Meta, porque en esos momentos donde más había oscuridad llegaste y me demostraste que la vida puede ser mejor.

A todas aquellas personas que de una u otra manera contribuyeron para hacer de este sueño una realidad

TABLA DE CONTENIDO

	Pág
INTRODUCCIÓN	20
1. EL SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE CRUDO	23
1.1 COMPONENTES DE UN SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE CRUDO	23
1.1.1 Múltiple de Producción	24
1.1.2 Líneas de Flujo.....	24
1.1.3 Sistema de válvulas.....	25
1.1.4 Medidores de presión	25
1.2 FACTORES IMPORTANTES PARA DEFINIR UN ESQUEMA DE RECOLECCIÓN	26
1.3 TIPOS DE ESQUEMAS DE RECOLECCIÓN DE CRUDO.....	27
1.3.1 Esquema No. 1.....	27
1.3.2 Esquema No. 2.....	27
1.3.3 Esquema No. 3.....	28
1.4 FLUJO MULTIFÁSICO	29
1.4.1 FUNDAMENTOS DEL FLUJO MULTIFÁSICO.....	31
1.4.1.1 Ecuación General de Energía.....	32
1.4.1.2 Pérdidas de Presión por Fricción.....	33
1.4.2 FLUJO DE LÍQUIDOS POR TUBERÍAS	37
1.4.2.1 Ecuación General de Pérdidas de Presión para Flujo de Líquidos	37
1.4.3 FLUJO DE GAS POR TUBERÍAS	39
1.4.3.1 Ecuación General de Pérdidas de Presión para flujo de Gas.	39
1.4.4 FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS Y PROBLEMAS ASOCIADOS CON LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS.....	40
1.4.5 VARIABLES QUE AFECTAN EL FLUJO MULTIFÁSICO	41
1.4.5.1 Tasa de Líquido. (q_L)	41
1.4.5.2 Relación Gas Líquido (GRL).....	41
1.4.5.3 Efecto del Corte de Agua (BSW)	41
1.4.5.4 Efecto del Diámetro de la Tubería (d)	42
1.4.5.5 El nivel de líquido o holdup.....	42
1.4.5.6 Nivel de Gas (H_g)	43

1.4.5.7 Nivel de Líquido No-Deslizante λ_L	43
1.4.5.8 Resbalamiento.....	44
1.4.5.9 Velocidades Superficiales.....	48
1.4.5.10 Velocidad Real.....	49
1.4.5.11 Densidad de la Mezcla de los Fluidos.....	50
1.4.5.12 Viscosidad de la Mezcla.....	51
1.4.5.13 Tensión Superficial de la Mezcla de Líquidos.....	52
2. GRADIENTES DE PRESIÓN EN EL FLUJO MULTIFÁSICO	53
2.1 PATRONES DE FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS.....	54
2.1.1 Importancia del Patrón de Flujo:.....	54
2.1.2 Factores que Afectan el Patrón de Flujo:.....	54
2.2 PATRONES DE FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS HORIZONTALES.....	55
2.2.1 Flujo Burbuja.....	55
2.2.2 Flujo Neblina.....	56
2.2.3 Flujo Tapón de Gas.....	56
2.2.4 Flujo Estratificado.....	56
2.2.5 Flujo Ondulante.....	57
2.2.6 Flujo Tapón de Líquido.....	57
2.2.7 Flujo Anular.....	58
2.3 CORRELACIONES EMPÍRICAS DE CAÍDA DE PRESIÓN.....	58
2.3.1 Correlación de Bertuzzi, Teky Poettman.....	58
2.3.2 Correlación de Baker. Baker.....	61
2.3.3 Correlación de Dukler.....	65
Caso I:.....	65
Caso II.....	68
2.3.4 Correlación de Eaton, Andrews, Knowelsy Brown, 1964.....	72
2.3.5 Correlación de Beggs & Brill.....	76
2.3.6 Poettmann & Carpenter.....	87
2.3.7 Fancher & Brown.....	87
2.3.8 Hagedorn & Brown.....	88
2.3.9 Duns & Ros.....	88
2.3.10 Orkiszewski.....	88
2.3.11 Dukler, Aga, Flanigan.....	89
2.3.12 Oliemans.....	89
2.3.13 HTFS Líquido Slip y Homogéneo.....	90

2.4	MODELO MECANISTICO.	90
2.4.1	Técnicas de modelación.	91
2.4.1.1	Modelo de flujo homogéneo.	91
2.4.1.2	Modelo de flujo separado.	92
2.4.2	Ansari et al.	92
2.4.3	Modelo Unificado de dos fases – TUFFP.	93
2.4.4	Xiao et al.	94
2.4.5	Tulsa.	94
2.5	VISCOSIDAD DE PETRÓLEO.	97
2.5.1	Correlaciones para el Cálculo de Viscosidad de Crudo Muerto.	98
2.5.1.1	Beggs Robinson (1975).	98
2.5.1.2	Glaso (1980).	99
2.5.1.3	Kartoatmodjo y Schmidt (1994).	100
2.5.1.4	Hossain y colaboradores (2005).	100
2.5.1.5	De Ghetto et al. AGIP. SPE 30316.	101
2.5.2	Correlaciones para el Cálculo de Viscosidad de Crudo Vivo (μ).	101
2.5.2.1	Standing (1981).	101
2.5.2.2	Beggs-Robinson (1975).	102
2.5.2.3	Hossain y colaboradores (2005).	102
2.5.2.4	De Ghetto et al. AGIP. SPE 30316.	102
3.	TRANSFERENCIA DE CALOR.	104
3.1.	PERFILES DE TEMPERATURA DE FLUIDOS EN TUBERÍAS.	104
3.1.1	Perfiles de temperatura en tubería horizontal con flujo multifásico.	106
3.2.	BALANCE DE ENERGÍA PARA DETERMINAR PERFILES DE TEMPERATURA EN FUNCIÓN DEL TIEMPO.	107
3.2.1.	Balance de energía para casos de estudio.	108
I.	Temperatura de pared y del fluido igual y funciones del tiempo.	108
II.	Temperatura de pared y del fluido diferentes, funciones del tiempo, sin acumulación en el sólido.	109
III.	Temperatura de pared y del fluido diferente, funciones del tiempo. Existe acumulación en el sólido.	111
3.3.	MECANISMOS DE TRANSFERENCIA DE CALOR.	112
3.3.1.	Conducción.	113
3.3.2.	Convección.	114
3.3.3.	Radiación.	115

3.4	FACTOR DE PÉRDIDA DE CALOR.....	118
3.4.1	Ecuación para flujo de calor (Pérdidas).....	118
3.4.2	Ecuación de Calor Total Transferido.....	118
4.	GENERALIDADES DEL CAMPO GIRASOL.....	119
4.1.	LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA.....	119
4.2.	RESEÑA HISTÓRICA DE CAMPO GIRASOL.....	120
4.3.	GEOLOGÍA GENERAL.....	122
4.3.1	Geología estructural.....	123
4.3.2	Estratigrafía.....	123
4.3.2.1	Grupo Chuspas – zona de aceite / agua salada (Oligoceno Indiferenciado).....	125
4.3.2.2	Formación Zorro - Zona De Agua Fresca (Mioceno Superior).....	130
4.3.2.3	Formación Diamante (Plio-Pleistoceno).....	131
4.4.	REVISIÓN GEOFÍSICA.....	131
4.4.1	Estructural.....	131
4.4.1.1	Falla de Cocorná.....	131
4.4.1.2	Falla de Girasol.....	132
4.5.	GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO.....	133
4.5.1	Generación y migración.....	133
4.7.	CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS.....	137
4.7.1.	Composición del gas asociado al crudo Girasol.....	138
4.7.2.	Productividad de pozos Girasol Comercial.....	139
4.7.5	Campos y pozos relacionados al área Girasol.....	140
4.8	ANÁLISIS DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE FLUIDOS DE CAMPO GIRASOL.....	141
4.8.1	Descripción del Proceso de Producción.....	141
4.8.2	Ciclo de Producción.....	142
4.8.3	Disposición General de un Clúster.....	143
4.8.4	Disposición General de un Clúster Especial.....	143
4.8.5	Disposición General de un Rack de Tubería.....	143
5.	METODOLOGÍA DE TRABAJO.....	145
5.1.	PRIMERA FASE (RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN Y ANÁLISIS).....	146
5.1.2	Caracterización de Fluidos.....	150
5.1.3	Bases de Datos.....	151
5.2.	SEGUNDA FASE (SUMINISTRO DE INFORMACIÓN AL SOFTWARE COMERCIAL).....	153
5.3.	FASE 3. (SENSIBILIDAD DE CORRELACIÓN DE FLUJO MULTIFÁSICO).....	159

□	Porcentaje de error promedio (E1).....	161
□	Porcentaje de error Promedio Absoluto (E2).....	161
□	Error Promedio (E4).....	161
□	Error Promedio Absoluto (E5).....	162
5.3.1	Análisis de Gráficade Correlaciones de Flujo y Resultados	162
5.4	ANÁLISIS DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN ACTUAL DE CAMPO GIRASOL.....	163
5.4.1	Análisis de presiones.....	163
5.5	ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN.....	169
5.5.1	Escenario 1: Temperatura Ambiente a 77 F.....	170
5.5.2	Escenario 2: Recubrimiento de la troncal principal de Girasol Básico.....	179
5.5.3	Escenario 3: Activación de punto caliente en la unión entre el clúster A y Clúster B y la troncal.....	182
5.5.4	Escenario 4: Activación de punto caliente en clúster A, y clúster I.....	186
5.5.5	Escenario 5: Activación de punto caliente en clúster F	189
5.5.6	Escenario 6:Activación de punto caliente en girasol básico en unión ramal de clúster G con troncal principal.....	192
5.5.7	Escenario 7: Activación de punto caliente en Girasol Norte luego de la mini batería AG.....	195
5.5.8	Escenario 8: Activación del Surge Tank	198
5.5.9	ESCENARIO 9. CAMBIO DE DIÁMETROS DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE CAMPO GIRASOL.....	202
6.	CONCLUSIONES.....	205
7.	RECOMENDACIONES	207
	BIBLIOGRAFÍA	208

LISTA DE FIGURAS

	Pág
Figura 1. Esquema de Recolección no. 1.	27
Figura 2. Esquema de Recolección no. 2.	28
Figura 3. Esquema de Recolección no. 3.	29
Figura 4. Diagrama Esquemático General del Flujo.	32
Figura 5. Diagrama de Moody.	35
Figura 6. Fracción de Vacío vs Velocidad Superficial del Gas a una Velocidad Superficial del Líquido Fija, para Flujo Horizontal.	47
Figura 7. Fracción de Vacío vs Velocidad Superficial del Gas a una Velocidad Superficial del Líquido Fija, para Flujo Ascendente a 30°.	48
Figura 8. Representación Gráfica del Flujo Burbuja.	55
Figura 9. Representación Gráfica del Flujo Neblina.	56
Figura 10. Representación Gráfica del Flujo Tapón de Gas.	56
Figura 11. Representación Gráfica del Flujo Estratificado.	57
Figura 12. Representación Gráfica del Flujo Ondulante.	57
Figura 13. Representación Gráfica del Flujo Tapón de Líquido.	57
Figura 14. Representación Gráfica del Flujo Anular.	58
Figura 15. Relación entre Factor de Fricción y Número de Reynolds	60
Figura 16. Correlación para el Patrón de Flujo de Baker.	64
Figura 17. Correlación del Colgamiento de Dukler.	70
Figura 18. Factores de Fricción de dos Fases de Dukler.	72
Figura 19. Datos de Colgamiento de Líquido para tuberías de 2" y 4" (por eaton).	75
Figura 20. Correlación del Factor de Pérdida de Energía (por eaton).	76
Figura 21. Mapa de patrón de flujo horizontal modificado.	77
Figura 22. Tabla de Patrones de Flujo. Tulsa	95
Figura 23. Relación de Viscosidad vs Presión de Yacimiento	97
Figura 24. Variación de la Viscosidad Cinemática con la Temperatura para Tipos de Crudo.	105
Figura 25. Variación de la Viscosidad Cinemática con la Temperatura para Tipos de Crudo.	105
Figura 26. Variación de Temperatura de un Fluido Hidrocarburo con Respecto a la Temperatura de Superficie de Tubería a Razón de un Tiempo de 12 horas.	110
Figura 27. Perfil de Temperaturas en Función del Tiempo para Diferentes Emisividades en Tuberías Horizontales.	112
Figura 28. Pérdidas de calor en Tubería sin Aislamiento 1	116
Figura 29. Pérdidas de Calor en Tubería sin Aislamiento 2	117

Figura 30. Localización Geográfica de los Campos.	119
Figura 31 y Figura 32. 31) Mapa de localización campo girasol. 32) Mapa Distribución Girasol Comercial y Norte. Pozos Productores y Clústeres.	120
Figura 33. Columna Estratigráfica Generalizada.	125
Figura 34. Interpretación Sísmica Línea Nare b 04-04.	132
Figura 35. Interpretación Sísmica Línea Nare b 04-02	133
Figura 36. Sección Estructural Cuenca del Valle Medio del Magdalena.	134
Figura 37. Metodología de Trabajo Campo Girasol	146
Figura 38. Ejemplo Esquema de Posición línea campo girasol	148
Figura 39. Mapa de Campo Girasol con Identificación de Diámetros.	149
Figura 40. Fuente, Suministro de Datos de Entrada.	154
Figura 41. Cuadro de Ingreso de Datos de Líneas.	155
Figura 42. Cuadro de Ingreso de Datos de Líneas, Transferencia de Calor.	156
Figura 43. Características de Fluido Sistema de Recolección	157
Figura 44. Selección de Correlaciones de Viscosidad.	158
Figura 45. Presiones en Clusters Reales vs Presiones en Clusters Simuladas	160
Figura 46. Girasol Norte, Troncal Principal.	164
Figura 47. Girasol Básico, Troncal Principal.	165
Figura 48. Ps-plot de Salida del Software Pipesim	166
Figura 49. Temperatura Ambiente del Sistema a 77°F	171
Figura 50. Perfil de Presiones a lo Largo de la Troncal Principal de Girasol Básico con Variación en t_{amb} de 95 °F a 77 °F.	172
Figura 51. Sensibilidad de Viscosidades Girasol Básico, Cambio de t_{amb} de 95°F a 77 °F	173
Figura 52. Sensibilidad de Temperaturas Girasol Básico, Cambio de t_{amb} de 95°F a 77 °f	174
Figura 53. Perfil de Presiones a lo Largo de la Troncal Principal de Girasol Norte con Variación en t_{amb} de 95 °F a 77 °F.	176
Figura 54. Sensibilidad de Viscosidades Girasol Norte, cambio de t_{amb} de 95°F a 77 °F	176
Figura 55. Sensibilidad de Temperaturas Girasol norte, Cambio de t_{amb} de 95°F a 77 °F	177
Figura 56. Perfil de Presiones a lo Largo de la Troncal Principal de Girasol Básico con Recubrimiento en Fibra de Vidrio y a 77 °F.	179
Figura 57. Sensibilidad de Viscosidades Girasol Básico Troncal Principal con Recubrimiento en Fibra de Vidrio y a 77 °F.	180
Figura 58. Sensibilidad de Temperaturas Girasol Básico Troncal Principal con Recubrimiento en Fibra de Vidrio y a 77 °F.	180
Figura 59. Posición de Punto Caliente A.	183

Figura 60.Perfil de Presiones a lo Largo de la Troncal Principal de Girasol Básico Punto Caliente en A.	184
Figura 61. Sensibilidad de Viscosidades Girasol Básico Troncal Principal con Punto Caliente en A.	184
Figura 62. Sensibilidad de Temperaturas Girasol Básico Troncal Principal con Punto Caliente en A.	185
Figura 63.Perfil de Presiones a lo Largo de la Troncal Principal de Girasol Básico Punto Caliente en A e I.	187
Figura 64.Perfil de Temperatura a lo Largo de la Troncal Principal de Girasol Básico Punto Caliente en A e I.	187
Figura 65.Perfil de viscosidad a lo largo de la troncal principal de girasol básico punto caliente en A e I.	188
Figura 66.Perfil de Presiones a lo Largo de la Troncal Principal de Girasol Básico Punto Caliente en F.	190
Figura 67.Perfil de Temperatura a lo Largo de la Troncal Principal de Girasol Básico Punto Caliente en F.	190
Figura 68.Perfil de Viscosidad a lo Largo de la Troncal Principal de Girasol Básico Punto Caliente en F.	191
Figura 69.Perfil de Presiones en la Troncal Principal de Girasol Básico con Activación de Punto caliente en union ramal cluster G y t_{amb} de 77 °F.	193
Figura 70. Sensibilidad de Viscosidades Troncal Principal Girasol Básico con Activación de Punto Caliente en Unión Ramal Cluster G y t_{amb} de 77 °F.	193
Figura 71. Sensibilidad de Temperaturas Troncal Principal Girasol Básico con Activación de Punto Caliente en unión ramal cluster G y t_{amb} de 77 °F.	194
Figura 72.Perfil de Presiones en la Troncal Principal de Girasol Norte con Activación de Punto Caliente en AG y t_{amb} de 77 °F.	196
Figura 73. Sensibilidad de Viscosidades Troncal Principal Girasol Norte con Activación de Punto Caliente en AG y t_{amb} de 77 °F.	196
Figura 74. Sensibilidad de Temperatura Troncal Principal Girasol Norte con Activación de Punto Caliente en AG y t_{amb} de 77 °F.	197
Figura 75.Perfil de Presiones a lo Largo de la Troncal Principal de Girasol Básico con la Puesta en Marcha del Surge Tank.	200
Figura 76.Perfil de Presiones a lo Largo de la Troncal Principal de Girasol Norte con la Puesta en Marcha del Surge Tank.	201

Figura 77. Sensibilización de Presión Girasol Básico - Cambio de Diámetros Troncal Principal a t_{amb} 95 °F. 203

Figura 78. Sensibilización de Presión Girasol Básico - Cambio de Diámetros Troncal Principal a t_{amb} 77 °F. 204

LISTA DE TABLAS

Pág

Tabla 1.valores comunes de rugosidad.	34
Tabla 2.valores comunes de eficiencia de flujo.	40
Tabla 3. coeficientes de la ecuación 1.20 para diferentes patrones y direcciones de flujo.	47
Tabla 4. límites para los patrones de flujo según beggs & brill.	81
Tabla 5. coeficientes para determinar el colgamiento según el patrón de flujo.....	82
Tabla 6. criterios en el desarrollo de las correlaciones de flujo multifásico vertical.....	86
Tabla 7. tabla de modelos mecánicos y correlaciones empíricas – hysys	96
Tabla 8. tabla de rango de aplicabilidad correlacion beggs and robinson j.r	98
Tabla 9. tabla de rango de aplicabilidad correlación beal. c. y de glaso. o.....	99
Tabla 10. rango de aplicabilidad correlación kartoarmodjo, t. y schmidt	100
Tabla 11. características fisicoquímicas del crudo girasol.	137
Tabla 12. cromatografía del gas anular asociado al crudo girasol	138
Tabla 13. parámetros requeridos clúster.....	153
Tabla 14. tabla de parámetros estadísticos.....	162
Tabla 15. resultados de sistema actual caídas de presión representativas.....	167
Tabla 16. resultados de sistema actual caídas de presión representativas 2.....	168
Tabla 17. resultados presión de clúster girasol básico al cambiar la temperatura ambiente a 77 °f	175
Tabla 18. resultados presión de clúster girasol norte al cambiar la temperatura ambiente a 77 °f	178
Tabla 19. resultados presión de clúster girasol básico al recubrir la troncal principal con fibra de vidrio y a 77 °f.....	181
Tabla 20. resultados presión de clúster girasol básico punto caliente y condiciones de 77 °f.....	186
Tabla 21. resultados presión de clúster girasol básico punto caliente en cluster a, cluster i con condiciones de 77 °f.	189
Tabla 22. resultados presión de clúster girasol básico punto caliente en cluster f con condiciones de 77 °f.....	192
Tabla 23. resultados presión de clúster girasol básico al activar punto caliente en unión ramal cluster g con troncal principal.....	194
Tabla 24. resultados presión de clúster girasol norte al activar punto caliente en ag	197
Tabla 25.resultados presión de clúster girasol básico al activar surge tank.	200
Tabla 26. resultados presión de clúster girasol norte al activar s. tank.	201
Tabla 27. cambio de diámetros troncal principal girasol básico	203

RESUMEN

TÍTULO

ANÁLISIS DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN DEL CAMPO GIRASOL UTILIZANDO UN MODELO MULTIFÁSICO PARA EVALUAR LA VARIACIÓN DE PRODUCCIÓN¹.

AUTORES:

JAVIER ALEJANDRO RODRIGUEZ NAVAS**

HERNAN ALBEYRO FULA BOHORQUEZ**

PALABRAS CLAVES: Flujo multifásico, transporte, crudo pesado, producción, composición del crudo, tubería, viscosidad, caída de presión.

DESCRIPCION

El transporte de fluidos multifásico durante la explotación y producción de un campo Petrolero como Campo Girasol se ve influenciado directamente por su composición; manejar crudos pesados conlleva múltiples inconvenientes que se presentan desde que el crudo es extraído del espacio poroso de la formación hasta que es craqueado y separado en una refinería final. Son múltiples las variables involucradas en el fenómeno de variación de la producción, realizando una búsqueda en la literatura y en experiencias de campo adquiridas mundialmente al trabajar con crudos pesados, se identifican eficazmente las más importantes. Los cambios en valores de presión en los sistemas de recolección es quizás un buen indicador de falla en el transporte del fluido multifásico, conocer las caídas de presión es importante para identificar complicaciones y posibles problemas en toda la red de tubería de producción. El crudo pesado (11,5 °API) pierde movilidad en la tubería del sistema de recolección a medida que lo recorre, perdiendo energía debido a la fricción que ejerce con la tubería, siendo esto íntimamente ligado a la transferencia de calor con el medio ambiente.

En tramos cortos el fluido multifásico puede perder hasta 60 °F, lo cual aumenta considerablemente su viscosidad, perdiendo velocidad y creando un fenómeno de llenado de tubería relacionado con correlaciones de flujo. El resbalamiento entre fases gracias a cambios en la velocidad del fluido representa un serio inconveniente creándose baches de flujo que permiten una fiscalización no estable del crudo producido. Aprovechar la energía producida en campo, específicamente el vapor utilizado para inyección cíclica de vapor es una viabilidad operacional al inyectarse en el sistema de recolección. Gracias a este trabajo se demostró que es necesario continuar con la práctica para estabilizar las pérdidas de temperatura, las presiones del sistema y por ende la producción.

¹Trabajo de grado

**Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director MSc. Fernando Calvete

ABSTRACT

TITLE

COLLECTION SYSTEM ANALYSIS OF SUNFLOWER FIELD USING A MULTI-MODEL TO EVALUATE THE PRODUCTIONS VARIATION²

AUTHORS

JAVIER ALEJANDRO RODRIGUEZ NAVAS**
HERNAN ALBEYRO FULA BOHORQUEZ**

KEYWORDS: Multiphase flow, transport, heavy oil production, oil composition, pipe, viscosity, pressure drop.

DESCRIPTION

The multiphase fluid transport during the development and production of an oil field as Sunflower Field is influenced directly by its composition handle heavy oil involves multiple disadvantages that arise from that oil is extracted from the pore space of the reservoir formation until is cracked and separated at a refinery final. There are many variables involved in the phenomenon of variation in production, making a thorough search of the literature and field experience acquired globally by working with heavy oil, can effectively identify the most important and influential. Changes in pressure values in collection systems is perhaps a good indicator of failure in multiphase fluid transport, knowing the pressure drop is critical to identify potential complications and problems throughout the network of tubing. Heavy oil (11.5 ° API) loses mobility in the collection piping system as it travels, losing energy due to friction exerted by the pipe, this being closely linked to the transfer of heat to the environment.

In short lengths multiphase fluid loss reaches up to 60 ° F, which greatly increases its viscosity, slowing down and creating a fill pipe phenomenon related to flow correlations. The slippage between phases due to changes in fluid velocity represents a serious drawback of creating bumps flow control allowing stable oil not produced. Harnessing the energy produced in the field, specifically the steam used for cyclic steam injection is an operational viability when injected into the collection system. Thanks to this work we showed that it is necessary to continue the practice to stabilize the temperature losses, system pressures and therefore production.

²Degree Project

** Faculty of Physicochemical Engineering. Petroleum Engineering School. Director:
MSc. Fernando Calvete

INTRODUCCIÓN

Para toda empresa operadora de un campo petrolero es de gran importancia maximizar la producción en cada uno de sus pozos, siendo esto nada sencillo y todo un reto debido al sin número de variables que están presentes y afectan la caída de la tasa de producción diariamente. Los procesos de producción de crudo pesado incluyen diversos factores que determinan la estabilidad de la producción y en muchos casos no se puede identificar exactamente el factor que más afecta, por esta razón al personal del área de Operaciones y Producción de Campo Girasol le resulta atractivo realizar un análisis de su sistema de recolección de fluidos, iniciando con el desarrollo y apoyo a este proyecto que permitirá obtener una base coadyuvante para la toma de decisiones, para estudios posteriores en busca de mejoramiento y para lograr cumplir con los objetivos planteados por las directivas de la empresa.

Teniendo en cuenta lo anterior, se plantea realizar un análisis del sistema de recolección de fluidos que permita establecer las variables involucradas en las oscilaciones concurrentes actualmente de la producción del campo Girasol y luego de un respectivo análisis de los datos obtenidos mediante la simulación de todos los procesos de flujo dentro del sistema, estar en capacidad de generar recomendaciones que abran campo a estudios de factibilidad posteriores a este proyecto y que permitan mejorar las condiciones técnicas y operacionales para de esa manera aumentar la producción del Campo y cumplir con las metas a alcanzar por Mansarovar Energy.

Conociendo la situación que se presenta en campo, otro punto de enfoque de este proyecto es la interpretación de los datos que se tienen actualmente de los procesos de recolección de fluidos del Campo, mediante la simulación del historial de producción y de presiones utilizándose correlaciones que se ajusten apropiadamente al flujo multifásico presente y que permita reconocer, ubicar y solucionar los problemas que inciden en la variación de la producción. Ya con el ajuste de historia hecho y con el problema

identificado, se procederá a variar propiedades del flujo y de los equipos, para de esta manera generar recomendaciones que permitan al operador del campo tomar decisiones que conlleven a optimizar los sistemas de facilidades y por ende, aumentar la producción.

También, luego de una búsqueda exhaustiva por medios físicos y electrónicos en bases de datos, libros, publicaciones y documentos técnicos, a nivel local, e incluso a nivel mundial, es poco lo que se puede encontrar explícitamente acerca de flujo multifásico y crudos pesados en cuanto a los sistemas de recolección utilizados en campo, al comportamiento de las variables involucradas en el proceso de flujo y a los problemas operacionales y de producción que conlleve la explotación de crudos con gravedades API bajas; por lo tanto esta tesis contendrá un análisis de los principios físicos que se ven involucrados en los procesos de transporte de este tipo de fluidos hidrocarburos.

De igual manera cabe mencionar que algunos de los resultados y conclusiones que se generarán con la realización del proyecto serán tenidos en cuenta por el personal de la empresa Mansarovar en cuanto a la toma de decisiones que se puedan llevar a cabo para realizar una optimización del sistema de recolección de fluidos, lo cual, evidenciará la aplicación práctica del mismo.

Para la presentación de este proyecto de grado se organizó la información en 6 capítulos de manera conceptual. En el primer capítulo de esta tesis se hace una descripción teórica de los esquemas típicos de sistemas de recolección utilizados en un campo petrolero, se representan los principios básicos del flujo multifásico y las variables que intervienen en la descripción de los fenómenos de transporte de fluidos por medio de tubería.

El segundo capítulo está destinado a la visualización teórica del comportamiento de los fluidos de acuerdo a regímenes de flujo, a las correlaciones empíricas de pérdidas de presión y a las que incorporan el comportamiento de la viscosidad de la mezcla. El tercer capítulo muestra la manera en que se representan y describen las pérdidas de energía en forma de calor a lo largo de tuberías durante el flujo de fluidos de producción. En el cuarto capítulo se hace referencia a las características propias del campo y se describen las

principales consideraciones geofísicas generales, además que se identifican los procesos de producción que se llevan a cabo en Campo Girasol.

El quinto capítulo es el desarrollo del proyecto, en donde se plasma la manera en que se aborda el análisis del sistema, la recopilación de datos, organización y montaje al software Pipesim. Al obtenerse los resultados arrojados por el simulador, se procede a describir el comportamiento actual del campo, identificando en el sistema de recolección general las principales incidencias en la producción que se permiten evaluar. Luego como se propuso en los objetivos planteados, se procede a simular diversas situaciones de flujo que pueden ser aplicadas o que se presentan actualmente de alguna manera operativa en campo y que permiten reconocer por el personal de producción las variaciones de las condiciones del flujo, dando como resultados algunas soluciones positivas o detallados problemas que pueden ser corregidos con la implementación de diferentes tecnologías.

1. EL SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE CRUDO

En un campo petrolero, los sistemas de recolección están presentes en el conjunto de tuberías, equipos e instalaciones necesarias para movilizar el petróleo crudo y el gas producido desde el cabezal del pozo hasta el sistema de tratamiento. Para poder conducir, controlar, registrar, manejar y fiscalizar la llegada de los diferentes fluidos que se producen en un campo, es necesario instalar una serie de subsistemas, válvulas y controles en diferentes posiciones estratégicas del sistema de recolección.

En superficie cada pozo cuenta con una línea de flujo que conduce los fluidos producidos hasta un sistema de separación (recipiente) de líquido-gas y de este recipiente (separador), se desprenden los diferentes flujos (gas, aceite y agua) hacia otros procesos y tratamiento.

El sistema de recolección hace parte del complejo Sistema de Producción de hidrocarburos.

1.1 COMPONENTES DE UN SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE CRUDO³

Las facilidades de Producción comprenden los procesos, equipos y materiales requeridos en superficie para la recolección, separación y tratamiento de fluidos, así como la caracterización y medición de cada una de las corrientes provenientes de los pozos productores, bien sea crudo, gas o agua e impurezas. El sistema de recolección es la parte más importante porque es la fuente de custodia y el comienzo de procesos de gran impacto para el mayor aprovechamiento de fluido.

³LOPEZ, ERWIN. PARRA, SERGIO (2007). Definición de Estándares Operativos para Cabezales de Pozos y Sistemas de Recolección de Superficie.

1.1.1 Múltiple de Producción. Más comúnmente llamado “Manifold de Producción” por su nombre en inglés, consiste básicamente de una serie de facilidades y válvulas que permiten recibir y controlar adecuadamente la producción de los diferentes pozos que conforman un campo petrolero. En el manifold se tiene el punto de llegada de los fluidos desde los pozos, siendo un punto de distribución dependiendo del número de pozos afluentes alineados en dicho manifold.

1.1.2 Líneas de Flujo. Hacen referencia a las tuberías por las cuales se van a transportar los fluidos producidos, desde la cabeza del pozo, hasta el manifold o múltiple de llegada del crudo a las estaciones de recolección y tratamiento que se hayan establecido para este fin. Las tuberías de producción o líneas de flujo se clasifican de acuerdo a parámetros básicos como espesor de pared, tamaño nominal y rangos de trabajo para aplicaciones específicas.

Para los sistemas de recolección son usados comúnmente dos tipos de tubería principalmente: líneas de flujo o de disparo y líneas troncales. Las primeras llevan el petróleo de cabeza de pozo a la batería y los tamaños dependen de las tasas de producción diaria de cada pozo; en Colombia los tamaños más comunes son de dos pulgadas (2”) tres pulgadas (3”) y cuatro pulgadas (4”) de diámetro nominal.

Las líneas troncales transportan el crudo de una o de varias estaciones de recolección hasta alguna planta deshidratadora o alguna estación central. Para tuberías tróncales los diámetros más usados en Colombia son de cuatro pulgadas (4”) seis pulgadas (6”) y ocho pulgadas (8”) de diámetro nominal.

Esencialmente una línea de flujo es un oleoducto, sin embargo debido a su corta longitud y a su número limitado de tamaños comúnmente usados, se prefiere seguir un sistema más simplificado de fácil diseño y lo suficientemente preciso. Las especificaciones de las tuberías utilizadas en las líneas de flujo o de disparo de los pozos se encuentran en libros o “Handbooks” especializados.

Para la representación gráfica de las líneas de flujo, se denotan por líneas sólidas y en el caso de tener algún tipo de recubrimiento especial, se tendrá que especificar. Las tuberías presentes en cualquier tipo de diagrama representativo, deberán contar con la siguiente información de identificación:

- Número de la línea.
- Diámetro nominal y espesor (o Schedule).
- Comienzo y final.
- Presión y temperatura de diseño.
- Corrosión específica permisible.
- Acondicionamiento o requerimiento de protección del proceso.
- Espesor y tipo del aislante.
- Presión de prueba (hidrostática o neumática).
- Rango de flexibilidad de la tubería (esto es la temperatura máxima o mínima de operación).

1.1.3 Sistema de válvulas. Las válvulas son dispositivos mecánicos que permiten iniciar, detener o regular la circulación de un fluido a través de una línea o tubería. Utilizan piezas móviles que obstruyen la circulación normal del fluido, pueden obstruir la línea parcialmente o totalmente según sean los requerimientos necesarios. Existen diferentes tipos de válvulas en el mercado, dentro de las facilidades de superficie es común encontrar válvulas manuales o tipo check.

1.1.4 Medidores de presión . La mayoría de los dispositivos utilizados en la medición de la presión, en realidad miden la diferencia de presión entre la presión absoluta y la presión atmosférica, tal diferencia se denomina presión manométrica.

Los medidores de presión más utilizados en las facilidades de superficie son los manómetros tipo Bourdon, debido a su sencillez, bajo precio y eficacia. Como estos

equipos se usan en cualquier parte del sistema que componen las facilidades de superficie, son útiles para monitorear los diferentes procesos cuando la variable presión es de vital importancia; además como medio de alerta para prevenir daños a los equipos y evitar desastres u accidentes a terceros.

1.2 FACTORES IMPORTANTES PARA DEFINIR UN ESQUEMA DE RECOLECCIÓN

Los esquemas de recolección hacen referencia a la forma en que se van a disponer las diferentes líneas de flujo provenientes de los pozos, para centralizar la producción de fluidos en un solo punto que se denomina “Batería”, esto se hace con el fin de recolectar, separar, tratar, fiscalizar y bombear los fluidos comerciales que se produzcan en el campo.

En cierto grado el número de baterías a utilizar en un campo gobiernan la configuración del esquema de recolección, para ello se definen algunos factores que afectan la ubicación de las baterías y por ende el esquema de recolección a utilizar:

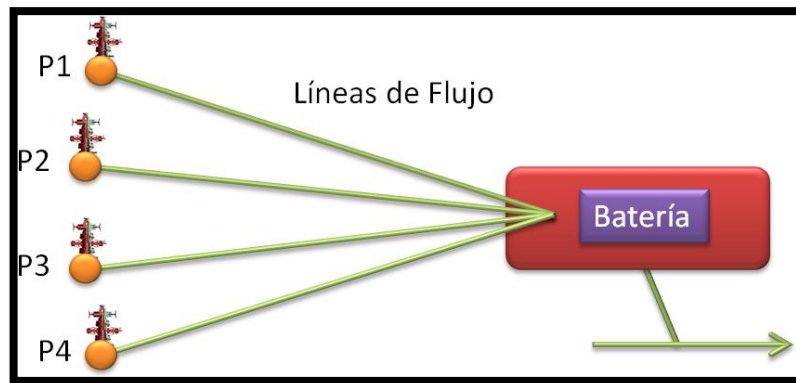
- Condiciones del terreno, topografía y estudio de suelos.
- Aproximación o cercanías a los pozos actuales y a los se prevean en el futuro, con el fin de evitar pérdidas innecesarias de presión de los pozos.
- Facilidades de acceso, costo de transporte y equipos, materiales, servicios y personal.
- Disponibilidad de agua para lavado, limpieza, sistema contra- incendios, agua de enfriamiento y agua potable.
- Facilidad de eliminación de desechos, evitando la contaminación ambiental.
- Disponibilidad de combustible y energía eléctrica.
- Datos climatológicos: condiciones severas de viento, inundaciones, tempestades.
- Lejanía a centros residenciales, rurales y urbanos.
- Fuentes de energía: eléctrica o generación con gas y combustibles propios.

1.3 TIPOS DE ESQUEMAS DE RECOLECCIÓN DE CRUDO

Conociendo las recomendaciones para una selección del sitio de ubicación en un campo de extracción de hidrocarburos de las baterías de producción, se definen los posibles esquemas de recolección que se pueden encontrar en el diseño de las facilidades de superficie para un campo:

1.3.1 Esquema No. 1. En este sistema de recolección, cada pozo posee una línea independiente que arranca desde su cabezal hasta el múltiple de entrada en la batería. Por ésta línea se produce y se prueba el pozo, para lograr esto en el múltiple de entrada se establece un juego de válvulas para colocar en servicio el pozo para producción general o para prueba. En la figura 1 se puede observar que este esquema de recolección es el más común en campos maduros colombianos en donde se adaptaron a éste desde su inicio.

Figura 1. Esquema de Recolección No. 1.



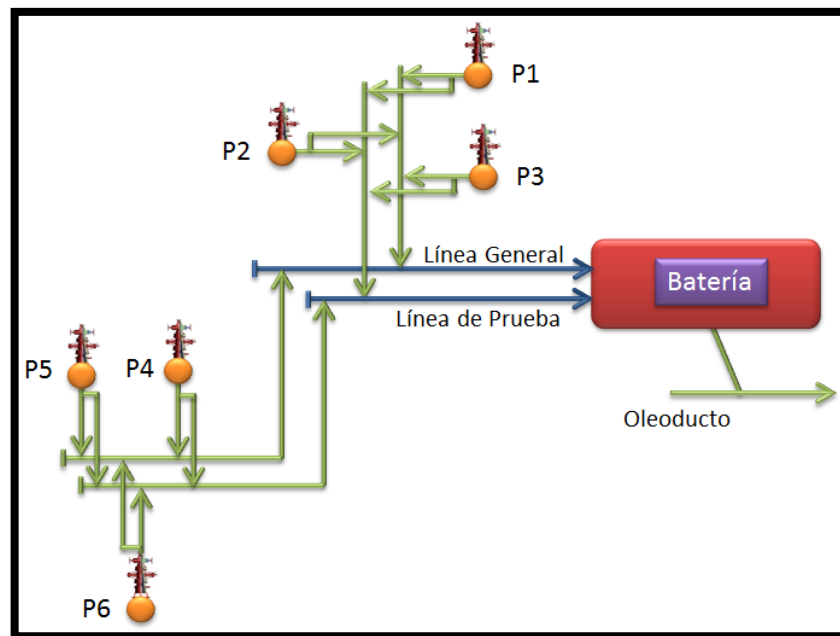
Fuente: Modificado de Ecopetrol S.A. 2012

1.3.2 Esquema No. 2. Para la configuración de éste sistema de recolección se usan dos líneas principales: una línea de recolección general, a la que cada pozo se conecta y recorre gran parte del campo hasta llegar a la batería de recolección (o de producción). La línea de prueba es instalada de forma adicional siendo la encargada de llevar hasta un

punto de medición (batería) la producción de un pozo específico para ser probado, como se puede observar en la figura 2.

Para controlar la producción del pozo al entrar a la línea general y de prueba se instala un manifold, donde la línea del pozo se desvía por medio o a través de la manipulación de algunas válvulas de compuerta que se abren o cierran de acuerdo al servicio en que se coloque el pozo; adicionalmente se instala un cheque (válvula de restricción del flujo en reversa) en la línea del pozo para evitar el flujo hacia el cabezal.

Figura 2. Esquema de Recolección No. 2.

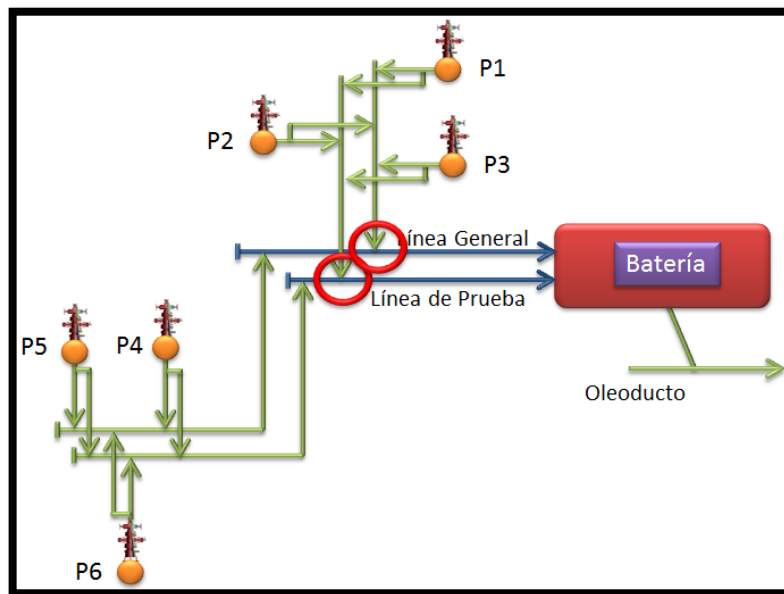


Fuente: Modificado de: Ecopetrol S.A. 2012

1.3.3 Esquema No. 3. En esta configuración se utilizan múltiples líneas de recolección general y de prueba para así encontrar una optimización de la producción del campo, cada pozo se conecta a un subsistema que consiste en una esquema 2 y este subsistema se une a las líneas de entrada (tanto general y de prueba) a la tubería por medio de "nodos". En la figura 3 los nodos se resaltan por medio de un círculo sombreado y claramente se diferencia las redes de recolección para producción general y de prueba.

Cuando se está diseñando un sistema de recolección de crudo se deben tener en cuenta algunas variables importantes, tales como la distancia existente entre los pozos y tubería de producción, el número de baterías requeridas, etc. En estas situaciones se debe aprovechar al máximo el flujo por gravedad, lo cual ayuda a obtener menores caídas de presión dentro del sistema y por ende una mínima pérdida de producción.

Figura 3. Esquema de Recolección No. 3.



Fuente: Modificado de: Ecopetrol S.A.

En general los sistemas de recolección de crudo pueden ser sencillos o múltiples, esto depende en qué forma se va a manejar un tipo de crudo, o en algunos casos variedades de crudo. Por ejemplo en un campo pueden producirse aceites de diferentes gravedades API o con diferentes tipos de emulsión, sedimentos o sal; lo cual se aconseja recogerlos y tratarlos de manera separada por conveniencia y economía.

1.4 FLUJO MULTIFÁSICO

El flujo multifásico en tuberías es definido en la literatura como el movimiento concurrente de fluidos (líquidos y gas) y que pueden existir dentro de las tuberías en una mezcla

homogénea, en baches de líquido con gas empujándolo, o pueden ir viajando paralelamente uno con otro, entre otras combinaciones que se pueden presentar. La existencia del flujo multifásico tiene problemas asociados con el transporte o tratamiento del mismo. Se han reconocido desde 1797 y desde entonces han sido presentadas numerosas correlaciones y ecuaciones para el flujo multifásico en tuberías verticales y horizontales; sin embargo, las contribuciones más significativas fueron hechas a partir de 1945.

La aplicación de las correlaciones de flujo multifásico para predecir las pérdidas de presión en los ductos de producción de superficie es extremadamente importante en la industria del petróleo. Para cada caída de presión se requiere calcular las propiedades de los fluidos y su influencia en la determinación de un modelo que represente el comportamiento de flujo de un sistema de producción petrolero.

El flujo multifásico involucra un gran número de variables, entre las cuales se encuentran los gastos de flujo, las propiedades físicas, los diámetros y ángulos de inclinación de las tuberías. El problema se complica a causa de la presencia de muchos procesos como el deslizamiento entre fases, los patrones de flujo, el movimiento en la interfase del gas-líquido y la posible transferencia de calor y masa. Algunas de las aplicaciones más importantes del cálculo de las caídas de presión en las tuberías son:

- Minimizar las pérdidas de energía en el flujo de fluidos del pozo a la superficie.
- Determinar el diámetro apropiado de la tubería de producción.
- Determinar el diámetro y longitud adecuados de la tubería horizontal que transporta los fluidos de la cabeza del pozo a la batería de separación.
- Obtener el diseño apropiado de las instalaciones del sistema artificial de producción.

En la industria petrolera determinar las características del flujo multifásico en tuberías es de gran ayuda para el Ingeniero de Petróleos, ya que podrían suceder accidentes, pérdidas económicas o problemas múltiples asociados a un mal cálculo que se adopte en el sistema. El objetivo del análisis del sistema es enfocarse en las variables que afectan el

flujo multifásico en tuberías, para de esa manera conocer la manera en que se ve afectado el sistema de flujo por la variación de alguna de ellas, convirtiéndose en punto de vital importancia el determinar las propiedades de los fluidos dentro de las mismas y contextualizar información sobre las correlaciones más usadas para el cálculo de las caídas de presión en tuberías verticales, horizontales e inclinadas así como el flujo por estranguladores.

1.4.1 FUNDAMENTOS DEL FLUJO MULTIFÁSICO⁴.

En las tuberías, el flujo de gas y líquido ocurre frecuentemente y la precisión del cálculo de la caída de presión es muy importante en la industria del petróleo. Las mezclas de gas y líquido son transportadas a grandes distancias lo que ocasiona caídas de presión que influyen en el diseño del sistema.

Las caídas de presión en el flujo multifásico son diferentes a las de una sola fase, ya que en la mayoría de los casos existe una interfase, el gas se desliza dejando atrás el líquido lo que ocasiona superficies de diferentes tipos de rigidez, dependiendo del patrón de flujo. Cada fase fluye a través de un área más pequeña, provocando grandes caídas de presión comparado con el flujo en una sola fase.

Existen varias ecuaciones importantes que intervienen en el proceso dinámico de flujo multifásico y parámetros para el modelamiento donde las estructuras del flujo son clasificadas en regímenes de flujo, que de las características precisas depende el número de parámetros. La distribución de la fase de fluido en espacio y tiempo, difiere por los variados regímenes de flujo, y usualmente no están bajo el control del diseñador u operador.

⁴MONCADA, ANDERSSON. GUERRERO, DIANA (2012). Evaluación de la Caída de Presión para Sistema de Flujo Bifásico (Líquido – Gas) en Tuberías Verticales.

1.4.1.1 Ecuación General de Energía.

Ésta ecuación se logra al analizar un sistema aislado de tubería y aplicando los conceptos básicos de la ley de la conservación de la energía, obteniéndose:

$$\frac{dP}{dL} = \rho \frac{g \cdot \Delta h}{g_c \cdot \Delta L} + \rho \frac{\Delta v^2}{2 \cdot g_c \cdot \Delta L} + \rho \frac{\Delta W_f}{\Delta L} \quad (1.1)$$

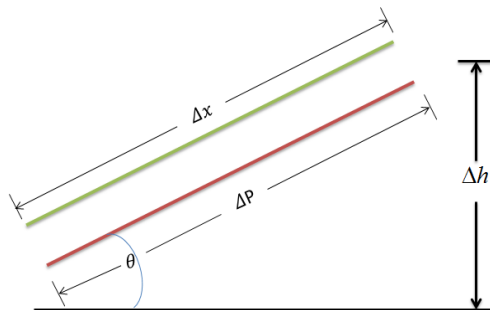
A ésta ecuación se le acostumbra escribir regularmente como:

$$\frac{dP}{dL_{total}} = \frac{dP}{dL_{elev.}} + \frac{dP}{dL_{acel.}} + \frac{dP}{dL_{fricción}} \quad (1.2)$$

La anterior expresión se utiliza para describir de manera general el flujo de fluidos en tuberías para cualquier fluido (monofásico o multifásico), y para cualquier ángulo (flujo ascendente y descendente).

Si se toman las pérdidas de presión (ΔP) como consecuencia de la distancia (ΔL), se podrá escribir la ecuación⁵ y sus unidades estarán en términos del gradiente de presión comúnmente usado en unidades de psi/pie.

Figura 4. Diagrama Esquemático General del Flujo.



Fuente: Multiphase Flow in Wells, James P Brill, 1999.

⁵Ver la deducción de la ecuación de gradiente de presión en: Multiphase flow in Wells, James P Brill, 1999. Sección 3, Pag (7-8)

La componente de elevación es tomada sólo sobre la distancia vertical, la fricción y aceleración toman la longitud completa.

El componente de elevación para flujo vertical o inclinado es por mucho el más importante de los tres componentes, ya que para flujo vertical, contribuye generalmente en más del 80% de las pérdidas totales, y puede abarcar un rango de 70 a 98%. Es también el más difícil para evaluar adecuadamente, debido a que muchas variables tienen efecto sobre él.

1.4.1.2 Pérdidas de Presión por Fricción

a) El Factor de Fricción:

El valor del factor de fricción (f), es función de la rugosidad de la tubería (ε) y el número de Reynolds (N_{Re}), esto es:

$$f = f(\varepsilon, N_{Re})$$

El número de Reynolds adimensional se define como:

$$N_{Re} = \frac{d.v.\rho}{\mu} \quad (1.3)$$

b) Rugosidad (ε):

La rugosidad de una tubería, es una característica de su superficie, la cual está constituida por pliegues o crestas unidas, formando una superficie homogéneamente distribuida y depende del tipo de material que se emplee en la construcción.

Actualmente se admite que la rugosidad puede expresarse por la altura media (ε) de dichos pliegues, al considerar las características de flujo.

Los valores más comúnmente empleados en la industria son:

Tabla 1.Valores Comunes de Rugosidad.

TUBERÍA	ϵ (in)
Estriada	0.00006
Prod. o Perf.	0.0006
Escurrimiento	0.0007
Galvanizada	0.006
Fiber Glass	0.0003

Fuente: TORRE,JUAN. TRAUWVITZ EDGAR . Flujo Multifásico en Tuberías. México, 2008.Universidad Autónoma de México.

Para calcular el valor de f , es necesario determinar el régimen de flujo.

$$\text{Flujo laminar} = N_{Re} < 2300$$

$$\text{Flujo turbulento} = N_{Re} > 3100$$

Para flujo laminar de una sola fase, el factor de fricción depende exclusivamente del número de Reynolds⁶ y está dado por:

$$f = \frac{64}{N_{Re}} \quad (1.4)$$

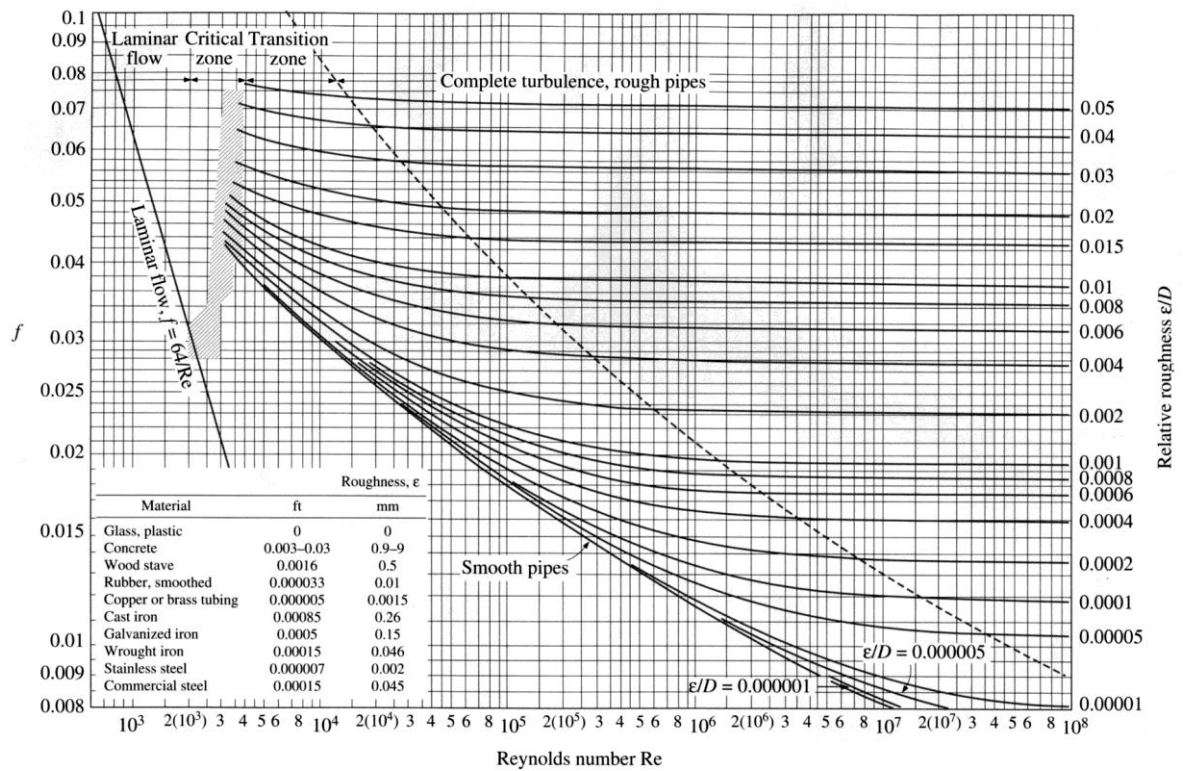
Para flujo turbulento ($N_{Re} > 3100$), el factor de fricción está dado por la ecuación de Colebrook & White:

$$f = \left[-2 \cdot \log \left(\frac{\epsilon}{3.71 \cdot d} + \frac{2.514}{\sqrt{f \cdot N_{Re}}} \right) \right]^{-2} \quad (1.5)$$

⁶ Ver ejemplo de cálculo de factor de fricción con número de Reynolds en: Petroleum Productions Systems, Michael J. Economides, 1994. Pag (142-143)

Se observa que para calcular f , en este caso, se requiere de un proceso iterativo. Basándose en la ecuación anterior, Moody preparó un diagrama para determinar el factor de fricción en tuberías de rugosidad comercial.

Figura 5. Diagrama de Moody.



Fuente: L.F. Moody, Trans. ASME, vol. 66, 1994.

En la figura 5 se puede notar lo siguiente:

- Para $N_{Re} < 2300$ (flujo laminar), f depende exclusivamente del número de Reynolds.
- A partir de $N_{Re} = 3100$ se inicia la zona de transición. Dentro de ésta, f depende tanto de N_{Re} como de ϵ/d (rugosidad relativa).

- La zona francamente turbulenta se inicia a diferentes valores de N_{Re} , dependiendo del valor de ε/d . En esta zona f es independiente de N_{Re} y varía únicamente con la rugosidad relativa. El valor de f puede obtenerse, para flujo turbulento, con:

$$f = \left[-2 \cdot \log \left(\frac{\varepsilon}{3.71 \cdot d} \right) \right]^{-2} \quad (1.6)$$

c) Ecuación de Darcy:

Darcy, Weisbach y otros en 1857, dedujeron experimentalmente la siguiente ecuación, expresada en unidades consistentes:

$$\left(\frac{dP}{dL} \right)_f = \frac{f \cdot \rho \cdot v^2}{2g_c \cdot \Delta L \cdot d} \quad (1.7)$$

d) Ecuación de Fanning:

Ésta ecuación es similar a la de Darcy y fue establecida posteriormente por Fanning, quien obtuvo valores de (f) cuatro veces menores que los hallados con la ecuación de Darcy. Esta diferencia se debe al uso del radio hidráulico en lugar del diámetro de la tubería al formularse la correlación.

La ecuación establecida por Fanning es:

$$\left(\frac{dP}{dL} \right)_f = \frac{f \cdot \rho \cdot v^2}{2g_c \cdot r_h} \quad r_h = \frac{\left(\frac{\pi \cdot d^4}{4} \right)}{\pi \cdot d} = \frac{d}{4} \quad (1.8)$$

1.4.2 FLUJO DE LÍQUIDOS POR TUBERÍAS.

Antes de profundizar en el desarrollo de las ecuaciones y demás correlaciones que describen el flujo multifásico y para un mayor entendimiento, se hace necesario para efectos de ésta tesis, el describir las ecuaciones fundamentales que describen el comportamiento de fluidos líquidos y gaseosos. A continuación se referirán las ecuaciones para el flujo de líquidos por tuberías, seguidas por las concernientes al flujo de gases por tuberías.

1.4.2.1 Ecuación General de Pérdidas de Presión para Flujo de Líquidos.

La ecuación general en unidades prácticas que describe el flujo de líquidos por tuberías con relación a las pérdidas de presión, parte de la ecuación general de energía vista anteriormente en la sección 1.4.2.1, sólo que se considera despreciable el efecto de la aceleración y realizándose todo el procedimiento matemático que para efectos de ésta tesis no es necesario describir, se obtiene la expresión:

$$\Delta P_L = 0.433 \cdot \gamma_L \cdot \Delta h + 1.1476 \times 10^{-5} \left(\frac{f \cdot \gamma_L \cdot q_L^2 \cdot L}{d^5} \right) \quad (1.9)$$

Que es la ecuación determinante del gradiente o caída de presión total para el flujo de líquidos por tuberías en unidades de campo.

- **Número de Reynolds para el Líquido:**

El número de Reynolds para la fase líquida en unidades de campo es:

$$N_{ReL} = 92.2 \cdot \left(\frac{q_L \cdot \gamma_L}{d \cdot \mu_L} \right) \quad (1.10)$$

- **Eficiencia de Flujo:**

Es obvio que la rugosidad de las tuberías dependerá del proceso empleado en su fabricación, su grado y tamaño. Aún las tuberías nuevas y con mayor razón las almacenadas, mostrarán valores aleatorios en su rugosidad. Los efectos de la corrosión, erosión e incrustaciones, que ocurren en las tuberías en operación, también afectan las condiciones de flujo. Por lo anterior, los gastos calculados mediante las correlaciones raramente concuerdan con los medidos.

Para compensar esta imprecisión, generalmente se introduce en los cálculos un factor de eficiencia E . Éste factor se define como la fracción (o porcentaje) del gasto total calculado, al manejado realmente en una tubería. Cuando se carece de datos de campo, la selección de E se basa en la experiencia; sin embargo, es apropiado considerar un valor de $E = 0.90$ para los cálculos en el diseño de tuberías.

Para calcular el gasto real de una línea, su gasto teórico se multiplica por el factor E . Para corregir las pérdidas de presión calculadas, éstas se dividen por la raíz cuadrada de E . Éste procedimiento tiene el mismo efecto que cambiar el factor de fricción por un nuevo valor f / E^2 .

Por lo tanto la ecuación anterior para determinar el gradiente de presión total queda:

$$\Delta P_L = 0.433 \cdot \gamma_L \cdot \Delta h + 1.1476 \times 10^{-5} \left(\frac{f \cdot \gamma_L \cdot q_L^2 \cdot L}{E^2 d^5} \right) \quad (1.11)$$

Para el diseño de tuberías se puede utilizar la ecuación anterior para obtener el diámetro para un gasto y caída de presión dados. El procedimiento de solución es iterativo, ya que el número de Reynolds, y por lo tanto, el factor de fricción es función del diámetro.

1.4.3 FLUJO DE GAS POR TUBERÍAS

1.4.3.1 Ecuación General de Pérdidas de Presión para flujo de Gas.

La expresión utilizada para describir el flujo por tubería de gas y las pérdidas de presión en unidades de campo y luego de haberse realizado todo el procedimiento matemático desde las ecuaciones fundamentales de energía es la siguiente:

$$\left(P_1^2 - P_2^2\right)_{Total} = \left(P_1^2 - P_2^2\right)_{fricción} + \left(P_1^2 - P_2^2\right)_{Elevación} \quad (1.12)$$

Donde las ecuaciones son en unidades de campo:

$$\left(P_1^2 - P_2^2\right)_{fricción} = \left(\frac{f}{33513.5316^2}\right) \cdot \left(\frac{P_{oper}}{T_{oper} + 460}\right) \cdot \left(\frac{Z \cdot q_g \cdot \gamma_g \cdot (\bar{T} + 460) \cdot L}{d^5}\right) \quad (1.13)$$

$$\left(P_1^2 - P_2^2\right)_{Elevación} = 0.03756 \left(\frac{\bar{P}^2 \cdot \gamma_g \cdot h}{\bar{Z} \cdot (\bar{T} + 460)}\right) \quad (1.14)$$

a) **Número de Reynolds para el Gas:**

El número de Reynolds para la fase gaseosa en unidades de campo es:

$$N_{ReL} = 0.0201056 \left(\frac{q_g \cdot \gamma_g}{d \cdot \mu_g}\right) \quad (1.15)$$

b) **Eficiencia de Flujo:**

De igual forma que en las tuberías con flujo de líquidos, la eficiencia es un factor de ajuste para compensar los efectos de corrosión, erosión, rugosidad e incrustaciones, que no se consideran en la deducción de las ecuaciones de flujo, por lo tanto los resultados

obtenidos se tienen que corregir y así obtener un gasto más real. Los valores más comunes de eficiencia E para flujo de gas son:

Tabla 2. Valores comunes de Eficiencia de Flujo.

LÍNEA	CONTENIDO DE LÍQUIDOS	E
Gas Seco	0.1	0.92
Gas Húmedo	7.2	0.77
Gas y Condensado	800	0.60

Fuente: TORRE, JUAN. TRAUWVITZ EDGAR . Flujo Multifásico en Tuberías. México, 2008. Universidad Autónoma de México.

1.4.4 FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS Y PROBLEMAS ASOCIADOS CON LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS.

Para la recolección de los fluidos producidos durante la extracción del petróleo se utilizan una serie de tuberías que van desde el fondo de pozo hasta las baterías de recolección en superficie, las cuales son generalmente de acero y poseen especificaciones necesarias para su aplicación.

Es indispensable conocer el comportamiento de los fluidos cuando viajan a través de la tubería de producción para estar en capacidad de predecir caídas de presión y otros parámetros necesarios para realizar un diseño apropiado de las líneas a ubicarse en superficie que van a transportar los fluidos hasta los centros de tratamiento. La mayoría de metodologías de diseño asimilan una tubería horizontal para la simplificación de los cálculos con muy poco margen de error. Debido a que los fluidos producidos contienen aceite, agua y gas hacen más complejo el análisis y se necesitan correlaciones empíricas para cualquier cálculo necesario.

1.4.5 VARIABLES QUE AFECTAN EL FLUJO MULTIFÁSICO.

Muchas variables en producción pueden cambiar con el tiempo o respecto a su localización. Los efectos de los cambios en los parámetros como tamaño de la línea, Relación Gas- Líquido, las tasas de producción de agua, aceite y gas. Estos efectos deben ser analizados al momento de realizar diseños de tubería o de sistemas de recolección, además en sus modelamientos o análisis de sensibilidad.⁷

Las variables afectadas por estos fenómenos pueden ser las siguientes:

1.4.5.1 Tasa de Líquido. (q_L).

Un incremento en la tasa de líquido provoca un aumento en la velocidad total del fluido y por lo tanto un aumento en el gradiente de presión. Un error común en el desarrollo de campos es el de conectar nuevos pozos a las líneas de flujo ya existentes y sobrecargadas. Esto por supuesto, incrementa la caída de presión en la línea que conecta estos pozos hasta el colector.

1.4.5.2 Relación Gas Líquido (GRL).

El efecto de la relación gas líquido depende del ángulo de inclinación de la tubería. Cuando las líneas se encuentran sobre terrenos montañosos puede existir acumulación de líquido en las zonas bajas provocando un aumento en la caída de presión.

1.4.5.3 Efecto del Corte de Agua (BSW).

El efecto del corte de agua no es fácil de analizar, sin embargo es notorio que cuando la fracción de agua aumenta, la cantidad de gas en solución decrece. Esto tendría el mismo efecto de la relación Gas-Líquido; aunque, cuando el aceite transportado es bastante viscoso, el aumento del corte de agua puede provocar una disminución en la viscosidad y

⁷CABALLERO, GERSON (2008). Evaluación del sistema de recolección de líquido de la Estación auxiliar del campo Cantagallo por medio de Aplicación en software especializado. pag. 94.

por lo tanto, la caída de presión disminuirá. Pero por otra parte, si se forman emulsiones, entonces el efecto es muy contrario provocando grandes caídas de presión.

1.4.5.4 Efecto del Diámetro de la Tubería (d).

Una disminución en el diámetro de la tubería causa un incremento en la velocidad de flujo, y esto incrementa la caída de presión. Sin embargo, cuando la tubería no es horizontal, entonces un diámetro pequeño puede ocasionar un cambio en el nivel de líquido provocando una disminución sobre la caída de presión total.

1.4.5.5 El nivel de líquido o holdup⁸(H_L).

Se define como la relación entre el volumen de líquido existente en una sección de tubería a las condiciones de flujo, y el volumen de la sección en estudio.

Esta relación de volúmenes depende de la cantidad de líquido y gas que fluyen simultáneamente en la tubería, por lo que si la mezcla es homogénea, el fenómeno de resbalamiento se considera despreciable.

Matemáticamente, el Holdup se define como:

$$H_L = \frac{V_L}{V_p} \quad (1.16)$$

Dónde:

H_L = Holdup de líquido.

V_L = Volumen de líquido en la sección de tubería.

V_p = Volumen de la sección de tubería.

⁸Información de Holdup: Petroleum Production Systems, Michael J. Economides, 1994. Pag (148-150)

Es necesario determinar el nivel de líquido para calcular densidad de la mezcla, velocidad de gas y líquido, viscosidad efectiva y transferencia de calor. El valor de nivel de líquido no puede ser calculado analíticamente, este debe ser determinado de correlaciones empíricas que están en función de variables tales como propiedades de líquido y gas, patrón de flujo, diámetro de tubería e inclinación de la tubería.

El valor del holdup del líquido varía desde cero para flujo monofásico de gas hasta uno para flujo monofásico de líquido. El holdup del líquido puede ser medido experimentalmente por algunos métodos tales como pruebas de resistividad o capacitancia y densímetros nucleares.

1.4.5.6 Nivel de Gas (H_g) .

El volumen relativo de gas y líquido in-situ es algunas veces expresado en términos de fracción de volumen ocupado por gas, llamado nivel de gas H_g o fracción nula. La fracción de vacío o nivel de gas, se define como:

$$\alpha_g = (1 - H_L) \quad (1.17)$$

1.4.5.7 Nivel de Líquido No-Deslizante λ_L :

Está definido como la relación de volumen de líquido en un elemento de tubería que podría existir si el gas y el líquido a travesara a la misma velocidad (no deslizante) dividido por el elemento de tubería. Este puede ser calculado de la relación de flujos in-situ:

$$\lambda_L = \frac{q_L}{q_L + q_g} \quad (1.18)$$

Donde q_L es la suma de las tasas de flujo de aceite y agua in-situ y q_g es la tasa de flujo de gas in situ. El nivel de gas no deslizante o fracción de gas nulo es definido como:

$$\lambda_g = \frac{q_g}{q_g + q_L} \quad (1.19)$$

1.4.5.8 Resbalamiento.

Se usa para describir el fenómeno natural del flujo a mayor velocidad de una de las fases. El resbalamiento entre fases en el flujo multifásico en tuberías es inevitable a cualquier ángulo de inclinación. Las causas de este fenómeno son diversas y a continuación se mencionarán algunas de ellas:

- La resistencia al flujo por fricción es mucho menor en la fase gaseosa que en la fase líquida.
- La diferencia de compresibilidades entre el gas y el líquido, hace que el gas en expansión viaje a mayor velocidad que el líquido cuando la presión decrece en dirección del flujo.
- Cuando el flujo es ascendente o descendente, actúa la segregación gravitacional ocasionando que el líquido viaje a menor velocidad que el gas cuando es flujo ascendente, y a mayor velocidad cuando el flujo es descendente.

El resbalamiento entre las fases también es promovido por la diferencia de fuerzas flotantes que actúan en las fases. En un medio líquido estático, el gas menos denso tiende a levantarse con una velocidad proporcional a la diferencia de la densidad.

Zukoski estudió el efecto del ángulo de inclinación de una tubería en la velocidad de elevación de una burbuja en un líquido estancado. Concluyó que, dependiendo del diámetro de la tubería, la tensión superficial y la viscosidad de líquidos pueden afectar apreciablemente la velocidad de elevación de la burbuja.

Sus resultados también demostraron que para algunas condiciones de inclinación tan pequeño como 1% de la horizontal pueden causar que la velocidad de la elevación de la

burbuja pueda ser más de 1.5 veces el valor obtenido para las tuberías horizontales. Esto establece una fuerte dependencia entre el ángulo de inclinación y el resbalamiento de la fase. Para calcular las pérdidas de presión por elevación (carga hidrostática), es necesario predecir con precisión el colgamiento considerando el resbalamiento entre las fases.

La densidad y la viscosidad junto con la velocidad son términos muy importantes para determinar las caídas de presión en cualquier sistema de tuberías. Varias correlaciones han sido propuestas para definir el colgamiento y los patrones de flujo para tuberías horizontales, verticales e inclinadas. En general, estas correlaciones están basadas sobre trabajos experimentales bajo ciertas condiciones específicas como, por ejemplo, un diámetro de tubería constante.

Existen varias correlaciones para obtener el colgamiento del líquido. En esta tesis presentaremos la correlación propuesta por Mukherjee & Brill para el cálculo del colgamiento de líquido.

Las expresiones analíticas para el colgamiento obtenidas por Mukherjee & Brill han sido desarrolladas para flujo ascendente bifásico en tuberías verticales y en flujo descendente en tuberías con ángulos de inclinación bajos entre 0 y 15°. Para ésta correlación se usaron más de 1,500 mediciones de colgamiento de líquido para flujo ascendente y descendente, y con ángulos de inclinación de 0° a $\pm 90^\circ$.

Haciendo un esfuerzo por representar estos datos en una correlación de colgamiento de los fluidos se presentó lo siguiente:

- Para cada ángulo ascendente o descendente, el espacio vacío se trazó como una función de velocidad superficial de gas para la velocidad superficial del líquido.
- Para gas a muy altos gastos, las curvas casi se vuelven asintóticas en 0% de colgamiento.
- Las formas generales de éstas gráficas incitaron la selección de una ecuación de regresión no lineal.

La correlación presentada es la siguiente:

$$H_L = e^A \quad (1.20)$$

Dónde:

$$A = \left[\left(C_1 + C_2 \text{Sen}\theta + C_3 \text{Sen}^2\theta + C_4 N_{L,\mu}^2 + \right) \frac{N_{gv}^{C_5}}{N_{Lv}^{C_6}} \right] \quad (1.21)$$

$$N_{L,\mu}^2 = 0.15726 \cdot \mu_L \left(\frac{1}{\rho_L \cdot \sigma^3} \right)^{0.25} \quad (1.22)$$

$$N_{Lv}^2 = 1.938 \cdot v_{sL} \left(\frac{\rho_L}{\sigma_L} \right)^{0.25} \quad (1.23)$$

$$N_{gv}^2 = 1.938 \cdot v_{sg} \left(\frac{\rho_L}{\sigma_L} \right)^{0.25} \quad (1.24)$$

En la tabla 2 aparecen los coeficientes de la ecuación de resbalamiento para diferentes patrones y direcciones de flujo, usando programas de regresión no lineal.

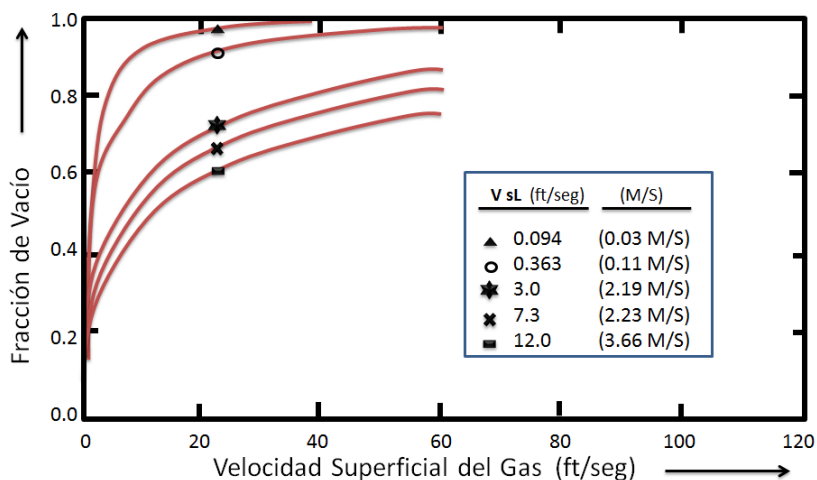
Las ecuaciones 1.19 y 1.20 muestran que el colgamiento se debe incrementar al mismo tiempo que el ángulo ascendente se incrementa. Esto se demuestra gráficamente comparando los valores de colgamiento del líquido, obtenidos de la gráfica en la figuras 6 y 7, donde la fracción de vacío es graficada para algún aceite en 3 velocidades superficiales de líquido similares para tubería horizontal y ascendente con una inclinación de 30°.

Tabla 3. Coeficientes de la ecuación 1.20 para diferentes Patrones y direcciones de Flujo.

Dirección del flujo	Patrón de flujo	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅	C ₆
Horizontal o Ascendente	Todos	-0.380	0.1298	-0.1197	2.3432	0.4756	0.2886
	Estratificado	-1.330	4.8081	4.1715	56.262	0.0799	0.5048
Descendente	Otros	-0.516	0.78981	0.55163	15.5192	0.37177	0.39395

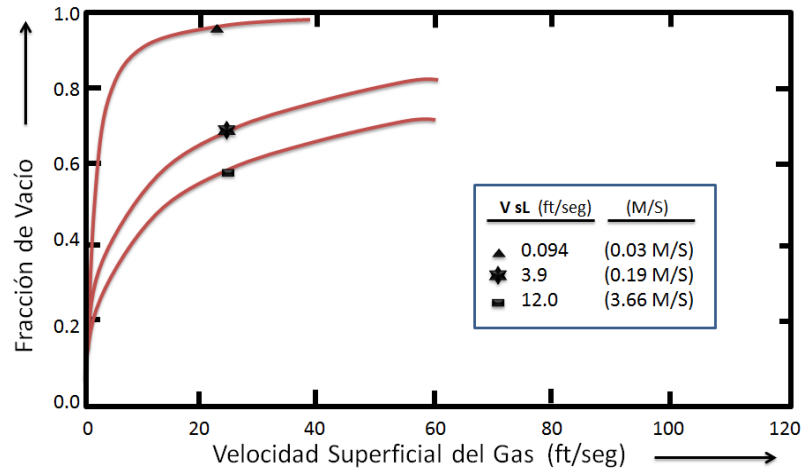
Fuente: Multiphase Flow in Wells, James P Brill, 1999.

Figura 6. Fracción de vacío vs velocidad superficial del gas a una velocidad superficial del líquido fija, para flujo horizontal.



Fuente: Multiphase Flow in Wells, James P Brill, 1999.

Figura 7. Fracción de vacío vs velocidad superficial del gas a una velocidad superficial del líquido fija, para flujo ascendente a 30°.



Fuente: Multiphase Flow in Wells, James P Brill, 1999

1.4.5.9 Velocidades Superficiales.

La mayoría de las correlaciones de flujo están basadas en una variable llamada velocidad superficial. La velocidad superficial⁹ de una fase de fluido es definida como la velocidad que la fase podría exhibir si fluyera unitariamente a través del área de sección transversal total de la tubería.

Se define para líquido y para gas fluyentes en unidades de campo por las expresiones siguientes:

$$v_{sL} = \frac{0.01191(q_o \cdot B_o + q_w \cdot B_w)}{(d_{ci}^2 - d_{te}^2)} \quad (1.25)$$

⁹ Definiciones se pueden encontrar: Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros. T.E.W. Nind. Pag (99-101)

$$v_{sg} = \frac{0.002122 \cdot q_o (\cdot R - R_s) \cdot B_g}{(d_{ci}^2 - d_{te}^2)} \quad (1.26)$$

1.4.5.10 Velocidad Real.

Aplicando el concepto de holdup, se puede obtener la velocidad real correspondiente a cada fase:

$$v_L = \frac{v_{sL}}{H_L} \quad (1.27)$$

$$v_g = \frac{v_{sg}}{(1 - H_L)} \quad (1.28)$$

Ya que $(1 - H_L) = H_g$ y H_L son menores que uno, las velocidades reales son mayores que las velocidades superficiales.

La velocidad de las dos fases o velocidad de la mezcla es calculada en base a la tasa de flujo total in-situ de la ecuación:

$$v_m = \frac{q_L + q_g}{A} = v_{sL} + v_{sg} \quad (1.29)$$

La fase gas y líquido pueden viajar a diferentes velocidades en la tubería. Algunos investigadores prefieren evaluar el grado de resbalamiento y de ese modo con el nivel de líquido se determina la velocidad de resbalamiento v_s .

La velocidad de resbalamiento está definida como la diferencia entre las velocidades actuales de gas y líquido por:

$$v_s = (v_g - v_L) = \left(\frac{v_{sg}}{H_g} + \frac{v_{sL}}{H_L} \right) \quad (1.30)$$

Usando las definiciones anteriores para las diferentes velocidades, y alternado las formas de las ecuaciones para nivel de líquido actual y no deslizante, se obtiene:

$$\lambda_L = \frac{v_{sL}}{v_m} \quad (1.31)$$

1.4.5.11 Densidad de la Mezcla de los Fluidos.

Cuando dos líquidos inmiscibles como aceite y agua fluyen simultáneamente, la definición de densidad llega a ser complicada. Pero aún más, la densidad de una mezcla gas-líquido fluyendo es difícil evaluar debido a la separación gravitacional de las fases y el deslizamiento entre estas. La densidad de la mezcla agua-aceite puede ser calculada de las densidades y las tasas de flujo si se asume no deslizamiento entre el agua y el aceite.

La densidad real de la mezcla de fluidos se obtiene a partir del Holdup con:

$$\rho_m = \rho_L \cdot H_L + \rho_g (1 - H_L) \quad (1.32)$$

Dónde:

$$\rho_L = \rho_o \cdot f_o + \rho_w \cdot f_w \quad (1.33)$$

Algunos autores calculan la densidad de la mezcla sin considerar el resbalamiento entre las fases, esto es:

$$\rho_m = \rho_L \cdot \lambda + \rho_g (1 - \lambda) \quad (1.34)$$

También puede obtenerse esta densidad a partir de la expresión siguiente:

$$\rho_m = \frac{M}{V_m} \quad (1.35)$$

Donde los valores de M y V_m se obtienen con las ecuaciones siguientes:

$$M = M_o + M_g + M_w \quad (1.36)$$

$$M_o = \gamma_o \left[\frac{(lb_o / ft_o^3)}{(lb_w / ft_w^3)} \right] \cdot 62.48 \left(\frac{lb_w}{ft_w^3} \right) \cdot 5.615 \left(\frac{ft_o^3}{Bbl_o} \right) = 350.5 \cdot \gamma_o \quad (1.37)$$

$$M_g = \gamma_g \left[\frac{(lb_g / ft_g^3)}{(lb_w / ft_w^3)} \right] \cdot 0.0764 \left(\frac{lb_w}{ft_w^3} \right) \cdot R \cdot \left[\frac{ft_g^3 (a C.E)}{Bbl_o} \right] = 0.0764 \cdot \gamma_g \cdot R \quad (1.38)$$

$$M_w = \gamma_w \left[\frac{(lb_w / ft_w^3)}{(lb_w / ft_w^3)} \right] \cdot 62.48 \left(\frac{lb_w}{ft_w^3} \right) \cdot 5.615 \left(\frac{ft_w^3}{Bbl_w} \right) = 350.5 \cdot \gamma_w \cdot WOR \quad (1.39)$$

Para calcular el volumen de la mezcla (V_m) se tiene que:

$$V_m \left[\frac{ft_{o+g+w}^3 (a C.E)}{Bbl_o (a C.E)} \right] \quad (1.40)$$

Por lo tanto:

$$V_m = 5.615(B_o + B_w \cdot WOR) + (R - R_s)B_g \quad (1.41)$$

Sustituyendo las ecuaciones 1.39 y 1.35 en la 1.34 para determinar la densidad de la mezcla sin resbalamiento, se obtiene:

$$\rho_m = \frac{350.5(\gamma_o + \gamma_w \cdot WOR) + 0.0764 \cdot \gamma_g \cdot R}{5.615(B_o + B_w \cdot WOR) + (R - R_s)B_g} \quad (1.42)$$

1.4.5.12 Viscosidad de la Mezcla.

Dependiendo del método que se aplique, se usan las siguientes ecuaciones para obtener la viscosidad de la mezcla de dos fases:

$$\mu_m = \mu_L \cdot \lambda + \mu_g (1 - \lambda) \quad \text{Sin Resbalamiento entre fases.} \quad (1.43)$$

$$\mu_m = \mu_L^{H_L} \cdot \mu_g^{(1-H_L)} \quad \text{A partir del colgamiento.} \quad (1.44)$$

La viscosidad¹⁰ de una mezcla de aceite y agua está dada por:

$$\mu_L = \mu_o \cdot f_o \cdot \mu_w \cdot f_w \quad (1.45)$$

Dónde:

$$f_o = \frac{q_o \cdot B_o}{q_w \cdot B_w + q_o \cdot B_o} = \frac{B_o}{B_o + WOR \cdot B_w} \quad (1.46)$$

$$f_w = 1 - f_o \quad (1.47)$$

Esta ecuación no es válida si se forma una emulsión agua-aceite.

1.4.5.13 Tensión Superficial de la Mezcla de Líquidos.

La tensión superficial depende de otras propiedades de fluido tales como gravedad del aceite, gravedad del gas y gas disuelto. Cuando la fase líquida contiene ambos, agua y aceite, los mismos factores de peso para calcular densidad y viscosidad son usados, así se obtiene la siguiente expresión:

$$\sigma_L = \sigma_o \cdot f_o + \sigma_w \cdot f_w \quad (1.48)$$

Dónde σ_o : tensión superficial del aceite, y σ_w : tensión superficial del agua.

¹⁰Beal, C. "The Viscosity of Air, Water, Natural Gas, Crude Oil and its Associated Gases at Oil Temperatures and Pressures". *Trans. AIME.* (1946) Pag. 94.

2. GRADIENTES DE PRESIÓN EN EL FLUJO MULTIFÁSICO

Para la descripción correcta del comportamiento del flujo multifásico por tuberías un gran porcentaje de investigadores a nivel mundial usaron datos obtenidos en pruebas laboratorio o datos tomados directamente en trabajos de campo que permitieron el desarrollo de correlaciones y ecuaciones que describen aproximadamente el fenómeno de flujo.

Los datos usualmente incluyeron tasas volumétricas de líquidos y gas, propiedades físicas de cada fase, diámetro de tuberías y presiones de entrada-salida. En algunos casos, los patrones de flujo nombrados anteriormente fueron observados y el holdup líquido fue medido con válvulas tipo balón,¹¹ por ejemplo. Los fluidos fueron tratados como mezclas homogéneas, pero sin desconocer el hecho de que las fases componentes viajan a diferentes velocidades unas de otras, con efectos de resbalamiento que han sido considerados en las correlaciones empíricas de holdup up líquido y de gas mencionadas páginas arriba de esta tesis.

También fueron usados los mapas empíricos de patrones de flujo, a menudo basados en grupos adimensionales. Igualmente varias ecuaciones de gradientes de presión de estado estable fueron desarrolladas en base a principios de conservación de momento y masa aplicados a mezclas homogéneas. Las pérdidas de presión por fricción basadas en ecuaciones de flujo monofásico y desarrolladas para flujo multifásico, usan el número de Reynolds de la mezcla.

Algunos investigadores también usaron un factor multiplicativo empírico para representar el incremento en la fricción debido a una segunda fase.¹² En 1970 la industria del petróleo empezó a adoptar algunos mecanismos de física básica, usados en otras industrias, para predecir los patrones de flujo y las velocidades de las burbujas de gas en el líquido.

¹¹BEDOYA, SANDRA (2010). Desarrollo de una Herramienta Computacional con Correlaciones de Flujo Multifásico Aplicando el Factor de Ajuste para la Viscosidad de Crudos Pesados. Pág. 67.

¹²Brill, J.P. et al. "State of the Art in Multiphase flow". SPE Paper 23835. 1992.

2.1 PATRONES DE FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS

Para describir correctamente una correlación que represente gradientes de presión es necesario conocer el patrón de flujo presente en el caso de estudio. Un Patrón de Flujo Multifásico en tubería hace referencia a la configuración en la estructura de fases presentes en una tubería. Están determinados por la forma de la interfaz (superficie que separa las fases) de los fluidos presentes en una determinada unidad de longitud.

2.1.1 Importancia del Patrón de Flujo:

- Influencia el fenómeno de colgamiento, por lo que para poder calcularlo es necesario primero establecer qué patrón de flujo se tiene en la tubería.
- Transferencia de calor.
- Determina qué fase está en contacto con la pared.
- Afecta condiciones de operación en las instalaciones de proceso por el comportamiento de oleo-gasoductos.

2.1.2 Factores que Afectan el Patrón de Flujo:

- Gasto de crudo y RGA.
- Presión (expansión del gas).
- Geometría de la línea (diámetro y ángulo de inclinación).
- Propiedades de fluidos transportados (densidad relativa del crudo, viscosidad, tensión superficial principalmente).

A continuación, en la sección 2.2 se describirán los diversos patrones de flujo representados en la literatura para las dos configuraciones de posición de tubería más importantes.

2.2 PATRONES DE FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS HORIZONTALES

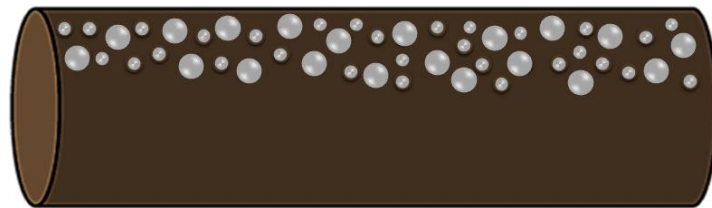
Se considera flujo en tubería horizontal, el flujo que fluye por una tubería cuya elevación no supera los ± 5 grados.¹³

Se habla de flujo multifásico cuando en el fluido de producción intervienen tanto la fase líquida como la fase gaseosa. En la mayor parte de los casos, la fase líquida está compuesta por dos fluidos inmiscibles (agua y aceite). Generalmente las caídas de presión son muy altas en este tipo de flujo debido a la presencia de la fase gaseosa, la cual se desliza sobre la líquida en presencia de una interfase que puede ser regular o irregular.

Debido a las variaciones en presión y velocidad de una fase a otra en el flujo multifásico, se pueden presentar diferentes patrones de flujo que han sido definidos por Beggs & Brill de la siguiente forma:

2.2.1 Flujo Burbuja. La fase líquida actúa como fase continua que transporta el gas disperso en forma de burbujas, las cuales se van alojando en la parte superior de la tubería:

Figura 8. Representación gráfica del Flujo Burbuja.

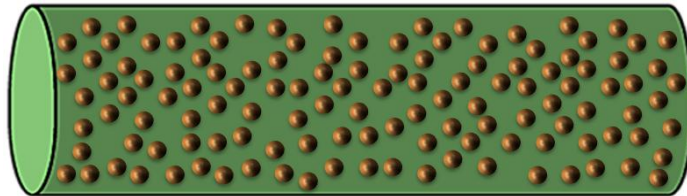


Fuente: Tomado y Adaptado de BEGGS, HD. Optimization Using Nodal Analysis. OGCI Publications. Tulsa, Oklahoma, 1991.

¹³FLOREZ, JORGE (2007). 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. Pág.(45- 69).

2.2.2 Flujo Neblina. La fase gaseosa actúa como fase continua y transporta el líquido disperso en suspensión en forma de gotas:

Figura 9. Representación gráfica del Flujo Neblina.



Fuente: Tomado y Adaptado de BEGGS, HD. Optimization Using Nodal Analysis. OGCI Publications. Tulsa, Oklahoma, 1991.

2.2.3 Flujo Tapón de Gas. Las burbujas de gas aumentan de tamaño considerablemente alcanzado la parte superior de la tubería, el líquido sigue siendo la fase continua:

Figura 10. Representación gráfica del Flujo Tapón de Gas.



Fuente: Tomado y Adaptado de BEGGS, HD. Optimization Using Nodal Analysis. OGCI Publications. Tulsa, Oklahoma, 1991.

2.2.4 Flujo Estratificado. La fase gaseosa se desarrolla totalmente ubicándose en la parte superior de la tubería y se separa de la fase líquida por una interfase definida y lisa:

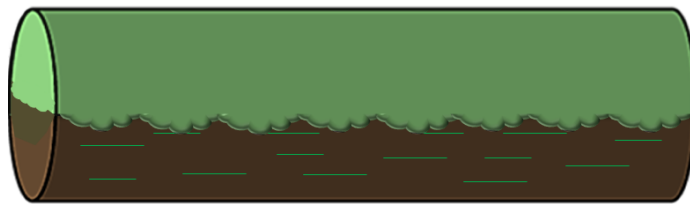
Figura 11. Representación gráfica del Flujo Estratificado.



Fuente: Tomado y Adaptado de BEGGS, HD. Optimization Using Nodal Analysis. OGCI Publications. Tulsa, Oklahoma, 1991.

2.2.5 Flujo Ondulante. La velocidad del gas es relativamente alta y hace que se rompa la continuidad en la interfase permitiendo que se generen ondulaciones en la superficie del líquido:

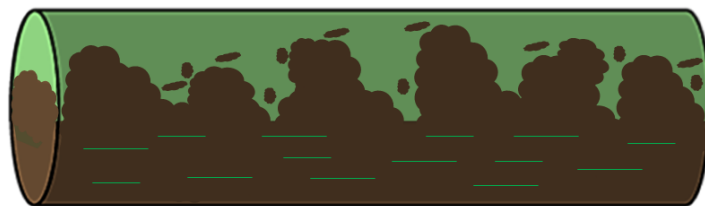
Figura 12. Representación gráfica del Flujo Ondulante.



Fuente: Tomado y Adaptado de BEGGS, HD. Optimization Using Nodal Analysis. OGCI Publications. Tulsa, Oklahoma, 1991.

2.2.6 Flujo Tapón de Líquido. Las ondulaciones generadas por la alta velocidad del gas alcanzan la parte superior de la tubería, hay gran turbulencia en el sistema:

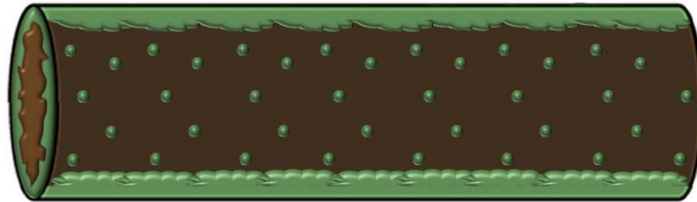
Figura 13. Representación gráfica del Flujo Tapón de Líquido.



Fuente: Tomado y Adaptado de BEGGS, HD. Optimization Using Nodal Analysis. OGCI Publications. Tulsa, Oklahoma, 1991.

2.2.7 Flujo Anular. La fase líquida se adhiere a las paredes de la tubería y el gas fluye por el interior arrastrando gotas de líquido en suspensión:

Figura 14. Representación gráfica del Flujo Anular.



Fuente: Tomado y Adaptado de BEGGS, HD. Optimization Using Nodal Analysis. OGCI Publications. Tulsa, Oklahoma, 1991.

2.3 CORRELACIONES EMPÍRICAS DE CAÍDA DE PRESIÓN.

Muchos autores han presentado métodos experimentales de cálculo para determinar el comportamiento del flujo multifásico, conocidos también como correlaciones para evaluar el gradiente de presión en tuberías horizontales. Entre ellos tenemos a los siguientes autores y sus correlaciones:

- Bertuzzi, Tek y Poettman.
- Baker.
- Dukler (1964).
- Eaton, Andrews y Knowless (1966).
- Beggs y Brill (1973).

2.3.1 Correlación de Bertuzzi, Teky Poettman. Los autores de este método suponen que las caídas de presión en tuberías horizontales:

- a) Son independientes del patrón de flujo.
- b) No consideran las pérdidas de presión por aceleración.
- c) Dependen de los valores de densidad y gasto másico de la mezcla definidos por las siguientes ecuaciones:

$$\rho_{ns} = \rho_L \lambda + \rho_g (1 - \lambda) \quad (2.1)$$

$$w_m = w_L + w_g \quad (2.2)$$

- d)** Son función de un factor de fricción para dos fases f_{tp} , que se obtuvo usando 267 datos experimentales. Correlacionando f_{tp} con el número de Reynolds para cada fase, se dedujo la siguiente función:

$$\phi = (N_{Re_g})^a (N_{Re_L})^b \quad (2.3)$$

Dónde:

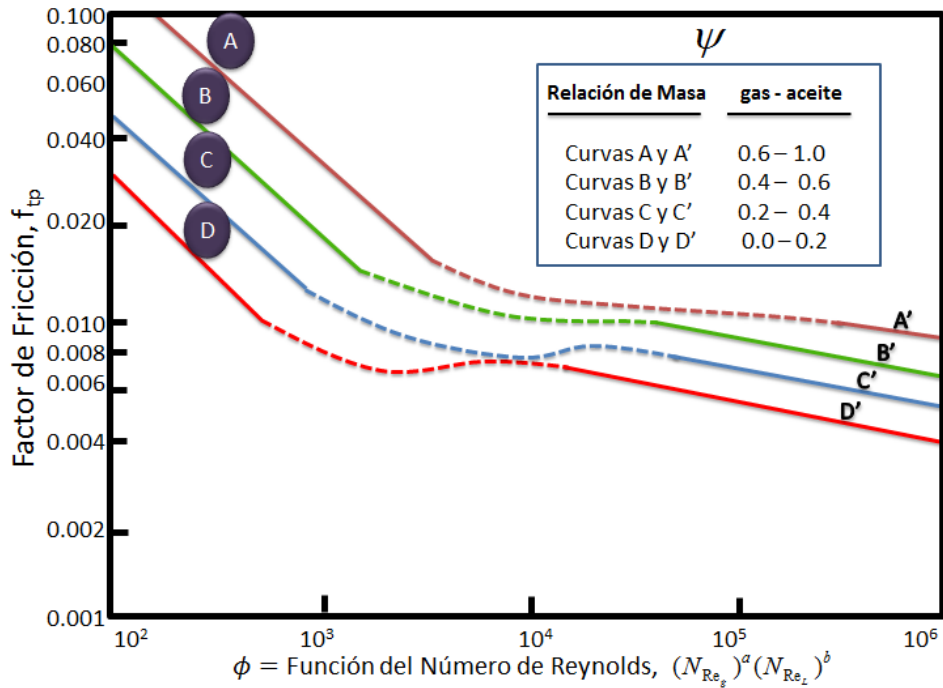
$$a = \psi / (1 + \psi) \quad (2.4)$$

$$b = 1 / \exp(0.1\psi) \quad (2.5)$$

$$\psi = w_g / w_L \quad (2.6)$$

Los exponentes a y b se seleccionaron arbitrariamente para satisfacer la condición de que la ecuación donde obtenemos ϕ tienda al número de Reynolds del gas cuando la fase líquida tienda a cero, y tienda al número de Reynolds del líquido cuando la fase gaseosa tienda a cero.

Figura 15. Relación entre factor de Fricción y Número de Reynolds



Fuente: Tomado de TESIS FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS, Universidad Nacional Autónoma de México. Torres Coria Juan Manuel, Trauwvitz Rosas Edgar Fernando, México. 2008.

La ecuación para obtener el gradiente de presión por fricción es:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L} \right) = \frac{174.158 f_{ip} w_m^2}{\rho_{ns} d^5} \quad (2.7)$$

Los números de Reynolds del líquido y gas se obtienen de las siguientes ecuaciones, cuyas variables se encuentran en unidades prácticas:

$$N_{Re_L} = 22737 \frac{w_L}{d \mu_L} \quad (2.8)$$

$$N_{Re_g} = 22737 \frac{w_g}{d \mu_g} \quad (2.9)$$

- **Aplicación de la Correlación:**

El factor de fricción puede obtenerse de la Figura 1 o empleando las siguientes ecuaciones:

- Para $0 \leq \phi \leq 500$

$$\log f_{tp} = 1.225\psi - 0.06561 \log \phi - 0.37 \quad (2.10)$$

- Para $\phi \geq 10000$

$$\log f_{tp} = 0.49\psi - 0.12616 \log \phi - 1.702 \quad (2.11)$$

- Para $500 < \phi < 10000$

$$f_{tp} = F_{500} - 0.6561y + (1.1056 + 1.7723\Delta F)y^2 - (0.46214 + 0.90817\Delta F)y^3 \quad (2.12)$$

en donde:

$$\Delta F = F_{10000} - F_{500} \quad (2.13)$$

$$F_{10000} = \log f_{tp}(\psi, \phi = 10000) \quad (2.14)$$

$$F_{500} = \log f_{tp}(\psi, \phi = 500) \quad (2.15)$$

$$y = \log \phi - 2.699 \quad (2.16)$$

2.3.2 Correlación de Baker. Baker publicó una serie de artículos relacionados con el tema de flujo multifásico en tuberías horizontales e inclinadas.¹⁴En su trabajo inicial Baker describió siete diferentes patrones de flujo y presentó un método para predecir estos patrones. Usando su método las regiones de flujo más precisas son la de bache y anular.

Su método en general es mejor para diámetros de tubería mayores a 6 pulgadas, y la mayoría de sus datos los tomó de una tubería de 8 y 10 pulgadas de diámetro. De un patrón de flujo a otro ocurre una discontinuidad algo abrupta.

¹⁴BAKER, O. ET AL. Liquid Flow in Pipelines, II. Design Manual AGA-API Project NX-28, Octubre 1970.

Debido a que el cambio del patrón de flujo puede suceder en cualquier lugar de la línea, es mejor trabajar el problema escogiendo pequeños decrementos de presión, o sea, escoger pequeños tramos de tubería en lugar de tomar la tubería completa, lo que nos arrojaría una presión media diferente y no tan precisa.

- **Procedimiento de cálculo:**

1. Conociendo P_1 y suponiendo una ΔP . Calcular \bar{P} y obtenga $\bar{R}_s, \bar{B}_o, \bar{Z}$.
2. Calcular el número de Reynolds para el líquido utilizando la ecuación:

$$N_{ReL} = 92.2 \cdot \frac{q_L \cdot \gamma_L}{d \cdot \mu_L} \quad (2.17)$$

3. Usando el número de Reynolds, obtener el factor de fricción de la figura 4.2, corrigiendo f para la eficiencia de la tubería.
4. Calcular la caída de presión (psia/ft) solamente para la fase líquida con la ecuación:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L} \right)_L = \frac{f' \cdot \rho_L \cdot q_L^2}{(1.359 \cdot 947) d^5} \quad (2.18)$$

5. Calcular el número de Reynolds para el gas con la ecuación:

$$N_{Reg} = 0.020105 \cdot \left(\frac{q_g \cdot \gamma_g}{d \cdot \mu_g} \right) \quad (2.19)$$

6. Usando el número de Reynolds para el gas, obtener el factor de fricción de la figura 4.2, corrigiendo f por la eficiencia de la tubería.
7. Calcular la caída de presión solamente para el flujo de gas.

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L} \right)_g = \frac{f' \cdot q_g^2 \cdot \gamma_g \cdot (\bar{T} + 460) \cdot \bar{Z}}{2 \times 10^{10} \cdot d^5 \cdot \bar{P}} \quad (2.20)$$

8. Calcular el parámetro X con:

$$X = \sqrt{\frac{(\Delta P / \Delta L)_L}{(\Delta P / \Delta L)_g}} \quad (2.21)$$

9. Calcular λ con:

$$\lambda = \left[\left(\frac{\rho_g}{0.075} \right) \left(\frac{\rho_L}{62.4} \right) \right]^{0.5} \quad (2.22)$$

10. Calcular el flujo másico del gas en lbm/hr.pie^2 con la ecuación:

$$G_g = \frac{0.0754 \cdot \gamma_g \cdot q_g \cdot (144)}{24 \cdot A_p} \quad (2.23)$$

11. Determine $\frac{G_g}{\lambda}$.

12. Calcular flujo másico del líquido en lbm/hr.pie^2 :

$$G_L = \frac{q_L (5.6146) \rho_L (144)}{24 \cdot A_p} \quad (2.24)$$

13. Calcular ψ :

$$\psi = \frac{73}{\sigma_L} \left[\mu_L \left(\frac{62.428}{\rho_L} \right)^2 \right]^{\frac{1}{3}} \quad (2.25)$$

14. Calcular:

$$\frac{G_L \cdot \lambda \cdot \psi}{G_g} \quad (2.26)$$

15. Usando $\frac{G_g}{\lambda}$ y $\frac{G_L \cdot \lambda \cdot \psi}{G_g}$ obtener el patrón de flujo.

16. Seleccionar la ecuación adecuada de acuerdo al tipo de patrón de flujo. El parámetro X es el mismo usado en el paso 8. Las ecuaciones son las siguientes:

- Flujo burbuja:
$$\phi_{gtt} = \frac{1402 \cdot X^{0.75}}{L^{0.1}} \quad (2.27)$$

- Flujo Tapón:
$$\phi_{gtt} = \frac{27.315 \cdot X^{0.855}}{L^{0.17}} \quad (2.28)$$

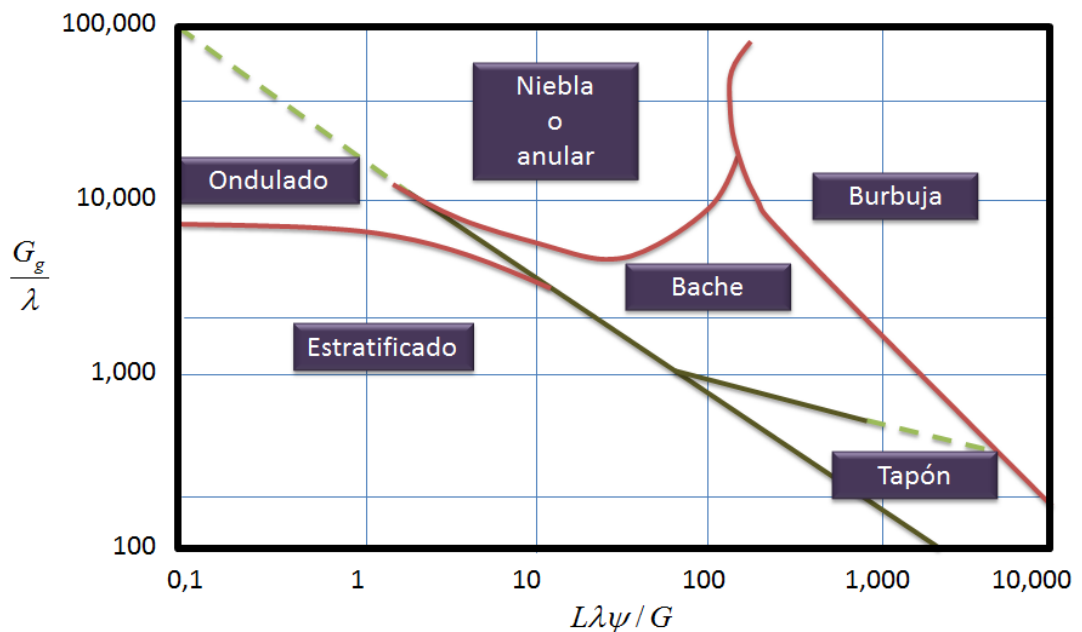
- Flujo Estratificado:
$$\phi_{gtt} = \frac{15400 \cdot X}{G_L^{0.8}} \quad (2.29)$$

- Flujo Bache:
$$\phi_{gtt} = \frac{1190 \cdot X^{0.815}}{G_L^{0.5}} \quad (2.30)$$

- Flujo Anular:
$$\phi_{gtt} = (4.8 - 0.3125 \cdot d) X^{0.343 - 0.021 \cdot d} \quad (2.31)$$

Esta ecuación podrá ser utilizada para diámetros de tubería menores a 12". Cuando d es mayor a 10", siempre use 10" en la ecuación.

Figura 16. Correlación para el Patrón de Flujo de Baker.



Fuente: Tomado de TESIS FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS, Universidad Nacional Autónoma de México. Torres Coria Juan Manuel, Trauwvitz Rosas Edgar Fernando, México. 2008.

17. Calcular la caída de presión total (de las dos fases)

$$\Delta P_T = \phi_{gtt}^2 \cdot \Delta P_g \quad (2.32)$$

18. Calcular ΔL :

$$\Delta L = \frac{P_1 - P_2}{\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_T} \quad (2.33)$$

Para todas las caídas de presión (ΔP), los valores de ΔL son calculados siguiendo los pasos del 1 al 18. Todos los ΔL son sumados hasta obtener la longitud total de la línea.

2.3.3 Correlación de Dukler. Ésta correlación al igual que otra cualquiera, justifica su aplicación en la misma medida en que sus resultados se acerquen a los medidos en condiciones de operación en el campo. En 1964 Dukler et al,¹⁵ presentó su trabajo sobre flujo multifásico horizontal y más adelante en 1969 un manual. La correlación publicada consiste esencialmente en dos partes: Caso I y Caso II.

Caso I:

- **Procedimiento de cálculo:**

1. Suponer la caída de presión corriente abajo que puede ser para toda la longitud de la línea o solo para una distancia corta, y con ésta, calcular la presión promedio entre P_1 y P_2 .

2. Obtener \bar{R}_s , \bar{B}_o , \bar{Z} .

3. Calcular el gasto de líquido y gas en ft³/día.

$$\bar{q}_L = q_L \cdot \bar{B}_o \cdot 5.6142 \quad (2.34)$$

$$\bar{q}_g = q_L (R - R_s) \cdot \left(\frac{P_{c.s}}{\bar{P}}\right) \cdot \frac{(\bar{T} + 460)}{(T_{c.s} + 460)} \cdot \bar{Z} \quad (2.35)$$

¹⁵Dukler, A. E., et al: "Gas-Liquid Flow in Pipelines, I. Research Results," AGA-API Project NX- 28, Mayo 1969.

4. Calcular λ , la relación de gasto de líquido con el gasto total (colgamiento sin resbalamiento) con la ecuación:

$$\lambda = \frac{q'_L}{q'_L + q'_g} = \frac{1}{1 + \frac{q_0(R - R_s)B_g}{5.615(q_o \cdot B_o + q_w \cdot B_w)}} \quad (2.36)$$

5. Calcular W_m :

a) Calcular la densidad del líquido.

$$\bar{\rho}_L = \frac{\gamma_L \cdot 62.428 + 0.0764 \cdot \gamma_g \cdot \bar{R}_s / 5.6142}{\bar{B}_o} \quad (2.37)$$

b) Calcular la densidad del gas.

$$\bar{\rho}_g = \gamma_g \cdot \rho_{aire.c.s} \left(\frac{T_{c.s} + 460}{\bar{T} + 460} \right) \left(\frac{\bar{P}}{P_{c.s}} \right) \left(\frac{Z_{c.s}}{\bar{Z}} \right) \quad (2.38)$$

$$W_m = \frac{\bar{\rho}_L \cdot \bar{q}_L + \bar{\rho}_g \cdot \bar{q}_g}{86,400} \quad (2.39)$$

6. Calcular flujo másico total de la mezcla en lbm/seg-ft².

$$G_m = \frac{W_m(144)}{A_p} \quad (2.40)$$

7. Calcular la densidad de la mezcla sin considerar el resbalamiento de las fases.

$$\rho_m = \bar{\rho}_L \cdot \lambda + \bar{\rho}_g (1 - \lambda) \quad (2.41)$$

8. Calcular la viscosidad de la mezcla sin considerar el resbalamiento.

$$\bar{\mu}_m = \bar{\mu}_L \cdot \lambda + \bar{\mu}_g (1 - \lambda) \quad (2.42)$$

9. Calcular el número de Reynolds de las dos fases sin considerar el resbalamiento.

$$(N_{Re})_T = \frac{1,488 \cdot W_T}{\frac{\pi \cdot d}{(4)(12)} \bar{\mu}_T} \quad (2.43)$$

Donde el diámetro (d) está en pies y $\bar{\mu}$ en centipoises.

10. Calcular el factor de fricción de la mezcla con:

$$f_T = 0.00140 + \frac{0.125}{(N_{Re})_T^{0.32}} \quad (2.44)$$

11. Calcular el gradiente de fricción.

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L} \right)_f = \frac{2 \cdot f_T \cdot G_T^2}{g_c \cdot \bar{\rho}_m \cdot d \cdot (12)} \quad (2.45)$$

12. Calcular el término de la aceleración.

$$\bar{a} = \frac{(20736)(16) \cdot W_T \cdot W_g \cdot \bar{P}}{\pi^2 \cdot g_c \cdot d^4 \cdot P_1 \cdot P_2 \cdot \bar{\rho}_g} \quad (2.46)$$

Donde las presiones P_1 , P_2 y \bar{P} están en psia.

13. Calcular el gradiente total.

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L} \right)_T = \frac{\left(\frac{\Delta P}{\Delta L} \right)_f}{(1 - \bar{a})} \quad (2.47)$$

14. Calcular la caída de presión total.

$$\Delta P = L \left(\frac{\Delta P}{\Delta L} \right) \quad (2.48)$$

15. Si los incrementos de presión que se han utilizado se solucionan para el Δx correspondiente al supuesto ΔP , continúe este procedimiento hasta que la suma de todos los Δx sean igual a la longitud total de la línea $\sum \Delta x = \text{Longitud de la línea}$. Éste proceso es más preciso debido a que el promedio de las propiedades del fluido es más representativo sobre una corta sección de la línea.

Caso II

1. Suponer la caída de presión ΔP y calcular la presión promedio, \bar{P} .

$$\bar{P} = \frac{P_1 + P_2}{2} \quad (2.49)$$

2. Obtener \bar{R}_s , \bar{B}_o , \bar{Z} .

3. Calcular el gasto de líquido y gas en ft³/día.

$$\bar{q}_L = 5.61 \cdot q_L \cdot \bar{B}_o \quad (2.50)$$

$$\bar{q}_g = q_L \cdot (R - R_s) \left(\frac{P_{c.s}}{\bar{P}} \right) \frac{(\bar{T} + 460)}{(T_{c.s} + 460)} \bar{Z} \quad (2.51)$$

4. Calcular la relación de gasto de líquido con el gasto total λ (colgamiento sin resbalamiento).

$$\lambda = \frac{\bar{q}_L}{\bar{q}_L + \bar{q}_g} = \frac{\frac{w_L}{\rho_L}}{\frac{w_L}{\rho_L} + \frac{w_g}{\rho_g}} \quad (2.52)$$

5. Calcular la densidad del líquido:

$$\bar{\rho}_L = \frac{\gamma_L \cdot 62.428 + 0.0764 \cdot \gamma_g \cdot \bar{R}_s / 5.6142}{\bar{B}_o} \quad (2.53)$$

6. Calcular la densidad del gas.

$$\bar{\rho}_g = \gamma_g \cdot \rho_{aire_{c.s}} \left(\frac{T_{c.s} + 460}{\bar{T} + 460} \right) \left(\frac{\bar{P}}{P_{c.s}} \right) \left(\frac{Z_{c.s}}{\bar{Z}} \right) \quad (2.54)$$

7. Calcular la velocidad de la mezcla.

$$v_m = \frac{(q_L + q_g)(144)}{86,400 \cdot \frac{\pi \cdot d^2}{4}} \quad (2.55)$$

8. Calcular la viscosidad de la mezcla sin considerar el resbalamiento.

$$\bar{\mu}_m = \bar{\mu}_L \cdot \lambda + \bar{\mu}_g (1 - \lambda) \quad (2.56)$$

9. Estimar el valor del colgamiento (\bar{H}_L).

10. Calcular:

$$\rho_m = \rho_L \left(\frac{\lambda^2}{\bar{H}_L} \right) + \rho_g \left(\frac{(1 - \lambda)^2}{1 - \bar{H}_L} \right) \quad (2.57)$$

11. Calcular el número de Reynolds de las dos fases.

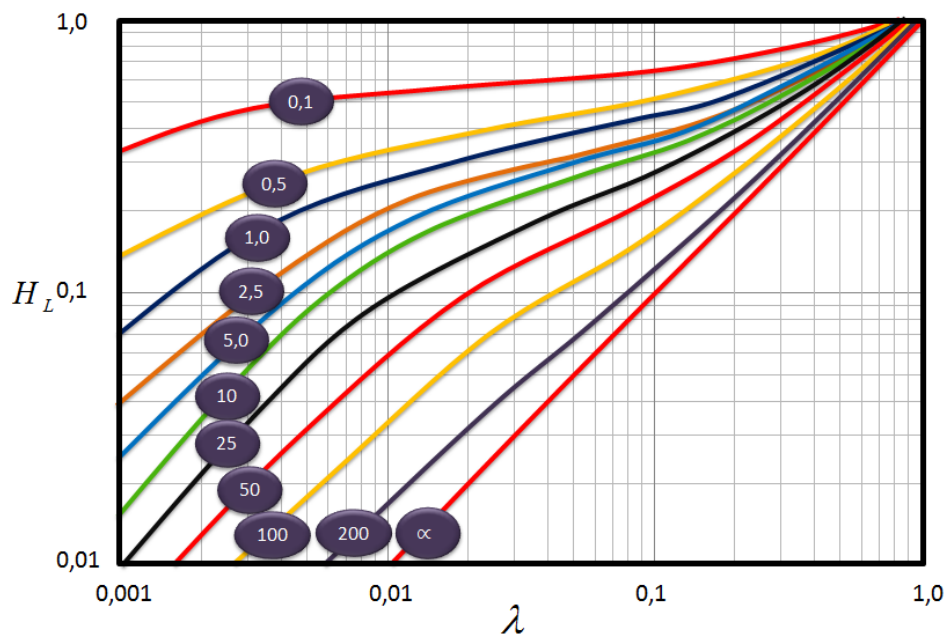
$$(N_{Re})_T = \frac{d \cdot v_m \cdot \rho_m}{(12)(6.72 \times 10^{-4}) \mu_T} \quad (2.58)$$

12. Con el colgamiento sin resbalamiento λ calculado en el paso 4 y $(N_{Re})_T$ del paso 11, ir a la figura 4.4 y leer el valor del colgamiento \bar{H}_L .

13. Revisar \bar{H}_L del paso 12 con el estimado en el paso 9 y si la diferencia no excede el 5%, use el valor de \bar{H}_L . Si la diferencia excede la tolerancia de 5% repita los pasos del 9 al 13 hasta que no se exceda.

14. De la figura 4.5 leer el valor de $\frac{f_T}{f_o}$

Figura 17. Correlación del colgamiento de Dukler.



Fuente:¹⁶

15. Calcular f_o con:

$$f_o = 0.00140 + \frac{0.125}{(N_{Re})_T^{0.32}} \quad (2.59)$$

¹⁶Dukler, A. E., Moye Wicks, III, and R. Cleveland. "Frictional Pressure Drop in Two-phase Flow: B. An Approach through Similarity Analysis" AIChE Journal, Vol. 10, No. 1, January 1964, pp. 44-51.

16. Calcular f_T :

$$f_T = \frac{f_T}{f_o} f_o \quad (2.60)$$

17. Calcular la caída de presión debido a la fricción.

$$\Delta P_f = \frac{2 \cdot f_T \cdot L \cdot \bar{v}_m^2 \cdot \rho_m}{12 \cdot g_c \cdot d} \quad (2.61)$$

Esto puede cambiarse para calcular $\Delta P / \Delta L$ o resolverse para ΔL , sobre una caída de presión. Si la P_1 es conocida, el valor de P_2 puede ser supuesto, y ΔL solucionarse directamente, después sumar todas las ΔL hasta completar el largo de la línea $\sum \Delta L = \text{Longitud de la línea}$.

18. La caída de presión debido a la aceleración puede ser despreciable dentro de la tubería, pero puede ser considerada en procesos de instalación de tuberías. Baker dio la siguiente ecuación:

$$\Delta P_a = \frac{1}{144 \cdot g_c \cdot A^2} \left\{ \left[\frac{\rho_g \cdot q_g^2}{(1-H_L)} + \frac{\rho_L \cdot q_L}{H_L} \right]_{para P_2} - \left[\frac{\rho_g \cdot q_g^2}{(1-H_L)} + \frac{\rho_L \cdot q_L}{H_L} \right]_{para P_1} \right\} \cos \theta \quad (2.62)$$

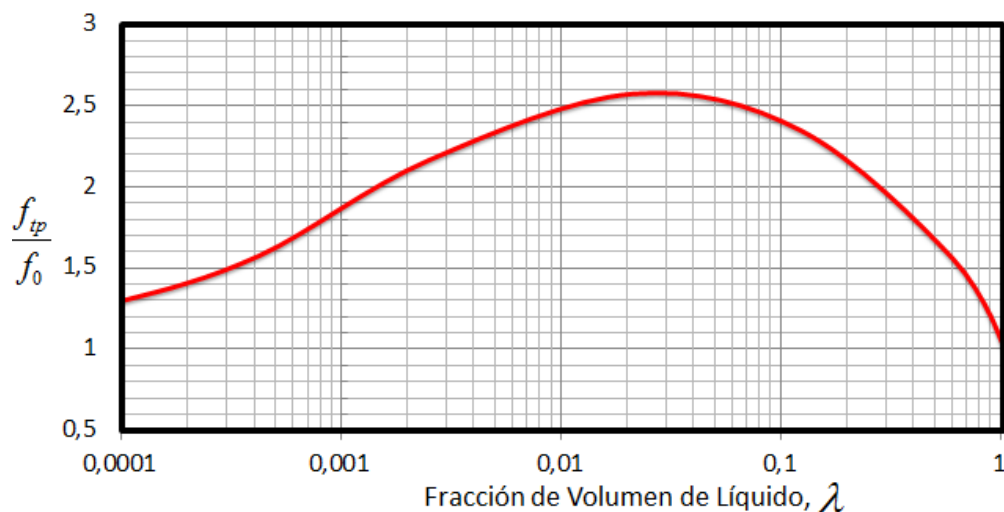
θ es el ángulo de la tubería cuando está inclinada. Para tubería horizontal $\theta = 1$.

19. Calcular la caída de presión total:

$$\Delta P_T = \Delta P_f + \Delta P_a \quad (2.63)$$

20. Si sucede algún cambio en la elevación, agregue la componente por pérdida por elevación en el paso 19.

Figura 18. Factores de fricción de dos fases de Dukler.



Fuente.¹⁷

2.3.4 Correlación de Eaton, Andrews, Knowlesy Brown, 1964. Eaton hizo un extenso estudio de campo en Delcambre Louisiana. Las pruebas controladas cubrían varios gastos de gas y líquido que fueron conducidos por tuberías largas.

Los datos fueron tomados de pruebas en flujo multifásico horizontal en unas instalaciones localizadas de la Union Oil Company en California Tigre Lagoon Field, cerca de Delcambre. La unidad para prueba consistía de dos líneas de prueba de 1,700 pies, los diámetros de las líneas fueron de 2 y 4 pulgadas respectivamente. Se seleccionaron líneas largas para lograr un acercamiento más parecido a las condiciones de campo.

Los parámetros estudiados fueron:

- Variación del gasto de gas (0 - 10 MMpies³/d).
- Variación del gasto de líquido (50-5,500 bpd).
- Variación de la viscosidad del líquido (1-13.5 cp).
- Variación de la presión del sistema (70-950 psig).
- Variación del diámetro de la tubería (2" y 4").
- Variación del colgamiento de líquido (0-1).

¹⁷Dukler, A. E., Moye Wicks, III, and R.G. Cleveland. "Frictional Pressure Drop in Two- phase Flow: B. An Approach through Similarity Analysis". AIChE Journal, Vol. 10, No. 1, January 1964, pp. 44-51.

Tres líquidos fueron probados en cada línea. El gasto de líquido varió de 50 a 2,500 barriles por día en la línea de 2" y de 50-5,500 bpd en la de 4", y para cada gasto del líquido la relación gas-aceite se varió desde cero al máximo permitido por el sistema.

La precisión del método para determinar la presión en algún punto de la tubería dependerá de las magnitudes de los decrementos de presión tomadas, entre más pequeños sean los decrementos de presión aumentará la precisión del cálculo.

- **Procedimiento de cálculo:**

1. Conociendo P_1 , suponer el valor de P_2 .
2. Conociendo P_1 , P_2 , T_1 , y T_2 , determinar el valor de \bar{P} y \bar{T} .
3. Calcular u obtener el valor de \bar{v}_m , w_L , w_g , $\bar{\rho}_L$, $\bar{\rho}_g$, σ , y ρ_L , ρ_g , R_s , B_o , μ_g , μ_L , a ambas condiciones de presión y temperatura (P_1 , T_1 , y P_2 , T_2).
4. Para obtener el colgamiento usamos la figura 17, para la cual se requiere determinar a ambas presiones (P_1 y P_2) el siguiente valor:

$$\frac{(N_{Lv})^{0.575}}{N_{gv} \cdot N_d^{0.0277}} \left(\frac{P}{P_b} \right)^{0.05} \left(\frac{N_L}{N_{LB}} \right)^{0.1} \quad (2.64)$$

Donde $N_{LB} = \text{Constante} = 0.00226$ y:

$$N_{Lv} = 1.938 \cdot v_{sL} \cdot \left(\frac{\rho_L}{\sigma} \right)^{0.25} \quad (2.65)$$

$$N_{gv} = 1.938 \cdot v_{sg} \cdot \left(\frac{\rho_L}{\sigma} \right)^{0.25} \quad (2.66)$$

$$N_d = \frac{120.872 \cdot d}{12} \cdot \left(\frac{\rho_L}{\sigma} \right)^{0.5} \quad (2.67)$$

$$N_L = 0.1572 \cdot \mu_L \cdot \left(\frac{1}{\rho_L \cdot \sigma^3} \right)^{0.25} \quad (2.68)$$

$$\frac{P}{P_{c.s}} = \frac{P}{14.65} \quad (2.69)$$

Es importante notar que el gas en solución y el gas libre deben determinarse para poder evaluar correctamente v_{sL} y v_{sg} .

5. Obtener H_{L1} y H_{L2} de la figura 17.

6. Evaluar v_{L1} , v_{L2} , Δv_L , v_{g1} , v_{g2} , Δv_g .

7. Obtener el valor del Factor de Fricción de la figura 18, calculando primero:

$$(GR)^{0.5} \left(\frac{d_B}{d} \right)^{1.25} \frac{G_T \cdot d}{\mu_g (12)(6.72 \times 10^{-4})} \quad (2.70)$$

Donde:

$$GR = \frac{w_g}{w_m} \quad (2.71)$$

$$LR = \frac{w_L}{w_m} \quad (2.72)$$

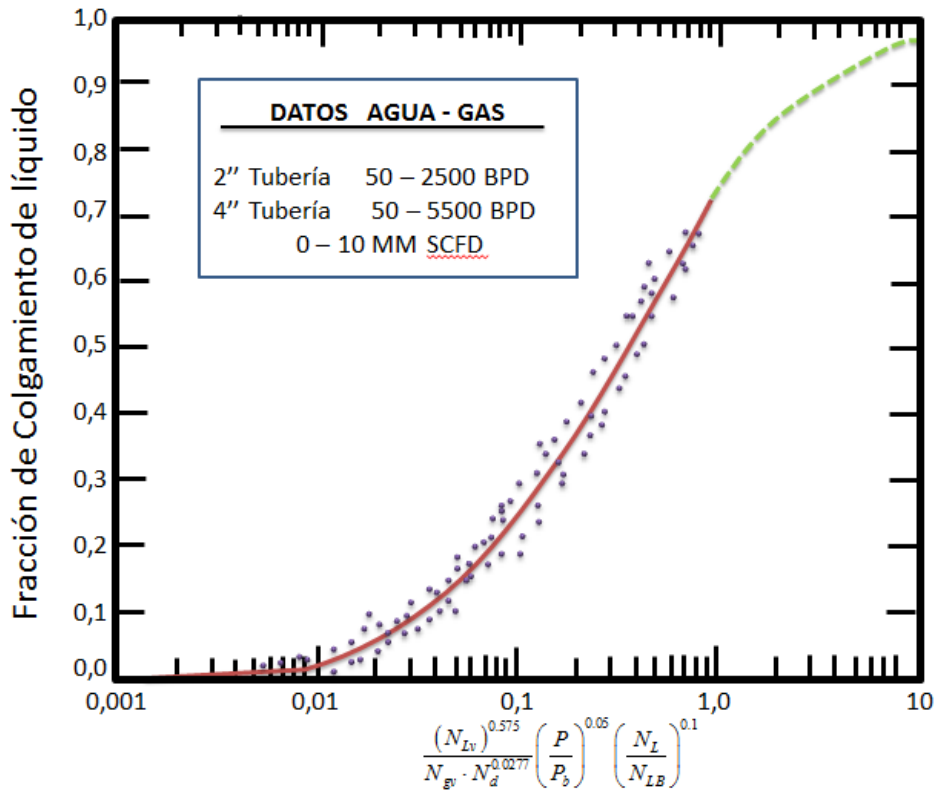
$$G_T = \frac{w_m}{A_p / 144} \quad (2.73)$$

GR = relación de gasto másico de gas con respecto al gasto másico total.

LR = relación de gasto másico de líquido con respecto al gasto másico total.

Con este valor obtenga el valor de $f(LR)^{0.1}$ de la figura 18, y conociendo LR calcular el Factor de Fricción f .

Figura 19. Datos de Colgamiento de Líquido para tuberías de 2" y 4" (por Eaton).



Fuente: (por Eaton).¹⁸

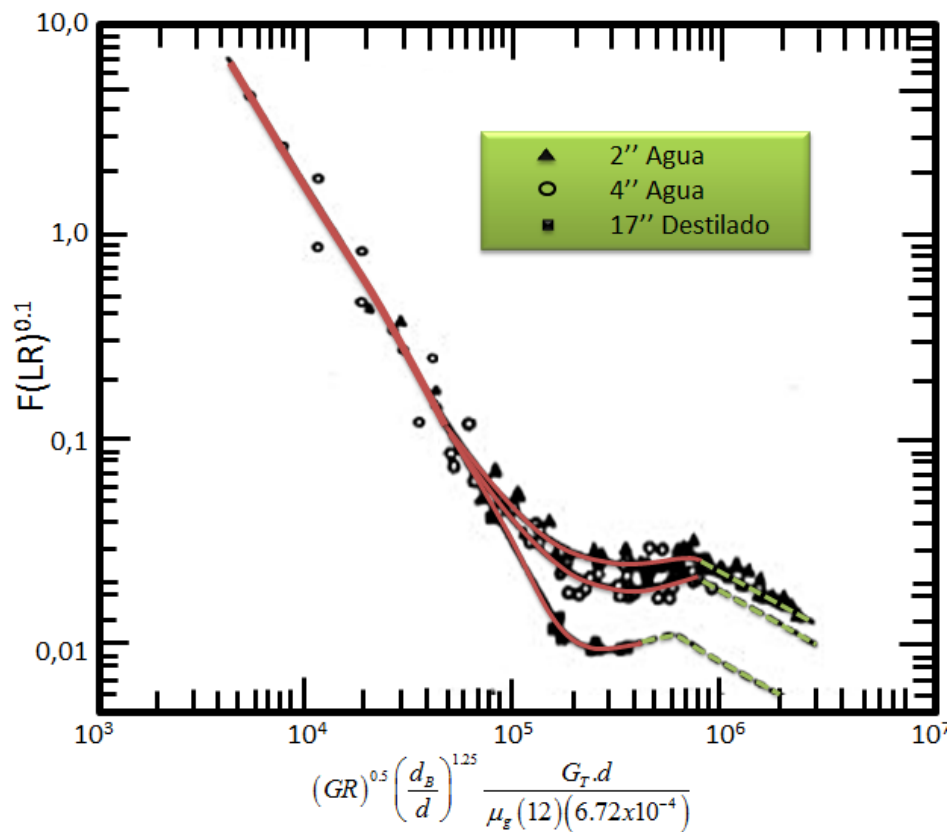
8. Calcular Δx con:

$$\Delta x = \frac{2 \cdot g_c \cdot d}{12 w_T \cdot \bar{v}_m^2 \cdot f} \left[144 \cdot \Delta P \cdot \left(\frac{w_L}{\bar{\rho}_L} + \frac{w_g}{\bar{\rho}_g} \right) - \frac{w_L \cdot \Delta v_L^2 + w_g \cdot \Delta v_g^2}{2 \cdot g_c} \right] \quad (2.74)$$

9. Empezando con P_2 y x_2 , suponer un valor para P_3 y repetir el procedimiento. Continuar estos cálculos hasta alcanzar la longitud total de la línea de tubería.

¹⁸ Eaton, Ben A, et al. "The Prediction of Flow Patterns, Liquid Holdup and Pressure Losses Occurring During Continuous Two-Phase Flow in Horizontal Pipelines". Pet. Tech. AIME, June 1967. pp. 815-828.

Figura 20. Correlación del factor de pérdida de energía (por Eaton).



Fuente: (por Eaton).¹⁷

2.3.5 Correlación de Beggs & Brill. La correlación de Beggs & Brill¹⁹ (1973) fue desarrollada en 584 pruebas tomadas de datos obtenidos experimentalmente de una prueba de arreglo a pequeña escala. La prueba consistió en una sección de tubería de acrílico de 1" y 1.5" de diámetro y de 90 pies de longitud, la cual tenía un mecanismo que podía inclinar la tubería de horizontal a vertical y los fluidos utilizados eran aire y agua. Los parámetros estudiados y sus rangos de variación son:

- Gasto de gas, 0 a 300 Mpies³/día.
- Gasto de líquido, 0 a 30 gal/min (0 a 1.635x10⁶ litros/día).
- Presión promedio del sistema, 35 a 95 psia.
- Diámetro de la tubería, 1 y 1.5 pg.

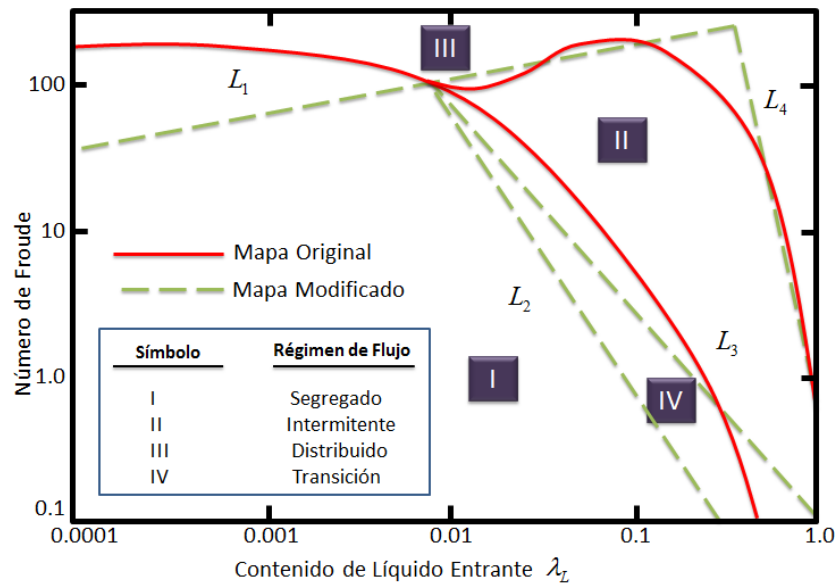
¹⁹Beggs, H. D. y Brill, J. P.: "A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes". Trans. AIME 1973.

- Colgamiento de líquido, 0 a 0.870.
- Gradiente de presión, 0 a 0.8 psi/pie.
- Ángulo de inclinación, -90° a $+90^\circ$
- Patrón de flujo horizontal.

Para cada diámetro de tubería, los gastos de líquido y gas variaban por lo que se pudieron observar todos los patrones de flujo cuando la tubería estaba en posición horizontal. Una vez establecido cada patrón de flujo se procedió a variar el ángulo de inclinación, así que se pudo observar cómo el ángulo de inclinación afectaba el colgamiento y el gradiente de presión. El colgamiento y el gradiente de presión fueron medidos en ángulos que variaban de 5, 10, 15, 20, 35, 55, 75 y 90 grados, y se encontró que el colgamiento llegaba a su valor máximo en $+50$ grados y a su valor mínimo en -50 grados. El mapa de patrones de flujo original que obtuvieron Beggs y Brill fue ligeramente modificado para poder incluir la zona de transición entre el patrón de flujo segregado y el intermitente.

El mapa de patrones de flujo modificado fue sobrepuesto al original y se muestra en la figura 21.

Figura 21. Mapa de patrón de flujo horizontal modificado.



Fuente: Multiphase Flow in Wells, James P Brill, 1999

La ecuación para determinar el gradiente de presión es:

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \frac{\frac{g}{g_c} \cdot \rho_m \cdot \text{Sen}\theta + \frac{f_T \cdot G_m \cdot v_m}{2 \cdot g_c \cdot d \cdot 12}}{1 - \frac{\rho_m \cdot v_m \cdot v_{sg}}{g_c \cdot (P + 14.7) \cdot (144)}} \quad (2.75)$$

Donde $\Delta P / \Delta L$ está en: psi/ft, y para flujo horizontal $\text{Sen}\theta = 0$.

• **Procedimiento de cálculo:**

1. Comenzando con una presión conocida P_1 , estimar el valor para la caída de presión ΔP .
2. Calcular la presión promedio en el intervalo:

$$\bar{P} = P_1 + \frac{\Delta P}{2} \text{ si } P_1 \text{ es la presión corriente abajo.}$$

$$\bar{P} = P_1 - \frac{\Delta P}{2} \text{ si } P_1 \text{ es la presión corriente arriba.}$$

3. Del análisis PVT o las correlaciones apropiadas, calcular a la \bar{P} y \bar{T} :

$$R_s, B_o, B_w, \mu_o, \mu_w, \mu_g, \sigma_o, \sigma_w, Z$$

4. Calcular la densidad relativa del aceite:

$$\gamma_o = \frac{141.5}{131.5 + ^\circ API} \quad (2.76)$$

5. Calcular las densidades del líquido y del gas en lbm/ft^3 a \bar{P} y \bar{T} :

$$\rho_L = \rho_o \left(\frac{1}{1+WOR} \right) + \rho_w \left(\frac{WOR}{1+WOR} \right) \quad (2.77)$$

Donde WOR es la relación agua-aceite.

$$\rho_o = \frac{(350 \cdot \gamma_o + 0.0764 \cdot R_s \cdot \gamma_g)}{5.6146 \cdot B_o} \quad (2.78)$$

$$\rho_w = \frac{350 \cdot \gamma_w}{5.615 \cdot B_w} \quad (2.79)$$

$$\rho_g = \frac{0.0764 \cdot \gamma_g \cdot (\bar{P} + 14.7) \cdot 520}{(14.7)(\bar{T} + 460)Z} \quad (2.80)$$

6. Calcular los gastos de gas y líquido in situ (a condiciones de escurrimiento).

$$q_g = \frac{3.27 \times 10^{-7} Z q_o (R - R_s) (\bar{T} + 460)}{(\bar{P} + 14.7)} \quad (2.81)$$

$$q_L = 6.49 \times 10^{-5} \cdot (q_o \cdot B_o + q_w \cdot B_w) \quad (2.82)$$

Donde q_L y $q_g = \text{ft}^3 / \text{seg}$

7. Calcular las velocidades superficiales del gas, líquido y la mezcla in situ.

$$v_{sL} = \frac{144 \cdot q_L}{A_p} \quad (2.83)$$

$$v_{sg} = \frac{144 \cdot q_g}{A_p} \quad (2.84)$$

$$v_m = v_{sL} + v_{sg} \quad (2.85)$$

8. Calcular el flujo másico del gas, líquido y total:

$$G_L = \rho_L \cdot v_{sL} \quad (2.86)$$

$$G_g = \rho_g \cdot v_{sg} \quad (2.87)$$

$$G_T = G_L + G_g \quad (2.88)$$

9. Calcular el colgamiento de líquido sin resbalamiento con la ecuación:

$$\lambda = \frac{\bar{q}_L}{\bar{q}_L + \bar{q}_g} = \frac{\frac{w_L}{\rho_L}}{\frac{w_L}{\rho_L} + \frac{w_g}{\rho_g}} \quad (2.89)$$

10. Calcular el Número de Froude, N_{FR} , la viscosidad del líquido y de la mezcla, y la tensión superficial del líquido.

$$N_{FR} = \frac{v_m^2}{g \cdot d / 12} \quad (2.90)$$

$$\mu_L = \mu_o \left(\frac{1}{1 + WOR} \right) + \mu_w \left(\frac{WOR}{1 + WOR} \right) \quad (2.91)$$

$$\bar{\mu}_m = \bar{\mu}_L \cdot \lambda + \bar{\mu}_g (1 - \lambda) \quad (2.92)$$

$$\sigma_L = \sigma_o \left(\frac{1}{1 + WOR} \right) + \sigma_w \left(\frac{WOR}{1 + WOR} \right) \quad (2.93)$$

11. Calcular el Número de Reynolds sin resbalamiento y el número de velocidad del líquido.

$$N_{Re} = \frac{G_T \cdot d / 12}{\bar{\mu}_m \cdot 6.72 \times 10^{-4}} \quad (2.94)$$

$$N_{Lv} = 1.938 v_{sL} \left(\frac{\rho_L}{\sigma_L} \right)^{0.25} \quad (2.95)$$

12. Para determinar el patrón de flujo que existe en el flujo horizontal, calcular los parámetros correlacionados, L_1, L_2, L_3 y L_4 con:

$$L_1 = 316 \lambda^{0.302} \quad (2.96)$$

$$L_2 = 0.0009252 \lambda^{-2.4684} \quad (2.97)$$

$$L_3 = 0.10 \lambda^{-1.4516} \quad (2.98)$$

$$L_4 = 0.5 \lambda^{-6.738} \quad (2.99)$$

13. Determine el patrón de flujo usando los siguientes límites:

Tabla 4. Límites para los patrones de flujo según Beggs & Brill.

CLASIFICACIÓN DE PATRONES DE FLUJO	
PATRÓN DE FLUJO	CONDICIONES
Segregado	$\lambda \leq 0.01$ y $N_{FR} < L_1$
	o $\lambda \geq 0.01$ y $N_{FR} < L_2$
Transición	$\lambda \geq 0.01$ y $L_2 < N_{FR} \leq L_3$
Intermitente	$0.01 \leq \lambda < 0.4$ y $L_3 < N_{FR} \leq L_1$
	o $\lambda > 0.4$ y $L_3 < N_{FR} \leq L_4$
Distribuido	$\lambda > 0.4$ y $N_{FR} \geq L_1$
	o $\lambda \geq 0.4$ y $N_{FR} > L_4$

Fuente:²⁰.

²⁰TORRES, JUAN. TRAUWVITZ, EDGAR (2008). Flujo Multifásico en Tuberías, Universidad Nacional Autónoma de México.

14. Calcular el colgamiento horizontal, $H_L(0)$. Si el patrón de flujo es de transición, es necesario interpolar entre los valores de flujo segregado y el intermitente.

$$H_L(0) = \frac{a \cdot \lambda^b}{(N_{FR})^c} \quad (2.100)$$

Donde a, b y c son determinados para cada patrón de flujo de la tabla 5:

Tabla 5. Coeficientes para determinar el colgamiento según el patrón de flujo.

CONSTANTES DE LOS PATRONES DE FLUJO			
	A	B	C
Segregado	0.98	0.4846	0.0868
Intermitente	0.845	0.5351	0.0173
Distribuido	1.065	0.5824	0.0609

Fuente: ²¹

15. Calcular la densidad de la mezcla con la ecuación:

$$\rho_m = \rho_L \cdot H_L + \rho_g \cdot (1 - H_L) \quad (2.101)$$

16. Calcular la relación del Factor de Fricción de las dos fases f_T con respecto al Factor de Fricción sin resbalamiento f_{ns} .

$$\frac{f_T}{f_{ns}} = e^s \quad (2.102)$$

²¹TORRES, JUAN. TRAUWVITZ, EDGAR (2008). Flujo Multifásico en Tuberías, Universidad Nacional Autónoma de México

Donde:

$$S = \frac{\ln(y)}{\{-0.0523 + 3.182 \ln(y) - 0.8725 [\ln(y)]^2 + 0.01853 [\ln(y)]^4\}} \quad (2.103)$$

Y:

$$y = \frac{\lambda}{[H_L(0)]^2} \quad (2.104)$$

El valor de “S” se determina en un punto del intervalo $1 < y < 1.2$; para “y” en este intervalo, la función “S” se calcula con:

$$S = \ln(2.2y - 1.2) \quad (2.105)$$

17. Calcular el Factor de Fricción sin considerar el resbalamiento.

$$f_{ns} = \frac{1}{\left[2 \cdot \log\left(\frac{N_{Re}}{4.5223 \cdot \log N_{Re} - 3.8215}\right)\right]^2} \quad (2.106)$$

$$f_{ns} = 0.0056 + \frac{0.5}{(N_{Re})^{0.32}} \quad (2.107)$$

18. Calcular el factor de fricción de las dos fases.

$$f_T = f_{ns} \cdot \frac{f_T}{f_{ns}} \quad (2.108)$$

19. Calcular:

$$\Delta P = \frac{\Delta L \cdot \left(\frac{f_T \cdot G_m \cdot v_m}{2 \cdot g_c \cdot d \cdot 12}\right)}{1 - \frac{\rho_m \cdot v_m \cdot v_{sg}}{g_c \cdot (\bar{P} + 14.7) \cdot (144)}} \quad (2.109)$$

20. Si la caída de presión estimada en el paso 1 y la calculada en el paso 19 no son iguales, use el valor calculado en el paso 19 como el nuevo valor supuesto ΔP del paso 1, y empezar de nuevo el procedimiento a partir del paso 2. Éste procedimiento se repite hasta que el valor de ΔP supuesto sea igual al valor ΔP calculado. La presión en $L \pm \Delta L$ es entonces $P_1 \pm \Delta P$.

A continuación se hará una breve descripción de las principales correlaciones que describen el flujo multifásico en tuberías verticales sin profundizar en el desarrollo matemático, debido a que para efectos prácticos de éste trabajo no será de vital importancia y teniendo en cuenta que el estudio a realizar comprende solamente el comportamiento del flujo en el sistema de recolección descrito en gran parte gracias a las correlaciones de flujo multifásico horizontal.

Con lo anterior, es importante detenerse en analizar el principal problema en la predicción precisa de las caídas de presión en la tubería de producción, lo cual radica en la complejidad del flujo presente y su composición, además de parámetros claves que definirán las condiciones físicas de flujo. Diversos autores han centrado su atención al estudio de los fenómenos ocurrentes durante la producción de crudo y su trayectoria desde el fondo de pozo a superficie, formulándose gran variedad de correlaciones que describen el comportamiento de los fluidos mientras son elevados por medios naturales o artificiales.

Claro está también, que los estudios y soluciones presentados para la representación del flujo han sido muy diversos y han dependido de las condiciones operacionales e investigativas del momento, y sus soluciones especializadas son sujetas a condiciones limitadas de acuerdo a la complejidad del estudio siendo en algunos casos, difícil el análisis con la utilización de algunas de ellas.

Por otra parte, y según estudios y análisis hechos a los aspectos relacionados con la producción de petróleo y su transporte, un gran porcentaje de la presión disponible se consume al trasladarlos fluidos del yacimiento a la cabeza del pozo, acarreándose por consiguiente la gran importancia de realizar evaluaciones precisas de la presión a lo largo

de la tubería de producción. Son numerosos métodos los que se han planteado para realizar dichos estudios y algunos de ellos se han mencionado anteriormente.

Al hacer un análisis del flujo multifásico en el pozo (flujo vertical) y conjuntamente con un análisis integral del sistema de producción, es posible:

- Diseñar las tuberías de producción y líneas de descarga.
- Diseñar aparejos de producción artificial.
- Obtener la presión de fondo fluyendo, sin intervenir los pozos.
- Calcular el efecto de los estranguladores sobre el gasto.
- Determinar la vida fluyente de los pozos.
- Corroborar los datos obtenidos con las correlaciones para su ajuste.

Varias correlaciones para predecir las pérdidas de presión en tubería vertical han sido publicadas debido a la complejidad del flujo multifásico, las correlaciones propuestas por necesidad son altamente empíricas.

La pérdida de presión causada por el cambio de elevación depende de la densidad de la mezcla y es usualmente calculada usando el valor del holdup del líquido. Excepto para condiciones de alta velocidad, la mayoría de pérdidas de presión en flujo vertical son causadas por este componente. La pérdida de presión causada por la fricción requiere la evaluación del factor de fricción. La pérdida de presión debida a la aceleración del fluido es algunas veces despreciable y usualmente es calculada solo para casos de altas velocidades de flujo.²²

Cuando el flujo es vertical, las caídas de presión por aceleración son muy pequeñas, por lo que el gradiente de presión debido a la misma generalmente se desprecia, quedando la ecuación general de pérdidas de presión queda de la siguiente manera:

²²Brill, J.P. et al. Two Phase Flow in Pipes. Sexta edición, enero 1991.

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta h}\right)_T = \left(\frac{\Delta P}{\Delta h}\right)_e + \left(\frac{\Delta P}{\Delta h}\right)_f \quad (2.110)$$

Las diversas correlaciones existentes para el cálculo de distribuciones de presión con flujo multifásico en tuberías, pueden clasificarse en tres grupos en base al criterio utilizado en su desarrollo. En la tabla 3.1 se muestran los tres grupos y los criterios desarrollados.

Hay muchas correlaciones que dan excelentes resultados dependiendo de las diferentes condiciones de flujo. Basados en las comparaciones hechas por Lawson y Brill, los métodos vistos en este capítulo están entre las mejores correlaciones para flujo vertical, ya que pusieron especial cuidado en varios tamaños de tuberías, en las propiedades de los fluidos y los gastos de flujo. Estas correlaciones son las siguientes:

- Poettman & Carpenter (1952).
- Fancher & Brown.
- Hagedorn & Brown (1965).
- Duns & Ros (1963).
- Orkiszewski (1967)

Tabla 6. Criterios en el desarrollo de las correlaciones de flujo multifásico vertical.

	Grupo I	Grupo II	Grupo III
Resbalamiento entre las fases	No se considera	Si se considera	Si se considera
Densidad de la mezcla ρ_m	Se calcula en función de las propiedades de los fluidos	Se calcula considerando el efecto del colgamiento	Se calcula considerando el efecto del colgamiento
Factor de fricción f	Se determina empíricamente	Se correlaciona con las propiedades combinadas del gas y el líquido	Se correlaciona con las propiedades del fluido en la fase continua

Patrones de flujo	No se distinguen	No se distinguen	Sí se distinguen
Métodos o Correlaciones	Poettmann y Carpenter, Fancher y Brown y Baxendell y Thomas	Hagedorn y Brown	Duns y Ros, Orkiszewski, Aziz, Beggs y Brill, Chierici, Gould y Tek entre otras

Fuente: Multiphase Flow in Wells, James P Brill, 1999

A continuación se hará una breve descripción de las principales correlaciones que describen el flujo multifásico en tuberías verticales sin profundizar en el desarrollo matemático, debido a que para efectos prácticos de éste trabajo no será de vital importancia ya que el estudio a realizar comprende solamente el comportamiento del flujo en el sistema de recolección descrito en gran parte gracias a las correlaciones de flujo multifásico horizontal.

2.3.6 Poettmann&Carpenter. Correlacionar las pérdidas de energía irreversibles de 49 pozos de prueba, con el término de fricción tipo Fanning²³. Ellos relacionaron el término de fricción con el numerador del número de Reynolds para la mezcla. No hicieron ningún experimento para representar el holdup up líquido, pero hicieron una corrección a la densidad media de los fluidos producidos a condiciones de fondo de pozo.

La correlación reproduce los gradientes de presión con una desviación promedio del 1.8% y una desviación estándar de 8.3%. Más tarde se descubrió que no aplicaba para amplios rangos de valores de variables de flujo encontrados en problemas de producción.

2.3.7 Fancher & Brown. Aplicaron²⁴ la aproximación de Poettmann y Carpenter a 94 pruebas de un pozo experimental. Ellos introdujeron la relación gas/líquido producido (RGL) como un parámetro adicional en la correlación del factor de fricción. De manera

²³Poettman, F. H, y Carpenter, P. G. "The Multiphase Flow of Gas, Oil, and Water Through Vertical Flow Strings with Application to the design of Gas Lift Installations". Drill. And Prod. Prac, API 1952.

²⁴Fancher, G. H, y Brown, K. E: "Prediction of Pressure Gradients for Multiphase Flow in Tubing." Trans., AIME.

gráfica expusieron la correlación del factor de fricción. Fancher y Brown no consideran regímenes de flujo, asumen que no existe deslizamiento.

2.3.8 Hagedorn & Brown. Desarrollaron una correlación de 475 pruebas realizadas en un pozo experimental de 1500 pies de profundidad, usando viscosidades por encima de 110 cp. Ellos utilizaron una densidad de mezcla promedio corregida a condiciones de fondo de pozo para calcular las pérdidas de presión por fricción y aceleración.²⁵ El holdup líquido fue luego calculado de las pérdidas de presión total y los valores calculados de pérdidas por fricción y aceleración.

Ellos correlacionaron esos valores de holdup con variables de flujo y propiedades de fluido, ya que el holdup líquido no fue medido directamente, los valores de holdup dados por la correlación no son físicamente significativos en algunos casos. Las pérdidas de presión calculadas fueron comparadas con un estudio dando una desviación promedio de 1.5 %, con una desviación estándar de 5.5 %.

2.3.9 Duns & Ros. Reunieron datos de laboratorio sobre pérdidas de presión para flujo multifásico en tubos transparentes. Esta correlación es resultado de un extensivo estudio en el cual el holdup líquido y gradientes de presión fueron medidos. Ellos observaron la dependencia de los regímenes de flujo sobre parámetros adimensionales. Algunas correlaciones para velocidad de deslizamiento también fueron desarrolladas. Los datos fueron tomados para un amplio rango de variables de flujo, esperando que la correlación funcionara satisfactoriamente para la mayoría de condiciones de pozo.²⁶

2.3.10 Orkiszewski. Probó varias correlaciones publicadas con datos de campo y concluyó que ninguna fue suficientemente aproximada para todos los regímenes de flujo. Luego seleccionó la correlación que él consideró más aproximada para flujo burbuja y

²⁵Hagedorn, A. R., y Brown, K. E.: "Experimental Study of Pressure Gradients Occurring During Continuous Two-Phase Flow in Small-Diameter Vertical Conduits" Trans., AIME.

²⁶Duns, H., Jr., y Ros, N.C.J.: "Vertical Flow of Gas and Liquid Mixtures in Wells," proc., Sixth World Pet. Cong., Frankfurt 1963 II.

flujo niebla, y propuso una nueva correlación para flujo bache basada en un parámetro llamado “coeficiente de distribución líquida”.²⁷

La correlación compuesta fue probada contra 148 pruebas de pozo y reportó medidas de pérdidas de presión con un error promedio de 0.8 % y una desviación estándar de 10.8%. Se incluyeron aquellas correlaciones que por muchos autores han sido consideradas las más aceptables por la industria del petróleo por las amplias gamas de condiciones de flujo. Las correlaciones que no han logrado este grado de uso general pueden ser bastante adecuadas para predecir pérdidas de presión en usos específicos.

2.3.11 Dukler, Aga, Flanigan. La correlación de AGA y Flanigan fue desarrollada para sistemas de flujo de gas-condensado en tuberías horizontales e inclinadas. El mapa de patrones de flujo de Taitel-Dukler considera 5 regímenes de flujo, estratificado, estratificado ondulado, intermitente, anular y burbujas dispersas. La ecuación de Dukler es usada para calcular las pérdidas de presión por fricción, holdup y la ecuación de Flanigan es utilizada para calcular el gradiente de presión potencial. La correlación de Eaton para holdup de líquido está basada en un estudio de comportamiento en tuberías de 2 y 4 in. En tuberías de acero usando agua y gas natural en las pruebas, y rangos de presión desde 305 hasta 865 psia, los rangos de holdup de líquido medidos fueron 0,006 -0,732.²⁸

2.3.12 Oliemans. La correlación de Oliemans fue desarrollado en un estudio utilizando tuberías de grandes diámetros que trasportaban condensados. El régimen de flujo es predicho utilizando el mapa de Taitel & Dukler, y se introdujo un simple modelo que obedeció a las correctas limitaciones individuales de flujo para predecir las caídas de presión. El modelo se basó en una cantidad limitada de datos de 30 in, a una distancia de 100 Km a presiones de 100 bar (1450 psia) o mayores. La caída de presión en la correlación de Oliemans puede ser utilizada con las correlaciones de

²⁷Orkiszewski, J.: “Predicting Two-Phase Pressure Drops in Vertical Pipe,” Trans., AIME.

²⁸ ROJAS, GUSTAVO.CHACON, FREDDY (2011). Estudio comparativo de las correlaciones empíricas y modelos mecanísticos para flujo multifásico en pozos horizontales de inyección de vapor.

Eaton. La correlación puede que presente valores inconsistentes con diámetros menores a 15 in, y presiones bajas.

2.3.13 HTFS Líquido Slip y Homogéneo. Los dos modelos de HTFS comparten un método en común para calcular el gradiente de presión por fricción y gradiente de presión por aceleración, mientras que difiere en el método usado para calcular el gradiente de presión estático.

El método del gradiente de presión por fricción es una adaptación de Clazton et al. (1972). El método primero calcula la caída de presión por fricción para las fases líquida y gas, asumiendo que ellas están fluyendo solo en la base de la tubería, basado en el factor de fricción de Fanning para cada fase, y nuevamente calculada, asumiendo que el fluido ahora fluye solo en toda la tubería. La caída de presión por fricción es calculada de la fórmula.

2.4 MODELO MECANÍSTICO.

Es un modelo matemático que explica el comportamiento de flujo multifásico en tubería incorporando todas las variables que están involucradas en este fenómeno. Complementando la parte teórica con datos de campo o de laboratorios apropiados, esta aproximación produce métodos de predicción que representa un adelanto significativo sobre las correlaciones empíricas generalizadas.

Una característica de este método, es la existencia de diferentes patrones de flujo en los sistemas bifásicos. El primer objetivo es determinar el patrón de flujo de un sistema dado. Luego, para cada patrón de flujo se desarrolla un modelo matemático apropiado, el cual predice la hidrodinámica del flujo y la transferencia de calor para este. Estos modelos incluyen además parámetros importantes del flujo, como condiciones geométricas (diámetros, longitud de tubería), y propiedades físicas de los fluidos (densidad, viscosidad y compresibilidad)

El flujo de dos fases está caracterizado por un gran número de variables de flujo, casi el doble que para flujo de una fase. Su configuración también, es muy compleja. Esto

es especialmente cierto para el sistema gas – líquido con una fase compresible y una fase deformable, lo cual hace al método empírico y al de solución exacta imprácticos.

Inicialmente el medio predictivo para el flujo de dos fases fue a través del método empírico. Esto fue a la naturaleza compleja del sistema y la necesidad de construir métodos de diseño para la industria.

Usualmente los grupos adimensionales para los datos correlacionados fueron supuestos sin ninguna base física. Este método fue muy útil para solucionar problemas de flujo de dos fases por más de 30 años con un error aproximadamente de $\pm 30\%$ ²⁹

2.4.1 Técnicas de modelación.

Los primeros modelos desarrollados para sistema de dos fases fueron independientes del patrón de flujo. Estos modelos simplemente ignoran la complejidad de la configuración del flujo y trata el flujo con herramientas desarrollada para flujo de una sola fase.

2.4.1.1 Modelo de flujo homogéneo. Suministra la más simple técnica para el análisis del flujo de dos fases. Para este caso, la mezcla de dos fases es tratada como una pseudo-fase, independiente, con velocidad y propiedades físicas promedios, que son determinadas desde las propiedades del gas y líquido de una fase a través del colgamiento (Holdup) del líquido.

Las suposiciones para este modelo son:

- No existe deslizamiento, velocidades de líquido y vapor iguales.

²⁹GOMEZ, L. E., et al. Unified Mechanistic Model for Steady-State Two-Phase Flow: Horizontal to Vertical Upward Flow. En: SPE Journal. 2000. Vol. 5 no. 3. p. 339.

- No existe transferencia de masa entre fases, se alcanza un equilibrio termodinámico entre las fases.
- Se utiliza el factor de fricción de una pseudo-fase para el cálculo del gradiente de presión para flujo de dos fases.

2.4.1.2 Modelo de flujo separado. En el momento de flujo separado, se asume que fluyen de manera separada las fases gas y líquida. Así, cada una de ellas puede ser analizada utilizando métodos de flujo de una sola fase, tales como el factor de fricción o el coeficiente de transferencia de calor. El modelo de flujo separado toma en cuenta el hecho que las dos fases pueden tener diferentes propiedades y diferentes velocidades.

Este modelo se basa en las siguientes suposiciones:

- No existe deslizamiento entre fases.
- No existe transferencia de masa entre las fases, se considera un equilibrio termodinámico entre las fases.
- El uso de conceptos o correlaciones simplificadas para determinar el colgamiento y el gradiente de presión.

2.4.2 Ansari et al³⁰.

El modelo de Ansari et al., fue desarrollado como parte del programa “Tulsa University Fluid Flow Projects” (TUFFP). El exhaustivo modelo fue desarrollado para predecir patrones de flujo y características de los mismos, para flujo ascendente en dos fases. El modelo mecanístico exhaustivo está compuesto para predecir el patrón de

³⁰ ANSARI, A.M., et al. A Comprehensive Mechanistic Model for Upward Two-Phase Flow in Wellbores. En: J. SPE Production & Facilities. 1990. Vol. 9, no. 2, 143-151p. SPE-2063.

flujo y un conjunto de modelos independientes para predecir el “holdup” y caídas de presión en patrones burbuja, tapón y anular. El modelo fue evaluado con una base de datos de TUFFP de 1712 pozos, y con 371 pozos de la base de datos de Prudhoe Bay. El modelo fue comparado con seis correlaciones empíricas comunes y el modelo mecánico de Hasan & Kabir. El modelo tiene un excelente comportamiento para flujo anular y flujo burbuja. A nivel global, el modelo presentó el segundo menor error después de Hagerdon & Brown.

2.4.3 Modelo Unificado de dos fases – TUFFP.

El modelo unificado de TUFFP es un modelo mecánico para predecir patrones de flujo en transición, gradientes de presión, “holdup” de líquido y características de flujo “slup” en tubería de gasliquido. El modelo fue validado para todos los ángulos de inclinación. Este modelo unificado fue desarrollado por Zhang et al.

El concepto del principio fundamental es la condición de las acciones del flujo “slug”, para los límites de transición con los otros patrones de flujo. Los patrones de transición desde flujo “slug” a flujo estratificado y/o anular son predicho utilizando la solución de la ecuación de momento para flujo “slug”. La zona total de la película es tratada como el volumen de control y el intercambio de momento entre el cuerpo de “slug”, y la zona de la película es introducida dentro de la ecuación combinada de momento. Este acercamiento difiere de los métodos tradicionales al usar por separado los modelos mecánicos y correlaciones para cada transición. El beneficio de un simple modelo hidrodinámico es que los patrones de flujo en transición, características de slug, holdup de líquido y gradiente de presión son implícitamente relacionados.

Las relaciones de cierre en el modelo se basan en programas centrados en la investigación experimental de Tulsa y en otros lugares. Con nuevas mejoras, el modelo unificado es actualizado y validado.

2.4.4 Xiao et al³¹.

Xiao et al, desarrolló un modelo mecanístico exhaustivo como parte del programa de TUFFP. Este es desarrollado para flujo de dos fases en tuberías horizontales y cerca de la horizontal ($\pm 15^\circ$). El modelo primero predice el patrón de flujo y calcula las características de flujo como “holdup” de líquido y caída de presión, para flujo estratificado, anular, intermitente y burbuja. El modelo es validado con bases de datos de tuberías horizontales, incluyendo grandes diámetros de campo, seleccionada de la base de datos de AGA, para flujo multifásico y datos de laboratorio publicado en la literatura. Los datos incluyen aceite negro y sistemas de fluidos composicionales.

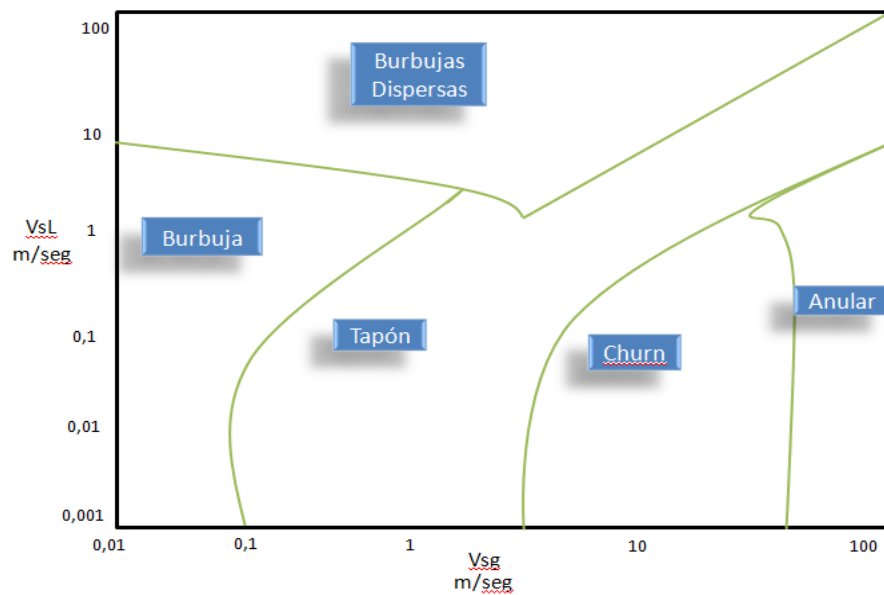
El modelo fue comparado con cuatro correlaciones empíricas para flujo horizontal, obteniendo excelentes resultados para los patrones de flujo predichos, pero uno de los inconvenientes resulta en el flujo anular, debido a que el modelo atribuye correlaciones para flujo vertical en este patrón de flujo.

2.4.5 Tulsa.

El modelo de Tulsa es un modelo mecanístico exhaustivo formulado para predecir patrones de flujo, caída de presión y “holdup” de líquido en flujo vertical ascendente para flujo de dos fases. El modelo identifica cinco patrones de flujo: burbuja, burbujas dispersas, tapón, “churn”, y anular. Los modelos usados para la predicción del patrón de flujo son: Ansari et al. (1994) para flujos de burbujas dispersas y anular; Chokshi (1994) para flujo burbuja y un nuevo modelo para flujo “churn”. El mapa de patrón de flujo resultante es mostrado en la figura 22.

³¹ Rao Bharath, Multiphase Flow Models Range of Applicability, Mayo 18, 1998

Figura 22. Tabla de Patrones de Flujo. Tulsa



Fuente: Piping Equipment – Hysys.

Modelos hidrodinámicos separados para cada patrón de flujo son usados. Un nuevo modelohidrodinámico es propuesto para flujo churn y una versión modificada del modelo de Chokshi para flujo tapón. Los modelos de Chokshi y Ansari et al. son adoptados para flujo burbuja y anular respectivamente.

El modelo ha sido evaluado utilizando una base de datos de 2052 pozos de Tulsa University Fluid Flow Project, convergiendo en un amplio rango de datos. El modelo ha sido comparado con los métodos de Ansari et al. (1994), Chokshi (1994), Hasan & Kabir (1994), Aziz et al. (1972) y Hagerdon & Brown (1964), y se afirma que dieron resultados superiores.

Tabla 7. Tabla de Modelos Mecánicos y Correlaciones Empíricas – Hysys

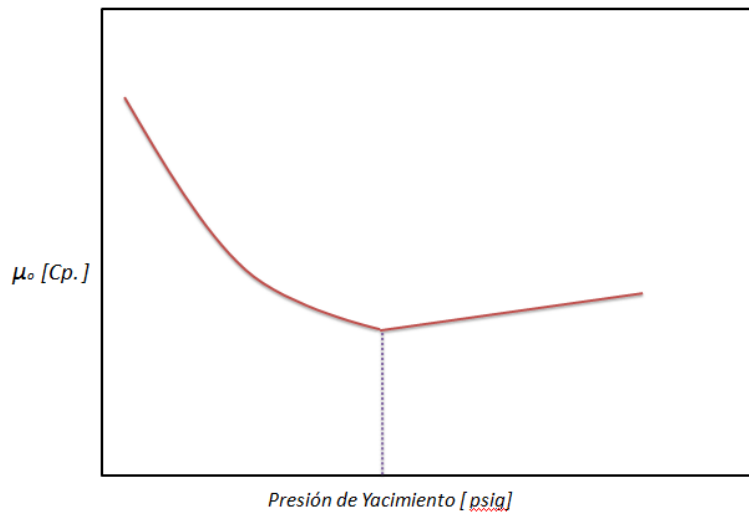
Modelo	Tipo de Modelo	Año de Desarrollo	Aplicación a Flujo Vertical	Hold up	Mapa de Flujo	Aplicación a Flujo Horizontal
Ansari	Modelo Mecánico	1994	SI	SI	SI	NO
Begg & Brill	Correlación Empírica	1979	SI	SI	SI	SI
Duns & Ros	Correlación Empírica	1961	SI	SI	SI	NO
Dukler, AGA, Flanigan	Correlación Empírica		NO	SI	SI	SI
Hagerdon & Brown	Correlación Empírica	1965	SI	SI	NO	NO
HTFS Homogeneous	Correlación Empírica		SI	NO	NO	SI
HTFS Liquid Slip	Correlación Empírica		SI	SI	NO	SI
Oliemans	Correlación Empírica	1976	NO	SI	NO	SI
Orkiszewsk	Correlación Empírica	1967	SI	SI	SI	NO
TUFFP	Modelo Mecánico	2003	SI	SI	SI	SI
Xiao	Modelo Mecánico	1990	NO	SI	SI	SI
Tulsa	Modelo Mecánico		SI	SI	SI	NO

Fuente: Piping Equipment – Hysys

2.5 VISCOSIDAD DE PETRÓLEO.

Es una medida de la resistencia de un fluido a fluir. Es afectada por la presión y la temperatura. En el caso del petróleo deben distinguirse dos tipos de viscosidad: viscosidad de un petróleo sin gas en Solución y viscosidad del petróleo a determinada P y T llevando consigo la cantidad de gas, R_s , que puede disolverse a esas condiciones. En ambos casos el efecto de la temperatura es disminuir la viscosidad, sin embargo, la presión en el primer caso aumenta la viscosidad y en el segundo la disminuye, ya que el efecto de la disminución de la viscosidad por el Gas en solución es mayor que el efecto de la compresibilidad del petróleo.

Figura 23. Relación de Viscosidad vs Presión de Yacimiento



Comportamiento de la viscosidad del petróleo con la Presión.

- Para presiones mayores a la presión de burbuja la viscosidad incrementa debido a la compresión del líquido
- Para presiones menores a la presión de burbuja Gas la viscosidad disminuye como consecuencia de la capacidad del gas a ser disuelto en el petróleo. Un petróleo muerto ó crudo muerto es aquel que a condiciones de presión atmosférica y temperatura ambiente no libera gas. Un petróleo vivo ó crudo vivo es aquel que contiene aun gas disuelto y al disminuir la presión y temperatura del sistema libera cantidades significativas de gas.

2.5.1 Correlaciones para el Cálculo de Viscosidad de Crudo Muerto.

Se denomina así a la medida de viscosidad de petróleo liberado de gas medida a presión atmosférica y a la temperatura de flujo del fluido en estudio.

2.5.1.1 Beggs Robinson (1975).

Se reportó un error promedio de -0.64 % con una desviación estándar de 13.53 % cuando se compara con los datos utilizados para su desarrollo un total de 460 datos de viscosidades de crudo sin gas en solución obtenidos de 600 muestras diferentes de crudos fueron utilizados en el desarrollo de esta correlación

$$u_{OD} = 10^x - 1 \quad (2.111)$$

$$X = Y \cdot T^{1.163} \quad (2.112)$$

$$Y = 10^Z \quad (2.113)$$

$$Z = 3.0324 - 0.02023 \cdot API \quad (2.114)$$

Tabla 8. Tabla de Rango de Aplicabilidad Correlación Beggs and Robinson J.R.

	Rango de Datos para la correlacion de Beggs y Robinson J.R
Presión , Lpca	15- 5265
Temperatura, F	70 -295
Razón gas Disuelto- Petróleo, PCN/BN	20 - 2070
Gravedad de Petróleo API	16 -58

Fuente: BÁNZER S, CARLOS: *Correlaciones Numéricas P.V.T.* Maracaibo, Venezuela. 1996. Fundación Laboratorio de Servicios Técnicos Petroleros

2.5.1.2 Glaso (1980)

Esta correlación puede usarse dentro de un intervalo de 50 – 300 F y gravedad API 20.1 -48.1.

$$u_{OD} = 3.141 \times 10^{10} T^{-3.44} [\log(API)]^a \quad (2.115)$$

$$a = 10.313 \log(T) - 36.447 \quad (2.116)$$

Esta correlación fue desarrollada a partir de 26 muestras diferentes de crudos cubriendo el rango de datos mostrado en la siguiente tabla.

Tabla 9. Tabla de Rango de Aplicabilidad Correlación Beal. C. y de Glaso. O.

Rango de Datos para correlaciones de Beal. C. y de GLASO. O.		
	Beal, C	Glaso, O.
Temperatura, F	98 - 250	50 - 300
Gravedad de Petróleo API	10 - 52.5	20.1 - 46.1
Viscosidad Cp	0.865 - 1.55	0.816 -39.1

Fuente: BÁNZER S, CARLOS: *Correlaciones Numéricas P.V.T.* Maracaibo, Venezuela. 1996. Fundación Laboratorio de Servicios Técnicos Petroleros

2.5.1.3 Kartoatmodjo y Schmidt (1994).

Fue desarrollada a partir de 740 crudos diferentes con un conjunto de datos experimentales de 5392 puntos. (Se reporta un error promedio de -13,158%)

$$u_{OD} = 16 \cdot 10^8 \cdot T^{-2.8177} \cdot (\log(API))^x \quad (2.117)$$

$$x = 5.752 \cdot \log(T) - 26.9718 \quad (2.118)$$

A continuación se presenta la tabla con el rango de datos usados en esta correlación:

Tabla 10. Rango de Aplicabilidad Correlación Kartoarmodjo, T. y Schmidt

	Rango de Datos para correlación de Kartoarmodjo, T. y Schmidt
Temperatura, F	75 - 320
Gravedad de Petróleo API	14.4 – 58.9
Viscosidad Cp	0.5 - 682

Fuente: BÁNZER S, CARLOS: *Correlaciones Numéricas P.V.T.* Maracaibo, Venezuela. 1996. Fundación Laboratorio de Servicios Técnicos Petroleros

2.5.1.4 Hossain y colaboradores (2005).

Fue desarrollada para crudos pesados a partir de las bases de datos experimentales de Chevron, De Ghetto y col. Y Kartoatmodjo y Schmidt.

$$u_{OD} = 10^{(-0.71523 \cdot API + 22.13766)} \cdot T^{(0.269024 \cdot API - 8.268047)} \quad (2.119)$$

2.5.1.5 De Ghetto et al. AGIP. SPE 30316.

$$u_{OD} = 10^x - 1 \quad (2.120)$$

$$x = 10^y \quad (2.121)$$

$$y = 10^z \quad (2.122)$$

Crudo pesado. Correlación de Egbogah – Jack modificada

$$z = 2.06492 - 0.0179 \cdot API - 0.70226 \cdot \log(T) \quad (2.123)$$

Como se visualiza en todas las correlaciones se puede obtener el valor de u_{OD} en función de la Gravedad API del crudo ($^\circ API$) y la temperatura (T) del proceso.

2.5.2 Correlaciones para el Cálculo de Viscosidad de Crudo Vivo (μ_o).

Se denomina así a la medida de viscosidad de petróleo el cual contiene gas en solución.

2.5.2.1 Standing (1981).

Correlación desarrollada a partir de la gráfica generada por Chew-Conally, 1959, dicha gráfica fue generada a partir de 457 muestras de petróleo, para un rango de presión de 132-5645 Psia, Temperaturas entre 72 y 292 F, Solubilidad del gas entre 51-3544 scf/STB y viscosidad del crudo muerto entre 0.377 y 50 cP.

$$u_o = \left[10^{(Rs \cdot (2.2 \times 10^{-7} \cdot Rs - 7.4 \times 10^{-4}))} \right] (u_{od})^b \quad (2.124)$$

$$b = \frac{0.68}{10^{8.62 \times 10^{-5} \cdot R_s}} + \frac{0.25}{10^{1.1 \times 10^{-3} \cdot R_s}} + \frac{0.062}{10^{3.74 \times 10^{-3} \cdot R_s}} \quad (2.125)$$

2.5.2.2 Beggs-Robinson (1975).

Correlación desarrollada a partir de un análisis de 2073 valores experimentales de viscosidad de crudo saturado. Los rangos de los datos usados para generar su correlación son: Presión (132-5265 Psia), Temperatura (70-295 F), Solubilidad del gas (20-2070 scf/STB) y API (16-58).

$$u_o = A \cdot (u_{od})^B \quad (2.126)$$

$$A = 10.715 \cdot (R_s + 100)^{-0.515} \quad (2.127)$$

$$B = 5.44 \cdot (R_s + 150)^{-0.338} \quad (2.128)$$

2.5.2.3 Hossain y colaboradores (2005).

Fue desarrollada para crudos pesados a partir de las bases de datos experimentales de Chevron, De Ghetto y Col. y Kartoatmodjo y Schmidt.

$$u_o = A \cdot (u_{od})^B \quad (2.129)$$

$$A = 1 - 0.001718831 \cdot R_s + 1.58081 \cdot 10^{-6} \cdot R_s^2 \quad (2.130)$$

$$B = 1 - 0.002052461 \cdot R_s + 3.47559 \times 10^{-6} \cdot R_s^2 \quad (2.131)$$

2.5.2.4 De Ghetto et al. AGIP. SPE 30316.

Crudo pesado. Correlación de Kartoatmodjo modificada.

$$u_o = -0.6311 + 1.078 \cdot F - 0.003653 \cdot F^2$$

(2.131)

$$F = (0.2478 + 0.6114 \cdot 10^{0.00845 \cdot R_s}) \cdot u_{OD}^{(0.4731 + 0.5150 \cdot y)} \quad (2.132)$$

$$y = 10^{-0.00081 \cdot R_s}$$

(2.133)

Como se visualiza en todas las correlaciones se puede obtener el valor de μ_o en función de la solubilidad del Gas (R_s) y la Viscosidad de Crudo Muerto μ_{od} .

3. TRANSFERENCIA DE CALOR

Es el flujo de energía en forma de calor entre un sistema termodinámico y sus alrededores. El sistema termodinámico en cuestión, se constituye por la tubería, el fluido que se conduce y el tipo de material que le circunda.

Es con la diferencia de temperaturas entre el interior del sistema y el del medio ambiente que le rodea con la que se cuantifica la cantidad de energía transferida, al no poder ser sometida directamente.

En el estudio de la transferencia de calor se consideran tres formas distintas de transmisión de energía dependiendo del medio en el cual se lleve a cabo, y son: conducción, convección y radiación, en realidad, la distribución de la temperatura en un medio se rige por la combinación de estas tres formas, con predominio de las dos primeras sobre la tercera, que generalmente no se cuenta.

De las formas de transmisión de calor que se han mencionado, y particularizando al flujo de fluidos a través de tuberías, es obvio que la distribución de la temperatura a lo largo de éstas no resultará lineal, ya que la tubería atraviesa medios ambientes diferentes a lo largo de su recorrido. Por lo anterior, es indispensable contar con el valor de la resistencia térmica al flujo entre el fluido, la tubería y el medio ambiente que la rodea. Esa cantidad, se conoce con el nombre de coeficiente de transferencia de calor total (U) y depende del coeficiente de transferencia de la película interior (h), del fluido transportado en la tubería, del coeficiente de transferencia de calor de la película exterior (h_o) de fluido (en caso de existir, y de las características termofísicas del material de la tubería, de los recubrimientos y del suelo.

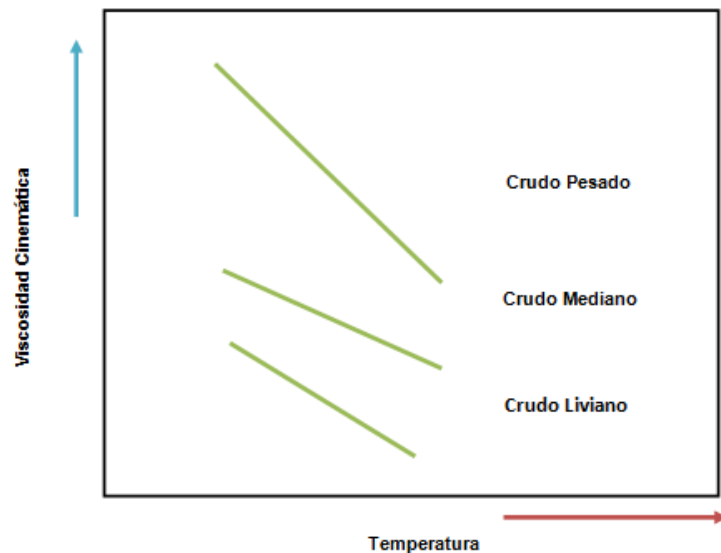
3.1. PERFILES DE TEMPERATURA DE FLUIDOS EN TUBERÍAS

Los modelos matemáticos que describen el comportamiento del flujo multifásico no profundizan en el tema de las variaciones de la temperatura mientras el fluido es transportado por las tuberías de producción y del sistema de recolección, la importancia

de tener en cuenta los perfiles de temperatura radica en el resultado más exacto que se tendría al aplicar las diferentes ecuaciones que describan la transferencia de energía a través de las líneas de flujo – fluidos.

En el caso de crudos pesados y extrapesados, el análisis de éste tema es de suprema importancia, puesto que cualquier variación en la temperatura debido a pérdidas de calor es significativa, ya que la viscosidad de la mezcla, y más exactamente la del fluido, dependerá enormemente de la temperatura en el sitio localizado, teniendo en cuenta que la viscosidad directamente proporcional a la temperatura, (ver fig. 5).

Figura 25. Variación de la Viscosidad Cinemática con la Temperatura para Tipos de Crudo.



Fuente: Tecnologías de Tratamiento de Emulsiones en Campos Petroleros, Erik Giovanni Montes, 2010. UIS.

Como se puede observar, en los crudos pesados una variación de la temperatura de una T_2 a T_1 , siendo $T_1 < T_2$ se verá reflejada en un aumento sustancial de la viscosidad del fluido.

La implicación que tiene la viscosidad en el transporte de los fluidos es enorme, puesto que las pérdidas de presión observadas para crudos pesados serán mayores que para crudos livianos haciéndose mucho más “difícil” el transporte del crudo desde el yacimiento

hasta el sistema de separación. La capacidad de producción del sistema de facilidades no aportará las condiciones de producción esperadas.

La determinación de la temperatura es importante, pues las propiedades de los fluidos están en función de ella y, por consiguiente, las pérdidas de presión en las tuberías. Generalmente la variación de la temperatura en las tuberías se supone, sin embargo su determinación es en muchos casos de gran importancia pues, además de incrementar la exactitud de los resultados, pueden evitarse gastos extras por inversión y mantenimiento al efectuarse correctamente los análisis concernientes al intercambio de calor en el sistema.

3.1.1 Perfiles de temperatura en tubería horizontal con flujo multifásico.³²

Generar perfiles de temperatura de flujo a lo largo de una tubería es importante para el caso del aseguramiento de la producción, en el caso de crudos pesados se tendrán variaciones, que aunque en algunos casos sean pequeñas, significarán posibles problemas muy importantes, como ya se vio, la viscosidad se ve altamente influida por pequeños ΔT para el caso de éste tipo de hidrocarburos. Con ayuda de los perfiles de temperatura se tendrá un conocimiento exacto del comportamiento del fluido y las influencias que se tendrán en los gastos de producción, basta con conocer la manera en que se puede disminuir el ΔT para lograr determinar el camino hacia un aumento en la producción diaria.

En la literatura se encuentran varios métodos analíticos y empíricos que permiten aproximar los valores exactos de la temperatura a lo largo de una tubería, pero es poco lo que se puede encontrar acerca del flujo de crudos pesados y la transferencia de energía entre estos hidrocarburos y el ambiente externo a la tubería en que son transportados. Estos análisis son posibles, aunque con márgenes de error que pudieran ser menores, gracias a las ecuaciones y correlaciones generadas para el flujo multifásico.

³²BOLAÑOS, CARLOS. PAEZ, OSCAR. (2006). Análisis de Sensibilidad de los parámetros que influyen en la transferencia de calor en Gasoductos. Pág. (34-46)

De carácter muy general, y de manera no extensa para efectos prácticos conceptuales de este trabajo, además considerándose el hecho de que no se dispone de ecuaciones propias para el estudio de perfiles de temperatura en crudos pesados y extrapesados, se considera el flujo de dos o tres fases como denominador del argumento exponencial, quedando de la siguiente forma:

$$T_x = T_a + (T_1 - T_a) \exp(-ax) \quad (3.1)$$

donde:

$$a = 0.2618Ud / (W_g C_{fg} + W_o C_{fo} + W_w C_{fw}) \quad (3.2)$$

C = Calores específicos de los componentes del fluido.

$$W_g = e_g q_o (R - R_s) B_g \quad (3.3)$$

$$W_o = 5.615 e_o q_o B_o \quad (3.4)$$

$$W_w = 5.615 e_w q_w B_w \quad (3.5)$$

La dificultad para resolver estas ecuaciones ha conducido al uso de valores de W_g , W_o y W_w a condiciones de superficie. Como referencia, los valores típicos de C_{fg} , C_{fo} y C_{fw} son de 0.8, 0.4 y 1.0 (Btu/lb-°F) aunque estos deberán ser calculados con las fórmulas de Calor Específico.

3.2. BALANCE DE ENERGÍA PARA DETERMINAR PERFILES DE TEMPERATURA EN FUNCIÓN DEL TIEMPO

El objetivo principal de esta sección del plan es la de estimar la temperatura superficial y la temperatura de bulto en un fluido que se encuentra dentro de una tubería y observar la variación de las misma con respecto al tiempo y a las condiciones estándar, puesto que esto permitirá determinar la manera en que la temperatura afecta la viscosidad del fluido multifásico de producción de campo Girasol y directamente a las varianzas presentes en la cantidad de fluidos producidos.

Existen muchos sistemas de transporte y almacenamiento que se encuentran expuestos a la radiación solar y a las variaciones de temperatura que se pueden presentar durante diferentes épocas del año y horas del día. Estos sistemas, se ven eventualmente afectados por los cambios de temperatura, que se producen como consecuencia del calentamiento o enfriamiento de los mismos. Siempre es importante considerar la influencia que genera este hecho, lo cual puede manifestarse en efectos tales como la dilatación térmica, cambios en la viscosidad del fluido, reacciones colaterales no deseadas, etc. Para estudiar la influencia de la radiación solar sobre cualquier cuerpo, es necesario poder analizar las diferentes variables que pueden afectar su comportamiento, (emisividad, geometría, área, etc.).

3.2.1. Balance de energía para casos de estudio.

Se deben hacer varias suposiciones, con el fin de simplificar y facilitar los cálculos en la realización del balance de energía que permitirá conocer el perfil de temperatura.

I. Temperatura de pared y del fluido igual y funciones del tiempo.

Las temperaturas de la pared y del fluido son iguales y dependen únicamente del tiempo. Esta simplificación supone que el espesor de la geometría considerada es despreciable o que el material de dicha tubería o tanque posee conductividad térmica elevada. En otras palabras, se desprecia las resistencias internas.

En este caso, como se dijo anteriormente se considera como una aproximación el hecho de que la temperatura de la superficie de la tubería y la temperatura del fluido que se encuentra dentro de la tubería sean prácticamente iguales, en este caso se considera la suposición de que el espesor de la tubería es muy pequeño, tan pequeño que se puede despreciar el perfil de temperatura entre ellas, otra posible razón para esta aproximación es que la conductividad del material de construcción de la tubería sea tan alta que el perfil es casi imperceptible. Matemáticamente este es el caso más sencillo de representar, todos los calores son una función del tiempo y la única variable a calcular en la ecuación diferencial descrita anteriormente es la temperatura ($T_s=T_f=T$).

El balance de energía sería:

$$\frac{d(m - Cp_t + M - Cp_f).T}{dt} = Q_{Conv.ext}(t) + Q_{rad}(t) - Q_{solar}(t) \quad (3.6)$$

II. Temperatura de pared y del fluido diferentes, funciones del tiempo, sin acumulación en el sólido

Las temperaturas del fluido y de la pared son distintas, ambas dependen del tiempo y en el balance de energía para el sólido no se considera la acumulación. Esta suposición es apropiada en aquellos casos en que la masa del sólido es mucho menor que la masa del fluido.

Se utilizarán cuatro ecuaciones, quedando:

$$h_g = h_{ext} + \sigma\varepsilon \cdot \frac{(T_s^4 - T_\infty^4)}{(T_s - T_\infty)} - \frac{(\alpha \cdot C_1 \cdot D_h(t) + f(\theta, z, \psi)I)}{(T_s - T_\infty)} \quad (3.7)$$

Donde h_g se define como el coeficiente global de transferencia de calor. Este término abarca las contribuciones de la convección externa, la radiación entre la tubería y el medio, y el término de la radiación solar.

$$Q = h_g \cdot A \cdot (T_s - T_\infty) \quad (3.8)$$

$$Q = \frac{T_f - T_s}{\frac{1}{h_i \cdot A_i} + \frac{\ln(D_{ext} / D_i)}{2\pi \cdot l \cdot k_t}} \quad (3.9)$$

$$Q = M - C_p \cdot \frac{dT_f}{dt} \quad (3.10)$$

Las simplificaciones utilizadas para este caso:

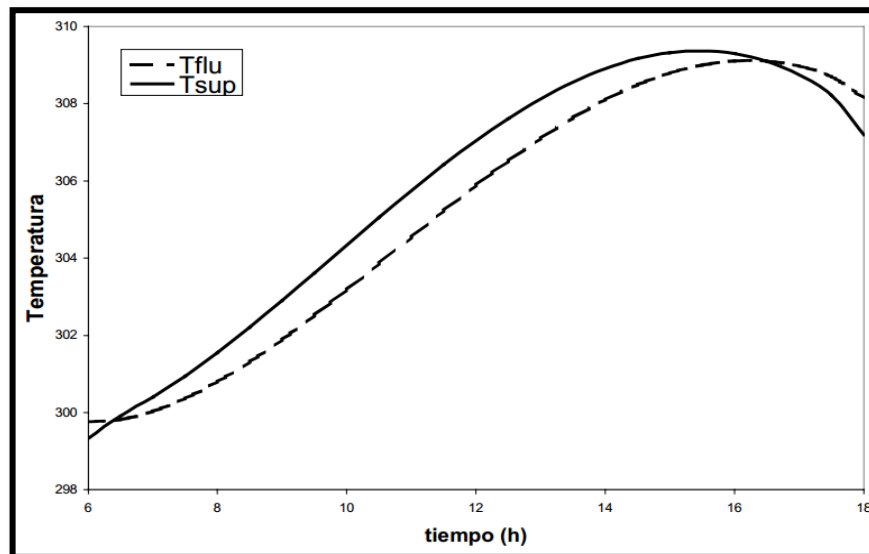
- Temperatura del fluido y de la superficie diferente.
- Ambas temperaturas dependientes del tiempo.
- Se desprecia la acumulación de energía en la tubería.
- Se considera sumatoria de resistencias.

En este caso se estudia el perfil de temperatura existente entre la superficie y el fluido, pero asumiendo el estado estacionario en la tubería, de ahí el hecho de no considerar la acumulación en el balance de energía.

Para la resolución matemática se utiliza un procedimiento de tanteo, donde la temperatura de la superficie es siempre una función del cálculo de la temperatura del fluido. Se estiman valores iniciales para ambas temperaturas y luego igualando las ecuaciones despejamos un valor de T_s para cada instante de tiempo. Se procede a calcular Q con las ecuaciones, y luego sustituyendo este valor en la ecuación diferencial de variación de temperatura, T_f . Este nuevo valor de T_f es introducido de nuevo al ciclo y así de esta forma se realizan tantas corridas como sean necesarias hasta completar el tiempo de estudio.

A continuación se ilustra una gráfica donde se puede apreciar la variación de la temperatura del fluido con respecto a la temperatura de la superficie, a lo largo de un tiempo determinado de estudio.

Figura 26. Variación de temperatura de un fluido hidrocarburo con respecto a la temperatura de superficie de tubería a razón de un tiempo de 12 horas.



Fuente: Tomado y editado de Karla J. Sucre, María A. Navarro. *Influencia de la radiación solar en el calentamiento de tuberías*. 1986.

III. Temperatura de pared y del fluido diferente, funciones del tiempo. Existe acumulación en el sólido

La temperatura del fluido y de la pared son distintas, ambas dependientes del tiempo. En este caso se toma en cuenta la acumulación para el sólido en el balance de energía, pero se desprecia la conducción en la dirección radial. En otras palabras, se considera que la conductividad térmica tiene un valor despreciable.

Tomando como volumen de control, primero la tubería y luego el fluido por separado, las ecuaciones de balance utilizadas fueron:

Balance en la tubería:

$$\frac{d(m_i.Cp_i).T_s}{dt} = m_i.Cp_i.\frac{dT_s}{dt} = Q_{solar}(t) + Q_{ext}(t) - Q_{int}(t) \quad (3.11)$$

Donde:

$$Q_{int} = h_i.A_i.(T_f - T_s) \quad (3.12)$$

Balance en el fluido:

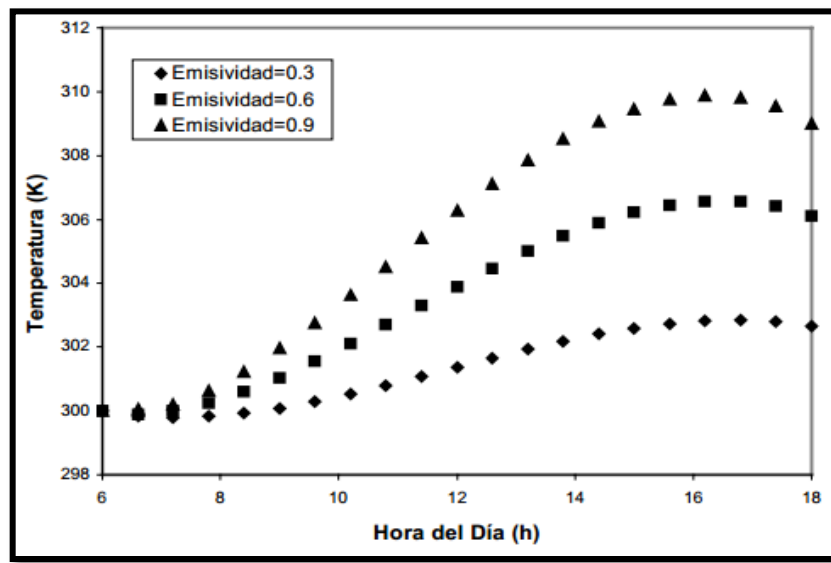
$$\frac{d(m_f.Cp_f).T_f}{dt} = Q_{int} \quad (3.13)$$

En este caso a diferencia del anterior existe acumulación en el sólido. También es importante mencionar que no se considera la variación con r (espesor de la tubería) a diferencia del caso anterior donde si se toma en cuenta la existencia de un gradiente de temperaturas.

Las variables a despejar son las temperaturas (T_f y T_s), para ambas se necesita de un estimado inicial. La solución a este problema es más complicada pero arroja mejores resultados, si se compara con los dos casos anteriores.

Para efectos del análisis que se realizará, se tomarán en cuenta los siguientes parámetros: propiedades del fluido (densidad, viscosidad y capacidad calorífica) las cuáles definen el tipo de fluido con que se está trabajando, emisividad, diámetros de la tubería. Adicionalmente se puede variar el día del año, la velocidad del viento, h_{ext} (convección externa), h_i (convección interna) etc., ya que se puede contar con simuladores de flujo que proveen estas funciones y están diseñados para poder realizar cambios en estas variables.

Figura 27. Perfil de temperaturas en función del tiempo para diferentes emisividades en tuberías horizontales.



Fuente: Tomado y editado de Karla J. Sucre, María A. Navarro. *Influencia de la radiación solar en el calentamiento de tuberías.*

3.3. MECANISMOS DE TRANSFERENCIA DE CALOR.³³

La transferencia de calor puede subdividirse en tres mecanismos: conducción, convección y radiación. Todos los procesos de transferencia de calor involucran una o más de estas formas.

³³ KRANK KREITH, MARK S. BOHN: Principios de Transferencia de Calor. México, 2001. Thompson Learning. Pag 120-128.

3.3.1. Conducción.

La conducción se da cuando se presenta un gradiente de temperatura en un sólido, líquido o gas. Las moléculas en el área caliente incrementan la fuerza de sus vibraciones a medida que se calientan, chocando así con las moléculas vecinas que tienen una velocidad menor, transmitiendo parte de su energía. Este proceso continúa hasta que se alcanza el equilibrio térmico entre las dos moléculas.

La ecuación de conducción es conocida como la ley de Fourier:

$$q_{cond} = -k_m A dT/dX \quad (3.14)$$

Donde:

q_{cond} = Calor transferido por conducción, BTU/h

k_m = Conductividad térmica del material $BTU/h \text{ ft } ^\circ F$

A = Área transversal al flujo de calor, ft^2

dT/dX = Gradiente de Temperatura en la dirección de transferencia, $^\circ F / ft$

El signo negativo indica que la transferencia de calor ocurre de la zona de mayor a la de menor temperatura.

En un sistema cilíndrico el calor fluye en una dirección radial, de manera que r es la coordenada espacial para especificar el sistema. Una vez más se aplica la ley de Fourier introduciendo la relación de área adecuada. El calor transferido por conducción en una tubería cilíndrica es representado por la ecuación:

$$q_{cond} = \frac{2\pi k_m L(Tw_i - Tw_e)}{\ln(r_e / r_i)} \quad (3.15)$$

Donde:

L = Longitud del tubo, ft

T_{w_i} = Temperatura de la pared interna, $^{\circ}F$

T_{w_e} = Temperatura de la pared externa, $^{\circ}F$

r_e = Radio externo, ft

r = Radio Externo, ft

Transferencia de calor por conducción en un sistema cilíndrico

3.3.2. Convección.

La transferencia de calor por convección se da cuando el calor se transfiere de una parte del fluido a la otra debido al movimiento de este ya sea por procesos de convección natural o forzada.

La transferencia de calor por convección libre o natural se da cuando existe una diferencia de temperatura en el interior de un líquido o un gas, produciendo un movimiento del fluido por la diferencia de densidades que resultan del gradiente de temperaturas en el fluido. Este movimiento es el que transporta el calor de la fuente al cuerpo receptor.

Cuando existe una fuerza motriz exterior, como el viento, que mueva un fluido sobre una superficie a diferente temperatura se producirá una transferencia de calor por convección forzada, aumentando esta con el incremento de la velocidad del viento. A menudo la transferencia de calor por convección forzada es más importante que la natural debido a que su magnitud es mucho mayor.

La ecuación para la transferencia de calor por convección, también llamada ley de enfriamiento de Newton es:

$$q_{conv} = \bar{h} A \Delta T \quad (3.16)$$

q_{conv} = Calor Transferido por convección, BTU / h

\bar{h} = Coeficiente convectivo promedio $BTU / hft^2 \text{ } ^\circ F$

ΔT = Delta de Temperatura $^\circ F$.

La transferencia de calor por convección en tuberías cilíndricas se da en el interior y en el exterior de la tubería, para cada caso específico existen diversas correlaciones para calcular el coeficiente de transferencia de calor convectivo. Estas serán estudiadas en mayor detalle posteriormente.

3.3.3. Radiación.

El calor también puede ser transferido por radiación, definido como la continua emisión de energía de la superficie de todos los objetos. La ecuación de transferencia de calor por radiación es conocida como ley de Stefan Boltzmann, y para tuberías cilíndricas es:

$$q_{rad} = \varepsilon A_{rad} \sigma \left(|T_{w_e}|^4 - |T_{w_\infty}|^4 \right) \quad (3.17)$$

Donde:

q_{rad} = Calor Transferido por radiación, BTU / h

ε = Emisividad de la tubería

A_{rad} = Área de la superficie emisora, ft^2

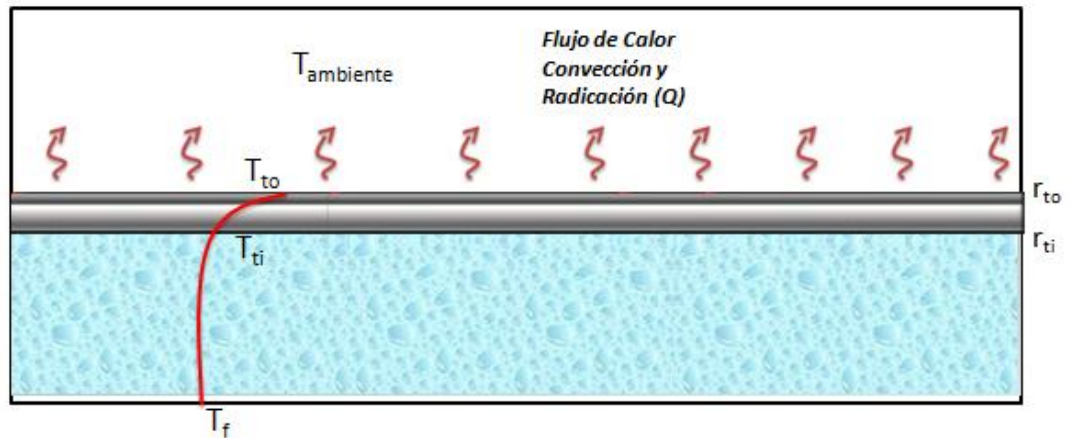
σ = Constante de Stefan Boltzman = $1.71 \cdot 10^{-9}$, $BTU / hft^2 \text{ } ^\circ R^4$

T_{w_e} = Temperatura absoluta de la pared externa de la tubería, $^\circ R$

T_{w_∞} = Temperatura absoluta del aire ambiente externo, $^\circ R$.

Relativamente a bajas temperaturas observadas en las tuberías, típicamente menores de 70 °C, el calor transferido por radiación es pequeño y no tiene mayor incidencia por lo que a menudo se desprecia para los cálculos totales de la transferencia de calor. La radiación puede ser minimizada cuando la tubería está hecha con un material de baja emisividad. Las tuberías que conducen los fluidos sufren pérdidas o ganancias de calor, dependiendo de la diferencia de temperaturas interior y exterior de los tubos. Las pérdidas de calor en tuberías se tratan de manera diferente a las que ocurren en superficies planas, debido a la geometría redonda de los tubos.

Figura 28. Pérdidas de calor en Tubería sin Aislamiento.



Fuente: Autores

T_f = Temperatura del fluido

T_{ti} = Temperatura interna de la tubería.

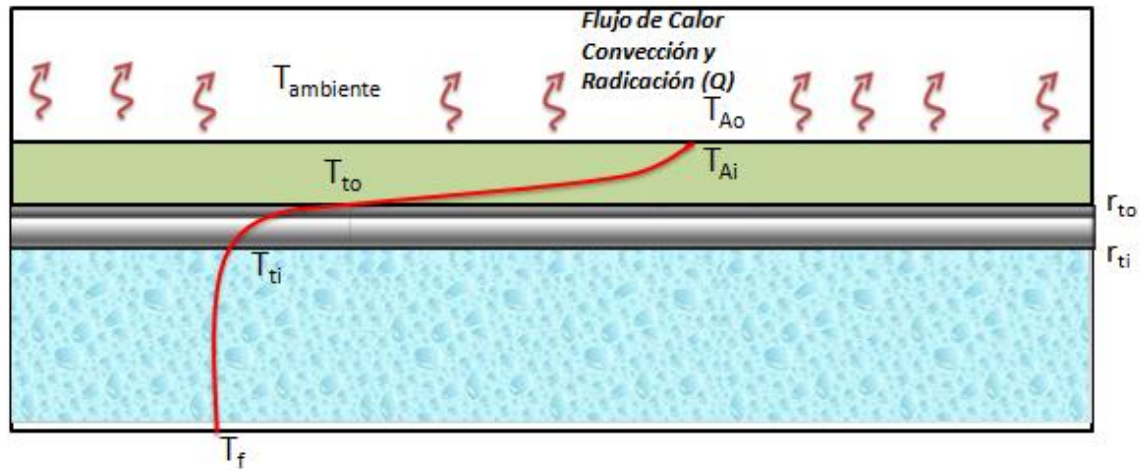
T_{to} = Temperatura externa de la tubería.

r_{to} = radio externo de la tubería.

r_{ti} = radio interno de la tubería.

En la figura 28 muestra como la temperatura que se presenta en el fluido se pierde por los fenómenos de convección y radiación, donde este cambio de calor es más relevante en campos donde se produce crudo pesado ya que la temperatura juega un papel muy importante en el transporte y tratamiento del mismo.

Figura 29. Pérdidas de calor en Tubería sin Aislamiento.



Fuente: Autores

T_f = Temperatura del fluido

T_{ti} = Temperatura interna de la tubería.

T_{to} = Temperatura externa de la tubería.

r_{to} = radio externo de la tubería.

r_{ti} = radio interno de la tubería.

T_{Ai} = Temperatura interna del Aislante.

T_{Ao} = Temperatura externa del Aislante.

En la figura 29 se ve un esquema donde la tubería está cubierta por un aislamiento que sirve para retardar la transferencia de calor fuera o dentro de un ámbito acondicionado. En la mayoría de los casos, ese ámbito va relacionado con el objetivo de mantener ese calor en el proceso que proporcione la suficiente energía para en caso de crudos pesados mantener el régimen y condiciones de flujo lo más estable posible.

3.4 FACTOR DE PÉRDIDA DE CALOR.³⁴

Las tablas graficas del anexo A, junto con la Temperatura de fluido (o de la tubería) y el diámetro de esta, determinan el valor de pérdida de calor en Watt- Hora (por hora) y por metro de tubería. Esto es lo mismo que watts por metro lineal (W/m) de tubería.

Para tubería sin aislamiento, se utiliza la grafica “Pérdidas de calor para tuberías de acero sin aislamiento” del anexo A. En este caso, se considera la temperatura de la superficie en vez de la temperatura del fluido. La tabla “ Pérdidas de calor a través de tuberías con varios espesores de aislamiento” describe los valores del factor de pérdida de calor para tres tipos de materiales de aislamiento y espesores de tubería en mm.

3.4.1 Ecuación para flujo de calor (Pérdidas).

$$Q = F \times L \quad (3.17)$$

F = Factor de pérdida de calor

L = Longitud de Tubería

3.4.2 Ecuación de Calor Total Transferido.

$$Calor = Q \times \frac{1}{1000} \text{ Kilowatts – hora (Kwh)} \quad (3.18)$$

$$Calor = Q \times t \times 3600 \text{ joule (J)} \quad (3.19)$$

³⁴YUNUS A. CENGEL, AFSHIN J. GHAJAR: Transferencia de Calor y Masa, Fundamentos y Aplicaciones. 3 Ed. Mexico, 2011.

4. GENERALIDADES DEL CAMPO GIRASOL

4.1. LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA

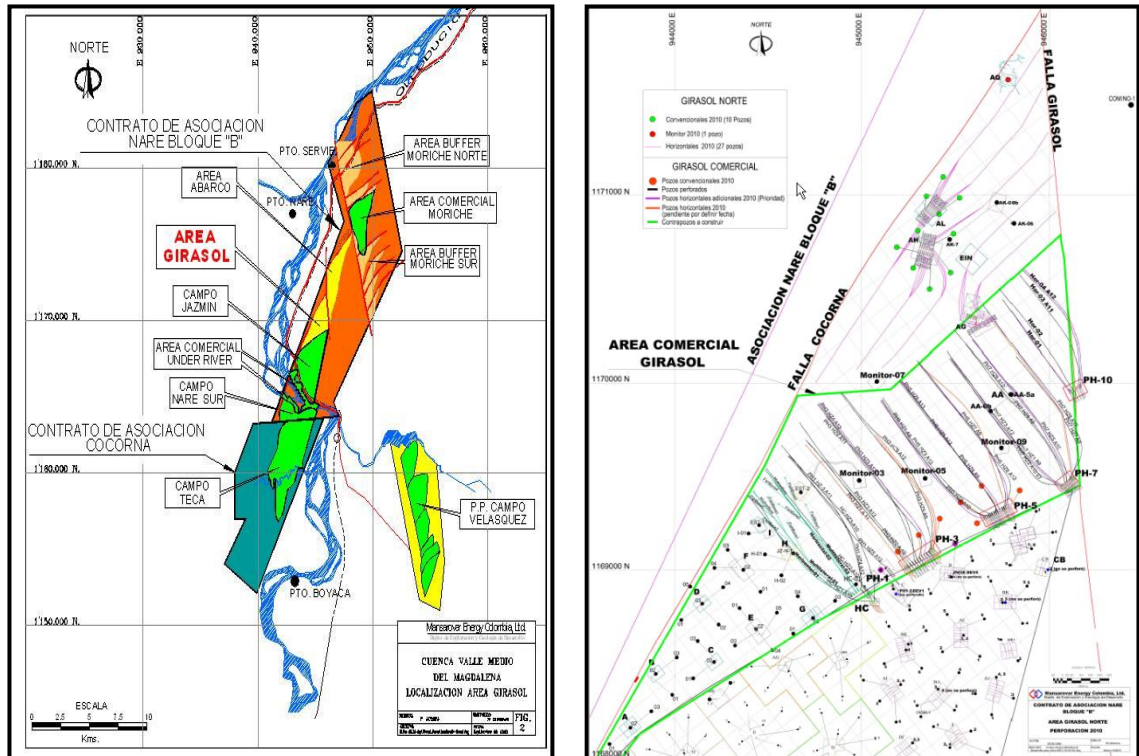
El área del Campo Girasol se encuentra al Oeste del municipio de Puerto Boyacá, y al Sur de la localidad de Puerto Serviez, hace parte del bloque “B” de la Asociación Nare, el cual se localiza estructuralmente en el borde suroeste de la cuenca del Valle Medio del Magdalena. Limita al Sur con el Campo Jazmín, al Oriente con el Área Abarco (delimitados por la Falla de Girasol) y al Norte con la Falla de Cocorná.

Figura 30. Localización Geográfica de los campos.



Fuente: Departamento de Proyectos, Mansarovar.

Figura 31y Figura 32. 31) Mapa de Localización Campo Girasol. 32) Mapa distribución Girasol Comercial y Norte. Pozos Productores y Clústeres.



Fuente: Departamento de Proyectos y Yacimientos, Mansarovar.

4.2. RESEÑA HISTÓRICA DE CAMPO GIRASOL

Actualmente el Campo Girasol es operado por la empresa Mansarovar Energy Colombia Ltda, conformada mediante la asociación de la compañía china SINOPEC y la estatal India ONGC. La compañía tiene un contrato de operación del 50% y el restante pertenece a Ecopetrol S.A.

El Área Girasol (Comercial y Girasol Norte) se localiza en la faja productora de crudos pesados relacionada al bloque bajo de la Falla de Cocorná, en la cual se encuentran las áreas comerciales de los Campos Teca, Nare Sur, Under River y Jazmín, todos ellos localizados hacia el suroeste de C. Girasol. Hacia el noreste en el Área Abarco han sido perforados los pozos Comino 01, Abarco Q02b, Abarco Q03b y Jazmín Norte 02, los cuales presentan arenas con espesores netos petrolíferos del orden de 130 pies. Un poco

más hacia el noreste y sureste asociados a la Falla de Velásquez—Palagua, se hallan los Campos Moriche, Palagua y Velásquez, cuya suma del petróleo in-situ podría superar los 1500 millones de barriles.

En los años 2001, 2003, 2004 y 2008, se adquirieron e interpretaron los programas sísmicos NB-01, NB-03, NB-04 y AB-08, los cuales permitieron proponer el modelo estructural indicado para el sector, dentro del cual se localiza el Área Girasol.

En este modelo se plantea la existencia de dos bloques inmediatamente hacia el Norte del Campo Jazmín: El primero corresponde al Área Girasol, en el cual hasta la fecha se han perforado 62 pozos entre horizontales, multilaterales, convencionales, monitores y observadores de presión y temperatura, siendo el Jazmín Norte-01 el primer pozo perforado en lo que se conoce como Campo Girasol. El segundo bloque se localiza al Oriente de este campo, delimitado por la Falla Girasol y corresponde al Área Abarco, dentro del cual se localizan los pozos Comino 01, Jazmín Norte 2, ABA-Q02B, ABA-Q03B, ABA-X02 los cuales han mostrado potencial petrolífero para esta área.

En Noviembre del 2004 se perforó el pozo exploratorio Jazmín Norte 01 en el Área Girasol. Los resultados alcanzados durante la perforación y la evaluación de los registros eléctricos de este pozo, mostraron saturación de petróleo tanto en las zonas A y B. En total se encontraron 262 pies (TVD) de espesor neto petrolífero (151' de Zona A, 56' en Zona B y 40' en Zona C), lo cual está dentro de los valores promedios considerados para el Campo Jazmín e igualmente a los encontrados en pozos de los clústers AE, G y AG del sector noroccidental del campo.

Mientras se adelantaban los trámites necesarios para llevar a cabo los estudios de Ingeniería Básica y Detallada para elaborar el Plan de Desarrollo del área, se tramitó ante el Ministerio de Minas y Energía el permiso para adelantar Prueba Extensa de Producción en el pozo Jazmín Norte 1, la cual fue aprobada según comunicación Reg. 516569 de Agosto 22 del 2005. Esta se inició a partir del 15 de Septiembre del mismo año y finalizó en Septiembre 30 de 2006 (Anexo 2). Posteriormente, entre Julio y Agosto del 2006 se perforaron 4 pozos adicionales en el área (GIR AK07, GIR AK08, GIR AA05 y GIR AA06).

El 30 de Julio de 2007, se presentó a ECOPETROL la solicitud de comercialidad para el Área Girasol, la cual fue aprobada en la sesión N° 84 del Comité de Negocios de la misma empresa, el 24 de Octubre de 2007, para la unidad operacional A del Campo, correspondiente a un área de 609 acres.

En Enero de 2008, se da inicio al desarrollo del Campo, con la perforación de los primeros 15 pozos convencionales y una prueba piloto conformada por 2 pozos horizontales y 2 multilaterales tipo espina de pescado, para evaluar las bondades técnico – económicas de la aplicación de esta tecnología en el campo. Para Agosto del 2009, se habían perforado en el Área Comercial de Girasol un total de 55 pozos, de los cuales: 34 fueron convencionales, 14 horizontales, 2 multilaterales, 3 monitores y 2 estratigráficos completados como observadores de Presión y Temperatura.

En el caso del Sector Girasol Norte, como consecuencia de las incertidumbres creadas por los resultados de producción de los pozos GIR AK07 y GIR AK08, perforados en el 2007, durante los años 2008 y 2009 se perforaron 3 pozos exploratorios adicionales (GIR-AK06, MONITOR 07 y MONITOR 13); los dos primeros completados con revestimiento cementado con el fin de evaluar selectivamente las principales zonas de interés (A09, A10, A11, A12 y A13), determinar cantidad y calidad de los fluidos producidos por cada una de ellas e identificar las mejores zonas de navegación para los pozos horizontales. El Monitor 7 fue completado de manera convencional (Liner ranurado en hueco abierto y empaquetado con grava), con el fin de evaluar el potencial petrolífero de este tipo de pozos en este sector y dando como resultado la apertura de esta zona del campo a la explotación y producción con la apertura de nuevos pozos e instalación de varios clústers que aportan diariamente a la producción reportada por Mansarovar.

4.3. GEOLOGÍA GENERAL

La distribución estratigráfica observada dentro del área del Contrato de la Asociación Nareestá constituido por un basamento complejo de rocas ígneas y metamórficas de edad Precretácica, con buzamiento suave hacia el este, sobre el cual se ha depositado una

secuencia de sedimentos de origen fluvial constituido por una serie de areniscas y arcillolitas intercaladas, cuya edad se halla comprendida entre el Eoceno y el Reciente.

Hacia la parte oriental del bloque la secuencia de sedimentos terciarios alcanza un espesor de alrededor de 3000 pies, mientras que hacia el occidente se reduce notablemente por acuñamiento en la base y por truncamiento de las diferentes unidades hacia el tope.

En el Área de Girasol, el Basamento encontrado está compuesto principalmente por rocas metamórficas con textura esquistosa de origen sedimentario (metasedimentarias). En los pozos Monitor 7 y Monitor 13 fue encontrado a 1556 pies TVD y -1386 pies TVD respectivamente.

4.3.1 Geología estructural. La estructura es un monoclinal con dirección SW-NE que tiene un buzamiento suave de 3 a 4 grados hacia el sureste. La tectónica está constituida por un sistema de fallas de rumbo y normales con dirección NW-SE de carácter transtensivo que permiten el entrapamiento del crudo. Como fallas principales se distinguen:

- La Falla de Cocorná, que es el principal sistema de entrapamiento para este campo. Esta falla dextral con sentido NNE-SSW, presenta su bloque bajo hacia el SE y un salto aproximado de 200 pies.
- La falla de Girasol es una falla de rumbo con movimiento sinistral y dirección NNW-SSE y representa el límite entre el Campo Jazmín y el Campo Abarco. El salto de falla es de 100 pies en la zona norte y va disminuyendo hacia el sur.

4.3.2 Estratigrafía. La Figura 33 muestra la columna Estratigráfica Generalizada del área Girasol, y en ella se resumen las principales características litológicas de las unidades presentes.

La secuencia sedimentaria presente en esta área comprende una sección inferior pre-Mioceno que la compañía Texas Petroleum denominó simplemente "Oligoceno

Indiferenciado”, pero que por correlación regional podría corresponder a los denominados Grupos Chorro y Chuspas conocidos ampliamente en la parte norte de la cuenca. Dicha sección está compuesta por una serie de areniscas y arcillolitas intercaladas, de origen fluvial, depositada en ambientes de canales de ríos trezados y meandriformes.

Esta sección está generalmente saturada de petróleo y/o agua salada. El espesor de este conjunto puede variar entre 700 y 1000 pies.

La sección superior fue denominada por Texaco como Zorro-Diamante, la cual reposa discordantemente sobre la sección descrita anteriormente, compuesta por intercalaciones de areniscas, arcillolitas y conglomerados, normalmente saturados con agua dulce. Esta unidad puede alcanzar hasta unos 1500 pies de espesor. Por correlación regional a esta sección se le ha asignado una edad Mioceno superior – Plioceno-Pleistoceno.

Dentro de la sección sedimentaria inferior (sección saturada con petróleo y/o agua salada), Texaco estableció operacionalmente tres zonas productoras de hidrocarburos: una superior que denominó “Zona A”, que puede alcanzar unos 450 pies de espesor, una media que llamó “Zona B” con un espesor de 250 pies, separadas por una zona arcillosa que puede alcanzar hasta 250 pies de espesor y una zona inferior que denominó “Zona C”.

Dentro de la zona A, se puede identificar un marcador regional denominado Arcilla M. Esta primera zona se puede clasificar como un excelente reservorio por sus características composicionales, porosidad entre 26 y 29%, permeabilidad en el orden de 1 a 3 Darcys y poco contenido arcilloso dentro de las arenas.

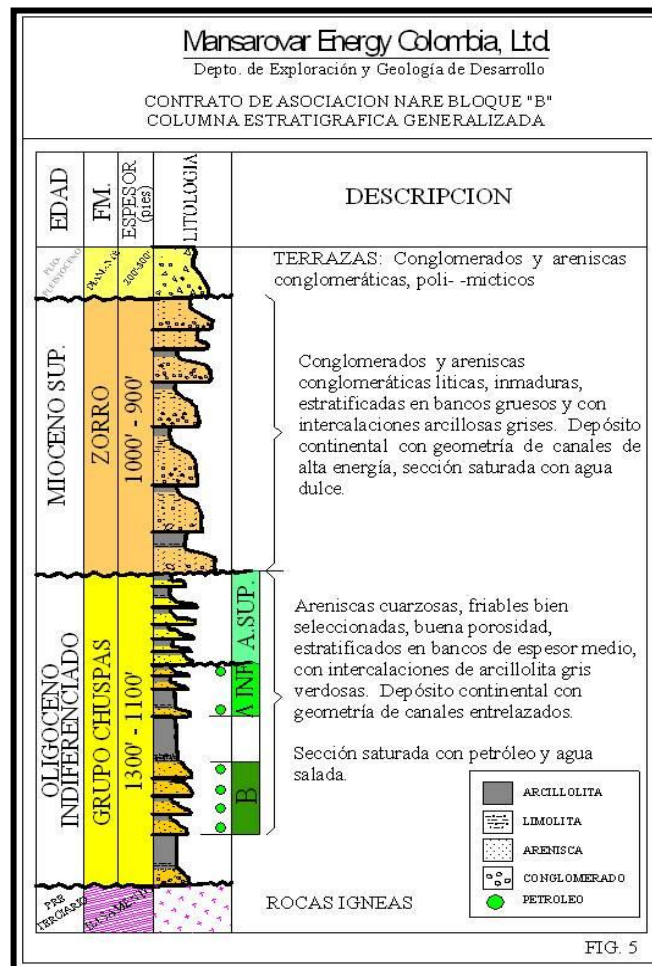
La zona B se presenta con resistividades promedio de 8 OHMM, y una porosidad entre 24 y 26%, y una permeabilidad más baja que lo encontrado en la zona A.

La zona C se compone de cuerpos similares a las otras dos zonas, pero en este caso predomina un cuerpo de areniscas conglomeráticas de gran espesor.

El basamento corresponde a un complejo metamórfico e ígneo del Precretácico que se profundiza hacia el Sureste. Sobre el basamento, se depositó discordantemente la sección sedimentaria descrita anteriormente.

4.3.2.1 Grupo Chuspas – zona de aceite / agua salada (Oligoceno Indiferenciado). El Grupo Chuspas es una secuencia de intercalaciones de areniscas friables, sublíticas a cuarzosas con arcillolitas grises - verdosas. Se encuentra suprayacida por una secuencia de intercalaciones de arcillas verdes con arenas sublíticas de grano grueso a conglomerática, saturadas de agua fresca, denominado Grupo Zorro (Mioceno Tardío). El Grupo Chuspas (Oligoceno Indiferenciado) está infrayacido por un Basamento Ígneo-Metamórfico. El espesor promedio es de 800 en el Sector Girasol Norte y 1000 pies en el área comercial del campo.

Figura 33. Columna estratigráfica generalizada.



Fuente: Departamento de Yacimientos, Mansarovar.

Ésta secuencia se considera el principal reservorio de petróleo en Girasol, evidenciado por sus propiedades petrofísicas, características de los fluidos y resultados de pruebas de producción.

El Grupo Chuspas se dividió en tres zonas denominadas: Zona A, Zona B y Zona C, las cuales han sido diferenciadas y caracterizadas regionalmente de acuerdo con sus propiedades petrofísicas, disposición estructural y estratigráfica. La zona A es de especial interés, debido a que en estas se presentan las mejores acumulaciones de hidrocarburos; en ella se ha identificado un marcador regional denominado "Arcilla M". Las zonas B y C presentan acumulaciones de Hidrocarburos muy pobres.

- **Zona C**

La Zona C es una secuencia de conglomerados polimícticos, arenas cuarzosas, láminas de arcillas abigarradas rojizas y grisáceas, rocas ígneas, metamórficas y fragmentos de Chert. Las arenas están compuestas predominantemente por Cuarzo y líticos oscuros de grano fino a medio, sub - redondeados a sub-angulares con pobre selección, matriz arcillosa.

En el campo Girasol se han perforado hasta Zona C los pozos Monitor 3, 5, 7, 9 y 13 y los pozos Jazmín Norte 01, Girasol AA 05a, Girasol AA 06b, Girasol AK 07 y el Girasol AK 08b, con espesores promedios entre 90 y 150 pies, observándose los mayores espesores hacia la parte SE del campo y los menores hacia la NE. Las porosidades promedio por registros eléctricos y muestras de pared son del orden del 20 - 24%. En los pozos que han perforado esta zona se han identificado trazas de manifestaciones de hidrocarburos de tonalidades pardas oscuras, con fluorescencia muy débil.

- **Zona B**

La Zona B es una secuencia compuesta por intercalaciones de arcillas verdes con areniscas cuarzosas de grano medio a grueso y conglomerados polimícticos. Las arenas están compuestas predominantemente por Cuarzo, localmente Chert y en menor proporción por líticos oscuros de fragmentos de roca ígnea; el tamaño de grano promedio varía de medio a grueso, localmente muy grueso, sub - redondeados a subangulares con

pobre selección. El conglomerado está compuesto por líticos de rocas ígneas, metamórficas y fragmentos de cuarzo translúcido y chert.

En el Campo Girasol se han perforado en Zona B los pozos Monitor 3, 5, 7, 9 y 13 y los pozos Jazmín Norte 01, Girasol AA 05a, Girasol AA 06b, Girasol AK 07 y el Girasol AK 08b, con un espesor promedio del orden de 220 pies. Las porosidades promedio por registros eléctricos y muestras de pared son del rango del 22 al 26%. Las manifestaciones de hidrocarburo reportadas en los pozos que perforaron esta zona, son regulares a muy pobres y su interés es secundario para el campo Girasol.

- **Zona A**

En esta zona se encuentran las mejores acumulaciones de hidrocarburos en el Área Girasol y por lo tanto constituyen su principal reservorio.

El espesor promedio de esta zona es de 450 pies y está compuesto por intercalaciones de areniscas friables de tamaño de grano variable desde fino a grano grueso con niveles de arcillolitas de tonalidades grises y verdosas, no calcáreas. En esta zona, por ser el principal reservorio se han tomado núcleos convencionales, muestras de pared y análisis de fluidos en los pozos Girasol F-02, Jazmín Norte 1, en los Monitores 3, 5, 7, 9 y 13, Girasol AK 06, en el hueco piloto del Girasol PH 1002 (horizontal) y a partir de esta información se han diferenciado los niveles de arenas y arcillolitas 9, 10, 11, 12, 13 y 14, los cuales se describen a continuación:

- **Arena 9**

Está compuesta por intercalaciones de areniscas friables de grano fino y arcillolitas grisáceas. Las areniscas son cuarzosas, con algunos líticos verde oscuros de grano fino a muy fino, buena selección, con matriz arcillosa. En los corazones convencionales tomados en el pozo Monitor 5 (sector comercial) y Monitor 13 (Sector de Girasol Norte), se observan porosidades visibles buenas, con buenas manifestaciones de hidrocarburos.

En el área Este y Norte del campo se identifican espesores promedios entre 20 a 40 pies, con buenas manifestaciones de hidrocarburos, siendo objetivos potenciales para la

navegación en pozos horizontales. Entre agosto y septiembre de 2009, se han perforado los pozos Horizontales GIR PH0309 (A9) y GIR PH0501 (A9), mostrando muy buenas manifestaciones de hidrocarburos y gases en superficie durante la perforación.

- **Arena 10**

Secuencia de areniscas friables de grano medio con arcillolitas grises y verdes. La arenisca es sublitica, cuarzosa subtranslucida y líticos verdes, ocasionalmente marrón amarillentos, matriz arcillosa grano medio, localmente grueso, regular a bien calibrada, buena porosidad visible y buenas manifestaciones de hidrocarburos.

En el campo se encuentran espesores entre 10 y 35 pies con buenas manifestaciones de hidrocarburos. Las arcillolitas son predominantemente de tonalidades grises y verdes, dura a moderadamente dura, no calcárea.

- **Arena 11**

La Arena 11 ha sido uno de los objetivos principales para la navegación en pozos horizontales debido a su continuidad en todo el campo, con espesores promedios de 15 a 45 pies, con buenas porosidades y manifestaciones de hidrocarburo.

En la Arena 11 se diferencian dos niveles predominantes: la parte superior compuesta principalmente por una arena con un 50% o más de matriz arcillosa, sin manifestaciones de aceite y la Arena 11 Basal, que constituye el nivel principal, con muy buenas manifestaciones de hidrocarburos, compuesta principalmente por cuarzo translucido, ocasionalmente con líticos oscuros, tamaño de grano medio a fino, ocasionalmente grueso, bueno a regularmente calibrada, localmente con matriz arcillosa.

Esta arena ha sido objetivo de navegación en los pozos horizontales GIR PH0101, GIR PH0102, GIR PH0103, GIR PH0303 y GIR PH0306.

- **Arcilla M (Arcilla 11)**

Por ser el marcador regional en el campo, en este documento se hace una breve descripción de sus características petrofísicas y disposición estructural. La arcilla es de tonalidades grisáceas a verdes, no calcárea, con espesor promedio de 6 pies y continuidad lateral en todo el campo Jazmín y Girasol.

De acuerdo con sus propiedades petrofísicas, la “arcilla M”, constituye un sello regional, comportándose como una discordancia areal; infrayace la arena 12 y suprayace la arena 11.

- **Arena 12**

La arena 12 con espesores promedio de 15 a 32 pies, buenas porosidades visibles, buenas manifestaciones de hidrocarburo y continuidad lateral en el campo Girasol, ha sido uno de los principales objetivos para la navegación en los pozos horizontales.

Infrayacida por la Arcilla M y suprayacida por un nivel muy delgado de arcilla, está compuesta principalmente por cuarzo translucido, ocasionalmente con líticos oscuros, tamaño de grano medio a grueso, ocasionalmente grueso, buena a regularmente calibrada, localmente con matriz arcillosa.

Esta arena ha sido objetivo de navegación en los pozos horizontales Girasol PH1 Multilateral 1 y 2, GIR PH1 Hz4 A12, GIR PH3 Hz4 A12, GIR PH3 HZ5 A12 con muy buenas manifestaciones de aceite y gas en superficie durante la perforación (Figura 15 y Figura 16).

- **Arena 13**

La Arena 13 presenta espesores promedio de 15 a 43 pies, buenas porosidades visibles, buenas manifestaciones de hidrocarburo y continuidad lateral en el campo Girasol. Ha sido uno de los principales objetivos para la navegación en los pozos horizontales. Tiene

por base un nivel arcilloso muy delgado (1-2 pies de espesor) denominado Arcilla 12, está compuesta principalmente por cuarzo translucido, ocasionalmente con líticos oscuros, tamaño de grano medio a grueso, ocasionalmente grueso, buena a regularmente calibrada, localmente con matriz arcillosa.

Esta arena ha sido objetivo de navegación en los pozos horizontales Girasol PH1, Multilateral 1 y 2, GIR PH1 Hz5 A13, GIR PH3 Hz3 A13, GIR PH3 HZ4 A13 con muy buenas manifestaciones de aceite y gas en superficie durante la perforación.

- **Arena 14**

Sobre la Arena 14 se encuentra una secuencia sedimentaria de la Formación Zorro (Mioceno superior) compuesta por intercalaciones de arcillolita con areniscas y conglomerados con acumulaciones de agua fresca. La Arena 14 está compuesta principalmente por intercalaciones de Arenisca sublítica y Conglomerados polimícticos, con cuarzo, chert y fragmentos de rocas ígneas y metamórficas, el cuarzo es translucido a subtranslucido, ocasionalmente blanco lechoso, líticos negros, verde oscuros, marrón oscuros, y marrón amarillentos. Angulares, menor subangulares y subredondeados, pobre selección.

Presenta buenas manifestaciones de hidrocarburo hacia la base. Hacia la parte superior, se identifican algunos intervalos con arenas de grano fino a muy fino sin manifestaciones de hidrocarburo. El espesor promedio de este intervalo de 100 pies.

Esta arena, por su cercanía al tope con la secuencia sedimentaria de la Formación Zorro (zona de agua fresca), se ha dejado aislada en la mayoría de los pozos perforados en el área, debido a que el sello arcilloso superior es muy poco continuo.

4.3.2.2 Formación Zorro - Zona De Agua Fresca (Mioceno Superior). El Grupo Zorro es una secuencia de intercalaciones de arenas líticas conglomeráticas con arcillolitas verdes a grisáceas. Los conglomerados y las arenas son predominantemente líticas, con un promedio de 30% de fragmentos líticos ígneos y 70% de cuarzo y Chert, pobremente calibradas. Esta secuencia está saturada por agua fresca y está en contacto discordante el

Grupo Chuspas infrayacente, su contacto superior lo constituyen las terrazas de la formación Diamante. El promedio de espesor en el Campo Girasol es de 750 a 900 pies.

4.3.2.3 Formación Diamante (Plio-Pleistoceno). La Formación Diamante la constituyen las terrazas del Plio-pleistoceno, compuestas por intercalaciones de conglomerados, areniscas polimícticas con arcolitas grisáceas, amarillentas y pardas. El espesor promedio es de 200 a 300 pies en el área de Girasol.

4.4. REVISIÓN GEOFÍSICA.

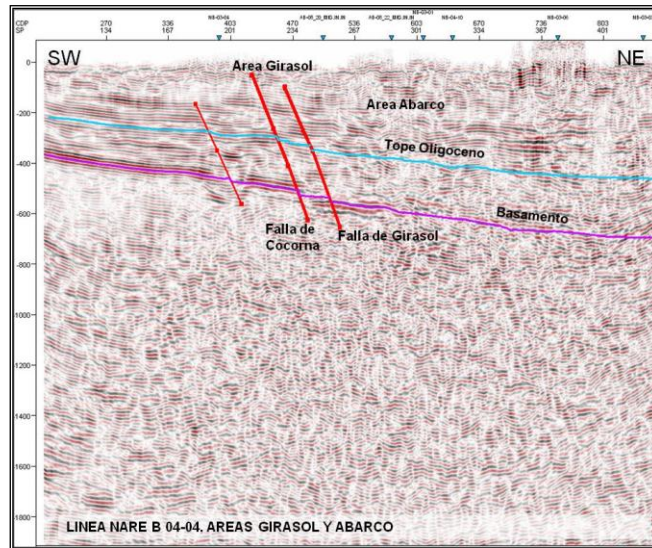
4.4.1 Estructural.

El contrato de Asociación Nare se encuentra localizado en el sector suroeste de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, en el cual la estructura general es un monoclinal con rumbo SW – NE y buzamiento suave hacia el Oriente. El estilo tectónico característico del área está constituido por sistemas de fallas de rumbo, unos de dirección NW-SE y movimiento lateral izquierdo, al cual pertenecen las Fallas de Velásquez - Palagua, la de Girasol y la de Chicalá; otros sistemas de fallas poseen dirección SW-NE y movimiento lateral derecho, al cual pertenece la Falla de Cocorná.

4.4.1.1 Falla de Cocorná. Esta es una falla regional con movimiento dextral con el bloque hundido hacia el SE. La Falla de Cocorná puede ser considerada la falla de dirección SW-NE más importante del sector, puesto que constituye el límite Noroeste de un tren productor de hidrocarburos de cerca de 20 kilómetros de longitud, que comprende los campos: Cocorná, Teca, Nare Sur, Under River, Jazmín, Girasol y Abarco dentro de los Bloques Asociación Cocorná y Nare Bloque B.

La extensión de dicha falla puede correlacionarse en las líneas NB-04-02 y NB-04-04 (Figuras 34 y Figura 35), en los cuales se observa un desplazamiento relativo importante de 15 y 25 milisegundos (120 pies aprox.).

Figura 34. Interpretación Sísmica línea Nare B 04-04.

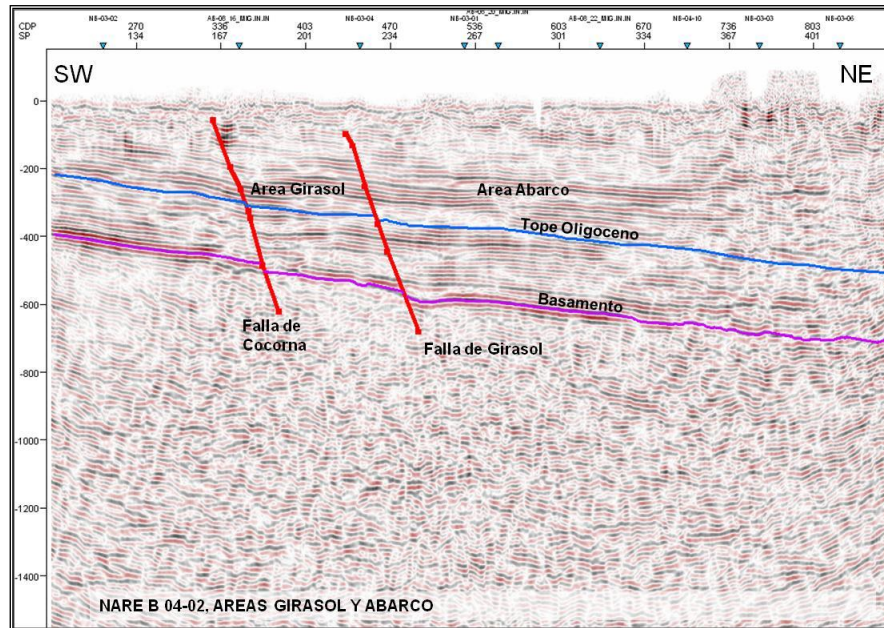


Fuente: Departamento de Yacimientos, Mansarovar.

4.4.1.2 Falla de Girasol. La Falla Girasol es una falla de rumbo (“strike slip”) con movimiento lateral “sinestral”, con rumbo NNW-SSE tal como se observa en las líneas NB-04-02 y NB-04-04 (Figuras 34 y Figura 35); su mayor salto hacia el norte se aprecia con la línea NB-04-04 (aproximadamente 18 milisegundos, 100 pies) y la expresión hacia el sur es menor, éste rasgo estructural sirve de límite entre los campos Girasol y Abarco. Esta falla también ejerce un control claro en la orientación del curso principal del Río Magdalena.

Estos sistemas son de carácter transtensivo, por lo que generan fallas de apariencia normal, que presentan su bloque hundido hacia la cuenca. La interferencia de estos sistemas de fallas dio lugar a cierres estructurales de tamaños apreciables, que a la vez favorecieron la acumulación de importantes volúmenes de hidrocarburos, tales como los hallados en los Campos Velásquez, Palagua y Moriche, relacionados con la Falla de Velásquez y en los Campos Teca, Nare Sur, Jazmín y Girasol que están asociados a las Fallas de Cocomá y Girasol.

Figura 35. Interpretación Sísmica línea Nare B 04-02



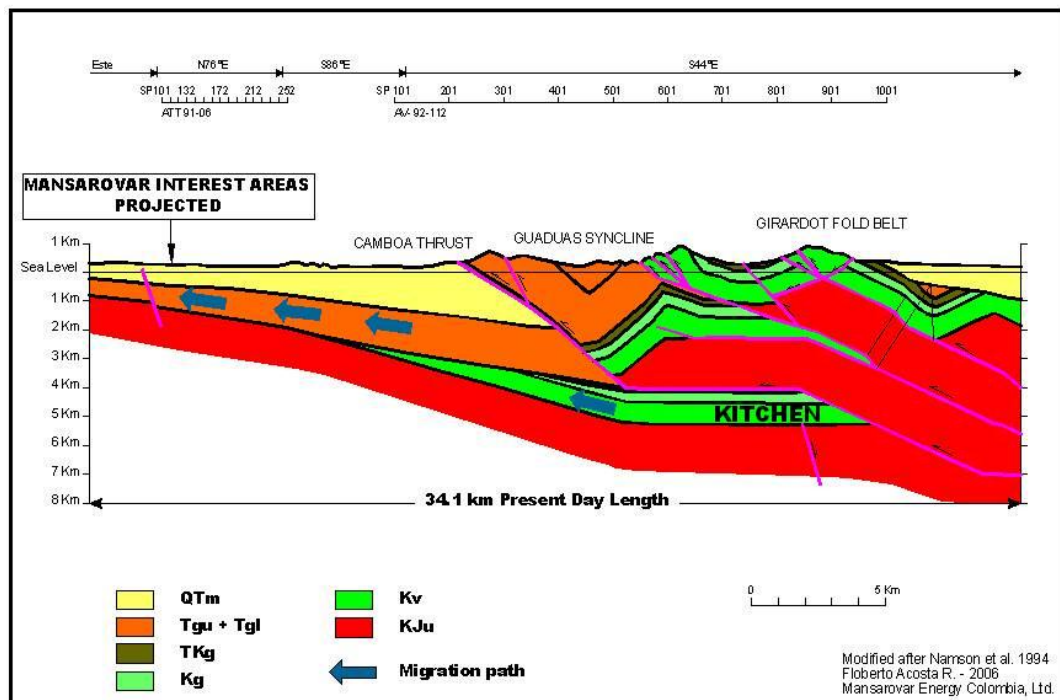
Fuente: Departamento de Yacimientos, Mansarovar.

4.5. GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO

4.5.1 Generación y migración.

En la Cuenca del Valle Medio del Magdalena las principales rocas generadoras de hidrocarburos están constituidas por sedimentos ricos en materia orgánica, depositadas en ambientes marinos, hipersalinos y restringidos de la Formación La Luna, cuyo depositario tuvo lugar durante el Cretáceo Medio. Estos sedimentos se hallan presentes en lo profundo de la cuenca, hacia el Este del área de estudio. Allí han sido generados y expulsados los hidrocarburos que a través de los estratos arenosos de las unidades terciarias han migrado, buzamiento arriba hacia el Occidente (Figura 36).

Figura 36. Sección Estructural Cuenca del Valle Medio del Magdalena.



Fuente: Departamento de Yacimientos, Mansarovar.

- **Reservorios**

Las rocas almacenadoras en esta parte de la cuenca son areniscas continentales, depositadas en ambiente de canales entrelazados a meándricos, edad Eoceno – Oligoceno. Las arenas son delgadas, alcanzando espesores máximos de 35 pies.

- **Sellos**

Los sellos están constituidos por los diferentes estratos de arcillas que se hallan interestratificadas con las areniscas presentes en las unidades anotadas anteriormente; uno de estos sellos es la "Arcilla M".

- **Trampa**

El mecanismo de entrapamiento en Girasol, de igual manera que en los campos aledaños, es principalmente de tipo estructural, conformado por un monoclinall fallado, el cual ha desarrollado una estructura cerrada en el bloque hundido de la falla de Cocorná, la cual limita la acumulación por el Oeste.

La existencia de una acumulación de hidrocarburos económicamente explotable dentro del Área Girasol se evidenció con el Jazmín Norte 01 y se ha demostrado ampliamente con el reciente desarrollo del Campo Girasol. Los pozos direccionales perforados en Campo Girasol alcanzan profundidades entre 1450 y 1850 pies MD, en los cuales de manera general, se ha encontrado una sección sedimentaria igual a la del Campo Jazmín. En estos pozos, completados en el Oligoceno Indiferenciado, se presentan bien desarrolladas las arenas de Zona "A.

4.6. CONDICIONES DEL SITIO (CAMPO GIRASOL)

Condiciones Meteorológicas		
Temperatura Ambiente Promedio superior a		82°F
Temperatura extrema bulbo seco.	Max. / Min:	104 / 90 °F
Temperatura promedio bulbo seco.	Max. / Min:	86 / 80 °F
Temperatura promedio bulbo húmedo.	Max. / Min:	85 / 78 °F
Humedad Relativa Promedio.	Max. / Min:	87 / 67 %
Presión Barométrica Max/Min:		100 kPa (30 in. Hg)
Vientos		
Dirección Prevalente del Viento:		Nor- Oeste
Nota: Para cálculos estructurales se consideró una “Velocidad Básica del Viento” de 80 km/hr a 10m del suelo.		
Pluviometría		
Máxima precipitación registrada en una hora:		50 mm
Máxima precipitación registrada en 24 horas:		125 mm
Intensidad de lluvia para diseños (Intervalo de retorno = 10 años):		
$I = 0.65 * 10^{0.22 * 94.5 - 0.92}$	Donde: I = Intensidad (mm/hr)	
$(t_c / 60)^{0.62}$	$t_c =$ Per. de Concentración (min)	
Coefficiente de escorrentía		
Techos:		0.9
Vías:		0.9
Prados:		0.2
Sismicidad		
Nivel considerado según NSR/98: Intermedio		

Fuente: Departamento de Proyectos, Mansarovar.

4.7. CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS

Tabla 11. Características fisicoquímicas del crudo Girasol.

PRUEBA	MÉTODO	UNIDAD	RESULTADO
Gravedad a 15.6 °C (60 °F)	Calculada	API	11.2
Densidad a 15 °C	D 5002-05	Kg/m ³	991.3
Azufre	D4294-03	%m	1.585
Residuo Carbón Micro	D4530-06	%m	9.24
Número de Neutralización	D 664-06	Mg KOH/g	6.424
Presión de Vapor	D323-06	psi	N.D.
Punto de Fluidez	D 97-05	°C	12
Constante grav/visc VGC	D 2501-05		0.920
insolubles n-C7	D 3279-01	%m	2.19
Factor de Caracterización K	UOP 375-86		11.44
Viscosidad @ 40 °C (104 °F)	D 445-06	Cst	9778.49
Viscosidad @ 50 °C (122 °F)	D 445-06	Cst	3420.11
Cenizas	D 482-03	% m	0.281
Aguas y Sedimentos	D 4007% m.02	% v	0.00
Sal	ARUBA – D 512-04	Lb/1000 Bls	43.32
CONTENIDOS DE METALES	Basado en ASTM D 5863-05 y D 5708-02		
Vanado		ppm	84.75
Niquel		ppm	67.98
Sodio		ppm	43.64
Hierro		ppm	46.94
Cobre		ppm	0.24
Aluminio		ppm	11.40
Magnesio		ppm	10.88
Calcio		ppm	760.10

Punto de Inflamación	D 93-02	°C	123
Ceras	UOP – 46 Mod	% m	0.10
ANALISIS SARA	Basado en ASTM D 2549 -02		
Saturados		% m	26
Aromaticas		% m	51.7
Resinas		% m	19.8
Asfaltenos		% m	2.5

Fuente: Assay del Crudo Girasol Horizontal 02. Operaciones, Mansarovar

4.7.1. Composición del gas asociado al crudo Girasol

Tabla 12. Cromatografía del Gas Anular asociado al Crudo Girasol

Cromatografía de Gas Campo Girasol (100 psig @ 120 oF)		
Componente	Mole%	Peso%
H ₂ Hidrogeno	0.00	0.00
H ₂ S ácido sulfhídrico	0.00	0.00
CO ₂ Dioxido de Carbono	0.22	0.59
N ₂ Nitrógeno	0.95	1.62
C ₁ Metano	98.14	95.92
C ₂ Etano	0.39	0.71
C ₃ Propano	0.14	0.38
iC ₄ i Butano	0.06	0.21
nC ₄ n Butano	0.03	0.11
iC ₅	0.01	0.04
nC ₅	0.01	0.04
C ₆	0.00	0.00
C ₇	0.00	0.02
C ₈	0.04	0.28

C₉	0.01	0.08
C₁₀	0.00	0.00
C₁₁	0.00	0.00
C₁₂⁺	0.00	0.00
Total	100.00	100.00
Propiedades Calculadas	Peso Molecular (g/mol)	Densidad (g/cm³) @ 60 °F
C7+ Heptano Plus	115.9	0.7082
C10+ Decano Plus	-	-
C12+ Docecano Plus	-	-
Propiedades del gas		
Gravedad Especifica	0.5677	(Air=1 @ 14.73 y 60 °F)
Peso Molecular	16.41	g/mol
Densidad Gas Ideal	0.6928	Kg/m ³ @ 14.65 y 60 °F
Poder Calorífico (Net Ideal)	1005.6	Btu/ ft ³ @ 14.65 y 60 °F
Poder Calorífico (Net Ideal)	905.8	Btu/ ft ³ @ 14.65 y 60 °F
Presión Seudocritica	666	psia
Temperatura Seudocritica	344.4	°R
Compresibilidad del Gas (z)	0.9980	@ 14.65 y 60 °F
GPM (C2+)	0.201	
GPM (C3+)	0.098	

Fuente: GIR – AA – 05 Well. Evaluación Tipo III, Crudo Girasol. Mansarovar.

4.7.2. Productividad de pozos Girasol Comercial

- Las producciones promedio en frío se estiman así:

Pozo Convencional: 25 BOPD por pozo.

Pozo Horizontal: 100 BOPD por pozo.

Con una tasa de declinación anual estimada del 20 - 22%.

- Las producciones en caliente se estiman así:

Pozo Convencional:	110 BOPD por pozo.
Pozo Horizontal:	400 BOPD por pozo.

Con una tasa de declinación anual estimada del 12%.

4.7.3. Productividad de pozos Girasol Norte

- Las producciones promedio en frío se estiman así:

Pozo Convencional:	25 BOPD por pozo.
Pozo Horizontal:	60 BOPD por pozo.

Con una tasa de declinación anual estimada del 20 - 22%.

- Las producciones en caliente se estiman así:

Pozo Convencional:	100 BOPD por pozo
Pozo Horizontal:	350 BOPD por pozo

Con una tasa de declinación anual estimada del 12%.

4.7.5 Campos y pozos relacionados al área Girasol

El Área Girasol (Comercial y Girasol Norte) se localiza en la faja productora de crudos pesados relacionada al bloque bajo de la Falla de Cocorná, en la cual se encuentran las áreas comerciales de los campos Teca, Nare Sur, Under River y Jazmín, todos ellos localizados hacia el suroeste de Girasol. Hacia el noreste en el Área Abarco han sido perforados los pozos Comino 01, Abarco Q02b, Abarco Q03b y Jazmín Norte 02, los cuales presentan arenas con espesores netos petrolíferos del orden de 130 pies. Un poco más hacia el noreste y sureste asociados a la Falla de Velásquez—Palagua, se hallan los Campos Moriche, Palagua y Velásquez, cuya suma del petróleo in-situ podría superar los 1500 millones de barriles.

4.8 ANÁLISIS DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE FLUIDOS DE CAMPO GIRASOL

4.8.1 Descripción del Proceso de Producción.

El proceso general consiste en transferir todos los fluidos desde los clúster hacia la ETR ubicada en el clúster H-1, y de allí transferir el crudo emulsionado por medio de bombas hasta el MTB (Modulo de Tratamiento y Bombeo) del Campo Jazmín que será la estación final de tratamiento. Allí, se ajusta la calidad del crudo dentro de los parámetros contractuales para ser medido, almacenado y entregado al Oleoducto, a la Refinería o a terceros; se ajustan los parámetros del agua de producción para ser dispuesta por inyección y se acondicionan los efluentes para su disposición.

La fase de producción temprana de desarrollo del campo en el año 2009 comprendió la puesta en producción de los pozos que conforman los clúster: AA, PH-10, PH-7, PH-5, PH-3 y PH-1. La producción complementaria comprendió las actividades a realizar hasta el año 2011 con la puesta en producción de los pozos que conforman los clúster: A, B, C, D, E, F, G, HC, AA, H-10, H-7, H-5, H-3, H-11 (AK), EST AQ, H, I, EST-03, EST-05, EST-09, H1, AG, AL y AH.

El plan de desarrollo consideró la estimulación de los pozos con vapor por medio de una red de vapor y el correspondiente transporte de los fluidos de estimulación por medio de un sistema de recolección hacia un tanque con capacidad de 10.000 bbls con este fin en la ETR, EIN (Estacion Intermedia ubicada cerca al cluster AG) y los clúster AA y H5.

Para la producción de vapor se cuenta actualmente con seis (6) generadores de 50MMBTU ubicados así: dos generadores en la ETR, dos generadores en la EIN y dos generadores en el clúster AA. Adicionalmente hay un generador Móvil de 25MMBTU. Tanto el gas combustible como el agua suavizada necesarios están disponibles en las troncales que van a la ETR, EIN y los clúster desde el módulo de tratamiento ubicado en Campo Jazmín.

El gas de anulares se transporta hacia la ETR para ser recuperado por medio de compresores y ser aprovechado como combustible en los generadores de vapor y

separadores de prueba del Campo Girasol; el mismo fin se da al gas de producción separado en la bota de gas ubicada antes del tanque de 10.000 bbls o en su defecto si se pone en marcha el Surge Tank y en los separadores de prueba de la ETR.

4.8.2Ciclo de Producción.

La explotación del campo petrolero Girasol sigue las siguientes etapas:

- **Perforación (Drilling) y Completamiento (Work over) del pozo.** Actividades que aplican diferentes tecnologías según el tipo de yacimiento y características físico - químicas del crudo en producción. En este campo específico se tienen pozos productores perforados de manera Convencional, Multilateral u Horizontal.
- **Producción apoyada por un sistema de levantamiento artificial.** Debido a que en la etapa anterior la energía del yacimiento es capaz de llevar los fluidos a la cara de la formación, venciendo las restricciones propias de la roca al paso de los fluidos, allí es balanceada o bloqueada por la columna hidrostática de los fluidos a la profundidad del yacimiento. Ante esta situación se utilizan en Campo Girasol diferentes mecanismos de levantamiento como lo son bombas PCP's o de cavidades progresivas y bombas convencionales tipo pistón y camisa, siendo ambos esquemas actuados con varillas y unidades de superficie.
- **Producción soportada en acciones al yacimiento para mejorar el flujo de los fluidos a la cara del pozo.** La etapa anterior finaliza cuando la energía del yacimiento no es suficiente para hacer llegar los fluidos a la cara de la formación dejando sin objeto el S.L.A. En esta etapa para mejorar el recobro, se procede en Campo Girasol a inyectar energía al yacimiento como vapor de agua en este caso específico de crudos pesados, estimulando o calentando con la entalpía que aporta el vapor de agua sobrecalentado, tanto la roca como los fluidos (disminuyendo la viscosidad), permitiendo así restaurar los niveles de producción. Esta etapa es la que se denomina Estimulación Cíclica con Vapor (llamada así porque consta de tres ciclos: Etapa de Inyección, Etapa de Remojo y Etapa de producción) y es una de las tecnologías aplicadas de EOR en Campo Girasol.

- Terminada la etapa de estimulación del yacimiento se inicia nuevamente la etapa denominada Primera producción, flujo natural y así sucesivamente hasta depletar o agotar el yacimiento.

4.8.3 Disposición General de un Clúster.

Se denomina así el arreglo de tuberías que permiten el manejo y conducción de los fluidos de cada uno de los pozos que los conforman, a las troncales dedicadas al transporte de la producción, utilizándose para tal fin una locación desde la que se perforan cerca los pozos desde los cuales se explotará el yacimiento. En el caso de pozos con completamiento horizontal, se les denomina Plataformas.

4.8.4 Disposición General de un Clúster Especial.

Los siguientes elementos componen la configuración de un clúster especial:

- Separadores de prueba (Clústeres AA y EIN).
- Generadores de vapor (Clusteres AA, EIN).
- Tanques para fluidos de estimulación (Clusters AA, EIN y H5).
- Bomba de transferencia de los fluidos de estimulación a la troncal (Clusters AA, EIN y H5).

4.8.5 Disposición General de un Rack de Tubería.

En la disposición general de un cabezal de pozo, se requieren 5 tuberías: 4 para conducir los fluidos desde los clúster hasta la siguiente facilidad (Estación Intermedia/ Estación de Transferencia/ Estación de Tratamiento) y 1 para llevar el vapor de los generadores a cada uno de los pozos que serán estimulados según el cronograma de inyección de vapor. Así entonces el rack de tubería se conforma de las siguientes secciones de tubería:

- Troncal de recolección de crudo emulsionado. Recolecta y transporta todos los fluidos del crudo, agua y gas en solución de los pozos de los clúster que están conectados a este tubo colector.

- Línea de prueba que transporta los fluidos de producción de un solo pozo a la vez hasta la facilidad denominada Separador de prueba.
- Troncal de recolección de gas de anulares. Recolecta y transporta el gas segregado en el espacio anular de cada uno de los pozos que conforman los clúster hasta una facilidad donde sea beneficiado o conducido a una tea o venteo.
- Línea de fluidos de estimulación. Recolecta y transporta los fluidos que aportan los pozos que recientemente han salido de un ciclo de estimulación con vapor.
- Red de distribución de vapor. Transporta y distribuye el vapor desde los generadores hasta los clúster y de allí a cada pozo que entre al ciclo de estimulación.

4.8.6 Disposición General de la Estación de Transferencia (ETR)

Los siguientes elementos componen la estación de transferencia:

- Múltiple de entrada.
- Tres Separadores de prueba.
- Surge-Tank (el cual se encuentra en Stand By).
- Bota de gas.
- Tanque de Almacenamiento (ó contingencia) 10Kbls.
- Dos Tanques de fluidos de estimulación y bombas asociadas.
- Recibo de gas para compresión o disposición a Tea.
- Sistema de Compresión de gas producido (2 VRU).
- Sistema de Tea.
- Dos Generadores de vapor.
- Tres Bombas de transferencia.
- Cuadro de control y CCM.
- Sistema de aire de instrumentos.

5. METODOLOGÍA DE TRABAJO

El campo Girasol representa en la actualidad uno de los focos más importantes en la extracción y producción de crudos pesados para Mansarovar Energy Colombia, siendo una de las empresas más ambiciosas en la implementación de recobro mejorado como medio de recuperación de crudo pesado, su objetivo siempre ha sido optimizar la producción manteniéndose una rentabilidad favorable. Con ese fin nace la necesidad de conocer el estado actual del sistema de recolección y analizar posibles opciones de mejoramiento que ayuden a la proyección del campo.

Según lo anterior, se conceptualiza la idea de analizar el sistema de recolección para conocer su estado actual y de tal manera afrontar algunos inconvenientes que se han venido presentando en materia de producción.

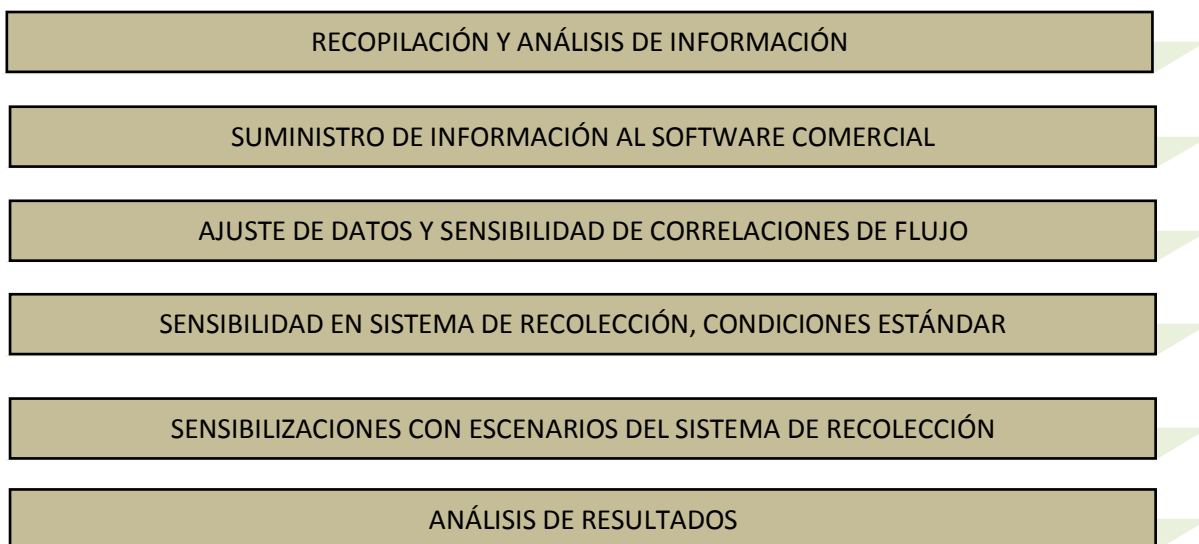
La metodología que se ha utilizado en esta investigación fue planteada para desarrollarse por medio de fases, en las que se permitió dar un adecuado seguimiento al problema. En las primeras etapas se identificó la información requerida para cada etapa y se realizó una proyección de la misma para determinar todos los puntos en estudio y de esta manera filtrar los valores relevantes que pudieran dar una buena proyección de la situación actual.

El Campo Girasol actualmente cuenta con grandes pérdidas de producción debido a un empaquetamiento de las líneas de producción, este inconveniente va relacionado explícitamente con las características del fluido y la influencia directa que tiene la temperatura en crudos pesados como los presentes en este campo.

Actualmente Mansarovar implementa técnicas de recobro mejorado como inyección cíclica de vapor (CSS) para recuperación de crudos pesados y extra pesados, que ayudan a la explotación del campo y generan grandes expectativas para Colombia en proyectos de recuperación terciaria.

La metodología a seguir se ha dado de acuerdo a las necesidades propuestas por la empresa y a los métodos actualmente utilizados en materia de investigación.

Figura 37. Metodología de Trabajo Simulación Campo Girasol



Fuente: Los Autores.

5.1. PRIMERA FASE (RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN Y ANÁLISIS)

5.1.1 Datos de Campo

Se realizó un trabajo de adquisición de información referente a líneas de flujo del campo por medio de base de datos con que cuenta la empresa y una posterior verificación en sitio por parte de los autores. Cabe mencionar que los datos referentes a planimetría suministrados por la empresa solo incluyeron la información concerniente a la parte Norte del Campo, sin contar con los respectivos datos de altimetría, por lo que se vio la necesidad de realizar su pertinente levantamiento para la zona por parte de los autores. Para el área perteneciente a Girasol Básico no se contó con alguna clase de planos de líneas, por lo que, como se explica a continuación, fue un trabajo arduo en el que se trabajó en conjunto con representantes de la empresa.

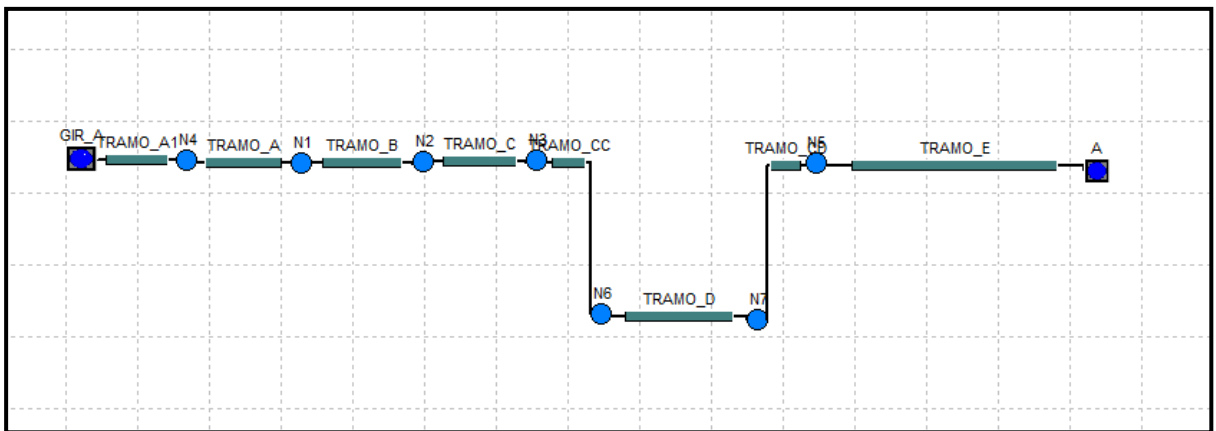
De manera general, los datos de campo necesarios para el levantamiento del sistema de recolección de Campo Girasol incluyeron:

- Diámetro de líneas (Φ).
- Longitud de líneas (L).
- Inclinación o cambios de altura de líneas.
- Demarcado e Identificación de líneas.
- Equipos u accesorios que intervienen en cada trayecto.
- Identificación de Clústers afluentes.

Para esta operación de recolección de datos se hizo un plan de levantamiento de líneas donde de manera manual se tomaron (en los casos con que se contaban) los planos de construcción de cada troncal o ramal y se tomaron medidas tramo por tramo a cada línea, luego de esta operación, se procedió a la inspección visual en sitio con un acompañamiento por parte de personal propio de la empresa, permitiéndose una correcta delimitación del terreno y obteniéndose la información correspondiente a cada línea y clúster de manera precisa. Con ayuda de algunos elementos tales como un GPS (sistema de posicionamiento global) se procedió a datar los respectivos perfiles de altura de cada tramo, de metros tipo rueda se determinaron las distancias y de instrumentos API se determinaron los diámetros de cada tramo de tubería. Se llevó un riguroso control del inventario dispuesto en las locaciones y en los tramos de tubería, contándose en las listas con dispositivos y accesorios de flujo dentro del sistema tales como: válvulas, cheques, codos, tees, reducciones, expansiones, conexiones y pegas de tuberías.

En la figura 38 se muestra un ejemplo de cómo se abordó cada uno de los tramos en general ya en el software utilizado, donde se tuvo mucha meticulosidad en la inclinación y posición de cada una de las tuberías. Como se puede observar, las líneas de flujo se dividieron en tramos para una mayor facilidad en la ubicación de problemas y para hacer que los datos a obtener con la simulación sean los más cercanos posibles a la realidad.

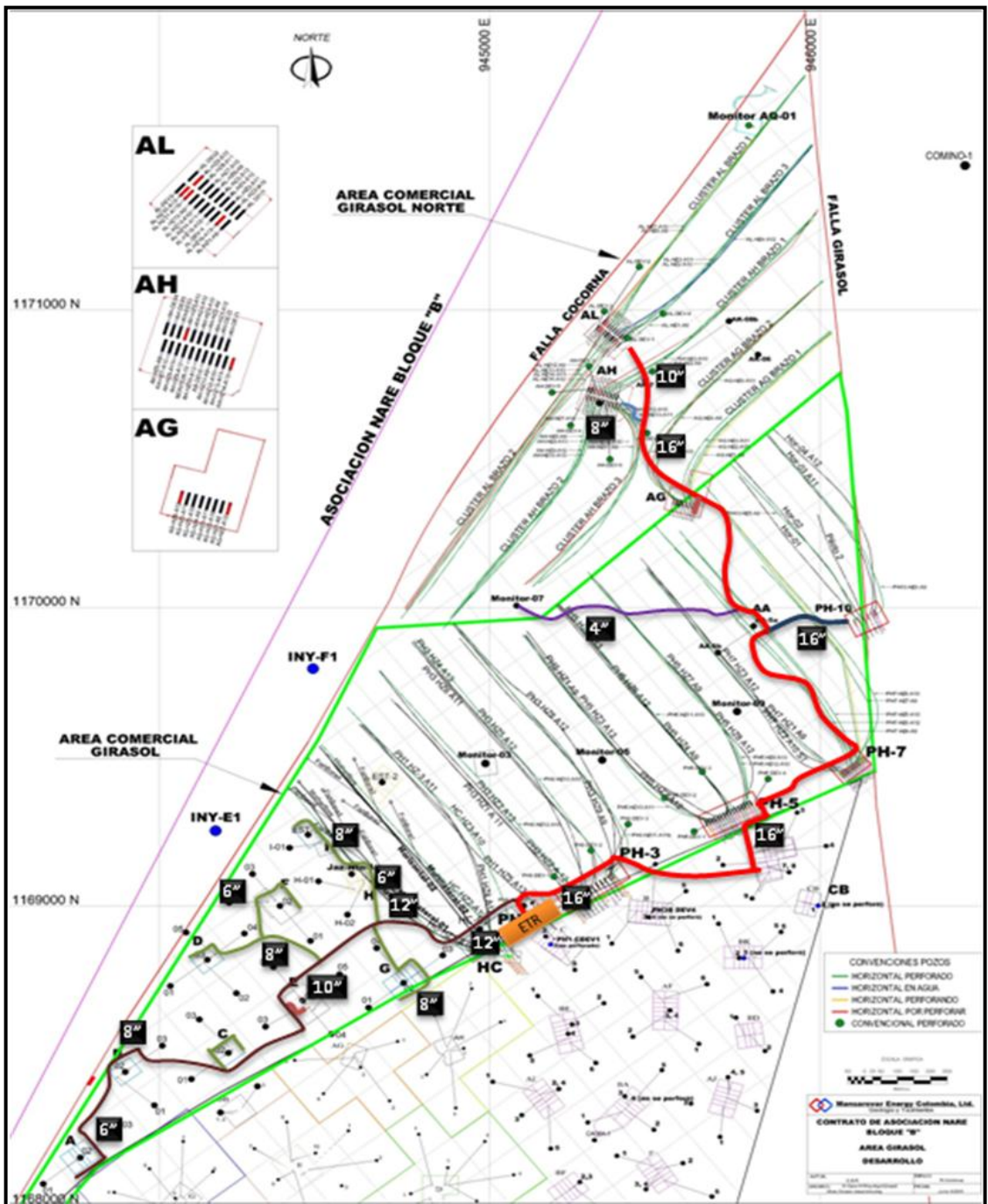
Figura 38. Ejemplo Esquema de posición línea Campo Girasol



Fuente: Los Autores.

También, como se resume en la figura 39, se identificaron gráficamente los diámetros de tubería que intervienen en el sistema de recolección de todo el campo, correlacionados visualmente en campo con los que se contaban en los planos de construcción iniciales, esto para tener una idea espacial del mismo y poder crear la red en el simulador comercial. Además, se creó una base de datos en una herramienta computacional con los respectivos datos tomados para que en algún momento dado se tenga un fácil acceso a los mismos.

Figura 39. Mapa de Campo Girasol con Identificación de Diámetros.



Fuente: Los Autores.

5.1.2 Caracterización de Fluidos

Para la correcta simulación de la red de Campo Girasol fue importante contar con la información concerniente a la Caracterización de los Fluidos presentes en las formaciones explotadas. Para esto fue necesario obtener información de estudios PVT realizados a algunos pozos del campo. Es indispensable contar con estos estudios para poder obtener una buena caracterización del fluido presente y de esta manera tener datos precisos para ingresar al simulador comercial. Se realizó un estricto control de calidad a la información comparando datos de laboratorio con los entregados en campo y de esta manera corroborar que los estudios a realizar tengan el mínimo error posible.

Datos Volumétricos

- Presión Original del Yacimiento) $P_y = 660 \text{ psig}$

Temperatura 98°F

- Presión de Burbuja 486 psig
- Expansión Térmica @ 5000 psig $1,0096 \frac{\text{Vol.}@98^\circ F}{\text{Vol.}@60^\circ F}$
- Compresibilidad del Fluido $5,11 \times 10^{-6} \text{ psi}$

Viscosidad del fluido a 98°F

- Viscosidad a Presión de Saturación $11.608 \text{ _ Cp @ } 20 \text{ psig}$
- Viscosidad a Presión de Yacimiento $12.163 \text{ _ Cp @ } 480 \text{ psig}$

Viscosidad del fluido a 150°F

- Viscosidad a Presión de Saturación $567 \text{ _ Cp @ } 28 \text{ psig}$
- Viscosidad a Presión de Yacimiento $645 \text{ _ Cp @ } 480 \text{ psig}$

Viscosidad del fluido a 250°F

- Viscosidad a Presión de Saturación $40 \text{ _ Cp @ } 38 \text{ psig}$
- Viscosidad a Presión de Yacimiento $48 \text{ _ Cp @ } 480 \text{ psig}$

Propiedades del fluido

- Densidad @ presión de Saturación $0,9768 - \frac{g}{cm^3}$
- $GOR 70 \frac{SCF}{STB}$
- API 11°
- Factor Volumétrico del Aceite (Bodb) $1,0790 - \frac{BY}{BF}$

5.1.3 Bases de Datos.

A diario un seguimiento es realizado a los pozos del campo Girasol donde se registra toda la información referente a la producción detallada de los fluidos presentes en cada pozo, el tiempo al día en el cual estuvieron activos los pozos, intervenciones a pozo, presión, temperatura, caudal de fluido, caudal de aceite, BS&W, información de Dinagramas, de pruebas de pozo, niveles dinámicos, gravedad API, nivel dinámico de cada uno de los pozos, entre otros. Todos los datos anteriormente mencionados se almacenan en una base de datos propia de la empresa, facilitándose la visualización al ingeniero de producción para la realización de apropiados seguimientos a cada uno de los pozos.

De la base de datos de producción se tomaron los datos de temperatura, presión, caudal de fluido BS&W referentes al historial de cada pozo durante el último año de producción (2012).

Para efectos de ingreso de información al simulador se hizo énfasis en la información encontrada en la base de datos de cada pozo para correlacionarla con la información requerida en cada clúster, esto debido a que el sistema de recuperación que maneja el campo (ICV) se manifiesta por medio de etapas (Inyección, Remojo, Producción) que llevan al proceso a estar en constante cambio de varias propiedades a lo largo de la

producción. Por consiguiente se debió tomar los valores relevantes y válidos que son requeridos para la realización del modelo de simulación, ya que estos parámetros debe ser ingresados al software con el fin acercar tanto como sea posible los datos simulados con los reales. Este punto del proyecto requirió de un amplio riguroso estudio, puesto que se debieron tomar manualmente las presiones en cada uno de los clusters y realizar un monitoreo diario de las variables presión y temperatura en cada punto, para su posterior análisis con los datos de producción.

Antes de representar el sistema en la herramienta computacional, se realizó un tratamiento estadístico a los datos de las variables presión y temperatura en punto de clúster del sistema actual, las cuales fueron las variables con las cuales se compararon los resultados obtenidos después de evaluar los modelos de predicción de caída de presión en el software. Es de resaltar que los valores de presión en cada clúster varían en el tiempo debido a que los caudales de fluido no son constantes, además existen operaciones de producción y mantenimiento como por ejemplo cambio de empaques, cambio de las rpm en la unidad de bombeo, etc. En las que por seguridad los pozos deben ser purgados y apagados, generándose de esta forma gran incertidumbre en los datos dada la dificultad de homogenizar condiciones de operación y condiciones de producción de fluidos debido a la dinámica del proceso.

Para el tratamiento estadístico se realizó una corrección por la media y posteriormente se determinó un intervalo de confianza dentro del cual se representa adecuadamente el comportamiento de la variable, junto con las condiciones de BS&W que van de la mano con el proceso de la inyección cíclica de vapor que maneja el campo.

En la tabla 13 se muestra un ejemplo de los parámetros requeridos para el análisis que permita la validación de los valores reales. (Tabla completa ANEXO B).

Tabla 13. Ejemplo resumen Parámetros requeridos Clúster

<i>Lista</i>	<i>POZO</i>	<i>%BSW CLUSTER</i>	<i>BFPD CLUSTER</i>	<i>BOPD CLUSTER</i>	<i>TWH CLUSTER (F)</i>	<i>PWH CLUSTER (PSI)</i>
<i>CLU_A</i>	GIR-A001	50,00	110,00	55,00	129,00	90,00
	GIR-A002					
	GIR-A003					
<i>CLU_B</i>	GIR-B001	59,00	450,00	173,00	130,67	86,67
	GIR-B002					
	GIR-B003					
<i>CLU_C</i>	GIR-C001	62,50	215,00	67,00	140,50	80,00
	GIR-C002					
	GIR-C003					
<i>CLU_D</i>	GIR-D001	72,40	920,00	320,00	144,80	68,00
	GIR-D002					
	GIR-D003					
	GIR-D004					
	GIR-D005					
<i>CLU_E</i>	GIR-E001	55,00	459,00	190,00	142,00	66,00
	GIR-E002					
	GIR-E003					
	GIR-E004					
	GIR-E005					

Fuente: Los Autores.

5.2. SEGUNDA FASE (SUMINISTRO DE INFORMACIÓN AL SOFTWARE COMERCIAL)

El sistema de recolección del campo Girasol fue cargado al software comercial PIPESIM TM. de la siguiente manera:

1. Se crearon las fuentes o Sources en los que se suministran los datos de Temperatura y caudal obtenidos en luego del tratamiento estadístico.

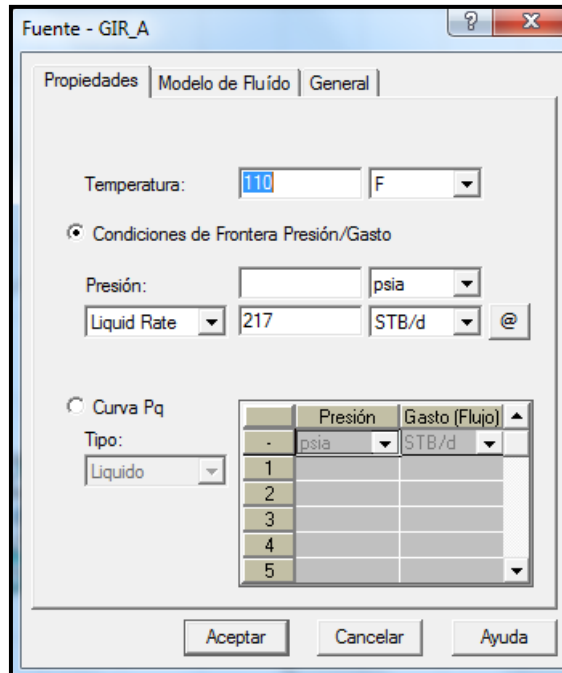


Figura 40. Fuente, Suministro de Datos de entrada.

Fuente: Los Autores.Pipesim.

2. Se crearon las líneas de flujo y las conexiones entre cada fuente para generar la red completa del sistema de recolección.

En esta sección el software ofrece la entrada de datos concerniente a las propiedades de la tubería referentes al levantamiento realizado de todo el sistema, y para cada tramo tales como distancia horizontal, diámetro de la tubería, espesor, rugosidad, inclinación y tasa de ondulaciones de la línea, además de presentar la opción de ingreso de la temperatura ambiente propia para ese tramo, parámetro que será de gran énfasis para los estudios que se presentarán en el próximo capítulo.

Figura 41. Cuadro de ingreso de datos de Líneas.

Linea de Flujo - TRAMO_R

Propiedades | Transferencia de Calor | General

Descripción Preferida de Tubería: Vista Simple [▼] Esquema

Ondulaciones: 10 / 1000

Distancia Horizontal: 321,52 ft [▼]

Diferencia de Elevación: 0 ft [▼]

Diámetro Interno: 10,02 inches [▼]

Espesor: 0,365 inches [▼]

Rugosidad: 0,0018 inches [▼]

Temperatura Ambiente: 95 F [▼]

NOTA: Fijar una diferencia de elevación negativa al modelo a la tubería DESCENDENTE, con la dirección del flujo

Aceptar Cancelar Ayuda

Fuente: Los Autores, Pipesim.

En este cuadro de entrada el simulador ofrece por medio de click en la pestaña de transferencia de calor, determinar si el coeficiente de transferencia de calor es calculado por el software o si es hallado con algunas propiedades del medio en el que se encuentre la tubería y al tipo de recubrimiento que presente.

Figura 42. Cuadro de ingreso de datos de Líneas, Transferencia de Calor.

The screenshot shows a software window titled "Línea de Flujo - TRAMO_P" with three tabs: "Propiedades", "Transferencia de Calor", and "General". The "Transferencia de Calor" tab is active. It contains the following elements:

- Modo:** Radio buttons for "Incluir valor de U" (unselected) and "Calcular el valor de U" (selected).
- Recubrimiento de Tubería (empezando desde la superficie):** A table with columns "K", "Espesor", and "Descripción".

	K	Espesor	Descripción
-	Btu/hr/ft	inches	(Optional)
1	0,23	2	
2			
3			
4			
5			
6			
7			
8			
9			
- Conductividad de la Tubería:** Input field with value "27" and unit "Btu/hr/ft".
- Fluido Ambiental:** Radio buttons for "Aire" (selected) and "Agua".
- Velocidad:** Input field with value "22" and unit "ft/s".
- Datos de Enterramiento de Línea:** Input fields for "Profundidad de Enterramiento" (unit "inches"), "Terreno" (unit "Btu/hr/ft"), and "Conductividad".
- Elevado sobre el terreno:** A checkbox.
- Diámetro Externo Total de la Tubería:** Input field with value "20" and unit "inches".
- Buttons:** "Aceptar", "Cancelar", and "Ayuda".

Fuente: Autores, Pipesim.

Como resultado del ingreso de los datos de líneas, clústeres y fuentes se ajustaron los iconos de cada clúster en la posición geoespacial real para que de manera didáctica sean visualizados de forma fácil por el usuario, tal como se muestra en la gráfica siguiente:

3. Como paso siguiente se definió el tipo de fluido que maneja el sistema de recolección con base a los datos recolectados y suministrados por la empresa. Debido a que el simulador no presenta la opción de ingreso de todos los componentes del fluido Girasol se optó por escoger el ingreso de un Black Oil como referente y modificar las propiedades de acuerdo a los datos suministrados.

Es de vital importancia aclarar que los datos de BS&W y GOR para cada cluster son modificados luego directamente para cada uno desde el cuadro de ingreso de información para cada source.

Figura 43. Características del Fluido Girasol, Data Input.

The screenshot shows a software window titled "DEFAULT - Propiedades 'Black Oil'". The window has a tabbed interface with the following tabs: "Propiedades 'Black Oil'", "Datos de Viscosidad", "Calibración Avanzada de Datos (Opcional)", and "Contaminantes (Opcional)".

At the top right, there are buttons for "Importar..." and "Exportar".

The main area contains the following fields:

- Nombre del Fluido:** CRU_GIR_BO
- Comentario Opcional:** Crudo Girasol
- Propiedades a Condiciones Estándar:**
 - WCut: 50 %
 - GOR: 70 scf/STB
 - S.G. Gas: 0.595
 - S.G. Agua: 1
 - API: 11
- Calibración de datos en el Pb (Opcional pero Recomendado):**
 - Presión: 486 psia
 - Temperatura: 100 F
 - Rsb: 44 scf/STB
- Correlación de Gas en Solución:**
 - Rs y Pb: Lasater

At the bottom right, there are buttons for "Aceptar", "Cancelar", and "Ayuda".

Fuente:

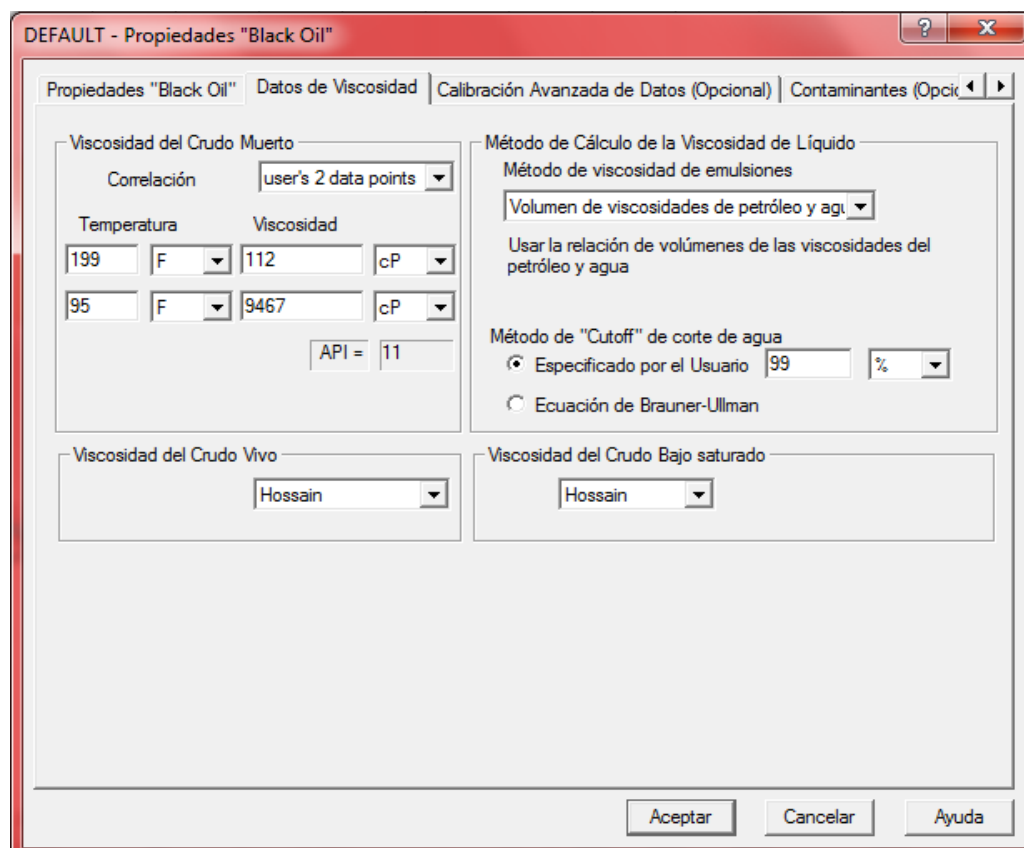
Autores, Pipesim

4. Selección de las correlaciones de viscosidad:

En la pestaña del cuadro "Propiedades Black Oil" llamada "Datos de viscosidad" se eligieron las correlaciones de viscosidad de acuerdo a los lineamientos y sugerencias propuestas por la empresa y con la ayuda de bibliografía, las graficas obtenidas fueron correlacionadas con estudios anteriores a este trabajo. Para la definición correcta de las correlaciones de viscosidad se ingresaron datos de viscosidad a diversas temperaturas tomados de los estudios PVT realizados al crudo Girasol, las correlaciones para el crudo

Muerto, vivo, bajo saturado y para el cálculo de la viscosidad del líquido fueron escogidos de manera minuciosa y cuidadosa, apoyándose en la teoría encontrada para cada una con ensayo de prueba y error, comparándose siempre con los datos reales, dando como resultado final la curva mostrada a continuación, siendo la más cercana posible a la curva de viscosidad real de los fluidos de producción de Campo Girasol. Es de aclarar que la pestaña “Calibración Avanzada de Datos” fue dejada en default debido a que no se cuentan con los datos actuales requeridos en las casillas de mencionado ítem de ingreso.

Figura 44. Selección de Correlaciones de Viscosidad.



Fuente: Autores, PIPESIM.

5. Resumen: Construcción del modelo en la herramienta computacional:

En un procedimiento estándar se eligen las fuentes que representan los clúster, se renombran y se caracterizan cada uno con sus respectivas propiedades (temperatura, flujo de líquido, BS&W, GOR; se crean las líneas de flujo ingresándose para cada tramo

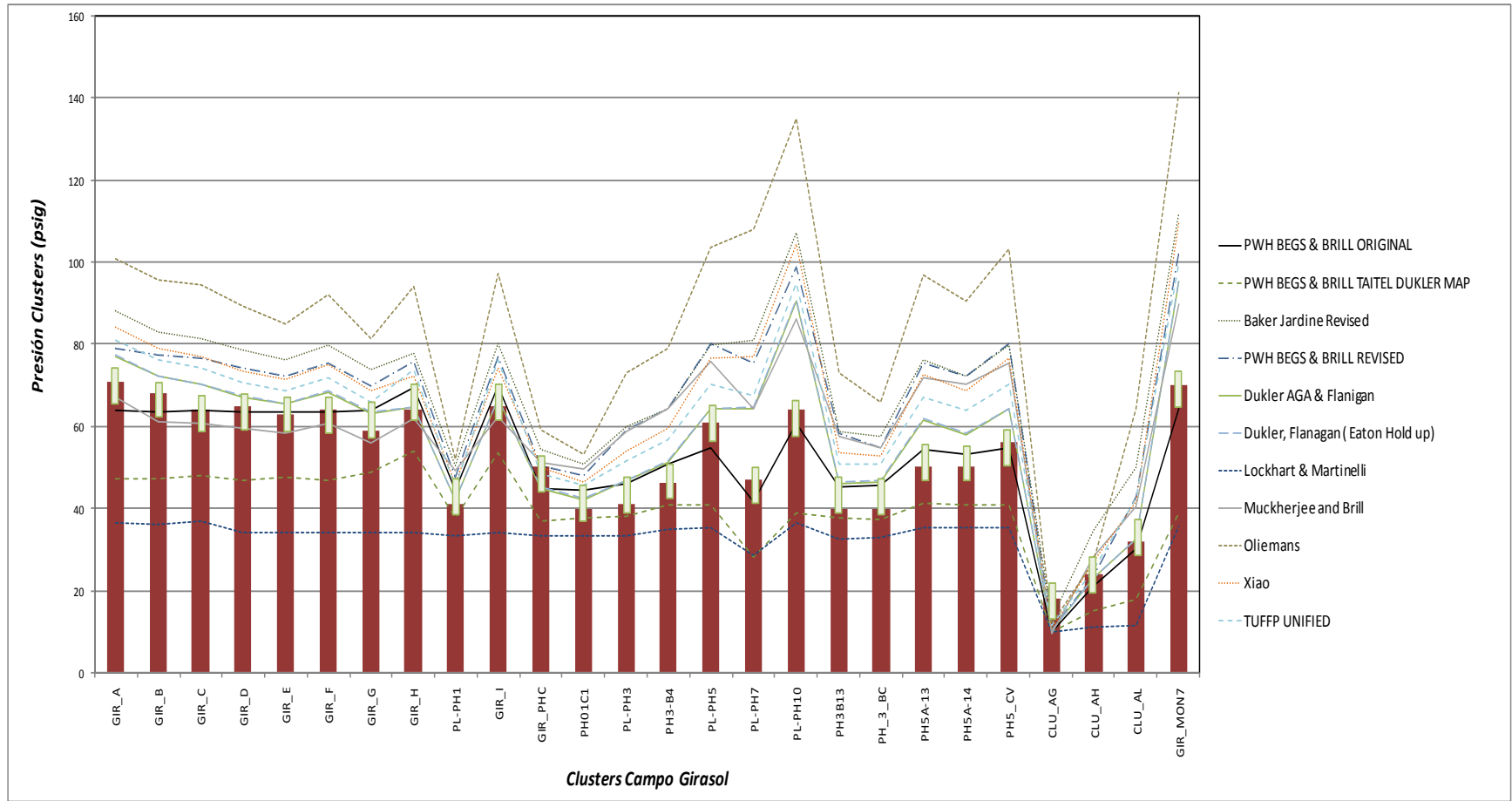
las propiedades propias de longitud, diámetro, rugosidad, espesor, inclinación, temperatura ambiente, y se define el método para hallar el coeficiente global de transferencia de calor. Luego se ingresael modelo Black Oil y se determinan las correlaciones de viscosidad para el fluido, haciéndose un énfasis adecuado en esta selección debido a que la viscosidad para el tipo de crudo presente en Campo Girasol es un parámetro bastante sensible a cambios y es el principal responsable del objeto de estudio de este proyecto.

5.3. FASE 3. (SENSIBILIDAD DE CORRELACIÓN DE FLUJO MULTIFÁSICO)

Después de tener toda la red en el simulador, comparada y ajustada con los valores reales en conjunto con las líneas de flujo, correlaciones de viscosidad y las propiedades del Black Oil se procedió a definir la correlación de flujo multifásico horizontal más apropiada y que describía el comportamiento real de los fluidos en el sistema de recolección de Campo Girasol, para lo cual se realizaron varias corridas con las diferentes correlaciones de flujo multifásico que ofrece la herramienta computacional y que se ajustan al tipo de fluido en estudio. Posteriormente se compararon los resultados de la variable presión en cadaclúster calculadas por el software, incluyendo la incertidumbre del intervalo de confianza con los datos de campo. El mismo proceso se realizó con todas las correlaciones de flujo multifásico horizontal disponibles en la herramienta computacional.

Una vez analizados los resultados se eligió la correlación de flujo multifásico horizontal que mejor se ajustó el comportamiento hidráulico del sistema de recolección de líquido/gas del Campo Girasol y que presentó el menor margen de error.

Figura 45. Presiones en Clústeres Reales vs Presiones en Clústeres Simuladas



Para comparar la presión obtenida en los diferentes modelos utilizados en los simuladores con el dato de clúster real, se emplearon 4 parámetros estadísticos definidos a continuación y con ayuda de una tabla de datos se determinó el porcentaje de error para cada modelo de correlación.

- **Porcentaje de error promedio (E1).**

El error porcentual promedio E1 es una medida de la concordancia entre los valores calculados y experimentales e indica en promedio el grado de sobrepredicción (valores positivos) o subpredicción (valores negativos) de los valores calculados con respecto a los experimentales.

$$E_1 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left(\frac{\Delta P_c - \Delta P_m}{\Delta P_m} \times 100 \right)$$

- **Porcentaje de error Promedio Absoluto (E2).**

El error porcentual absoluto promedio E2 es una medida de la concordancia entre los valores calculados y experimentales, sin embargo, los errores positivos y negativos no se cancelan entre sí; por esta razón el error porcentual promedio absoluto es considerado un parámetro clave para evaluar la capacidad de predicción de un conjunto de modelos y correlaciones.

$$E_2 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left| \frac{\Delta P_c - \Delta P_m}{\Delta P_m} \times 100 \right|$$

- **Error Promedio (E4).**

El error promedio E4 indica el grado de dispersión entre los valores calculados y los valores experimentales.

$$E_4 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (\Delta P_c - \Delta P_m)$$

- **Error Promedio Absoluto (E5).**

El error promedio absoluto E5, es una medida de la concordancia entre los valores calculados y los experimentales, muestra el grado de precisión.

$$E_5 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |\Delta P_c - \Delta P_m|$$

Tabla 14. Tabla de Parámetros Estadísticos

CORRELACIÓN	E1	E2	E4	E5
<i>PWH BEGS & BRILL ORIGINAL</i>	-0,01	0,09	-0,05	4,05
<i>PWH BEGS & BRILL TAITEL DUKLER MAP</i>	-0,24	0,24	-12,81	12,81
<i>PWH BEGS & BRILL REVISED</i>	0,26	0,29	14,17	14,77
<i>Begss and Brill Revised, Taitel Dukler map</i>	0,06	0,16	3,69	7,57
<i>Baker Jardine Revised</i>	0,34	0,36	18,11	18,49
<i>Dukler AGA & Flanigan</i>	0,09	0,14	5,74	6,78
<i>Dukler, Flanagan (Eaton Hold up)</i>	0,09	0,14	5,81	6,83
<i>Lockhart & Martinelli</i>	-0,38	0,38	-20,35	20,35
<i>Muckherjee and Brill</i>	0,15	0,23	7,37	10,80
<i>Oliemans</i>	0,58	0,61	31,27	31,74
<i>Xiao</i>	0,24	0,27	13,54	14,11
<i>TUFFP UNIFIED</i>	0,19	0,22	10,39	11,01

Fuente: Los Autores.

5.3.1 Análisis de Gráfica de Correlaciones de Flujo y Resultados

Se realizaron las corridas de las simulaciones en la herramienta computacional evaluando 11 modelos matemáticos de flujo multifásico horizontal cuyos resultados se muestran en la figura 43. Para las líneas el modelo matemático que más se ajustó fue el propuesto por BEGGS AND BRILL ORIGINAL (línea de color negra).

Analizando los resultados del modelo matemático que mejor representa el sistema de recolección de fluidos actual del Campo Girasol se observa que un 80% de los datos de presión en clúster simulados se ajustan con los valores reales de acuerdo a la tabla presentada de porcentaje de error de presión para cada clúster.

Por otro lado los errores analizados en la tabla 44 permiten determinar analíticamente que correlación es la más representativa conociendo de ante mano que el parámetro E2, es el considerado el más relevante en la estadística aplicada. Por consiguiente con un E2 de 0,09 se confirma que el modelo matemático BEGGS AND BRILL ORIGINAL es el apropiado para el campo.

5.4 ANÁLISIS DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN ACTUAL DE CAMPO GIRASOL

5.4.1 Análisis de presiones

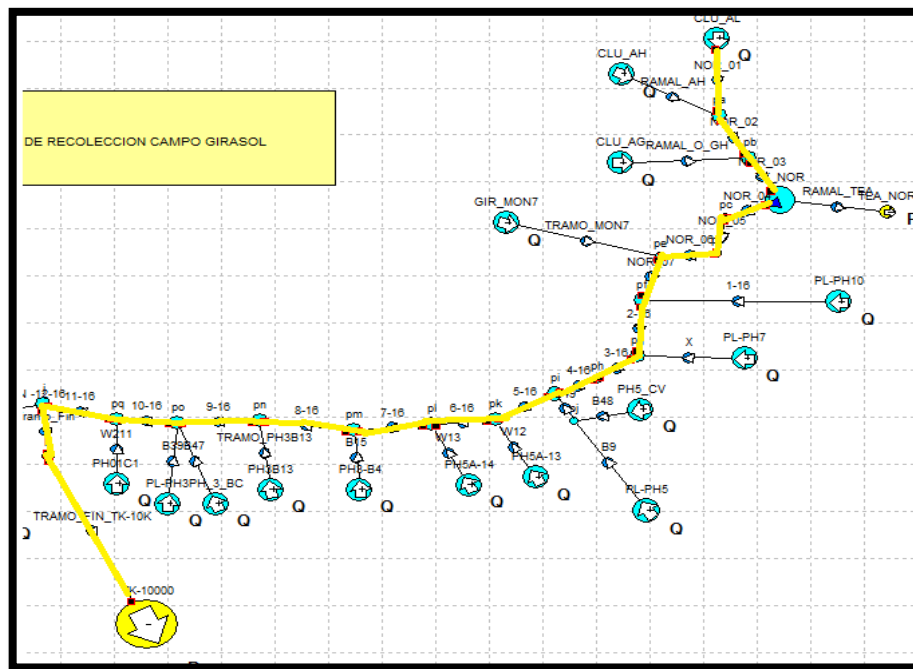
El planteamiento del sistema de líneas de flujo, tal como se explicó anteriormente, sigue los lineamientos expuestos con ayuda de los datos de campo recolectados y revisados por correlación con datos entregados por parte de Mansarovar. Como consideración real se debe tener en cuenta que el Campo Girasol está dividido en dos zonas: Girasol Básico y Girasol Norte, cada zona tiene un respectivo sistema de recolección compuesto por ramales y troncales. En el caso de Girasol Norte, se tiene una distribución del sistema de líneas tipo espina de pescado, en el que todos los ramales convergen a una línea troncal principal que para efectos de esta tesis llamaremos Troncal Norte (NOR_16) debido a que desde su comienzo, en la unión de la tubería proveniente del clúster AH con la que lleva los fluidos del cluster AL, tiene un diámetro de 16 in y está en su totalidad revestida con fibra de vidrio.

A la troncal Norte se “conectan” los ramales provenientes de 15 locaciones, entre clústeres, plataformas y pozos solitarios. La cantidad de hidrocarburos producidos en Campo Girasol debe su origen en mayor parte a esta zona, puesto que la productividad de cada pozo en ésta área es alta gracias a que en más de un 95% se cuenta con pozos horizontales contándose con un mayor área de drenaje de la formación; también a que el

yacimiento en esta área se encuentra todavía en su fase productiva temprana y su temperatura sigue alta debido a que es una zona que se empezó a explotar recientemente.

En la zona Norte se cuenta con una Minibateria, ubicada cerca de la plataforma AG y que permite el despresionamiento del sistema aguas arriba. En la locación se cuenta con un tanque de 1000 bbls y dos bombas de baja capacidad que transfieren el fluido del tanque a la línea principal, permitiéndose una mayor eficiencia del flujo al ser rebombado. Esta Minibateria fue ingresada en la herramienta Pipesim con las especificaciones necesarias de simulación. En ese punto también se tiene una línea de descarga de gas para la eliminación del gas libre por medio de una tea, esto igualmente fue simulado en el software.

Figura 46. Girasol Norte, Troncal principal.

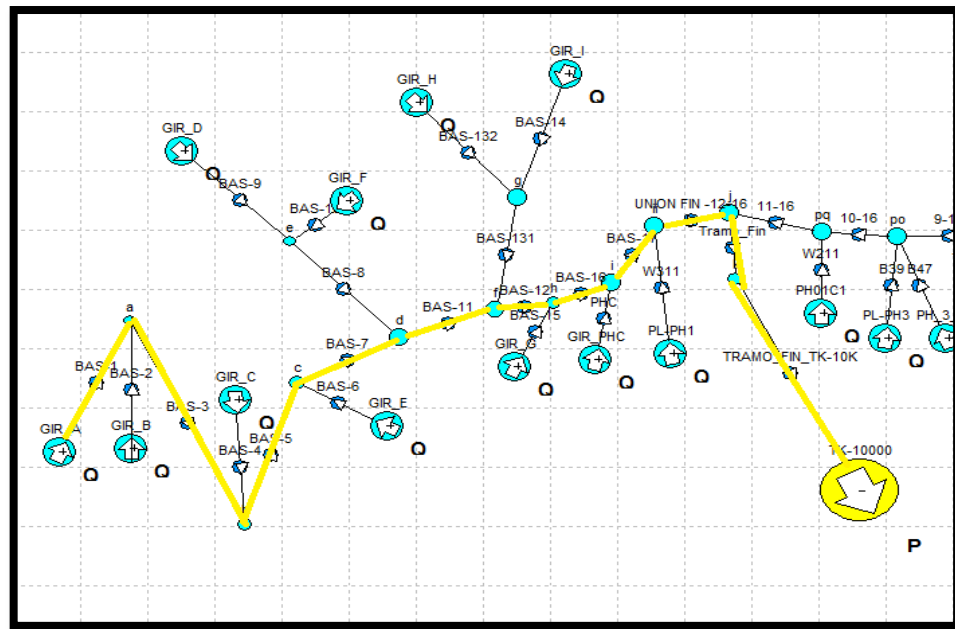


Fuente: Los Autores, Pipesim

La zona de Girasol Básico cuenta con un total de 11 clústeres, los cuales están conformados por pozos tipo convencional, interconectados al igual que los de la zona

Norte por medio de ramales que se conectan a una línea principal de recolección presentándose una configuración de las líneas tipo pescado. Para efectos de este proyecto se le llamó “BAS” a la troncal que recolecta los fluidos producidos en la zona de Girasol Básico. La troncal principal presenta una construcción tipo telescopio, ya que su diámetro aumenta a medida que se conectan los clústeres a la red y el caudal por ende aumenta. La troncal comienza con una tubería de 6 in y en su orden consecutivo cambia a diámetros de 8 in, 10 in y finaliza en 12 in antes de unirse por medio de un codo a la línea principal de Girasol Norte de 16 in revestida, se debió tener en cuenta que luego de la unión de las dos troncales la tubería no presenta revestimiento de fibra de vidrio.

Figura 47. Girasol Básico, Troncal principal.



Fuente: Los Autores.

Se realizó el montaje de las dos troncales y sus afluentes, equipos y demás consideraciones de acuerdo a los lineamientos planteados en el numeral 5.2, y con los datos de Black Oil, correlaciones y demás móviles correctamente ingresados, se continuó definiéndose una presión de separador (tanque de 10 mil y bota de gas ubicados en la ETR) de 13 psi, dato suministrado por personal de la empresa y corroborado en sitio, la temperatura ambiente se ingresó en su parámetro normal que para la zona y en

condiciones estándar es de 95 F. Se procedió a realizar la corrida de la simulación en el software Pipesim y se tomaron los datos resultado del archivo de salida, el cual tiene una herramienta denominada PS-Plot la cual es un documento de reporte que permite exportar los datos a una tabla de Excel, el simulador muestra los datos de la manera en que se muestra en la figura 48.

Figura 48. Ps-plot de salida del software Pipesim

	Total Distance (ft)	Pressure (psia)	Total Distance (ft)	Pressure (psia)	Total Distance (ft)	Pressure (psia)	Total Distance (ft)	Pressure (psia)	Total Distance (ft)
	Branch BAS-	Branch BAS-	Branch BAS-	Branch BAS-	Branch BAS-	Branch BAS-	Branch BAS-	Branch BAS-	Branch BAS-
3	0.0000	63,8302	1538,9657	63,5004	2487,3042	65,8282	3632,4324	63,2337	4232,88
4	0.0000	63,8302	1538,9657	63,5004	2487,3042	65,8282	3632,4324	63,2337	4232,88
5	126,3163	63,2847	1642,3158	63,0517	2544,7221	65,5762	3645,5565	63,1741	4455,98
6	252,6326	63,8225	1745,6660	63,4742	2602,1400	65,8066	3658,6807	63,2238	4679,08
7	520,0360	62,6661	1837,5356	63,0750	2613,6405	66,0241	3819,4487	62,5213	4725,08
8	787,4394	63,8051	1929,4052	63,4508	2625,1561	66,2956	3980,2167	63,1633	4770,98
9	902,2892	64,7120	2008,1491	63,1085	2702,2599	65,9574	4060,6008	62,8118	4770,98
10	1017,2046	66,5797	2086,8931	63,4308	2779,3638	66,2672	4140,9848	63,1331	
11	1181,3184	64,4565	2168,9500	64,3894	2784,2896	66,8744	4186,9191	62,9321	
12	1345,3666	63,7461	2251,0724	65,8957	2789,2122	67,6090	4232,8534	63,1157	
13	1347,8344	64,6814	2369,1883	65,3820	2953,2604	66,8900	4232,8534	63,1157	
14	1350,2990	65,6267	2487,3042	65,8665	3117,3086	67,5501			
15	1360,1420	65,5840	2487,3042	65,8665	3186,2121	67,2482			
16	1369,9850	65,6260			3255,1155	67,5257			
17	1372,4529	64,5660			3260,0414	65,4195			
18	1374,9175	63,5060			3264,9640	63,3134			
19	1456,9416	63,1508			3322,3819	63,0616			
20	1538,9657	63,5004			3379,7997	63,2923			
21	1538,9657	63,5004			3506,1160	62,7386			
22					3632,4324	63,2463			
23					3632,4324	63,2463			

Fuente: Los Autores, Pipesim

Pipesim permite dos interfaces, una gráfica, para análisis analítico y otra numérica, para análisis minuciosos. Gráficamente se pueden analizar comportamientos de las variables, detectar comportamientos inadecuados en puntos estratégicos fijos de la red, etc. La interfaz numérica del software permite análisis detallados cuantitativos en los puntos de la red simulada encontrados gráficamente. De esta manera se realizó una inspección de las caídas de presión en el sistema de recolección, definiéndose los puntos clave a través de

todo el enmallado del sistema de recolección, y observando los tramos en los que la presión presentaba cambios relevantes. En la tabla 15 y 16 se presentan los resultados del sistema actual.

Para el análisis de Resultados se asumió una caída de presión de 2 psi/100 ft, con base a la norma de tubería API Recommended Practice 14E (RP-14E).

Tabla 15. Resultados del Sistema Actual Caídas de Presión Representativas

Tramo Básico	Longitud (ft)	Diámetro (in)	Caída de Presión (psi)	Gradiente de Presión (2 psi/100 ft)	
				Limite	Actual
BAS 3	948,29	8	-2	<2	-0,21
BAS 4	482,32	8	-2	<2	-0,41
BAS 5	1145,97	8	3	<2	0,26
BAS 131	895,67	6	6	<2	0,66
BAS 16	591,72	12	13	<2	2,22

Fuente: Los Autores.

En la sección Básico del Campo Girasol se observó aumento de presión en el tramo Bas 3 y Bas 4 esto debido a cambios considerables de inclinación con tendencia al aumento, también hay una influencia en estas líneas con la conexión del tramo Bas 2 de 50 ft que está sobre-presionando la línea.

Este aumento de presión está igualmente ligado al perfil de temperaturas que maneja el sistema (Sección 5.5.1), ya que por ser una red que trabaja con crudo pesado cualquier cambio mínimo en la temperatura representa un cambio notable en la viscosidad del fluido y por ende en la línea de referencia.

Evaluando los resultados obtenidos en Bas 16 existen limitaciones hidráulicas, debido a las excesivas pérdidas de presión, ésta condición es consecuencia de una inclinación

considerable de 15 metros lo que genera esta situación y por consiguiente es el escenario más representativo en la sección básica del campo.

Tabla 16. Resultados de Sistema Actual Caídas de Presión Representativas

Tramo Norte	Longitud (ft)	Diámetro (in)	Caída de Presión	Gradiente de Presión (2 psi/100 ft)	
				Limite	Actual
NOR 1	1125,39	10	12	<2	1,066297017
Rama AH	424,74	8	3	<2	0,706314451
NOR 2	700,33	16	8	<2	1,142318621
NOR 4	579,52	16	-52	<2	-8,972943125
NOR 5	165,28	16	5	<2	3,025169409
NOR 6	1651,85	16	7	<2	0,423767291
Tramo Mon 7	1122,48	10	14	<2	1,247238258
NOR 7	102,69	16	1	<2	0,973804655
1--16	874,19	16	12	<2	1,372699299
2--16	1896,14	16	7	<2	0,369171053
3--16	700,97	16	-8	<2	-1,141275661
4--16	164,04	16	-5	<2	-3,048037064
5--16	1117,7	16	1	<2	0,089469446
6--16	424,04	16	1	<2	0,235826809
7--16	1397,73	16	3	<2	0,214633728
8--16	267,38	16	5	<2	1,869997756
Tramo Fin	231,25	16	7	<2	3,027027027

Fuente: Los Autores.

En la red Norte del sistema de recolección se evidenció una sobrepresión en el tramo Nor 4, por causa de un instrumento de desplazamiento positivo (Bomba) que ayuda a aliviar la presión del fluido que se encuentra aguas arriba de la misma. Por consiguiente el aumento de presión aguas abajo es respuesta mecánica del equipo.

En la línea Nor 5 se evidencia una gran pérdida de energía del fluido dando limitaciones hidráulicas al tramo, esto es efecto de la inclinación del segmento 2 metros con respecto a la horizontal.

Los segmento 3-16 y 4-16 están sometidos a una carga adicional de los clúster PL-H7, PH-CV y PL-H5 que genera un aumento notable en la línea e inconvenientes en el flujo.

El tramo final del sistema también presenta pérdidas progresivas de energía debido a limitaciones hidráulicas en las cuales influye la geometría del terreno y se manifiestan de esta manera. En resumen, el sistema de recolección no presenta considerables pérdidas hidráulicas a condiciones de 95 F (Temperatura Promedio) lo que propende en un buen funcionamiento del sistema de recolección.

Sin embargo cabe resaltar que el gran inconveniente del sistema es el sobrepresionamiento que se genera al variar la temperatura ambiente, donde el régimen de flujo se ve afectado y las propiedades del fluido no son favorables para la producción de crudo pesado (11 °API).

5.5 ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN

Para Mansarovares de vital importancia conocer el estado actual del sistema de recolección de Campo Girasol, debido a que se han venido presentando un sinnúmero de inconvenientes en cuanto a volúmenes de producción y a que se desconocen los efectos que tienen algunas variables fijas en el proceso de transporte de los fluidos producidos.

Ya que la condición del crudo producido es de naturaleza pesada, de altas viscosidades, se presentan serios inconvenientes cuando las condiciones normales de flujo cambian, por lo que se hace necesario realizar estudios que permitan dar solución a los problemas de producción presentes, determinar causantes de variaciones en los valores de presión medidos en cabeza de pozo, manifold de clúster, a lo largo de la tubería y en la llegada a la ETR y generar modelos y sensibilidades que permitan conocer detalladamente la verdadera razón de la oscilación mediante el análisis de todo el sistema de recolección.

Se planteó una problemática encaminada a la explicación de los diversos fenómenos que se presentan diariamente en campo y que son debidos a los cambios sustanciales en las propiedades físicas de los fluidos. Mencionada problemática hace referencia a los cambios drásticos de temperatura que se presentan en la zona y que afectan según se cree la presión del sistema y por ende la producción de fluidos. También se analizarán escenarios en los que se buscará realizar modificaciones mecánicas al sistema de recolección, luego se plantearán algunas soluciones que fueron planteadas por la empresa y que necesitan de un estudio previo que permita conocer su viabilidad técnica.

Es necesario dar a conocer que esta tesis tiene por objeto dejar en claro la manera en que se afecta la presión en las líneas de transporte de fluidos de producción de Campo Girasol, para que una vez identificados los cambios de presión con diferentes condiciones, se esté en capacidad de tomar decisiones sobre la manera en que se puede controlar la producción. Cabe mencionar también, que debido a que no se cuentan con los recursos suficientes de datos de campo, este estudio será una base para definir nuevas investigaciones que permitan dar una solución más detallada a los problemas que se han venido presentando.

5.5.1 Escenario 1: Temperatura Ambiente a 77 F.

La temperatura ambiente de la zona de Campo Girasol a condiciones normales es de aproximadamente 95 °F, siendo esta la condición de flujo estándar y a la que las líneas se ven sometidas gran parte del año, cabe mencionar que este es un promedio y que las condiciones en las horas nocturnas pueden variar.

Según observaciones hechas en campo y por experiencia se ha determinado por parte de la empresa que cuando la temperatura ambiente cae por debajo de la normal, a 77 °F en promedio, se tienen ciertos inconvenientes con el transporte de crudo desde el pozo productor hasta la unidad de tratamiento, que para efectos de esta tesis se consideró en la locación principal de mando (ETR), allí, las mediciones de flujo varían

considerablemente al presentarse temperaturas bajas del medio ambiente debido a lluvias o días nublados.

Se realizó un cambio en las condiciones de entrada en el simulador, colocándose una temperatura ambiente para todo el sistema de 77 °F para poder evaluar su impacto en las presiones, esto se hizo en el comando “Propiedades de la línea de flujo” tal y como se muestra en la figura 50.

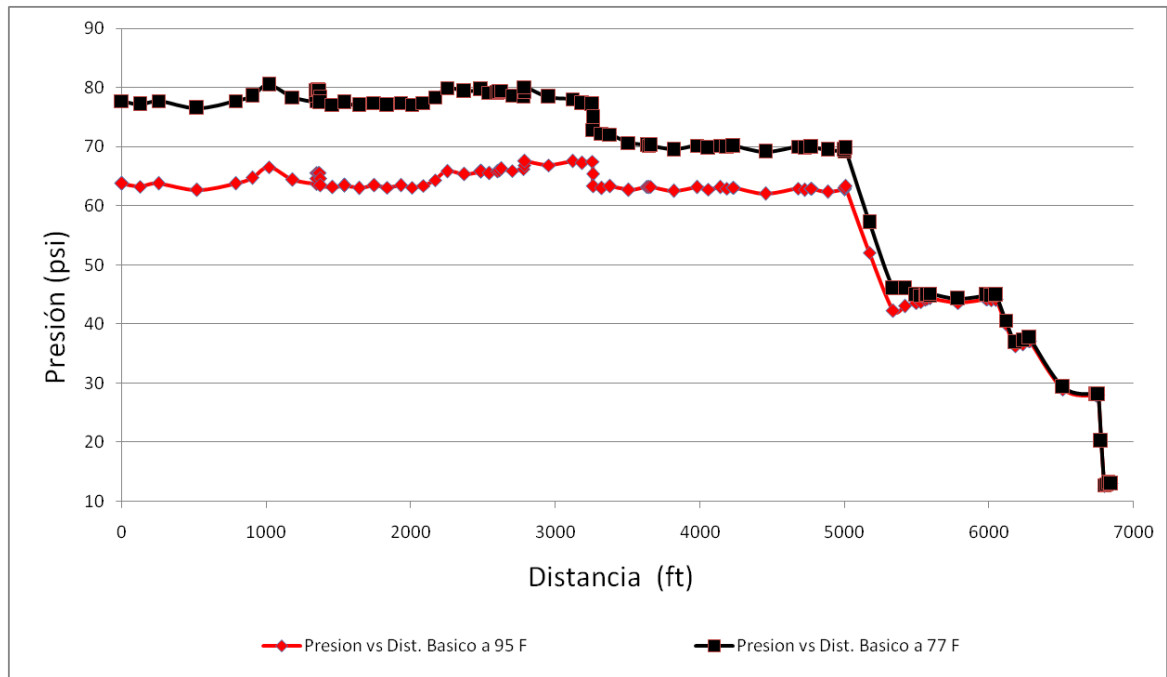
Figura 49. Temperatura ambiente del sistema a 77°F

	Identificador	Distancia	Diferencia de Elevación	DI	Espesor	Rugosidad	Temperatura Ambiente	Use
-		ft	ft	inches	inches	inches	F	
31	1-16:TRAMO_D	102,95	6,5617	15,312	0,344	0,0018	77	<input type="checkbox"/>
32	1-16:TRAMO_E	131,59	6,5617	15,312	0,344	0,0018	77	<input type="checkbox"/>
33	1-16:TRAMO_F	97,703	6,5617	15,312	0,344	0,0018	77	<input type="checkbox"/>
34	1-16:TRAMO_G	174,64	6,5617	15,312	0,344	0,0018	77	<input type="checkbox"/>
35	1-16:TRAMO_A	131,84	0	15,312	0,344	0,0018	77	<input type="checkbox"/>

Fuente: Los Autores, Pipesim.

A continuación se procedió a correr la simulación, obteniéndose los valores calculados de presión, temperatura y viscosidad para la nueva condición de flujo. En las gráficas 51 y 52, se muestran gráficamente los resultados generados por el simulador con los respectivos resultados anteriores de la condición de flujo inicial estandar (95 °F) para la zona de Girasol Básico.

Figura 50. Perfil de presiones a lo largo de la troncal principal de Girasol Básico con variación en T_{amb} de 95 °F a 77 °F.

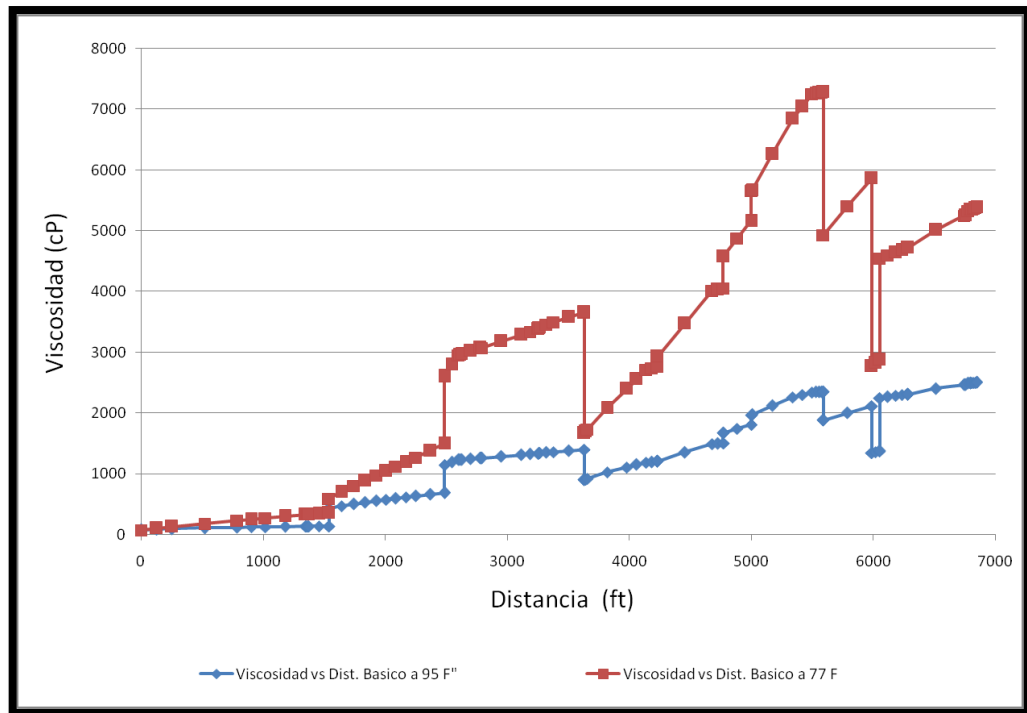


Fuente: Los Autores.

Como se puede observar, el perfil de presiones a lo largo de la troncal principal de Girasol Básico cambia considerablemente, las presiones varían en un margen del 30% aproximadamente en los tramos más alejados de la batería ETR, lo cual es contraproducente para un buen desempeño de la producción. Como se describió anteriormente, el cambio brusco de presión hacia los 5000 ft no se aumentó considerablemente gracias a que aguas abajo el sistema maneja bajas presiones a condiciones normales. El cambio de presión tal y como se mostró en la figura anterior, influenciado por la temperatura ambiente, está íntimamente ligado con la viscosidad de la mezcla, la cual se ve enormemente afectada por la temperatura del fluido, esta última variable es un factor determinante de la presión del sistema, puesto que a medida que el fluido transita por el conducto de recolección, la energía en forma de calor que trae el fluido del yacimiento se va perdiendo constantemente dependiendo de las condiciones físicas de la tubería, que para este caso no tiene ninguna clase de recubrimiento y por ende el calor se disipa fácilmente, perdiendo el fluido su temperatura original. En este

caso y como se ve en la figura 51, la viscosidad del fluido aumenta a medida que fluye por la tubería, disminuyendo nuevamente en las intersecciones en las que se unen a la troncal los demás ramales con fluidos de yacimiento todavía calientes.

Figura 51. Sensibilidad de Viscosidades Girasol Básico, Cambio de T_{amb} de 95°F a 77°F

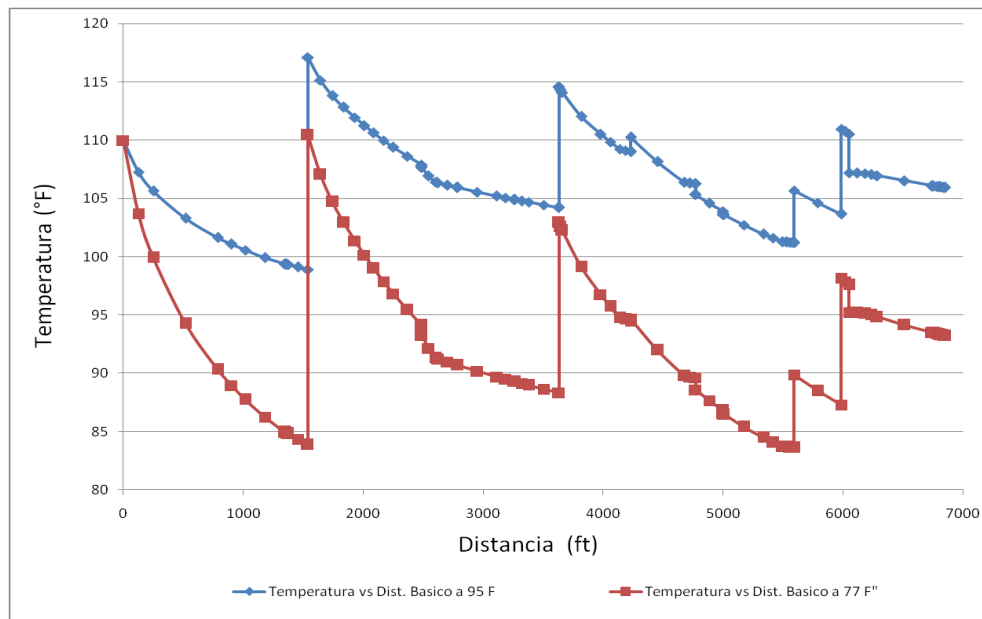


Fuente: Los Autores.

De acuerdo a lo que se puede observar en la gráfica anterior, es posible afirmar que el cambio en la presión al variar la temperatura ambiente a valores bajos afecta enormemente la viscosidad de la mezcla de fluidos producidos, conllevando a una alteración de las propiedades físicas de los fluidos y por ende modificando las condiciones de flujo. Cuando un crudo pesado, de altas viscosidades, sufre cambios de temperatura, las curvas de viscosidad presentarán tendencias exponenciales a bajas temperaturas, lo cual se puede representar de la misma manera en que se mostró en la figura 44.

La temperatura del fluido producido en Girasol Básico, como se describió anteriormente presenta un comportamiento acorde a las condiciones de la tubería y del flujo, presentándose grandes caídas en trayectos cortos, lo cual conlleva a los graves problemas descritos, en la gráfica 53 se puede observar el perfil de temperatura generado a 77 °F y comparado con la temperatura ambiente a condiciones normales de 95 °F.

Figura 52. Sensibilidad de Temperaturas Girasol Básico, Cambio de T_{amb} de 95°F a 77 °F.



Fuente: Los Autores.

Por otra parte, se analizaron las variaciones de las presiones en el manifold de cada clúster de Girasol Básico, determinándose que aumentaban considerablemente, lo cual significa esfuerzos mayores de las bombas de pozo y mayores cargas hidrostáticas en fondo. Los resultados se resumen en la tabla siguiente.

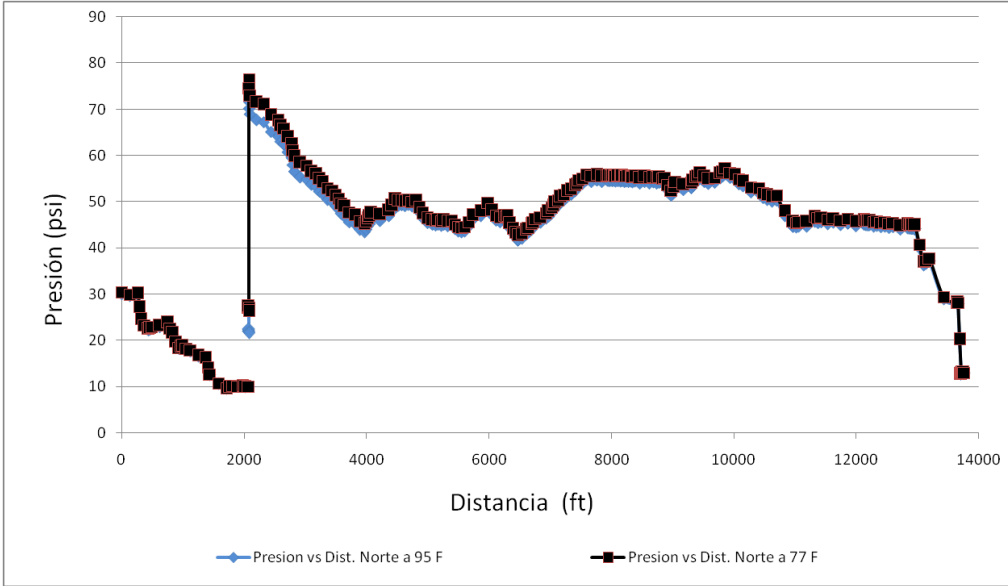
Tabla 17. Resultados Presión de Clúster Girasol Básico al cambiar la temperatura ambiente a 77 °F

Clúster	Presión a 95	Presión a 77	Diferencia
	F (psi)	F (psi)	
GIR_A	63,83	77,74	13,91
GIR_B	63,51	77,47	13,96
GIR_C	63,79	78,06	14,27
GIR_D	63,48	71,29	7,81
GIR_E	63,26	70,25	6,99
GIR_F	63,62	71,42	7,8
GIR_G	63,86	71,65	7,79
GIR_H	69,31	86,33	17,02
GIR_I	69,81	88,04	18,23
GIR_PHC	44,7	45,42	0,72
PL-PH1	44,22	44,95	0,73

Fuente: Los Autores.

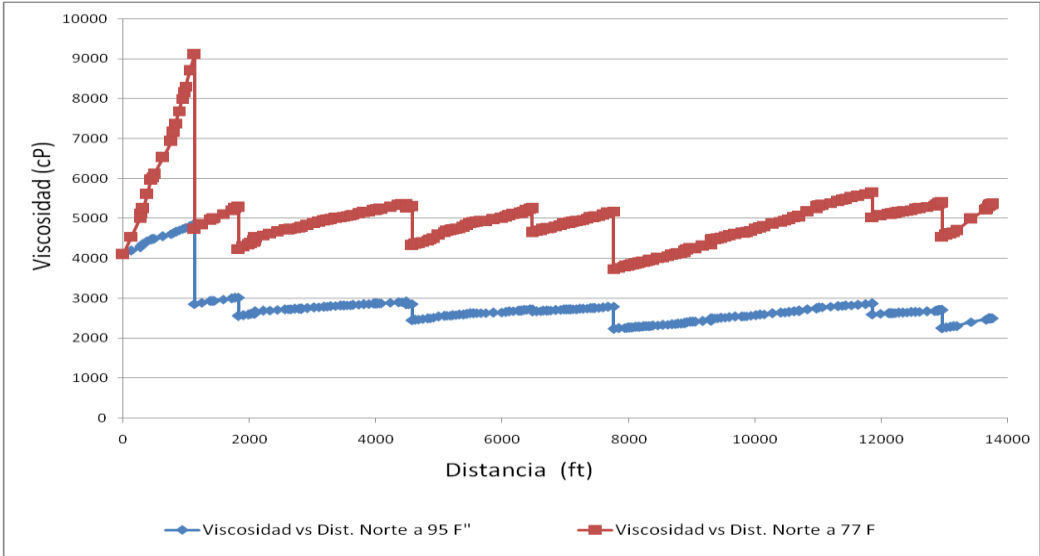
Simultáneamente, se obtuvieron los resultados de la simulación para Girasol Norte, en los que se pudo definir que las gráficas presentaban un comportamiento diferente en cuanto a las curvas de presión, viscosidad y temperatura. Las fluctuaciones en las tres variables no son considerables gracias a que la tubería cuenta con un recubrimiento en fibra de vidrio de dos pulgadas de espesor, el cual ofrece un aislamiento eficiente a la troncal principal de Girasol Norte, haciendo que las pérdidas de presión sean menores y por ende crea un escudo en cuanto a cualquier problema que se pueda presentar debido a las oscilaciones de las condiciones normales de producción. Estos comportamientos se pueden evidenciar en las siguientes gráficas:

Figura 53. Perfil de presiones a lo largo de la troncal principal de Girasol Norte con variación en T_{amb} de 95 °F a 77 °F.



Fuente: Los Autores

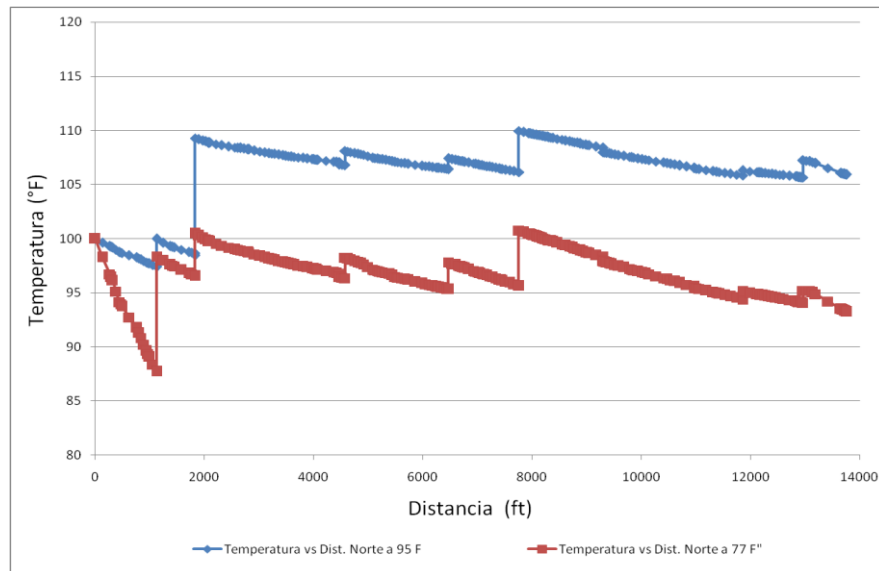
Figura 54. Sensibilidad de Viscosidades Girasol Norte, Cambio de T_{amb} de 95°F a 77 °F.



Fuente: Los Autores.

La viscosidad del fluido producido en Girasol Norte al variar la temperatura ambiente debido a condiciones climáticas se ve afectada en parte debido a que en los ramales que se unen a la línea principal no se cuenta con recubrimientos especiales, lo cual hace que los fluidos lleguen a bajas temperaturas. Es claro el comportamiento de la viscosidad al inicio de la línea troncal, la cual aumenta considerablemente porque en ese tramo inicial, antes del cruce de la línea proveniente del clúster AL con la del clúster AG, no se cuenta con un revestimiento adecuado. Se debe tener en cuenta que el comportamiento de la presión no se vio afectado por el cambio en las propiedades del fluido. Para compensar este problema de pérdidas de temperatura, más adelante se explicará el funcionamiento de un punto caliente ubicado luego de la batería AG que permitirá tener un fluido de producción a temperatura de flujo adecuada. (El concepto de punto caliente se explicará más adelante).

Figura 55. Sensibilidad de Temperaturas Girasol Norte, Cambio de T_{amb} de 95°F a 77°F



Fuente: Los Autores.

Tabla 18. Resultados Presión de Clúster Girasol Norte al cambiar la temperatura ambiente a 77 °F.

Clúster	Presión a 95	Presión a 77	Diferencia
	F (psi)	F (psi)	
CLU_AG	9,9	9,94	0,04
CLU_AH	20,84	21,09	0,25
CLU_AL	30,1	30,4	0,3
GIR_MON7	64,37	67,03	2,66
PH01C1	44,39	45,27	0,88
PH3-B4	50,8	52,09	1,29
PH3B13	45,22	46,67	1,45
PH5A-13	54,44	55,99	1,55
PH5A-14	53,07	54,12	1,05
PH5_CV	54,79	55,9	1,11
PH_3_BC	45,51	46,47	0,96
PL-PH10	60,56	61,46	0,9
PL-PH3	46,03	47	0,97
PL-PH5	54,82	55,94	1,12
PL-PH7	41,71	42,77	1,06

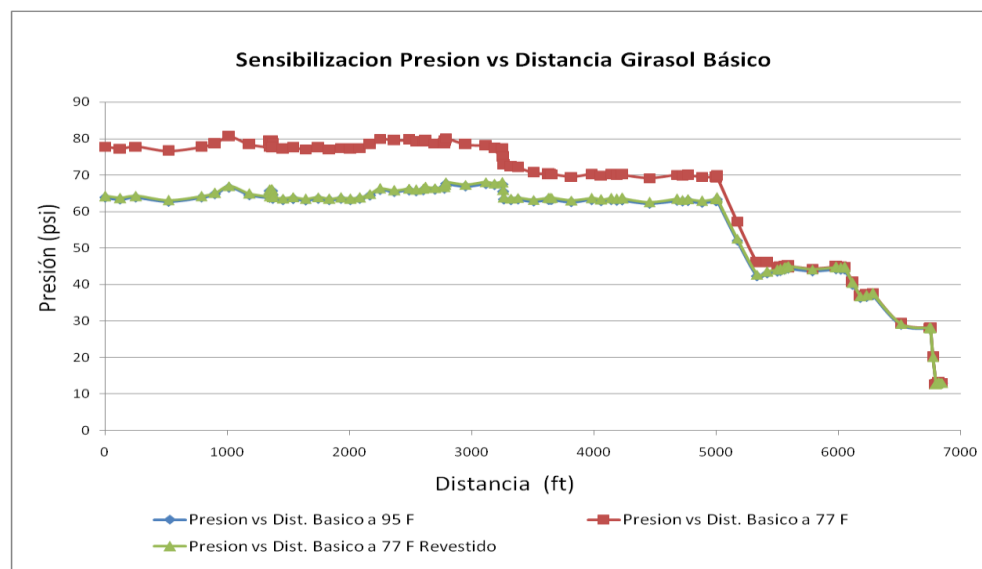
Fuente: Los Autores.

Como se pudo evidenciar, las presiones de los clústeres de la zona Norte de Girasol no se ven influenciada gracias al recubrimiento en fibra de vidrio que tiene la línea troncal de 16 in, lo cual es una gran ventaja para el sistema de producción puesto que se mantienen cercanamente las condiciones de flujo a las normales.

5.5.2 Escenario 2: Recubrimiento de la troncal principal de Girasol Básico.

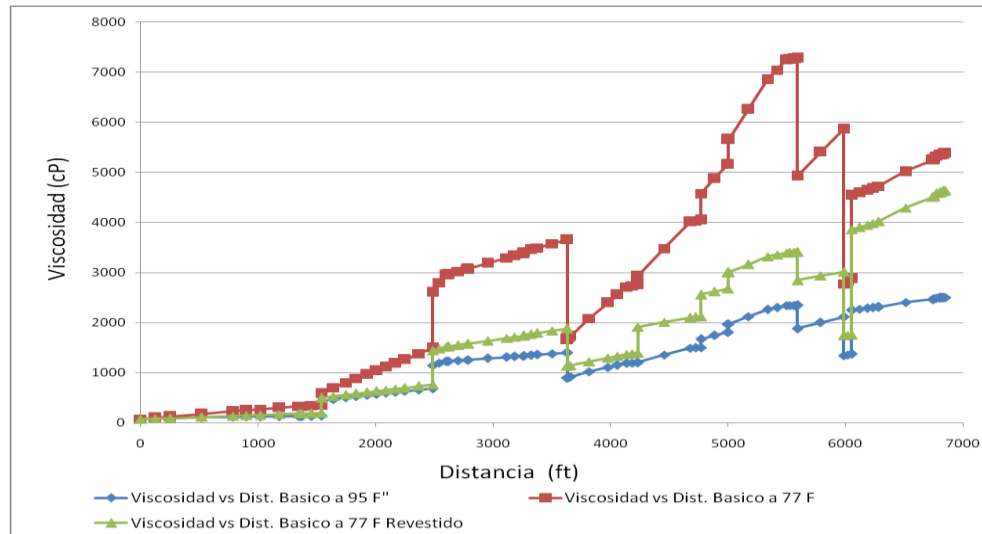
Este escenario es planteado para solucionar en parte el problema que se tiene con el comportamiento de los fluidos en la parte Básica de Girasol debido a cambios drásticos en las condiciones de flujo normales. Se realizó una nueva corrida en el software Pipesim con el añadido hecho de recubrir las tuberías de la troncal principal. El recubrimiento que se simuló tiene las mismas propiedades del utilizado en la troncal Norte de Girasol. Los resultados fueron los esperados y los perfiles de presión, viscosidad y temperatura fueron modificados satisfactoriamente con este escenario, tal como se evidenciará en las siguientes figuras, creadas con los datos arrojados por el simulador.

Figura 56. Perfil de presiones a lo largo de la troncal principal de Girasol Básico con recubrimiento en fibra de vidrio y a 77 °F.



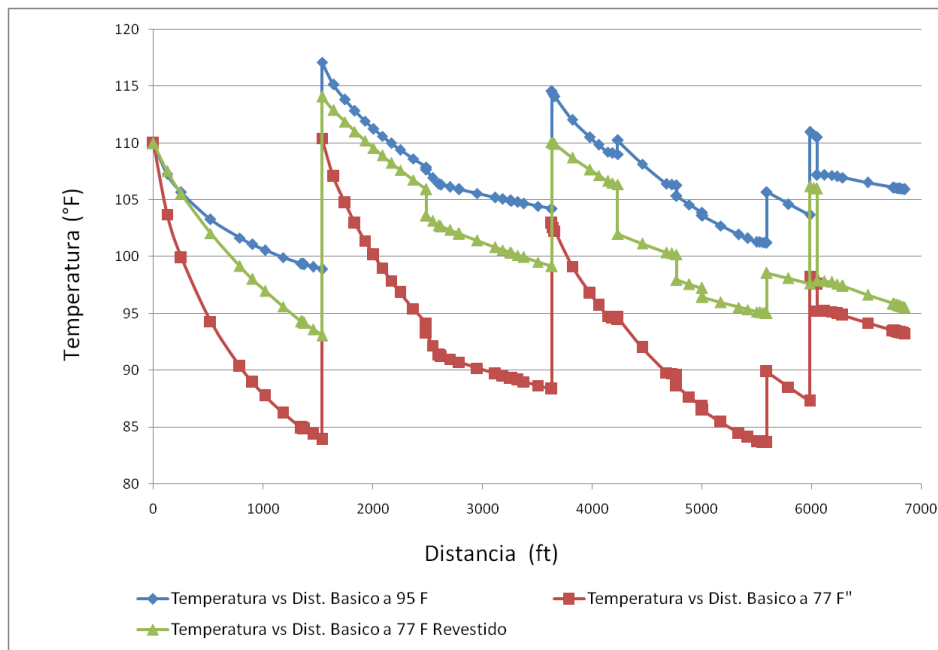
Fuente: Los Autores.

Figura 57. Sensibilidad de Viscosidades Girasol Básico Troncal principal con recubrimiento en fibra de vidrio y a 77 °F.



Fuente: Los Autores.

Figura 58. Sensibilidad de Temperaturas Girasol Básico Troncal principal con recubrimiento en fibra de vidrio y a 77 °F.



Fuente: Los Autores.

Como se pudo observar, el implementar el recubrimiento de fibra de vidrio en la troncal principal de Girasol Básico es una buena opción, puesto que minimiza las pérdidas de calor a lo largo de la tubería con consecuencias provechosas para el flujo, ya que se controla en parte la viscosidad de la mezcla de fluidos y por ende la presión del sistema. Se puede notar que la presión, la cual es la principal variable en estudio, toma los valores como si se tuviera una temperatura en el medio ambiente de 95 °F, lo cual se explica gracias a la acción del recubrimiento, y de esta manera podría controlarse satisfactoriamente cualquier problema que se presente en cuanto a variaciones en condiciones de flujo debido a las oscilaciones en las condiciones climáticas.

En cuanto a las condiciones de presión en los clústeres, con la implementación del recubrimiento de fibra de vidrio se disminuirían cuantiosamente las presiones casi a valores iguales a los presentados en condiciones estándar de temperatura ambiente, a excepción de los clústeres más alejados de la troncal, tales como el Cluster H y el clúster I, los cuales no presentarían un cambio significativo en presión; los resultados de la simulación se presentan a continuación:

Tabla 19. Resultados Presión de Clúster Girasol Básico al Recubrir la troncal principal con fibra de Vidrio y a 77 °F.

Clúster	Presión a 95 F	Presión a 77 F	Presión Bas Revestido	Diferencia entre Presiones a T= 77 °F y troncal Recubierta
GIR_A	63,83	77,74	64,24	-13,5
GIR_B	63,51	77,47	63,92	-13,55
GIR_C	63,79	78,06	64,61	-13,45
GIR_D	63,48	71,29	63,94	-7,35
GIR_E	63,26	70,25	63,77	-6,48
GIR_F	63,62	71,42	64,09	-7,33
GIR_G	63,86	71,65	65,74	-5,91
GIR_H	69,31	86,33	79,72	-6,61
GIR_I	69,81	88,04	81,4	-6,64

GIR_PHC	44,7	45,42	45,27	-0,15
PL-PH1	44,22	44,95	44,79	-0,16

Fuente: Los Autores.

5.5.3 Escenario 3: Activación de punto caliente en la unión entre el clúster A y Clúster B y la troncal.

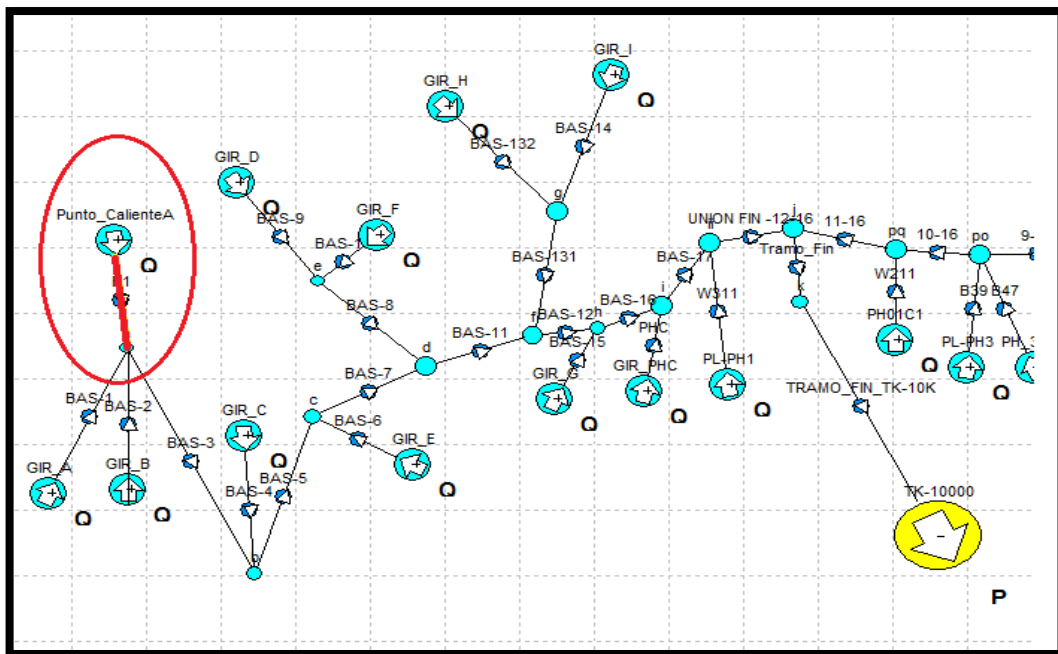
En este escenario se planteó la adecuación de un sistema térmico (Punto caliente) que ayude a mantener las propiedades óptimas de flujo y aprovechar la energía que proporciona el vapor de agua para minimizar las presiones que se obtienen debido a la disminución en las viscosidades de los fluidos de producción.

Antes de describir la simulación realizada se explicará resumidamente el concepto de punto caliente.

- **Punto Caliente:** Sistema proporcionado por la empresa Mansarovar donde se adecua una conexión entre la línea de vapor con la línea de producción, se utiliza una tubería entre 2 pulgadas con su respectiva válvula de regulación.
- **Características:** Presión de la línea de vapor 1000 psi, con un caudal promedio entre la línea de producción y de generación de 100 BB/D de agua a 300F.
- **Localización:** Hay dos opciones disponibles para la generación de un punto caliente en el sistema.
 1. Conexión en el manifold de cada cluster.
 2. Conexión con la línea producción ya que se cuenta con el rack de tubería que facilita esta operación.

Se toma la decisión de posicionar el punto caliente cerca al clúster A porque este se encuentra en una zona alejada del sistema y el efecto que este tendría en los próximos ramales sería muy efectivo debido a su ubicación. La figura 59 muestra su sitio entre en la red.

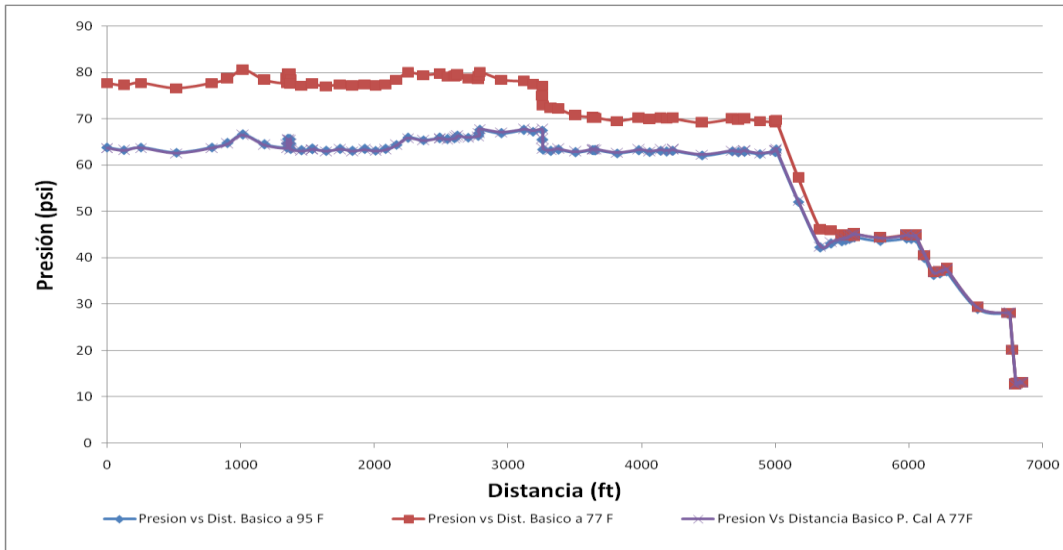
Figura 59. Posición de Punto caliente en unión líneas clúster A y clúster B.



Fuente: Los Autores.

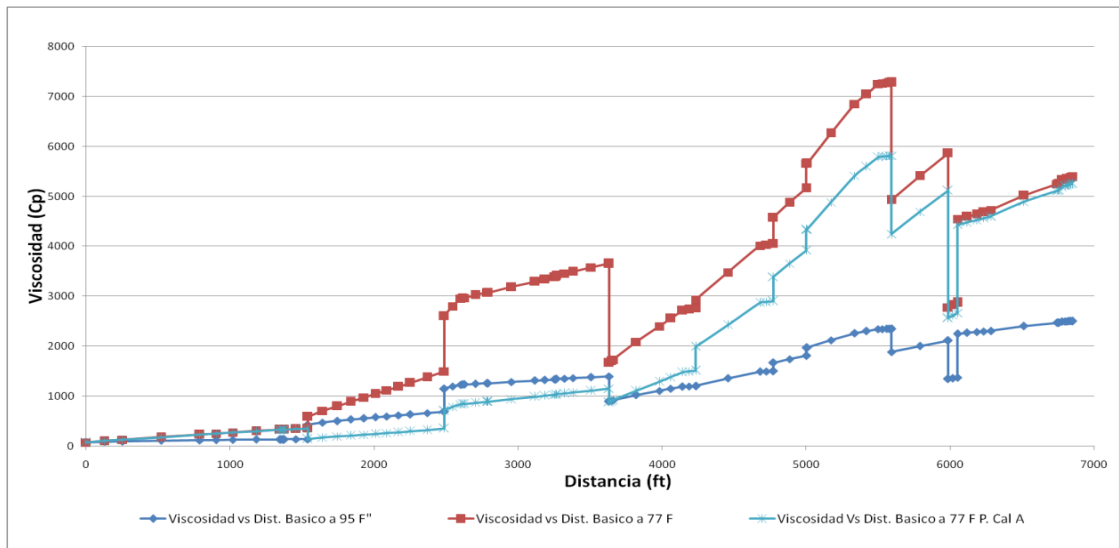
Este escenario es propuesto para solucionar en parte el problema que se tiene con el comportamiento de la temperatura a lo largo de la troncal principal, la pérdida de energía se ve manifestada con la viscosidad y esta va ligada directamente con la presión. Se realizó una nueva corrida en el software Pipesim con el punto caliente en el clúster A para observar que tan efectivo puede ser el aumento de calor y su respuesta a las demás variables. Las condiciones a las que se efectuó la simulación fueron a 77 F de temperatura ambiente, por consiguiente se encontró una respuesta positiva en las presiones a esta condición donde se evidencio una situación similar a la temperatura normal (95F), lo cual refleja que esta circunstancia puede ser muy positiva a la hora de mantener un régimen estable a lo largo de la línea. La siguiente gráfica evidencia los resultados que arrojó el simulador.

Figura 60. Perfil de presiones a lo largo de la troncal principal de Girasol Básico Punto Caliente en A.



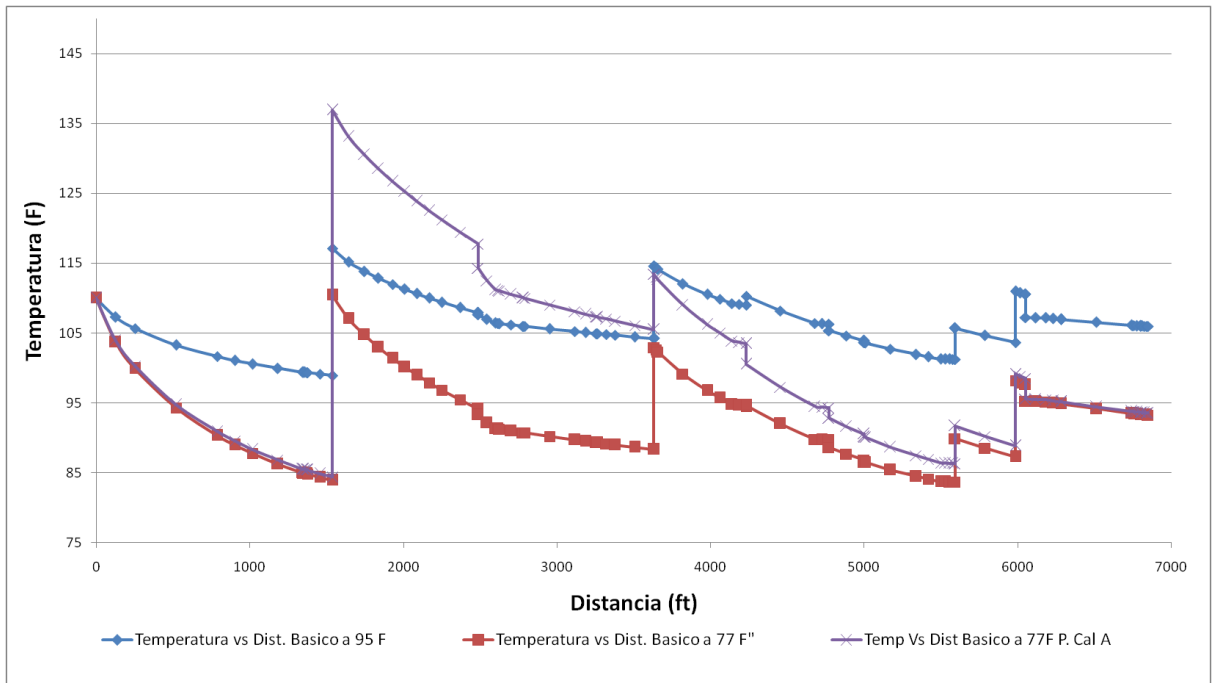
Fuente: Los Autores.

Figura 61. Sensibilidad de Viscosidades Girasol Básico Troncal principal con Punto Caliente en A.



Fuente: Los Autores.

Figura 62. Sensibilidad de Temperaturas Girasol Básico Troncal principal con Punto Caliente en A.



Fuente: Los Autores.

Con los resultados obtenidos en la gráficas anteriores podemos observar que tiene una respuestapositiva en la viscosidad donde se logró disminuir considerablemente en casi 60% en la troncal principal y la transferencia de calor por parte del punto caliente se ve reflejada en la temperatura que maneja el fluido en gran parte del sistema de recolección.

Como se puede evidenciar en la tabla 20 la presencia de este punto caliente afecta positivamente las propiedades de flujo en el sistema, lo que genera una disminución en la presión de clúster y despresiona la línea a lo largo de la troncal, creándose situaciones similares a las que se presentan a condiciones normales de temperatura ambiente.

Tabla 20. Resultados Presión de Clúster Girasol Básico Punto Caliente y condiciones de 77 °F.

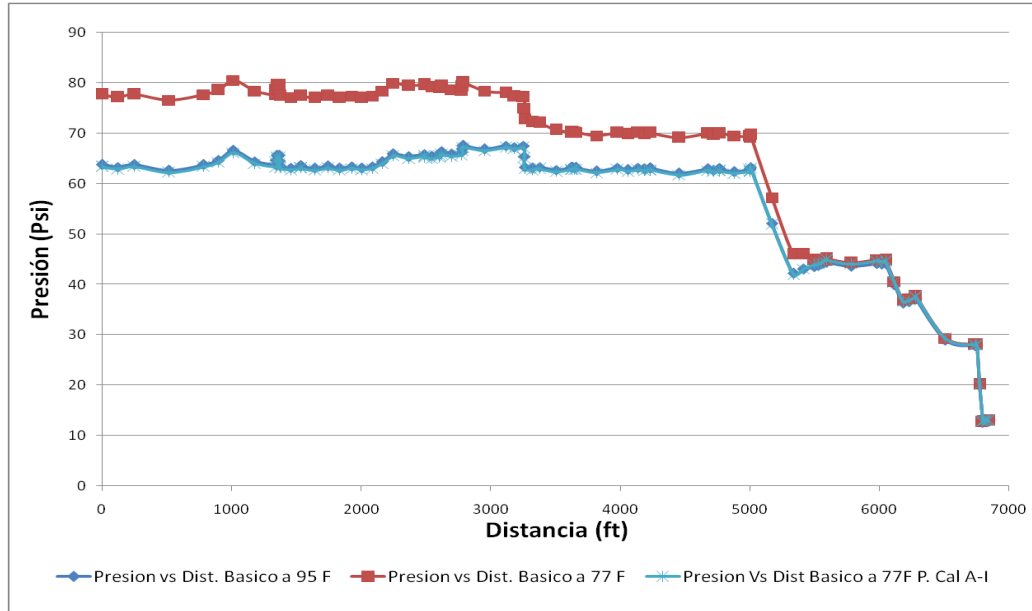
Clúster	Presión a 95 F	Presión a 77 F	Punto Caliente en A	Diferencia
GIR_A	63,83	77,74	63,7	14,04
GIR_B	63,51	77,47	63,38	14,09
GIR_C	63,79	78,06	64,11	13,95
GIR_D	63,48	71,29	63,62	7,67
GIR_E	63,26	70,25	63,44	6,81
GIR_F	63,62	71,42	63,76	7,66
GIR_G	63,86	71,65	65,42	6,23
GIR_H	69,31	86,33	79,4	6,93
GIR_I	69,81	88,04	81,08	6,96
GIR_PHC	44,7	45,42	45,37	0,05
PL-PH1	44,22	44,95	44,89	0,06

Fuente: Los Autores.

5.5.4 Escenario 4: Activación de punto caliente en clúster A, y clúster I

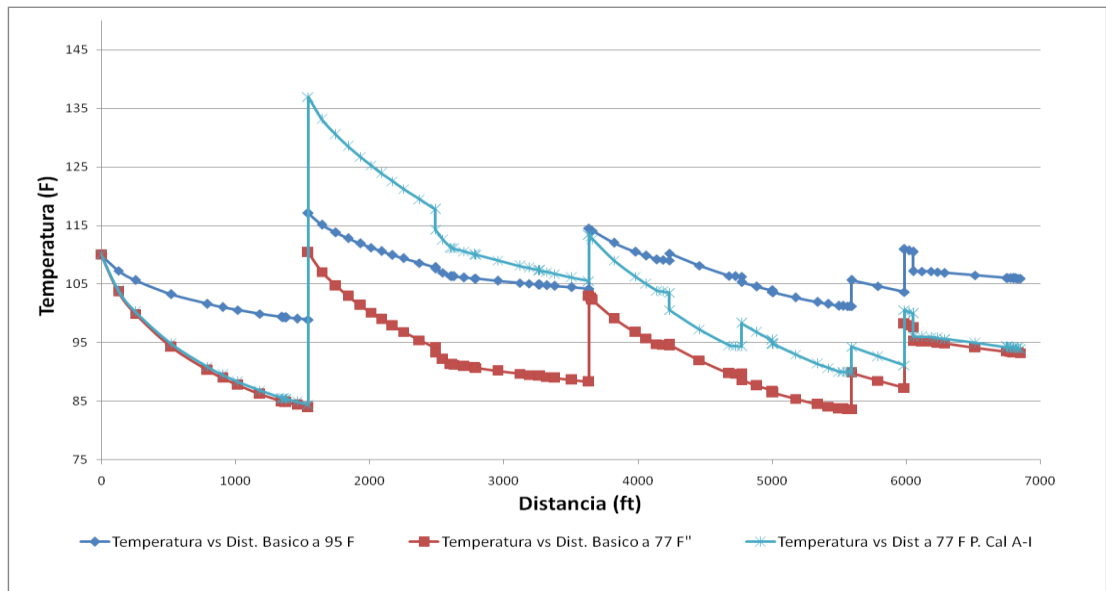
El escenario propuesto en esta sección es para mantener un régimen de flujo estable en el sistema gracias a la proyección de dos puntos calientes ubicados estratégicamente, uno alejado de la red y el otro en un punto intermedio, de tal forma que la energía pueda sostenerse más tiempo y evite aumento de la viscosidad considerable que me ayude al aumento de la línea.

Figura 63. Perfil de presiones a lo largo de la troncal principal de Girasol Básico Punto Caliente en A e I.



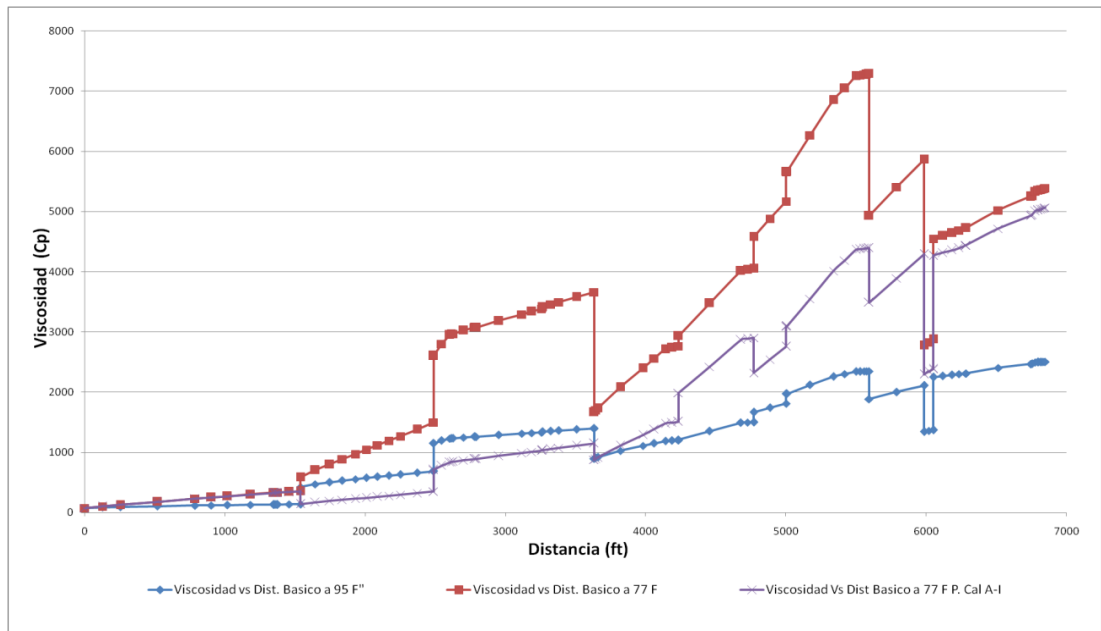
Fuente: Los Autores.

Figura 64. Perfil de temperatura a lo largo de la troncal principal de Girasol Básico Punto Caliente en A e I.



Fuente: Los Autores.

Figura 65. Perfil de viscosidad a lo largo de la troncal principal de Girasol Básico Punto Caliente en A e I.



Fuente: Los Autores.

Los resultados obtenidos en este escenario son evidentes en la viscosidad, ya que con estos dos puntos calientes se ha disminuido casi en 2000 cp en la mayoría de tramos del sistema comparándolo con los resultados del punto caliente en A, esto es un indicio de que el efecto de energía se vio reflejado en casi un 70% de la red.

Los datos de presión en la red fueron muy relevantes en los clúster H y clúster I dado que están muy cerca de la fuente de energía y su respuesta es la disminución de la presión, comparando las presiones con del escenario anterior en esta simulación se obtuvo una mejores resultados. Los valores se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 21. Resultados Presión de Clúster Girasol Básico Punto Caliente en Clúster A, Cluster I con condiciones de 77 °F.

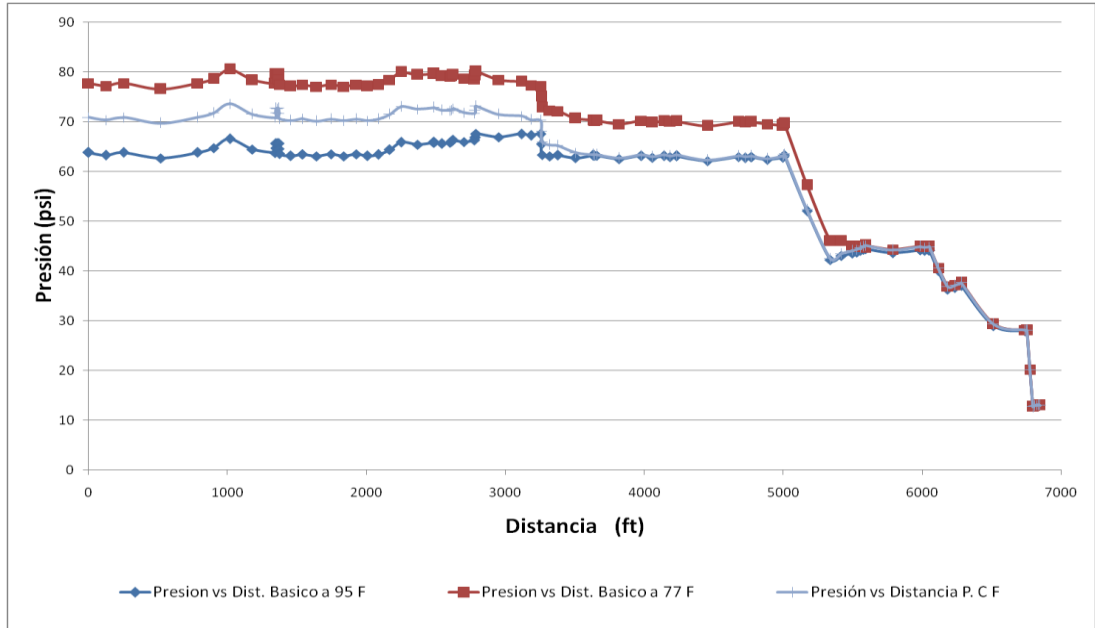
Clúster	Punto			Diferencia
	Presión a 95 F	Presión a 77 F	Caliente en A, I	
GIR_A	63,83	77,74	63,39	14,35
GIR_B	63,51	77,47	63,07	14,4
GIR_C	63,79	78,06	63,81	14,25
GIR_D	63,48	71,29	63,1	8,19
GIR_E	63,26	70,25	62,91	7,34
GIR_F	63,62	71,42	63,24	8,18
GIR_G	63,86	71,65	64,86	6,79
GIR_H	69,31	86,33	62,93	23,4
GIR_I	69,81	88,04	64,5	23,54
GIR_PHC	44,7	45,42	45,17	0,25
PL-PH1	44,22	44,95	44,67	0,28

Fuente: Los Autores

5.5.5 Escenario 5: Activación de punto caliente en clúster F

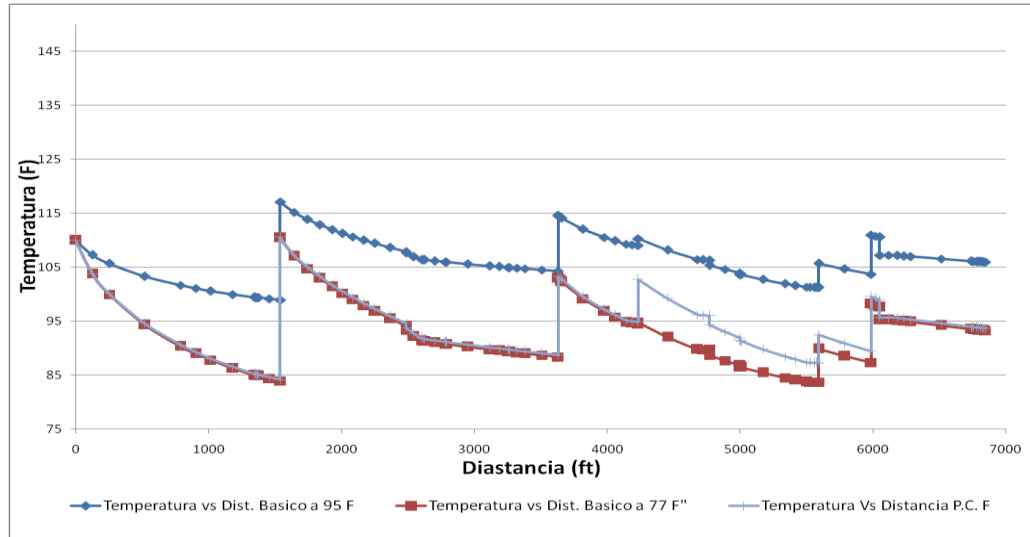
Realizando una estrategia que busca la mejor opción de distribución de temperatura a lo largo del sistema, se estudió la opción de colocar un punto caliente en clúster F, de igual manera que los puntos calientes anteriores demostrar que influencia presenta esta nodo de energía en el tramo básico.

Figura 66. Perfil de presiones a lo largo de la troncal principal de Girasol Básico Punto Caliente en F.



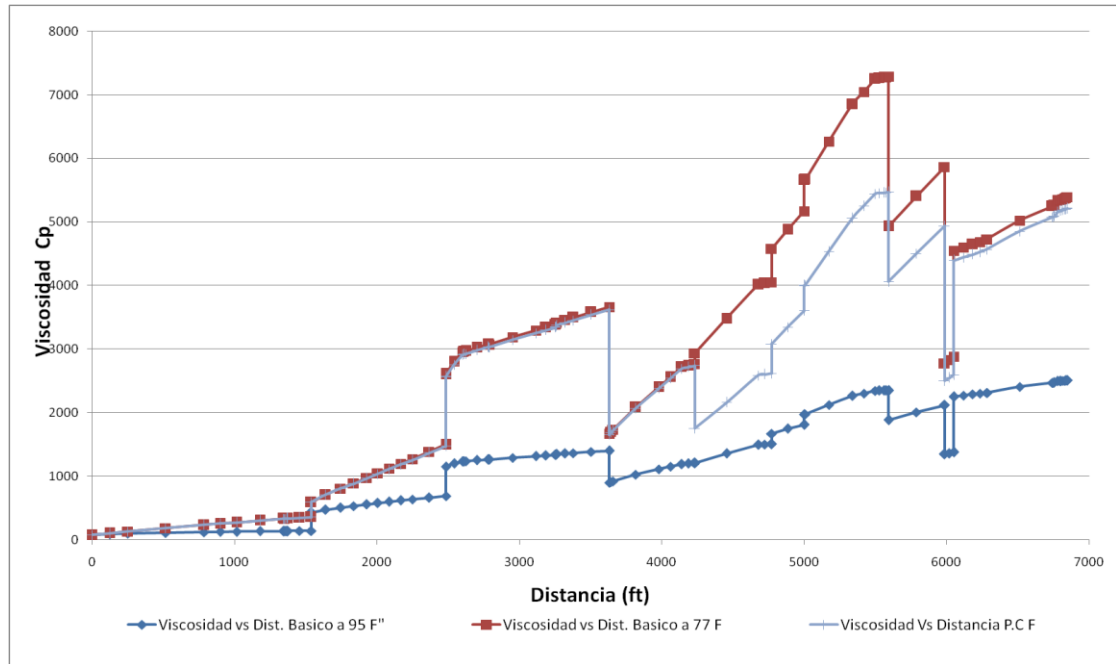
Fuente: Los Autores.

Figura 67. Perfil de Temperatura a lo largo de la troncal principal de Girasol Básico Punto Caliente en F.



Fuente: Los Autores.

Figura 68. Perfil de Viscosidad a lo largo de la troncal principal de Girasol Básico Punto Caliente en F.



Fuente: Los Autores.

Los resultados obtenidos en este escenarios demuestran que la implementación del punto caliente en F no es representativo para el sistema de recolección, la presión disminuye pero no lo suficiente comparándolo con las simulaciones anteriores. Por otro lado la temperatura de la red llega a un máximo de 115 F y no hace algún efecto en la viscosidad del sistema, la viscosidad a estas condiciones tiene un comportamiento similar a Temperatura de 77F.

Los resultados de presión para este escenario se muestran a continuación:

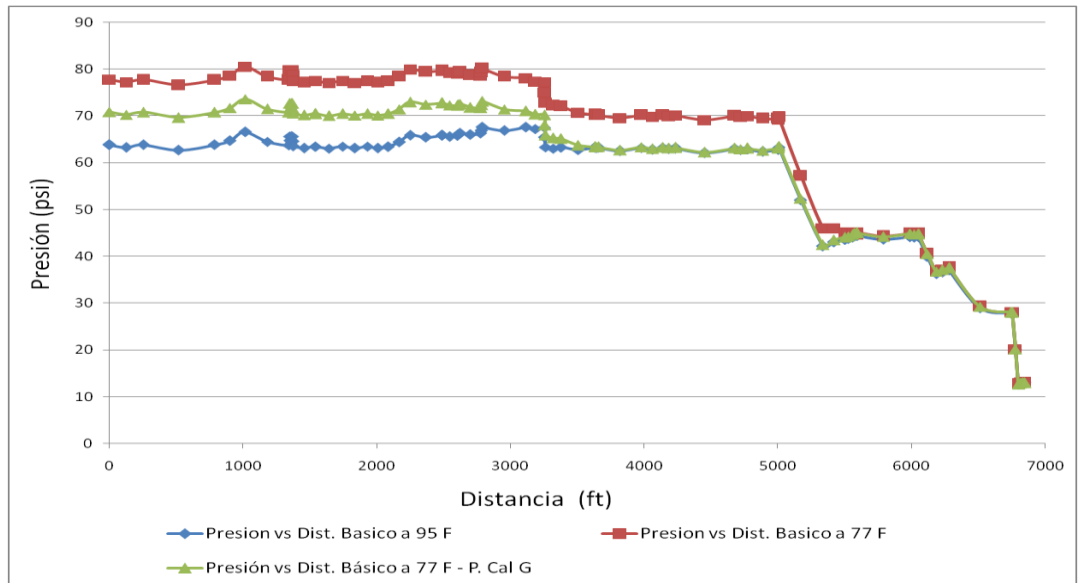
Tabla 22. Resultados Presión de Clúster Girasol Básico Punto Caliente en Cluster F con condiciones de 77 °F

Clúster	Presión a 95 F	Presión a 77 F	Punto Caliente en F	Diferencia
GIR_A	63,83	77,74	70,86	6,88
GIR_B	63,51	77,47	70,58	6,89
GIR_C	63,79	78,06	71,22	6,84
GIR_D	63,48	71,29	63,68	7,61
GIR_E	63,26	70,25	63,44	6,81
GIR_F	63,62	71,42	63,82	7,6
GIR_G	63,86	71,65	65,43	6,22
GIR_H	69,31	86,33	79,42	6,91
GIR_I	69,81	88,04	81,1	6,94
GIR_PHC	44,7	45,42	45,37	0,05
PL-PH1	44,22	44,95	44,88	0,07

5.5.6 Escenario 6: Activación de punto caliente en girasol básico en unión ramal de clúster G con troncal principal

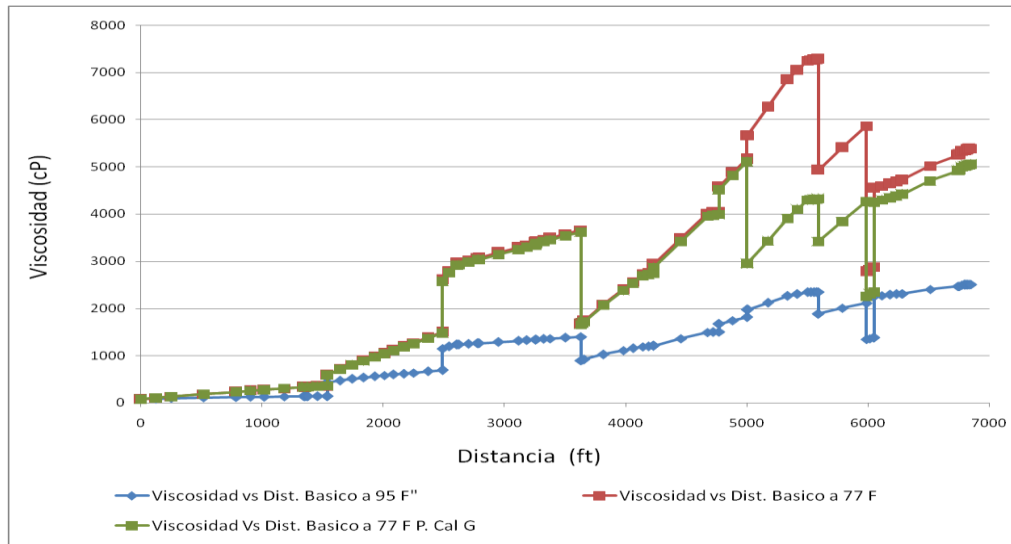
Realizando un revisión del sistema este punto G está muy cercano al punto final de la red, y puede ser un sitio idóneo para que la distribución de energía por medio del punto caliente se manifieste de forma constante. Por otro lado la influencia que se complementa con los clusters PHC y PH1 de alguna manera sirve de apoyo para que el fluido pueda tener una movilidad aceptable dentro de la troncal principal.

Figura 69. Perfil de presiones en la troncal principal de Girasol Básico con Activación de Punto Caliente en union Ramal cluster G y T_{amb} de 77 °F.



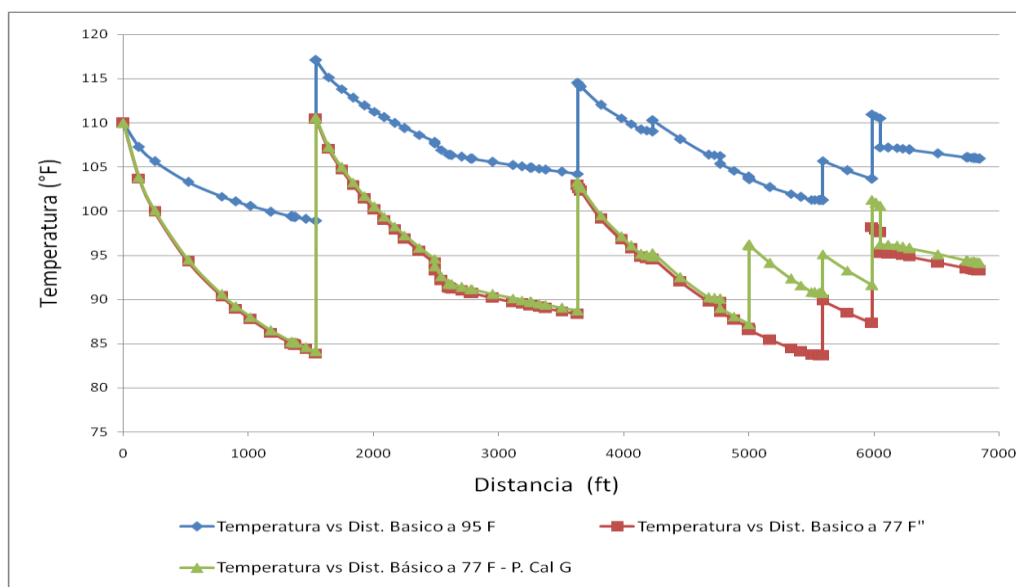
Fuente: Los Autores.

Figura 70. Sensibilidad de Viscosidades Troncal principal Girasol Básico con Activación de Punto Caliente en unión Ramal cluster G y T_{amb} de 77 °F.



Fuente: Los Autores.

Figura 71. Sensibilidad de Temperaturas Troncal principal Girasol Básico con Activación de Punto Caliente en unión Ramal cluster G y T_{amb} de 77 °F.



Fuente: Los Autores.

Tabla 23. Resultados Presión de Clúster Girasol Básico al activar Punto Caliente en unión Ramal cluster G con troncal principal.

Cluster	Presión a 95 F	Presión a 77 F	Presión P. Caliente G	Diferencia de presiones activación de P. Caliente en G
GIR_A	63,83	77,74	70,81	6,93
GIR_B	63,51	77,47	70,52	6,95
GIR_C	63,79	78,06	71,17	6,89
GIR_D	63,48	71,29	63,6	7,69
GIR_E	63,26	70,25	63,4	6,85
GIR_F	63,62	71,42	63,74	7,68
GIR_G	63,86	71,65	65,46	6,19
GIR_H	69,31	86,33	79,43	6,9
GIR_I	69,81	88,04	81,1	6,94

GIR_PHC	44,7	45,42	45,34	0,08
PL-PH1	44,22	44,95	44,85	0,1

Fuente: Los Autores.

De acuerdo con los resultados obtenidos podemos identificar que el punto G no influye notoria en la presión del sistema a condiciones de 77 F y colocando el punto caliente. Sin embargo se presentaron unos leves cambios favorables en las condiciones del fluido (Viscosidad) en la parte final del sistema, esto debido a que en esta intercepción se encuentra con el fluido proveniente de la troncal norte y que marca la pauta con las condiciones de esta línea (Línea Revestida).

5.5.7 Escenario 7: Activación de punto caliente en Girasol Norte luego de la mini batería AG.

La activación de un punto caliente nuevo en la locación aguas abajo de la bomba ubicada en la minibatería AG se hizo por la necesidad de conocer los efectos que tiene el calentar el fluido de producción sobre la presión y por ende en las condiciones de flujo de la troncal principal. Se definieron los parámetros de entrada del vapor en un punto ubicado estratégicamente y que se escogió gracias a que es técnicamente viable la construcción y conexión de una tubería con sus respectivas válvulas que regulen el influjo de vapor desde la línea de vapor a la línea de producción.

Se subieron los datos necesarios al simulador y se crearon las respectivas entradas de flujo, dando las propiedades del vapor de entrada. Se procedió a correr la simulación en la herramienta Pipesim y se obtuvieron los datos, los cuales son presentados en forma gráfica a continuación en las figuras 72,73 y 74.

Figura 72. Perfil de presiones en la troncal principal de Girasol Norte con Activación de Punto Caliente en AG y T_{amb} de 77 °F.

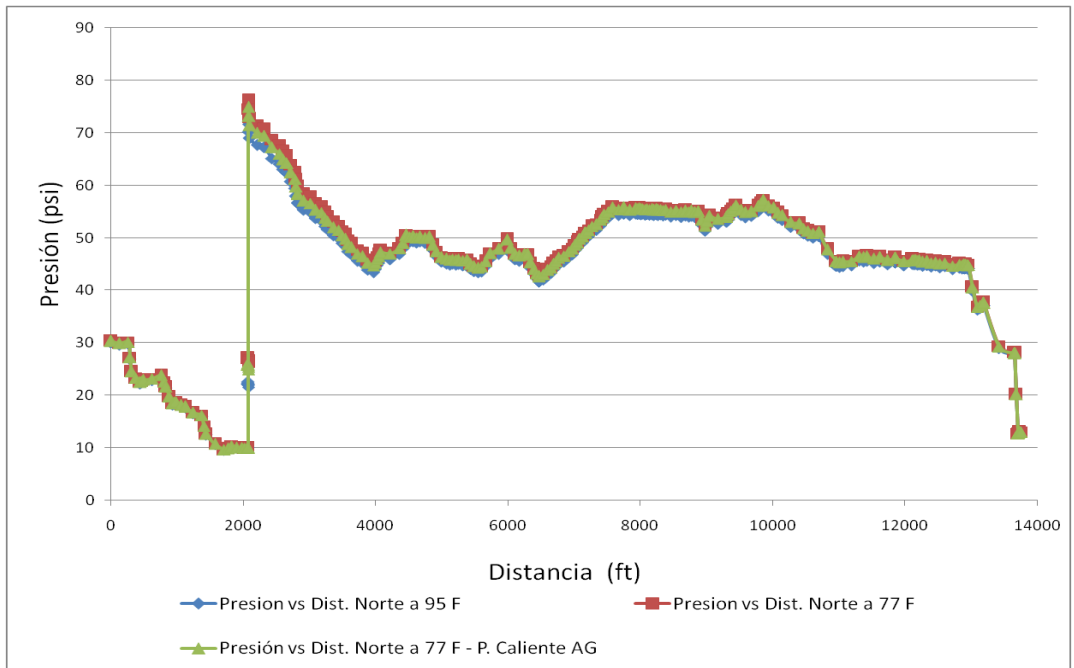
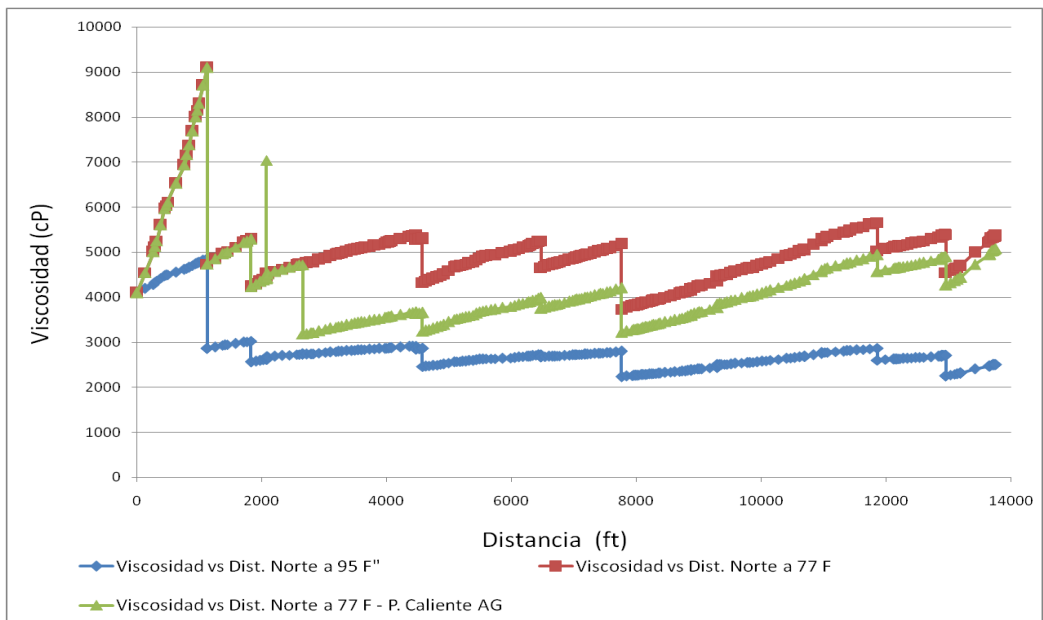
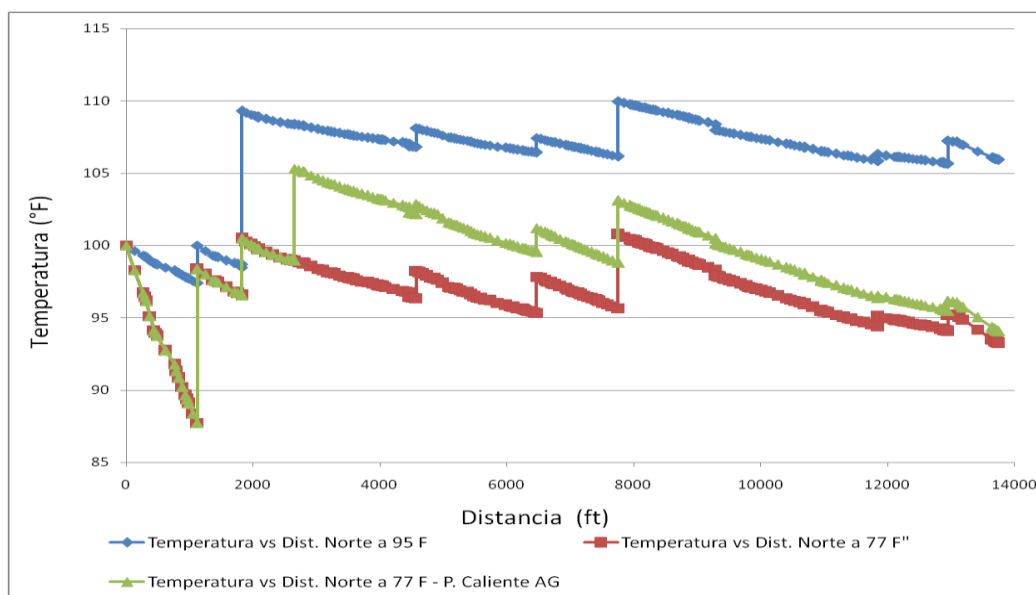


Figura 73. Sensibilidad de Viscosidades Troncal principal Girasol Norte con Activación de Punto Caliente en AG y T_{amb} de 77 °F.



Fuente: Los Autores.

Figura 74. Sensibilidad de Temperatura Troncal principal Girasol Norte con Activación de Punto Caliente en AG y T_{amb} de 77 °F.



Fuente: Los Autores.

Tabla 24. Resultados Presión de Clúster Girasol Norte al activar Punto Caliente en AG

Cluster	Presion a 95 F	Presion a 77 F	Presion P. Cal AG	Diferencia de presiones activación de P. Caliente en AG
CLU_AG	9,9	9,94	9,94	0
CLU_AH	20,84	21,09	21,09	0
CLU_AL	30,1	30,4	30,4	0
GIR_MON7	64,37	67,03	66,97	-0,06
PH01C1	44,39	45,27	45,17	-0,1
PH3-B4	50,8	52,09	51,98	-0,11
PH3B13	45,22	46,67	46,57	-0,1
PH5A-13	54,44	55,99	55,89	-0,1
PH5A-14	53,07	54,12	54,03	-0,09

PH5_CV	54,79	55,9	55,8	-0,1
PH_3_BC	45,51	46,47	46,36	-0,11
PL-PH10	60,56	61,46	61,5	0,04
PL-PH3	46,03	47	46,89	-0,11
PL-PH5	54,82	55,94	55,84	-0,1
PL-PH7	41,71	42,77	42,71	-0,06

Fuente: Los Autores.

De acuerdo a las gráficas de los resultados obtenidos de la corrida de la simulación con la activación de un punto caliente aguas abajo de la bomba ubicada en la locación cercana al clúster AG se pudo comprobar que el punto caliente no tiene un efecto considerable en las presiones de la línea y por ende en las presiones de los clústeres afluentes a la troncal principal. Esto se debe a que la cantidad de agua en forma de vapor inyectada a la tubería es irrisoria y el efecto sobre la temperatura del fluido que transita por la troncal es de poca importancia, puesto que el aumento de la temperatura no superó los 10 °F, lo anterior se puede comprender mejor al tener presente que el caudal de fluidos provenientes de los clústeres AG, AH y AL es alto además de llegar al punto de inyección del vapor a una temperatura cercana a los 97 °F y al mezclarse el vapor la cantidad de calor transferido no es la suficiente para calentar eficazmente el fluido de producción.

5.5.8 Escenario 8: Activación del Surge Tank

Como se mencionó anteriormente, Campo Girasol en la ETR cuenta con un tanque de contingencia de 10 mil bbls de capacidad al que llega toda la producción del campo, no sin antes pasar los fluidos de producción por una bota de gas que funciona como separador bifásico y trabaja a una presión de 13 psi. Adicionalmente se cuenta con un Surge Tank el cual es un separador bifásico vertical, que en la actualidad se encuentra en Stand By y solo se encuentra en funcionamiento la bota de gas y el tanque de contingencia.

Actualmente se está planeando la activación del Surge Tank para darle la utilización para la que se instaló en la ETR, por lo que se hace necesario analizar el efecto que tendría sobre la producción del campo y las condiciones de flujo.

El principio de operación del Surge Tank se basa en recibir los fluidos de producción de todo el campo Girasol para des-gasificarlos a una presión de 28 psi, adicionalmente tiene las funciones de amortiguador de los baches de flujo aguas arriba de la ETR y acumulador de sólidos en la parte inferior que tiene en forma cónica.

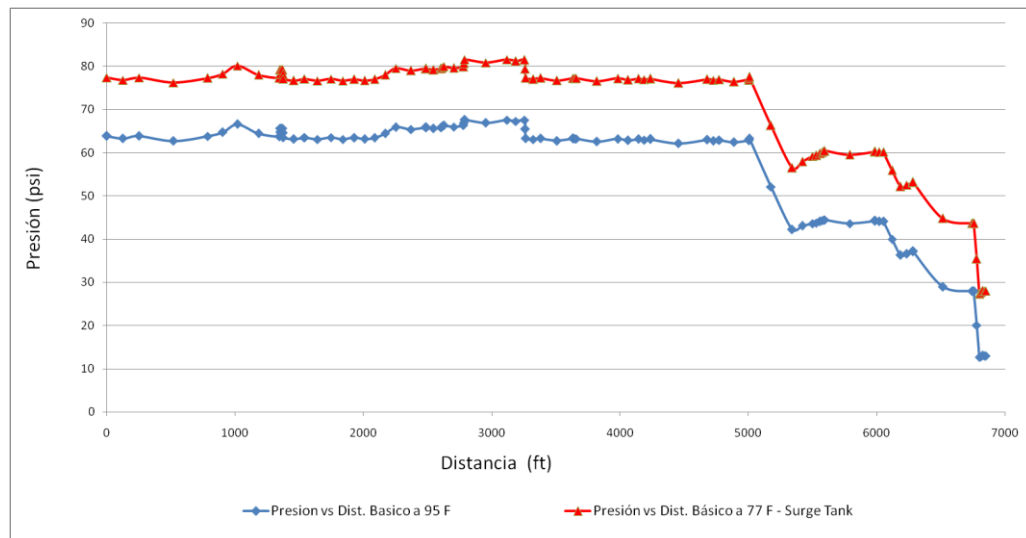
Este equipo está diseñado para recibir los fluidos de todo el campo Girasol y para operar a una presión normal de 28 psi garantizando la llegada del fluido a las bombas de transferencia; su operación como separador bifásico está gobernada por lazos de control de presión y flujo los cuales permiten mantener el Surge Tank trabajando al nivel y presión especificados previamente por el operador y que permiten el envío del gas separado al sistema de recuperación de gas.

Adicionalmente, tiene las funciones de acumulador de sólidos, amortiguador de los baches de flujo generados aguas arriba de la ETR y dar cabeza a las bombas de transferencia encargadas de enviar el fluido des-gasificado hacia el MTB Jazmín mediante un control de selección nivel-flujo, el cual gobierna la velocidad de las bombas de transferencia y vigila el nivel del tanque para evitar el envío de líquidos a la tea.

El Surge Tank es una buena opción para el manejo del gas producido y para la estabilización del líquido proveniente de los clústeres del campo, por lo que es necesaria la simulación que permita determinar sus efectos en el sistema de recolección.

Se procedió a simular el funcionamiento del Surge Tank en el software Pipesim ajustándose la presión del Sink en 28 psi que es la presión de funcionamiento según se describió. Se corrió la simulación y se obtuvieron los resultados, con el mismo procedimiento utilizado para las anteriores sensibilizaciones de escenarios. Los resultados son mostrados gráficamente a continuación.

Figura 75. Perfil de presiones a lo largo de la Troncal principal de Girasol Básico con la puesta en marcha del Surge Tank.



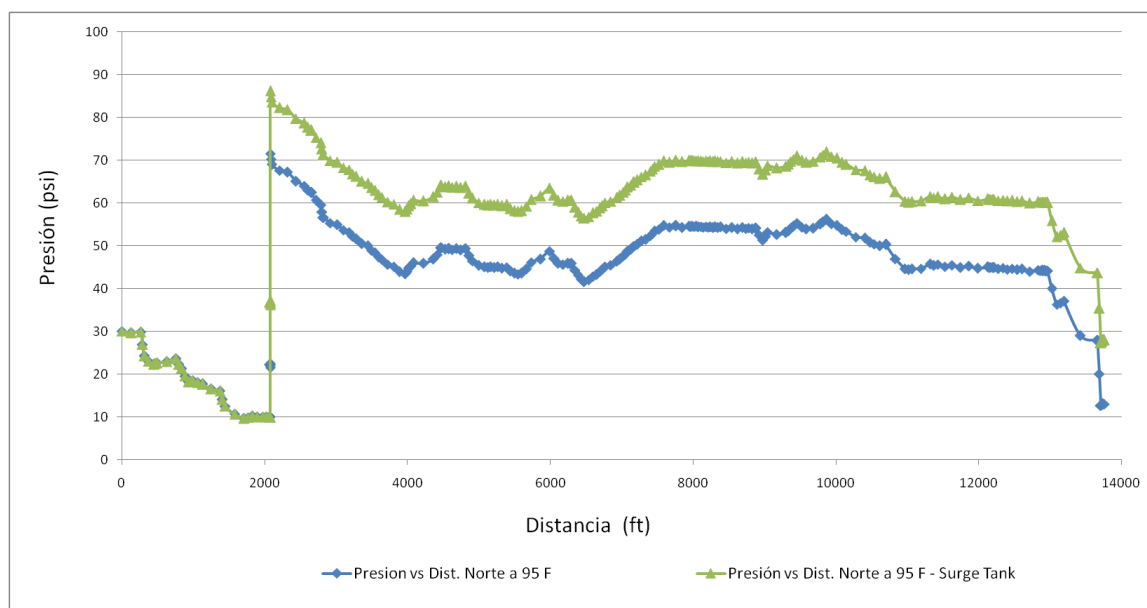
Fuente: Los Autores.

Tabla 25. Resultados Presión de Clúster Girasol Básico al activar Surge Tank.

Cluster	Presión a 95 F	Presión 95F Surge Tank	Diferencias de Presión Activación Surge Tank
GIR_A	63,83	77,32	13,49
GIR_B	63,51	77,05	13,54
GIR_C	63,79	77,4	13,61
GIR_D	63,48	77,44	13,96
GIR_E	63,26	77,25	13,99
GIR_F	63,62	77,58	13,96
GIR_G	63,86	77,89	14,03
GIR_H	69,31	83,28	13,97
GIR_I	69,81	83,8	13,99
GIR_PHC	44,7	60,6	15,9
PL-PH1	44,22	60,25	16,03

Fuente: Los Autores.

Figura 76. Perfil de presiones a lo largo de la Troncal principal de Girasol Norte con la puesta en marcha del Surge Tank.



Fuente: Los Autores.

Tabla 26. Resultados Presión de Clúster Girasol Norte al activar S. Tank.

Cluster	Presión a 95 F	Presión 95F Surge Tank	Diferencias de Presión Activación Surge Tank
CLU_AG	9,9	9,9	0
CLU_AH	20,84	20,84	0
CLU_AL	30,1	30,1	0
GIR_MON7	64,37	78,94	14,57
PH01C1	44,39	60,41	16,02
PH3-B4	50,8	66,52	15,72
PH3B13	45,22	60,94	15,72
PH5A-13	54,44	69,86	15,42
PH5A-14	53,07	68,64	15,57

PH5_CV	54,79	70,14	15,35
PH_3_BC	45,51	61,34	15,83
PL-PH10	60,56	75,15	14,59
PL-PH3	46,03	61,83	15,8
PL-PH5	54,82	70,18	15,36
PL-PH7	41,71	56,48	14,77

Fuente: Los Autores.

Los resultados obtenidos dan respuestas contundentes al cuestionamiento de la eficiencia en la producción por la puesta en marcha del Surge Tank, ya que como se puede observar el perfil de presiones de todo el campo aumentó considerablemente, presionando el sistema hasta en 15 psi en promedio a excepción de los clusters AG, AH y AL, los cuales se encuentran separados de la red de solución gracias a la minibatería ubicada cerca al Cluster AG. El resultado arrojado por el simulador era de esperarse ya que al tener una presión alta en el separador, las presiones calculadas por el software tienen que ser mayores en todos los puntos, aumentando el valor de presión en los clústeres y por tanto en cabeza de pozo.

Este sobre-presionamiento de las líneas de producción repercutirá enormemente en el comportamiento hidráulico del sistema, más exactamente en la capacidad de producción del mismo, por lo que no es recomendable activar el Surge Tank.

5.5.9 ESCENARIO 9. CAMBIO DE DIÁMETROS DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE CAMPO GIRASOL

Como una posible alternativa de solución a los problemas de presionamiento de las líneas de producción se planteó el análisis al cambio de las tuberías que componen la troncal principal de Girasol Básico, aumentando su diámetro de acuerdo a la tabla 27.

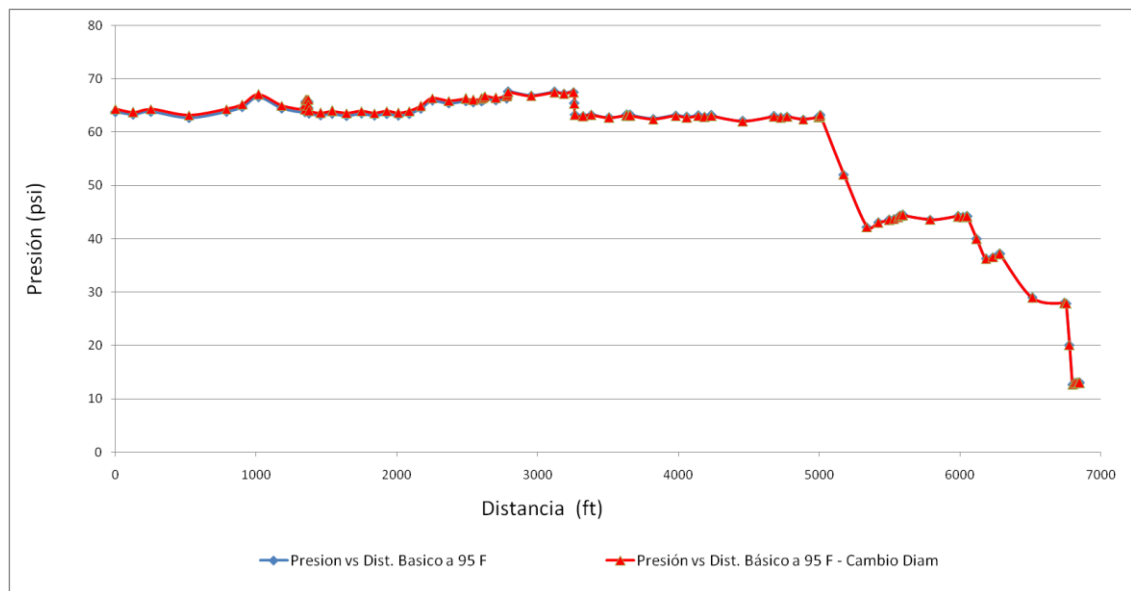
Tabla 27. Cambio de Diámetros Troncal Principal Girasol Básico

Longitud (ft)	Diámetro actual (in)	Nuevo Diámetro (in)
1539	6	8
2118	8	12
1113	10	12
2173	12	12

Fuente: Los Autores.

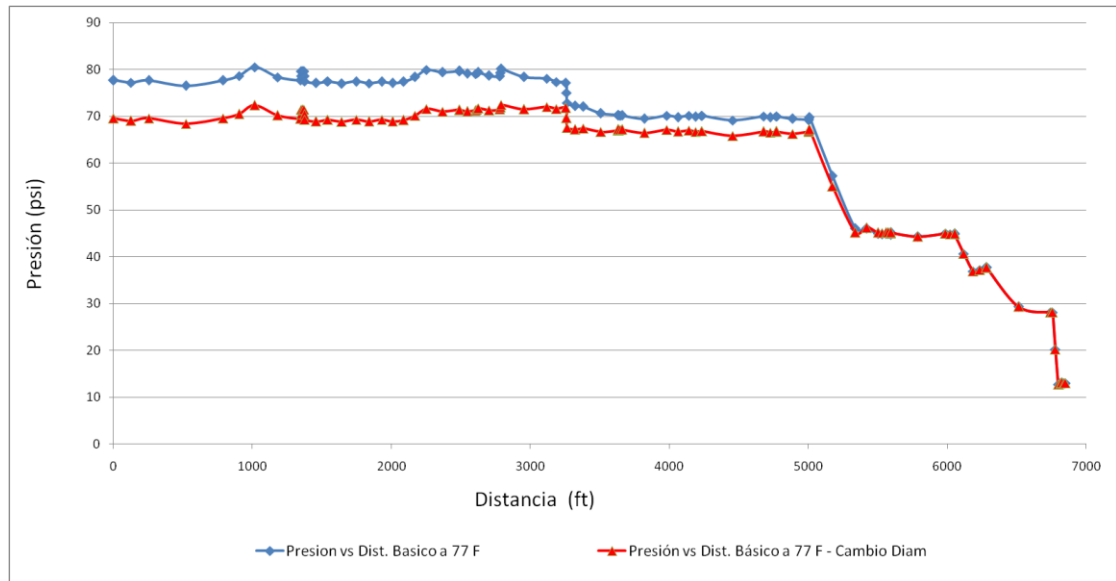
Se evaluó el cambio del diámetro de las tuberías que conforman la red de recolección de Girasol Básico a dos temperaturas ambiente: 95 °F y 77 °F, las cuales al mismo tiempo se compararon con las presiones que mantenía el sistema antes del cambio del diámetro para evaluar su impacto. Los resultados son mostrados a continuación.

Figura 77. Sensibilización de Presión Girasol Básico - Cambio de Diámetros Troncal Principal a T_{amb} 95 °F



Fuente: Los Autores.

**Figura 78. Sensibilización de Presión Girasol Básico - Cambio de Diámetros
Troncal Principal a T_{amb} 77 °F**



Fuente: Los Autores.

Los cambios de diámetro de la tubería que conforma la troncal principal de Girasol Básico reflejan el comportamiento de las propiedades de los fluidos de producción. Para el caso en estudio del cambio de diámetro a temperatura ambiente de 95 °F se observa que el perfil de presión no tuvo un comportamiento favorable, lo cual se refleja en que no se disminuye el presionamiento que sufre la tubería, siendo concluyente que no se necesita un cambio del diámetro de la tubería ya que no sería técnicamente viable y no representaría un mejoramiento del sistema.

Para el caso en que la temperatura ambiente es de 77 °F, se refleja una disminución de la presión en 9 psi en promedio en las zonas más alejadas del separador, lo cual si sería una viabilidad para el mejoramiento de las condiciones de presión del sistema, representándose esto en una optimización del sistema hidráulico. El cambio del diámetro de toda la línea representa costos y por esto sería recomendable realizar un análisis técnico económico, ya que los cambios en presión, que se dan favorablemente, no son muy altos.

6. CONCLUSIONES

- La correlación de flujo multifásico que se ajustó con el menor porcentaje de error al comportamiento del flujo de fluidos dentro del sistema de recolección de Campo Girasol y que se acercó en aproximadamente un 80% a los valores de presión reales de cada clúster y con un error porcentual absoluto promedio E2 de 0.09 fue la correlación de flujo multifásico propuesta por BEGGS AND BRILL, siendo esta correlación la utilizada para simular el comportamiento del flujo en toda la red.
- Se determinó que la temperatura ambiente en el sistema de recolección de Campo Girasol interviene notoriamente en el proceso de flujo de la producción diaria del crudo pesado proveniente del yacimiento, comprobándose por medio de las simulaciones el hecho de que las pérdidas de presión están directamente relacionadas con las variaciones de temperatura a lo largo de las líneas de producción, siendo el efecto más notorio el aumento de la viscosidad de la mezcla y por ende el hecho inequívoco de la presencia de altas presiones en cabeza de pozo.
- Se determinó la situación actual del sistema de recolección de Campo Girasol a condiciones normales de temperatura ambiente, siendo las respuestas a las caídas de presión (2psi/100ft) favorables en un 70%; se hallaron varios puntos en los que los cambios de presión son altos, algunos de los cuales corresponden a cambios en la elevación del terreno.
- Se concluyó que el sistema de Aislamiento de la fase Norte está cumpliendo su objetivo, haciendo que las pérdidas de presión sean menores y por ende se cree una especie de “escudo” en cuanto a cualquier problema que se pueda presentar debido a las oscilaciones de las condiciones normales de producción.
- Se determinó que los escenarios planteados en el sistema de recolección como: Recubrimiento de la sección Básica, Punto caliente en Clúster A y B, Punto

Caliente en Clúster A e I son las técnicas más favorables para disminuir la presión en la red cercana al 30% y 40 % de su presión inicial para condiciones extremas de temperatura.

- Se concluyó que hubo cambio en la movilidad del sistema gracias a que la viscosidad mostró cambios considerables al implementarse la tecnología de Puntos Calientes conllevando esto a que el sistema se despresurice, incidiendo directamente en este fenómeno de flujo los cambios en los valores de viscosidad que estuvieron en alrededor de 2000 Cp hasta 5000 Cp de diferencia.
- Se concluyó que los cambios de presión en el sistema de recolección afectan considerablemente la producción de cada clúster puesto a que se afecta directamente la movilidad del fluido a lo largo de los tramos y las líneas principales, la implementación de los escenarios descritos podrían solucionar los problemas operacionales que se presentan diariamente en el proceso de producción de crudo pesado en Campo Girasol.

7. RECOMENDACIONES

- Realizar un análisis técnico-económico comparativo de los escenarios planteados con el que se permita determinar la viabilidad de su implementación en Campo Girasol, además que condescienda en mejoras en la recolección del fluido producido, en la optimización de los recursos y la energía y sobre todo, en la estabilización de la producción.
- Con base a las respuestas obtenidas en este trabajo en cuanto a presión del sistema (clúster) se recomienda realizar un análisis nodal detallado donde se demuestre físicamente y con datos reales la influencia que pueden tener los cambios en las variables temperatura, presión y viscosidad en el IPR de cada pozo.
- Realizar un seguimiento detallado de presiones y temperatura en el sistema con ayuda de una campaña de instalación de manómetros y termómetros a lo largo de la red que permitan la disposición de datos representativos en los sitios estratégicos de la red de recolección.
- Evaluar metodológicamente mediante estudios operacionales la incidencia de la presión en el proceso de producción de crudo pesado por medio de bombeo mecánico.
- Realizar una simulación específica de la operatividad de los puntos calientes condescendiendo en determinar condiciones óptimas de flujo y temperatura, para de esta manera evitar el uso inadecuado o prácticas no apropiadas que interfieran en el estado físico de tuberías.

BIBLIOGRAFÍA

BANZER CARLOS. Correlaciones Numéricas PVT, 1996.

BILGESU, H.I, TERNYIK, Joseph. A New Multi-Phase Flow Model for Horizontal, Inclined, and Vertical Pipes. Society of Petroleum Engineers, Paper 29166, 1994.

CELIS Manuel, MENDOZA, Rodrigo Evaluación del Sistema de Recolección de Líquido de la estación Isla 6 del Campo Cantagallo por medio de Aplicación en software Especializado. Bucaramanga, Colombia. Tesis Ingeniería de Petróleos, Escuela de Petróleos UIS, 2009. Página 88.

Comisión Nacional para el Ahorro de la Energía [Online]. Estimación de Pérdidas de energía térmica. Secretaría de energía. Cuauhtémoc, México, D.F. Disponible en:http://www.conae.gob.mx/work/sites/CONAE/resources/LocalContent/3856/2/Estimacion_energia_termica_1_1.pdf.

FERREIRA, Pedro; COSTA, Eduardo. Flow Patterns and Characteristics in Multiphase Riser Pipelines. En: J. SPE Production & Facilities. Paper 06589. Petrobras. Rio de Janeiro, Brazil.

GOKCAL, B. AL-SARKH, A. SARICA C. Effects of High Oil Viscosity on Drift Velocity for Upward Inclined Pipes. Society Of Petroleum Engineers, Paper 115342. The University of Tulsa, 2008.

MONCADA, Andersson; GUERRERO, Diana. Evaluación de la caída de presión para sistemas de flujo bifásico (líquido-gas) en tuberías verticales. Bucaramanga, Colombia. Tesis Ingeniería de Petróleos, Escuela de Petróleos UIS, 2012. Página 107.

NIND T.E.W. Fundamentos De Producción Y Mantenimiento De Pozos Petroleros, 1987.

OLAJUMOKE O. COKER. Comparative Study of Pressure Drop Model Equations for Fluid Flow In Pipes. Tesis De Maestría. Oklahoma, E.U. Universidad De Oklahoma. 2010. 81 p.

ORTIZ Jenifer, JIMÉNEZ, Edith. Optimización de la Producción de un Cluster de crudo Extra Pesado del Campo Chichimene Utilizando la técnica de Análisis Nodal. Bucaramanga, Colombia. Tesis Ingeniería de Petróleos, Escuela de Petróleos UIS, 2011. Página 101.

PEREZ Carlos. Evaluación del comportamiento hidráulico del sistema de recolección de fluidos del campo colorado. Bucaramanga, Colombia. Tesis Ingeniería de Petróleos, Escuela de Petróleos UIS, 2012. Página 27.

QUINTERO TEHERÁN, Edgar Enrique. Optimización del Sistema de Recolección Primario del Área La Cira del Campo la Cira Infantas de La GRM de Ecopetrol S.A. Trabajo de Especialización. 2011.

ROJAS, Gustavo, CHACON, Fredy. Estudio comparativo de las correlaciones empíricas y modelos mecánicos para flujo multifásico en pozos horizontales de inyección de vapor. Bucaramanga, Colombia. Tesis Ingeniería de Petróleos, Escuela de Petróleos UIS, 2012. Página 88

SANABRIA, Johanna, CIFUENTES, Ivan. Análisis y diseño de las facilidades de superficie para manejo de crudos pesados y bituminosos (campo rubiales). Bucaramanga, Colombia. Tesis Ingeniería de Petróleos, Escuela de Petróleos UIS, 2012. Página 14.

ULIANOV, Gil. Trabajo de Ejercicios de Correlaciones PVT, Propiedades físicas del crudo (Black Oil) y propiedades físicas del gas. Universidad Nacional experimental politécnica de la fuerza armada Nacional. Caracas, Venezuela. Abril 2012. Disponible en: <http://es.scribd.com/doc/92552505/Informe-Trabajo-Correlaciones-des-Fisicas-Crudo-Gas>.

VUONG, D.H. ZHANG, H.Q. SARICA C. LI, M. Experimental Study on High Viscosity Oil/Water Flow in Horizontal and Vertical Pipes. Society Of Petroleum Engineers, Paper 124542. The University of Tulsa, 2009.