



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

**PROGRAMA DE MAESTRIA Y DOCTORADO EN
INGENIERIA**

FACULTAD DE INGENIERIA

**SIMULACION DINAMICA DE CIERRE Y APERTURA DE
DUCTOS PARA EL TRASPORTE DE HIDROCARBUROS
EN LA REGIÓN MARINA DE CAMPECHE**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA
PETROLERA Y GAS NATURAL

P R E S E N T A:

SANDOVAL PARTIDA ARMANDO

TUTOR:
M EN I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA



2008



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

JURADO ASIGNADO

PRESIDENTE: DR. AREVALO VILLAGRAN JORGE ALBERTO

SECRETARIO: M.I. SANCHEZ ARREDONDO FRANCISCO

VOCAL: M.I. GOMEZ CABRERA JOSE ANGEL

1ER SUPLENTE: M.I. SANTAMARIA GUEVARA NOEL E.

2DO SUPLENTE: M.I. BAUTISTA FRAGOSO SAUL

CD. Del Carmen, Campeche y Ciudad Universitaria México D.F:

TUTOR DE TESIS

M.I. JOSE ANGEL GOMEZ CABRERA

FIRMA

Agradecimientos

A Bibiana

Índice de contenido

Introducción.....	9
Antecedente.....	10
1. Descripción del sistema.....	13
2. Metodología de la simulación.....	22
3. Estado estacionario.....	26
3.1 Red Akal-J al FPSO.....	27
3.2 Red PP-Ku-H, PP-Ku-M hacia PP-Ku-A.....	36
3.3 Red Lum, Bacaab hacia PP-Ku-A.....	39
3.4 Red Conformadas por un ducto L-164, L-35, L-13 y L-49.....	47
4. Paro de Ductos por 30 días.....	57
4.1 Temperatura vs. Viscosidad en Red Akal-J al FPSO.....	59
4.2 Temperatura vs. Viscosidad en Red PP-Ku-H, PP-Ku-M hacia PP-Ku-A.....	76
4.3 Temperatura vs. Viscosidad en Red Bacaab y Lum hacia PP-Ku-A.....	82
4.4 Ductos principales de la red Ku-Sur.....	87
5. Escenario de Arranque.....	96
CONCLUSIÓN.....	108
BIBLIOGRAFÍA.....	111
ANEXO A.....	112

Índice de figuras

Figura 1. Configuración de la red de transporte Ku-Sur, Maloob y Zaap	14
Figura 2. Esquemas de una batería.....	16
Figura 3. Calculo de un espesor radial equivalente.....	16
Figura 4. Vista de planta del tendido del ducto L-110.....	17
Figura 5. Vista frontal (plano vertical) del tendido del ducto L-110.....	17
Figura 6. Perfil del ducto L-110 con L-15.....	18
Figura 7. Condiciones de frontera transferencia de calor.....	20
Figura 8. Esquema de un sistema de transporte	21
Figura 9. Esquema del sistema de transporte hacia el FPSO	22
Figura 10. Reporte de operación de pozos del 11/Nov/2007	25
Figura 11. Red Akal-J - FPSO.....	27
Figura 12. Perfil del ducto L-110 con L-15.....	28
Figura 13. Perfil de presión y temp. L-110 hasta la interconexión con L-15.....	28
Figura 14. Perfil de presión y temp. L-110 de la interconexión con L-15 hasta E-Ku-A.....	29
Figura 15. Perfil de presión y temp. L-15 a la interconexión con L-110.....	30
Figura 16. Presión en la interconexión entre L-15 con L-110.....	31
Figura 17. Red desde E-Ku-A1 hasta FPSO	31
Figura 18. Perfil Presión y Temperatura ducto L-08 con inter Zaap-C.....	32
Figura 19. Perfil según diseño ducto L-08 con inter Zaap-C	32
Figura 20. Presión de salida registrada en Zaap-C.....	33
Figura 21. Perfil Presión y Temperatura ducto Zaap-C con inter L-08.....	34
Figura 22. Perfil Presión y Temperatura ducto L-40.....	34
Figura 23. Perfil Presión y Temperatura ducto RAISER.....	35
Figura 24. PP-ku-H y PP-Ku-M.....	36
Figura 25. Perfil de PP-ku-H por L-80 y PP-Ku-M por L-123.....	37
Figura 26. Perfil presión y temperatura en L-123. PP-Ku-M.....	37
Figura 27. Perfil presión y temperatura en L-80. PP-Ku-H.....	38
Figura 28. Perfil presión y temperatura en inter-L80 al E-Ku-A1.....	38
Figura 29. Esquema de la Red de Lum y Bacab por el ducto L-51 y L-124.....	39
Figura 30. Perfil del ducto L-51 y L-124.....	40
Figura 31. Presión a la salida y llegada en los ductos L-51 y L-124.....	41
Figura 32. Perfiles de presión en diferentes tiempos en ductos L-51.....	42
Figura 33. Perfiles de presión en diferentes tiempos en ductos L-124.....	42
Figura 34. Variación de la temperatura a la salida del ducto L-51 y L-124 y a la llegada de L124..	43
Figura 35. Presión a la salida y llegada en los ductos L-51 y L.124 (Slugtraking).....	44
Figura 36. Temperatura a la salida y llegada en los ductos L-51 y L-124 (Slugtraking).....	45
Figura 37. Longitud en la base del raiser a la llegada de L-51 y L-124 (Slugtraking).....	45
Figura 38. Redes conformadas por un ducto L-49, L-164, L-13 y L-35.....	47
Figura 39. Perfil presión y temperatura de la L-49.....	49
Figura 40. Perfil presión y temperatura de la L-49.....	50
Figura 41. Perfil presión y temperatura del ducto L-13.....	51
Figura 42. Perfil presión y temperatura del ducto L-35.....	51
Figura 43. Tendencia Presión vs. Tiempo del ducto L-35 salida (PP-Ku-I).....	52
Figura 44. Patrón de flujo del ducto L-35 (PP-Ku-I).....	52
Figura 45. Patrón de flujo establecido por OLGA	53
Figura 46. Tendencia Presión vs. Tiempo del ducto L-35 salida (PP-Ku-I) (Slugtraking).....	53
Figura 47. Gasto de Aceite en el ducto L-35 Llegada (PP-Ku-I) (Slugtraking).....	54
Figura 48. Numero de baches del ducto L-35 (PP-Ku-I) (Slugtraking).....	54
Figura 49. Esquema de simulación incluyendo las fuentes de masa en Bloque Ku	57
Figura 50. Comparación entre densidad y viscosidad con fluidos de uso común.....	58
Figura 51. Red Akal-J hasta FPSO.....	59
Figura 52. Operación de válvulas.....	60

Figura 53. Perfil del ducto L-110 a la intersección L-15.....	60
Figura 54. Temperatura Vs Tiempo perfil Ducto L-110 a la Intersección con L-15	61
Figura 55. Viscosidad Vs Tiempo perfil Ducto L-110 a la Intersección con L-15	61
Figura 56. Perfil del tramo del ducto L-15 hasta E-Ku-A	62
Figura 57. Temperatura vs. Tiempo perfil Ducto L-15 a L-110	63
Figura 58. Viscosidad vs. Tiempo perfil Ducto L-15 a L-110	63
Figura 59. Perfil L-15.....	65
Figura 60. Temperatura vs. Tiempo perfil Ducto L-15	66
Figura 61. Viscosidad vs. Tiempo perfil Ducto L-15.....	66
Figura 62. Perfil del Ducto L-08.....	67
Figura 63. Temperatura vs. Tiempo perfil Ducto L-08	68
Figura 64. Viscosidad vs. Tiempo perfil Ducto L-08.....	68
Figura 65. Perfil L-40.....	69
Figura 66. Temperatura vs. Tiempo perfil Ducto L-40	70
Figura 67. Viscosidad vs. Tiempo perfil Ducto L-40.....	70
Figura 68. Perfil Ducto Raiser	71
Figura 69. Temperatura vs. Tiempo perfil Ducto Raiser	72
Figura 70. Viscosidad vs. Tiempo perfil Ducto Raiser	73
Figura 71. Perfil Ducto Cubierta del FPSO	73
Figura 72. Temperatura vs. Tiempo perfil Ducto Cubierta del FPSO	74
Figura 73. Viscosidad vs. Tiempo perfil Ducto Cubierta del FPSO	75
Figura 74. Configuración de la red PP-Ku-H y PP-Ku-M hacia PP-Ku-A	76
Figura 75. Perfil de la línea L-80 a la intersección.....	76
Figura 76. Temperatura vs. Tiempo perfil ducto L-80 hasta la intersección (Ku_H)	77
Figura 77. Viscosidad vs. Tiempo perfil ducto L-80 hasta la intersección (Ku_H).....	77
Figura 78. Perfil del ducto L-80 desde a la intersección hasta E-Ku-A1	78
Figura 79. Temperatura vs. Tiempo L-80 desde a la intersección hasta E-Ku-A1	79
Figura 80. Viscosidad vs. Tiempo L-80 desde a la intersección hasta E-Ku-A1	79
Figura 81. Perfil del ducto L-123 hasta la intersección con L-80.....	80
Figura 82. Temperatura vs. Tiempo L-123 hasta la intersección con L-80	81
Figura 83. Viscosidad vs. Tiempo L-123 hasta la intersección con L-80.....	81
Figura 84. Esquema de la red Lum-Bacaab	82
Figura 85. Perfil del ducto L-51	83
Figura 86. Temperatura vs. Tiempo perfil ducto L-51 (LUM).....	83
Figura 87. Viscosidad vs. Tiempo perfil ducto L-51 (LUM).....	84
Figura 88. Perfil ducto L-124 (Bacaab)	85
Figura 89. Temperatura vs. Tiempo perfil ducto L-124 (Baccab)	85
Figura 90. Viscosidad vs. Tiempo perfil ducto L-124 (Baccab).....	86
Figura 91. Esquema de los principales ductos de Ku-Sur	87
Figura 92. Perfil del ducto L-164	88
Figura 93. Temperatura vs. Tiempo perfil ducto L-164.....	89
Figura 94. Viscosidad vs. Tiempo perfil ducto L-164.....	90
Figura 95. Perfil del ducto L-13	91
Figura 96. Temperatura vs. Tiempo perfil ducto L-13.....	91
Figura 97. Viscosidad vs. Tiempo perfil ducto L-13	92
Figura 98. Perfil L-35.....	92
Figura 99. Temperatura vs. Tiempo perfil ducto L-35.....	93
Figura 100. Viscosidad vs. Tiempo perfil ducto L-35	93
Figura 101. Espesor de la pared en el ducto L-35.....	94
Figura 102. perfil del ducto L-49.....	94
Figura 103. Temperatura vs. Tiempo perfil ducto L-49.....	95
Figura 104. Viscosidad vs. Tiempo perfil ducto L-49	95
Figura 105. Configuración de la red Ku-Sur.....	96
Figura 106. Red de transporte desde Akal-J hasta FPSO.....	97
Figura 107. Presión requerida en la red en 8, 14, 21 y 28 días de paro	98
Figura 108. Presión requerida en la red en 1, 4 y 10 y 28 días de paro.....	99

Figura 109. Presión requerida en la red en 1, 4 y 10 y 28 días de paro.....	99
Figura 110. Red de distribución hacia PB-Ku-S.....	100
Figura 111. Presión requerida por L-35	101
Figura 112. Colgamiento después del paro en L-35 desde KU-I a PB-Ku-S.....	102
Figura 113. Esquema Ducto L-13	102
Figura 114. Presión requerida por L-13	103
Figura 115. Esquema del Ducto L-49	103
Figura 116. Presión requerida por L-49	104
Figura 117. Presión requerida por Lum y Baccab.....	104
Figura 118. Presión requerida por Lum y Bacaab	105
Figura 119. Ku-A hacia Akal-J.....	106
Figura 120. Presión requerida por Ku-A hacia Akal-J en ducto L-164.....	106
Figura 121. <i>Presión y temperatura del campo Maloob y Zaap (arañita)</i>	120

Índice de tablas

Tabla 1. <i>Calidad de crudo de los Campos de Ku, Maloob, Zaap, Bacab y Lum.</i>	13
Tabla 2. <i>Distribución de la producción hacia el FPSO.</i>	15
Tabla 3. <i>Distribución de la producción hacia Akal-J por L-164.</i>	15
Tabla 4. <i>Materiales de uso corriente en la construcción de ductos.</i>	18
Tabla 5. <i>Pared del ducto L-110.</i>	19
Tabla 6. <i>Condición de salida y llegada, red hacia FPSO.</i>	23
Tabla 7. <i>Resumen de condición de salida y llegada, diámetros y longitud de los principales ductos. (10/Octubre/2007)</i>	24
Tabla 8. <i>Resumen Presión y Temperatura Akal-J hasta FPSO</i>	35
Tabla 9. <i>Gradiente total de presión y temperatura.</i>	36
Tabla 10. <i>Resumen Presión y Temperatura PP-Ku-H, PP-Ku-M hasta E-Ku-A1.</i>	39
Tabla 11. <i>Presión en Bacab y Lum en un instante de tiempo</i>	40
Tabla 12. <i>Frecuencia de volumen esperado en PP-Ku-A por el ducto L-124 (Slugtraking).</i>	46
Tabla 13. <i>Reporte de Presión de salida y llegada en la L-164</i>	48
Tabla 14. <i>Estadística "Numero de baches por posición"</i>	55
Tabla 15. <i>Gradiente de temperatura en los principales ductos</i>	56
Tabla 16. <i>Gradiente de presión en los principales ductos</i>	56
Tabla 17. <i>Materiales y espesores ocupados en las paredes del ducto L-110.</i>	64
Tabla 18. <i>Materiales y espesores ocupados en las paredes del raiser</i>	71
Tabla 19. <i>Presión querida en los complejos PB-KU-S y Zaap-C, Akal-J.</i>	98
Tabla 20. <i>Presión querida en los complejos de producción Ku-H y Ku-M.</i>	100
Tabla 21. <i>Resumen de presiones requeridas en el Bloque Ku (1)</i>	108
Tabla 22. <i>Resumen de presiones requeridas en el Bloque Ku (2)</i>	108
Tabla 23. <i>Alternativas ante Paro y Arranque del activo Ku</i>	110
Tabla 24. <i>Reporte diario de baterías (10/Octubre/2007)</i>	112
Tabla 25. <i>Producción base PP-Ku-A (10/Octubre/2007)</i>	113
Tabla 26. <i>Producción base PP-Ku-F (10/Octubre/2007)</i>	113
Tabla 27. <i>Producción base PP-Ku-C (10/Octubre/2007)</i>	113
Tabla 28. <i>Producción base PP-Ku-S (10/Octubre/2007)</i>	114
Tabla 29. <i>Producción base PP-Ku-G (10/Octubre/2007)</i>	114
Tabla 30. <i>Producción base PP-Ku-I (10/Octubre/2007)</i>	114
Tabla 31. <i>Producción base PP-Ku-M (10/Octubre/2007)</i>	115
Tabla 32. <i>Producción base PP-Ku-H (10/Octubre/2007)</i>	115
Tabla 33. <i>Producción base Bacaab y Lum (10/Octubre/2007)</i>	115
Tabla 34. <i>Presión y temperatura en bajantes así como los API de PP-Ku-A</i>	116
Tabla 35. <i>Presión y temperatura en bajantes así como los API de PP-Ku-F</i>	116
Tabla 36. <i>Presión y temperatura en bajantes así como los API de PP-Ku-G</i>	117
Tabla 37. <i>Presión y temperatura en bajantes así como los API de PP-Ku-G</i>	117
Tabla 38. <i>Presión y temperatura en bajantes así como los API de PP-Ku-C.</i>	117
Tabla 39. <i>Presión y temperatura en bajantes así como los API de PP-Ku-S.</i>	117
Tabla 40. <i>Presión y temperatura en bajantes así como los API de PP-Ku-M</i>	118
Tabla 41. <i>Presión y temperatura en bajantes así como los API de Bacaab.</i>	118
Tabla 42. <i>Presión y temperatura en bajantes así como los API de PP-Ku-H.</i>	118
Tabla 43. <i>Presión y temperatura en bajantes así como los API de Lum</i>	118
Tabla 44. <i>Producción, presión y temperatura de los ductos de llegada al FPSO</i>	119
Tabla 45. <i>Presión y temperatura de los ductos L-40 de llegada al FPSO.</i>	119
Tabla 46. <i>Presión y temperatura PB-Zaap-C.</i>	119

Introducción

La explotación de un yacimiento con hidrocarburo de alta densidad y viscosidad (aceite pesado) presenta porcentajes de recuperación bajos y sus costos de operación son muy altos.

Con la pérdida de reservas de aceite convencional, y el aumento de yacimientos con aceite pesado y betumen, la industria del petróleo se ha visto en la necesidad de crear campos especializados en su explotación. Generalmente es tan complicada que una vez terminada la explotación de un yacimiento el remanente de aceite constituye el 70 al 80 % del total calculado después de una extracción en frío económicamente viable. Entre las razones se debe a su composición química al cual está caracterizado por contener una fracción molar representada por los compuestos pesados, causantes de la alta viscosidad ($> 1 \text{ Pa}\cdot\text{s}$ [1000 cP]) y densidad relativa bajas ($< 20 \text{ API}$). Estas propiedades son la causa del porque no pueden ser explotado con las técnicas empleadas en los aceites convencionales. Se han evaluado diferentes técnicas de explotación en laboratorio como: solvente basado en vapor de agua (VAPEX). La utilización de solventes comunes en base a los hidrocarburos ligeros con mezcla de gases no condensables, entre otros.

De los mecanismos de recuperación dominantes se encuentra la inyección de solvente como reductor de viscosidad por disolución. Estos actúan principalmente sobre los asfáltenos al entrar en contacto con el aceite pesado, una segregación de asfáltenos ocurre dejando estos depositados en el yacimiento. En consecuencia el hidrocarburo con viscosidad reducida será convenientemente explotable por técnicas menos costosas. En la práctica se ha probado todos los solventes provenientes de los hidrocarburos ligeros y probablemente el propano es considerado como el mejor. En comparación con otros solventes, el propano presenta una alta disolución con el aceite pesado y esto ocasiona grandes reducciones de viscosidad por segregación de los asfáltenos.

El propano en concentraciones bajas causa la dilución del aceite pesado solamente de tal manera que sus viscosidad se ve poco afectada, pero en concentraciones elevadas sus efectos son en dos formas: como un diluyente y como un segregador de asfáltenos asegurando el flujo a través de toda la ruta.

Sin duda entre las técnicas para manejar aceites pesados se centran en dos principales variables, *Temperatura* y *Viscosidad* ambas correlacionadas entre si.

Antecedente

A través de ductos se transporta un fluido (hidrocarburo) en grandes distancias, por terrenos accidentados, generalmente inestable por la presencia de fases física y químicamente distintas, con flujos volumétricos de miles o cientos de miles de barriles en fase líquida y millones de pies cúbicos en fase gaseosa ambos medidos a condiciones locales de presión y temperatura.

Este problema adquiere dimensiones aun mayores cuando se trata de operaciones mar adentro. Los perfiles del terreno, tubería ascendente y descendente (raiser) implican una dificultad al flujo: de los problemas más conocidos en el ambiente petrolero esta el bacheo severo, el generado por la topología del terreno, inundación de separador de primera etapa y por consecuencia activación de sistemas de seguridad por violación de parámetros de control.

Otro escenario de interés es el cierre y su posterior arranque del ducto. Durante el paro el fluido que se encuentra dentro de la tubería comienza a sentir los efectos del descenso de temperatura, liberando gas, aumentando su viscosidad que por supuesto esta en directa relación con el tiempo de paro. Con respecto al arranque, el problema es la energía necesaria para romper la inercia del fluido y comenzar su movimiento. Este movimiento debe ser lento y secuencial pues el fluido que se espera en el separador de primera etapa (Slug catcher) esta limitado por su capacidad.

Existen tres definiciones con respecto al paro: (1) *Paro programado*, en este caso se visualiza la intervención a un ducto por necesidades estratégicas de producción, por mencionar alguna, el desviar un fluido de un lugar hacia otro, dar mantenimiento a través de un diablo, realizar mezclados de un fluidos con diferente calidad entre otras condiciones de operación previamente programadas (2) *Paro por emergencia*, en este escenario las instalaciones se cierran de acuerdo a un plan previamente establecido en donde parte o la instalación completa se deja fuera de operación. El evento es parte de un paro programado pero con alcances diferentes y en consecuencia su ejecución. (3) *Paro no programado*, es el caso en que la operación de ductos queda interrumpida por un suceso no esperado, un accidente. Este escenario es el mas critico sobre la operación de un sistema de trasporte el re-establecer el sistema a las condiciones de operación normal en el menor tiempo posible, mitigar los efectos transferir el riesgo o prepararse para evitar el aumento del problema es tan solo uno de los alcances que se deben analizar para establecer un paro por contingencia.

Los accidentes ocurren de la manera más aleatoria y de las formas menos esperadas, por este motivo el estudio de un análisis de riesgo y de sus consecuencias es de suma importancia pues una vez que este ocurre los ductos pueden quedar cerrados por un tiempo prolongado con un fluido que a final de cuentas se tendrá que mover.

Los ductos transportan hidrocarburo proveniente de una fuente de producción como son los pozos hacia una batería de proceso y almacenamiento para después llegar a su destino final donde se vende al interior o exterior del país. Entre estos puntos están interconectados por tubería de diferentes diámetros y longitudes, pasando por zonas de diversa orografía y temperatura. La importancia de un cierre de ductos radica en las propiedades del fluido que se transporta. En el caso del hidrocarburo pesado este problema adquiere grandes magnitudes pues es afectado de manera considerable por la temperatura; generalmente en la producción del activo Ku-Maloob-Zaap oscila entre los 60 y 80 °C a condiciones de flujo y la viscosidad es de 400 a 600 cP comparado a mover un aceite de motor. En caso de que el fluido pierda 10 °C en promedio las viscosidades aumenta alcanzando en puntos del ducto magnitudes 1000 a 1300 cP (agua es 1 cP) comparado a mover un fluido como la miel de abeja o un pegamento blanco ambos con demanda de energía grandes para romper la inercia y provocar su movimiento.

Adecuar las instalaciones con equipo de bombeo y compresión, diámetros de tubería, recubrimientos con espesores y materiales adecuados, equipo de tratamiento, etc. Requiere de predecir el efecto límite mas crítico en relación a su operación: paro, arranque, derivación, mezclado, separación de fases, transporte, entre otros. La predicción ha tenido como base la experimentación y el desarrollo de correlaciones que en lo general solo se aplican en condiciones específicas. Actualmente se cuenta con modelos de predicción más rigurosos basados en ecuaciones de conservación de masa, momentum y energía, también construidas en base en prototipos experimentales. Estos son utilizados como una predicción sobre el cierre de ductos (paro) componentes de una red de transporte compuesta por fuentes y sumideros y su consecuencia sobre el arranque del mismo.

Otra situación son los sistemas de seguridad de actuación rápida, conocidos como válvulas de emergencia de cierre súbito y cierre normal. En el primer caso las válvulas pueden cerrarse en un lapso de tiempo de 5 segundos y 15 en el otro. Este sistema se encuentra localizado generalmente en ambos extremos del ducto que transporta el fluido, en el caso de que el sistema que recibe el hidrocarburo opere de manera incorrecta se manda señal hacia las válvulas de las fuentes cerrando ambas al mismo tiempo.

La simulación de los escenarios a través de modelos matemáticos de comportamiento dinámico del flujo de un fluido multifásico se realiza ocupando como principal herramienta OLGA de Scanpower para la predicción de efectuar un paro y un arranque es un sistema de ecuaciones que son resueltas de manera rigurosa para tres campos: Película de líquido, Gas y gotas de líquido dispersas en la fase gaseosa. A cada campo se le aplican 7 ecuaciones: tres de conservación de masa una por cada campo, tres de conservación de momentum una por cada campo y una de conservación de energía considerando a todos los campos en equilibrio térmico y con una transferencia de masa entre uno y otro campo.

Con respecto al arranque entre los efectos más destacables se encuentra el movimiento instantáneo de una gran cantidad de volumen de fluido entrampado en la línea de tal manera que se debe garantizar la llegada a un tanque con tal ritmo de manera que no afecte ni provoque daños a las instalaciones, la potencia requerida de las bombas para el arranque de los ductos para el rompimiento de la inercia del fluido son entre otros factores problemas de interés en un arranque.

Las simulaciones realizadas en este sentido tienen diferentes criterios para visualizar los efectos de un paro y un arranque y sus consecuencias las cuales se describen en el presente trabajo.

1. Descripción del sistema

Los campos se encuentran localizados en aguas territoriales del Golfo de México en la Bahía de Campeche a 105 Km al Noroeste de Ciudad del Carmen, Campeche. Bacab y Lum, igual que Ku-Maloob-Zaap, se encuentran en aguas territoriales del Golfo de México, el campo Bacab se localiza a 107 Km al norte 17" oeste de Ciudad del Carmen, Campeche y el campo Lum a 105 Km al norte 5" oeste de Ciudad del Carmen, Campeche. Los campos Ku, Maloob y Zaap ocupan el segundo lugar en magnitud en cuanto a reservas probadas y probables existentes del País.

La producción proviene de nueve yacimientos, localizados en los niveles geológicos: Calcarenitas del Eoceno Medio(CCE), Brecha Terciario Paleoceno (BTPK), Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK) y Jurásico Superior Oxfordiano (JSO). Los campos producen aceite clasificado como pesado tipo Maya.

La calidad del aceite que se produce en los cuatro campos (Ku. Maloob, Zaap y Bacab) , varía de 12 °API hasta 25 °API,. En la Tabla 1 , se muestra que el aceite de Maloob y Zaap de la Brecha es de 13 °API y el del Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK), tanto del campo Zaap como del campo Ku, es de 25 °API. Así como, el aceite del campo Ku en la Brecha es de 21 °API, con respecto a Bacab la Brecha es de 17 °API y para Lum en Brecha es de 22 ° API y 24 °API en el Jurásico Superior Oxfordiano (JSO).

CAMPO	FORMACION	°API
KU	CALCARENITAS DEL OOCENO MEDIO	16
	BTP-KS-KM-KI	21
	JSK	25
ZAAP	CALCARENITAS DEL OOCENO MEDIO	16
	BTP-KS-KM-KI	13
	JSK	25
MALOOB	BTP-KS-KM-KI	13
	JSK	12
BACAB	BTP-KS-KM-KI	17
LUM	BTP-KS-KM-KI	22
	JSO	24

Tabla 1. *Calidad de crudo de los Campos de Ku, Maloob, Zaap, Bacab y Lum.*

La configuración actual (10 de octubre del 2007) de transporte de hidrocarburo esta representada en la Figura 1 constituida en la filosofía de operación para el manejo de aceite pesado. Por el ducto L-110, se trae 43,726 BPD de aceite ligero de 33

API del campo Abkatun-A, de los cuales se mezclan con el aceite producido por las plataformas de perforación y producción PP-Ku-I, PP-Ku-C, PP-Ku-G y PP-Ku-S la cual suma 184,939 BPD de 21 API. Las corrientes son mezcladas en el fondo del mar a través de interconexión submarina entre los ductos L-110 y L-15. Ambas corrientes están impulsadas por bombas hasta la plataforma E-Ku-A1. La suma de las dos corrientes es de 228,652 BPD de 26 API, la cual esta de paso a través de la plataforma de enlace en E-Ku-A1 sin ser impulsada por equipo dinámico. Después pasa al ducto L-08 el cual esta interconectado con la plataforma de proceso en Zaap-C (PB-Ku-A2), donde la producción de los campos Maloob y Zaap la cual suma 90,306 BPD de 16 API son integrados a la corriente proveniente de E-Ku-A1 a través de la interconexión submarina con el ducto L-08. Por el fondo de la mar continua su recorrido por el ducto L-40 hasta el PLEM del cual por raiser flexibles se integra a la unidad de proceso y almacenamiento flotante (FPSO) con una producción total de 318,277 BPD de 23 API.

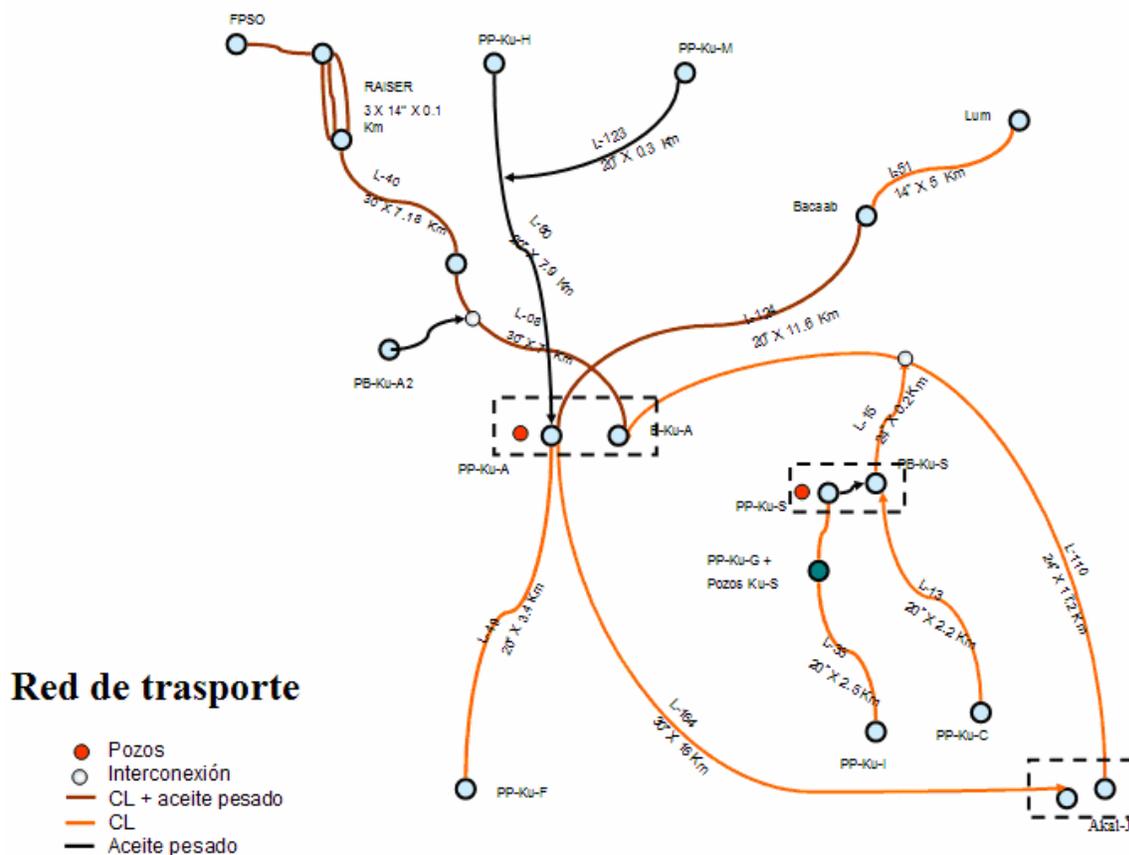


Figura 1. Configuración de la red de transporte Ku-Sur, Maloob y Zaap

De los campos Maloob y Zaap solo se muestra la plataforma de proceso PB-Zaap-C, en la Figura 1. Las plataformas productoras de este campo envían su Producción a PB-Zaap-C para ser mezclado con el aceite proveniente del Bloque Ku. En resumen de las aportaciones de cada plataforma y de los activos se muestra en la siguiente tabla

Producción		
Plataformas		Dato Base
Akal J (Ligero)		43726
	Ku-I	49029
	Ku-G	25914
	Ku-S	69691
	Ku-C	48595
PB-Ku-S		184939
	Zaap C	54954
	Zaap B	6856
	Maloob A	6906
	Maloob B	20857
PB-Zaap-C		90309
	Zaap A	23310
	Zaap D	44796
FPSO		65980
Gran Total FPSO		384954

Tabla 2. Distribución de la producción hacia el FPSO.

Las plataformas PP-Ku-H (27,870 BPD), PP-Ku-M (64,395 BPD), PP-Ku-A (70,503 BPD), PP-Ku-F (87,076 BPD), Bacaab (2019 BPD) y Lum (7,227 BPD) su producción de aceite es enviada hacia la plataforma de proceso PP-Ku-A y de este punto se traslada hacia Akal-J por el ducto L-164 para su distribución en cayo arca o dos bocas. Las distribuciones de la producción de esta parte del complejo AIKMZ esta resumidas en la siguiente Tabla 3

Producción			
Plataformas		Dato Base	
E-Ku-A	Ku-F	87076	
	Ku-A	78503	
			160956
	Lum	7227	
	Bacaab	2019	
	Ku-H	27870	
PP-Ku-A	KuM	64395	
			106002
Gran Total AKAL J (L-164)		266958	

Tabla 3. Distribución de la producción hacia Akal-J por L-164.

El transporte de hidrocarburo describe circuitos, redes compuestas por complejos de manejo del hidrocarburo conocidos como baterías.

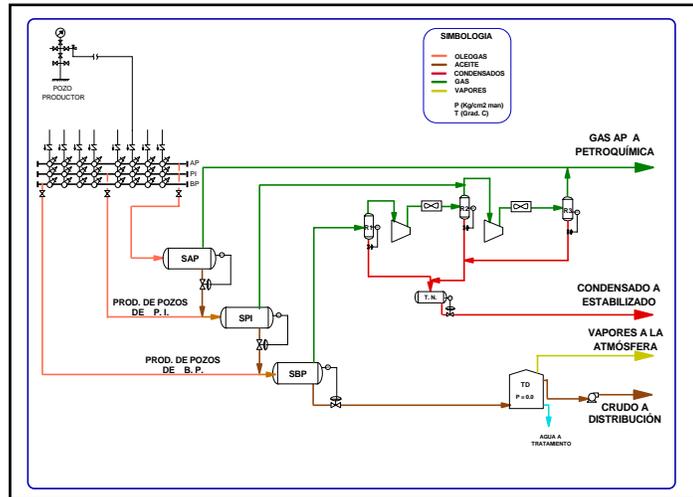
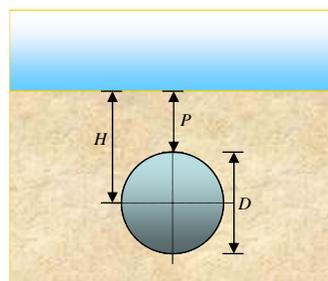


Figura 2. Esquemas de una batería

La construcción del modelo de simulación para predecir los efectos de un paro y arranque en la red de transporte de hidrocarburo se basa en la descripción de la geometría de los ductos, las paredes que la constituyen como: acero, pintura anticorrosivo, cemento (lastre), polímero y en el caso de ir enterrado, se calcula el espesor equivalente a una pared radial con la siguiente expresión:



$$H = P + \frac{1}{2}D$$

$$E = D \left[\left(\frac{2H}{D} \right) + \sqrt{\left(\frac{2H}{D} \right)^2 - 1} \right]$$

$$t_{\text{equiv}} = \frac{1}{2}(E - D)$$

Figura 3. Calculo de un espesor radial equivalente

El perfil se obtiene de levantamientos topográficos realizados en el momento de su instalación a través de coordenadas marítimas. Como ejemplo la construcción del ducto L-110 a partir del levantamiento se muestra en la siguiente figura:

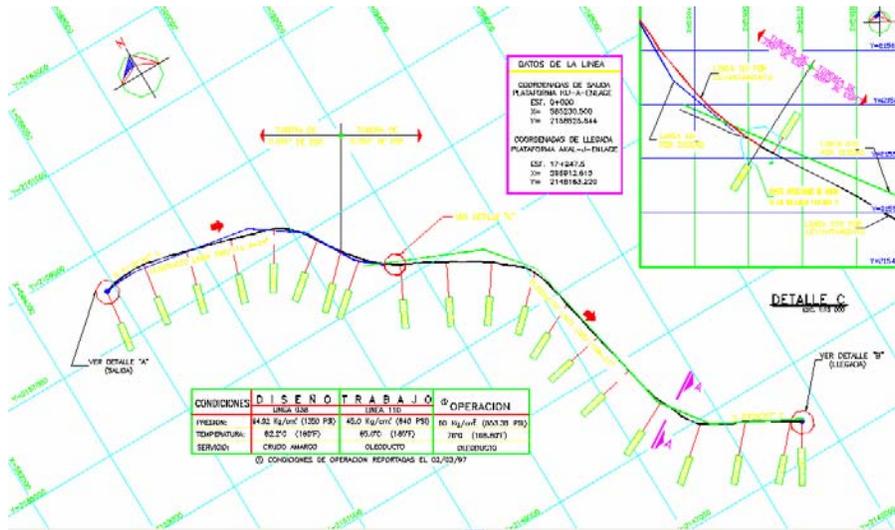


Figura 4. Vista de planta del tendido del ducto L-110

La Figura 4 presenta un levantamiento de planta del tendido de la L-110, y su posición relativa con respecto a las plataformas de origen y destino. Este arreglo de la tubería es de poca utilidad para la simulación transitoria, pues el efecto predominante del comportamiento del flujo está regido por el gradiente gravitacional y no por las curvas que la tubería en el plano horizontal pueda tener. En cambio el perfil con respecto al gradiente gravitacional como se ilustra en la siguiente figura es de mayor utilidad para la simulación transitoria y estacionaria.

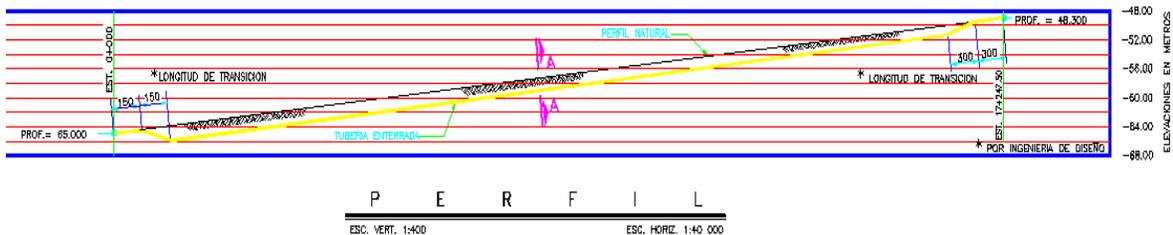


Figura 5. Vista frontal (plano vertical) del tendido del ducto L-110

La Figura 5 indica la elevación con respecto al suelo marino, y si esta va enterrada o no. En el caso del ducto L-110 la dirección del flujo favorece el ahorro de energía pues ésta está en un gradiente gravitacional positivo, es decir, su pendiente está río abajo del punto de destino Akal-J.

Con la ayuda de los levantamientos en campos se puede construir el perfil en coordenadas (x,y) para después realizar una discretización del ducto y su conformación de paredes del mismo. El ducto L-110 esta interconectado con el ducto L-15 proveniente de PP-KU-S en el fondo del mar, y con la llegada en la plataforma de enlace E-KU-A1 como se ilustra en la siguiente figura:

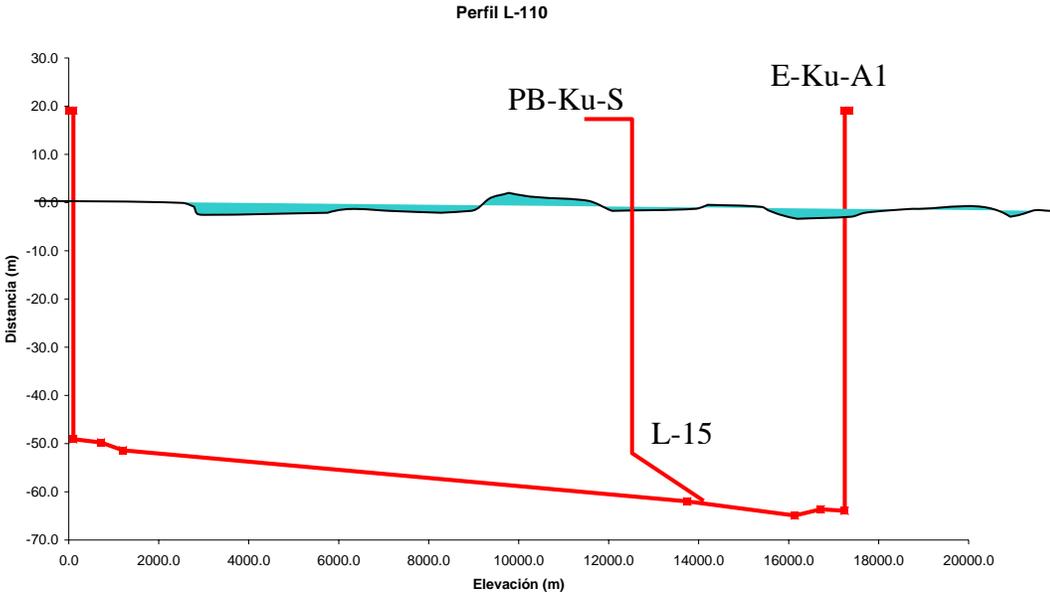


Figura 6. Perfil del ducto L-110 con L-15

Los materiales que constituyen las paredes de un ducto están conformados por tres de sus principales características: conductividad térmica, densidad y la capacidad calorífica.

Material	Densidad	Conductividad	Capacidad Calorífica
Acero	7850 kg/m ³	45 W/m-K	500 J/kg-C
Arena	2240 kg/m ³	2.51 W/m-K	1260 J/kg-C
Arena Fondo	1700.213 kg/m ³	2.3 W/m-C	1256.022 J/kg-C
Pintura Aislante	900 kg/m ³	0.3 W/m-K	1900 J/kg-C
Thermoflo	805 kg/m ³	0.17 W/m-K	1710 J/kg-K
FBE	900 kg/m ³	0.22 W/m-K	2000 J/kg-K
Cemento-2	2643 kg/m ³	3.7 W/M-K	419 J/kg-C
Cemento-3	2643 kg/m ³	5 W/m-K	419 J/kg-C
Tubería Flexible	4494 kg/m ³	0.54 W/M-C	628 J/kg-C

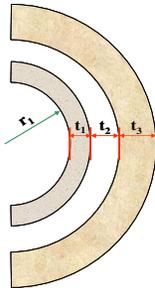


Tabla 4. Materiales de uso corriente en la construcción de ductos.

En el caso del ducto L-110 la conformación de las paredes quedó de la siguiente manera: La parte del tubo enterrado por arena del fondo del mar, la que no está enterrada pero utiliza cemento como lastre, la parte que está en la superficie y recubierta por pintura anticorrosiva y la configuración de tubería bajante y ascendente (RAISER) constituido por FBE y cemento.

Etiqueta	Material	Espesor de pared
Tubo Enterrado 24_L-110	Acero	0.688 in
	Cemento	2.5 in
	Arena Fondo	40 in
Tubo Lastre 24_L-110	Acero	0.625 in
	Cemento	2 in
Tubo Pintura 24_L110	Acero	0.688 in
	PinturaAislante	0.15 in
L-110-24-688-R	Acero	0.688 in
	FBE	1.5 in
	Cemento	1.5 in

Tabla 5. Pared del ducto L-110.

La ecuación de conservación de momentum a través de un ducto está constituida por tres componentes principalmente, por la aceleración del fluido, elevación y fricción. Estos tres componentes expresan la diferencia de presión que existe entre la salida y la llegada en un ducto.

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_T = \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{ac} + \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_e + \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_f$$

A esta diferencia de presión corresponde un flujo de líquido de acuerdo a la capacidad de transporte del ducto. Tomar en cuenta cada uno de los componentes de la ecuación y las propiedades físicas y químicas es importante para determinar la objetividad de la simulación. Las variables fundamentales son la presión, temperatura y gasto másico o volumétrico.

Las presiones reportadas son por lo general manométricas, razón por la cual se agrega la presión atmosférica para el manejo de presiones absolutas. La temperatura ambiente se reporta en un promedio de 25 °C en contacto con la atmósfera y en el mar es de 16 °C con un coeficiente de transferencia de calor

conectivo en la atmósfera de $10 \text{ W/m}^2 \text{ } ^\circ\text{C}$ y en el mar de $1,000 \text{ W/m}^2 \text{ } ^\circ\text{C}$, y los gradientes son considerados de manera lineal tal como se ilustra en la Figura 7.

Tanto la presión atmosférica como las temperaturas del medio circundante son condiciones de frontera en el sistema.

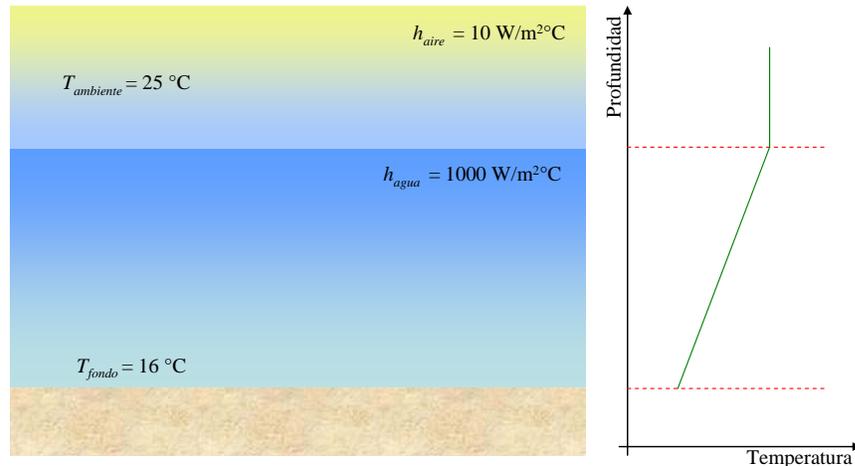


Figura 7. Condiciones de frontera transferencia de calor

La reproducción del paro en la red se ocasiona por el cierre de válvulas, las cuales generalmente están operadas por un sistema hidráulico o neumático automatizado de acuerdo a las condiciones de operación establecidas. Generalmente estas obedecen a criterios de control de flujo bache uno de los mas inestables del flujo multifasico, el control del gasto volumétrico de llegada al separador, derivaciones hacia separadores de prueba, etc.

Las válvulas de paro por emergencia y paro súbito de emergencia son dos condiciones especiales en caso de producirse un evento inesperado en el sistema de transpone que se considere de alto riesgo.

Son casos diferentes que debe ser simulado bajo premisas muy especiales de simulación pues el fenómeno se da en un periodo de tiempo del orden de mili segundos, es decir, un fenómeno transitorio rápido. La construcción y los criterios para este escenario son de un carácter especial y será tema de otro tipo de simulación.

En este trabajo se aborda la simulación de un paro con cierre de válvulas en 5 minutos en cada uno de los extremos del sistema de ductos que conforma la red.

De manera esquemática se ilustra la forma en que es construida la red en la Figura 8, se resalta la fuente de masa, los ductos que sales de una plataforma

llegan a otra que solo sirve de enlace hasta su destino final, una plataforma de proceso o almacenamiento según la etapa de tratamiento del aceite.

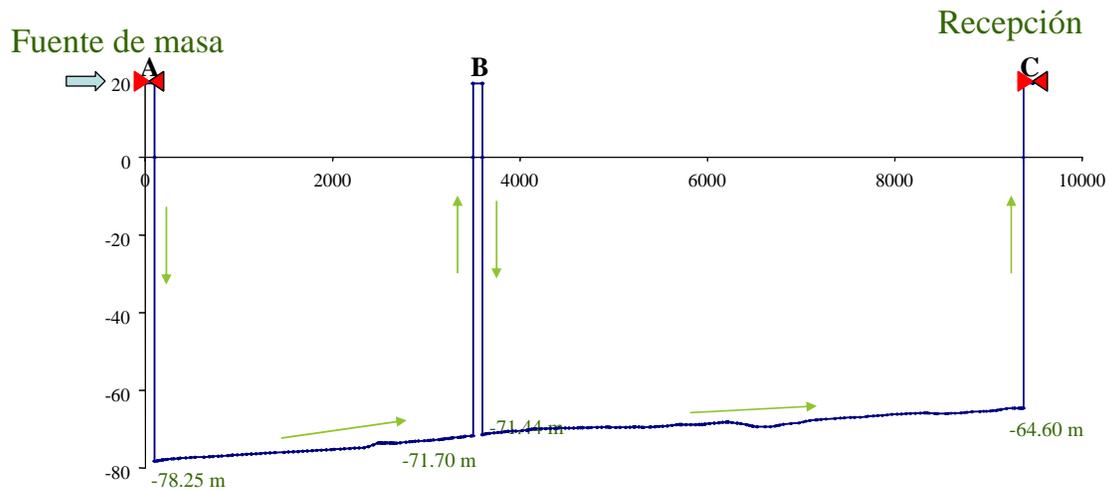


Figura 8. Esquema de un sistema de transporte

La secuencia de paro tiene varias configuraciones. Tomando como referencia la Figura 8, en la plataforma de enlace se colocan válvulas para aislar el ducto con origen en la plataforma A y destino en B, para conectar a otro ducto al otro extremo de la red, entre otro tipo de variaciones.

En el presente trabajo se ilustra solo los ductos que transportan la producción a la fecha del 10 de Octubre de 2007 y son estos los ductos sujetos al cierre.

Posterior al paro le sigue un arranque, es decir la energía necesaria para romper la inercia del fluido el cual esta afectado por la caída de temperatura y tiene un afecto directo en el incremento de la viscosidad, propiedad directamente relacionada con la energía requerida para romper la inercia y acelerar el fluido.

2. Metodología de la simulación

A manera de explicar la metodología empleada en la optimización del sistema de transporte en el AIKMZ, se toma como referencia la red presentada en la Figura 9. A grandes rasgos el procedimiento comienza con la obtención del sistema en un estado de comportamiento “normal” con respecto al tiempo conocido como estado estacionario. En este los parámetros de producción no cambian en un tiempo lo bastante largo como para considerarlo estable. Los parámetros de ajuste son Presión (Kg/cm^2), Temperatura ($^{\circ}\text{C}$), Gasto de aceite (BPD) y Gasto de gas (MMscf/d). Una vez que se logra reproducir las condiciones de operación del sistema, se procede a generar cambios en las condiciones de operación del flujo dados por cierres o aperturas de válvulas, la colocación de equipo de proceso: bombas, compresores, derivación de flujos, etc.

Predecir los efectos de provocar un cambio es el objetivo central del presente trabajo y su carácter transitorio. Entre los principales cambios se encuentra el cerrar las válvulas para simular un paro y el de arrancar las líneas en diferentes intervalos de tiempo una vez que el fluido estuvo detenido por un tiempo definido.

La red descrita por las fuentes Akal-J con envío de aceite ligero de Abkatum-A para mezclarse con el aceite producido en las plataformas PP-Ku-G, PP-Ku-I, PP-Ku-S y PP-Ku-C enviados a través del ducto L-15 por el sistema de bombeo localizado en la plataforma PP-Ku-S, hasta la interconexión con el ducto L-08 en el fondo del mar este continua su recorrido por el ducto L-40 hasta el raiser flexible y por ultimo terminar en la unidad de procesamiento y almacenamiento flotante FPSO.

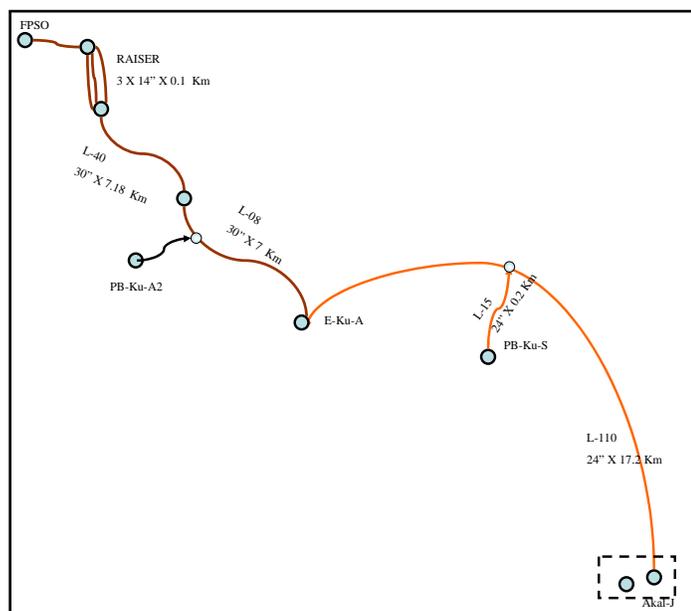


Figura 9. Esquema del sistema de transporte hacia el FPSO

Las condiciones de operación de cada uno de los ductos que salen o entran de una plataforma que conforma la red se presenta en las siguientes tablas:

Akai J			PB-Ku-S		
P Sal		Kg/cm2	P Sal	27	Kg/cm2
T Sal	30	C	T Sal	74	C
Qo	43726	STB/d	Qo	186232	STB/d
Qg	0	MMscfd	Qg	108.9	MMscfd
Qbn	0	MMscfd	Qbn	0	MMscfd
Qform	0	MMscfd	Qform	0	MMscfd
RGA	0	m3/m3	RGA	104	m3/m3
		scf/STB		584.8	scf/STB
API	33		API	21.5	

PB-Zaap-C			FPSO		
P Sal	11	Kg/cm2	P Sal	4.4	Kg/cm2
T Sal	49	C	T Sal	48	C
Qo	90743	STB/d	Qo	325079	STB/d
Qg	84.7	MMscfd	Qg	0	MMscfd
Qbn	0	MMscfd	Qbn	0	MMscfd
Qform	0	MMscfd	Qform	0	MMscfd
RGA	166	m3/m3	RGA	0	m3/m3
	933.4	scf/STB		0	scf/STB
API	15.3		API	24	

Tabla 6. Condición de salida, red hacia FPSO.

Los datos son recopilados de tres principales fuentes de información: “Reportes diarios de baterías”, “Condición de operación de pozos” y “Producción base”, “Reporte diario de baterías PB-Zaap-C” “Reporte FPSO y auxiliares los cuales se reproducen en el ANEXO A.

Las condiciones de operación de los otros sistemas de transporte están reflejadas de igual forma en los reportes antes mencionados.

La información requerida para la simulación esta resumida en la siguiente tabla compuesta de la presión de salida y la de llegada así como los orígenes y destinos, diámetros y distancias de los principales ductos que integran la red general.

PLATAFORMA	CONDICIONES DE SALIDA		UBICACIÓN Y CONDICIONES DE LLEGADA			DIÁMETRO DE OLEOGASOD pg	LONGITUD km	TAG		
	PRESIÓN Kg/cm ²	TEMP. ° C	PLATAFORMA/ CENTRO DE PROCESO	TEMP ° C	PRESIÓN Kg/cm ²					
PB -Zaap-C	11	49	FPSO	49.2	5.45	30	0.5	Cubierta		
PP-Ku-S	15	67				3X14	0.1	40	7.18	Raiser
						30	7	30	0.2	L-40
						24	17.2	30	0.2	L-08
Ak-J	15.5	30						L-15		
								L-110		
PP-KU-H	6.5	62	E-KU-A	57	3.9	20	7.9	L80		
PP-KU-M	6.8	64				20	0.3			L-123
Lum	15.5	68	E-KU-A	29	4	14	5	L-51		
Bacaab	11.6	46				20	11.6			L-124
PP-KU-G	9	79	PP-Ku-S	79	7.2	20	0.1	PUENTE		
PP-KU-I	12	79				24	2.5			L-35
PP-KU-S	8.4	79				20	0.1			PUENTE
PP-KU-F	6.6	84	PP-KU-A	67	5.2	20	3.4	L-49		
PP-Ku-A	6.1	81				20	0.1			PUENTE
PP-KU-C	6.3	79	PB-KU-S	73	3.2	20	2.2	L-13		
PP-KU-A	40.7	66	Akal-J	57.5	35.5	30	16	L-164		

Tabla 7. Resumen de condición de salida y llegada, diámetros y longitud de los principales ductos. (10/Octubre/2007)

Para el ajuste de una red se toman las siguientes consideraciones:

1. Los perfiles de las tuberías están reproducidos íntegramente de acuerdo a planos proporcionados por el personal del AIKMZ.
2. Presión y temperatura en la salida y llegada de cabezal principal de recepción a primera o segunda etapa según corresponda el caso.
3. El nodo de llegada establece la frontera principal del sistema y la condición esencial.

En algunas ocasiones los datos puede ser confusos y no corresponder a lo que esta ocurriendo realmente y en otros francamente falta algún dispositivo en la simulación que permita el ajuste. Este fue el caso para ajustar la presión y temperatura a la salida del ducto L-15. El reporte de la Tabla 39 (Anexo A) indica una presión de 27 Kg/cm² y una temperatura de 74 °C y lo calculado por OLGA es una presión de 15 Kg/cm² y una temperatura de 68 °C.

La temperatura de separación en la segunda etapa reportada en PB-Ku-S Tabla 24 (Anexo A) es de 68 °C correspondiente al mismo día. Esta temperatura es la ultima a la que se encuentra el fluido antes de partir hacia otro destino. A menos que haya pasado por un proceso de calentamiento el cual no es contemplado

dentro de las instalaciones de proceso o mezclado con otro fluido que se encuentra a mayor temperatura no se puede explicar esta discrepancia.

La presión de salida del ducto L-15 es de 27 Kg/cm² para la fecha 10/Oct/2007 y para este mismo tiempo la presión de salida de PP-Zaap-C es de 11 Kg/cm² el punto más cercano. El perfil del ducto tiene un perfil a favor del campo gravitacional y su distancia es de 7 Km, de tal manera que la diferencia de presión (delta P) sería de 16 Kg/cm² una diferencia muy grande para las condiciones de transporte. Por esta razón la presión de salida no puede ser de 27 Kg/cm² debe ser menor y por tanto estar censurada por un sistema de regulación de presión a menor presión.

Se tiene claro que la presión y temperatura del fluido debe llegar al FPSO a una temperatura de 49 °C y a una presión manométrica de 7.6 y absoluta de 8.6 Kg/cm², y los 27 Kg/cm² reportados en PP-Ku-S alteran esta condición.

KU-S	5	HYD-FLOW	6	6	6	6	8.1	7.3	7.2	61.0	87.0	87.0	3.5
	7	HYD-FLOW	6	6	6	6	7.9	7.1	7.0	54.0	89.0	88.0	3.5
	25	HYD-FLOW	6	6	6	6	7.7	6.9	6.8	57.0	84.0	82.0	3.5
	45D	HYD	3 7/8	3 7/8	4	3	7.7	6.9	6.9	63.0	71.0	70.0	2.4
	49	CAM-WIL	6	6	6	6	7.8	7.0	6.9	49.0	85.0	84.0	3.4
	61D	HYD-FLOW	6	6	6	6	7.6	6.9	6.8	67.0	80.0	80.0	3.4
	69-D	CAMERON	6	6	6	6	8.9	7.3	7.1	57.0	87.0	86.0	3.4
85D	HYD-FLOW	6	6	6	6	7.6	6.9	6.8	53.0	88.0	87.0	3.4	
Presión de B.N. L-8" =			68.9	Kg/cm ²	P. de salida L-15 =		15.0	Kg/cm ²	T. de salida a L-15 =		74.0	°C	26.5
P. de llegada a Ku-C =					P. de salida Gas =		3.1	Kg/cm ²	T. de llegada Ku-C =		67.0	°C	
								Kg/cm ²	T. de salida Gas =			°C	

Figura 10. Reporte de operación de pozos del 11/Nov/2007

En la Figura 10 se indica la presión de salida en el ducto L-15, el cual es de 15 Kg/cm² y una temperatura de 74 °C, a pesar de la diferencia de fechas se ajusta de la manera predicha por el simulador excepto por la temperatura del fluido que para esta fecha es de 69 °C en segunda etapa (Tabla 24 Anexo A).

Con respecto a las otras redes que conforman el sistema de transporte del AIKMZ, se procede de igual manera con respecto a la revisión de información para determinar los principales parámetros de ajuste y conseguir el estado estacionario.

3. Estado estacionario

El principio de un análisis transitorio, se basa en primer lugar en la obtención del sistema en estado estacionario, una representación de las condiciones de operación reproducidas por el simulador a condiciones actuales.

Un primer paso es la construcción de las tablas de propiedades de los fluidos caracterizados en un rango de presión y temperatura de operación del sistema.

Para realizar la caracterización y recombinación de las corrientes utilizando el análisis PVT, se lleva a cabo la siguiente metodología:

1. Validación de datos experimentales obtenidos en el análisis PVT.
2. Establecer la composición del fluido y dividirla en dos corrientes (gas disuelto y fracción pesada Cn+).
3. Realizar la caracterización de la fracción pesada.
4. Realizar la recombinación de corrientes mediante simulación de proceso (*Pro II y/o Hysys*).
5. Criterios de evaluación (Peso Molecular, Bo, RGA, Calidad).

Una vez obtenida las tablas que caracteriza el comportamiento del fluido a través de un ducto, se construyen los perfiles de cada ducto (materiales, paredes y espesores) así como sus interrelaciones.

La información es importante para el ajuste de los ductos que conforman la red, pues estos no pueden sobrepasar los límites fijados por la frontera de llegada en cada sistema. Razón por la cual se toma como principal parámetro de referencia las llegadas al final de la red. Por ejemplo, el fluido que llega al FPSO es de 49 °C, a una presión manométrica de 4.4 Kg/cm² (presión de separación en la primera etapa) con una calidad de aceite de 24 API y un gasto de aceite de 325,079 BPD.

En la siguiente sección se presenta de manera específica los datos de ajuste en relación con las graficas proporcionadas por el simulador OLGA:

3.1 Red Akal-J al FPSO

La red Akal-J al FPSO tiene una importancia alta. A través de esta se manda gran parte de la producción del campo Ku, para mezclarse con una parte de lo que produce los campos Maloob y Zaap.

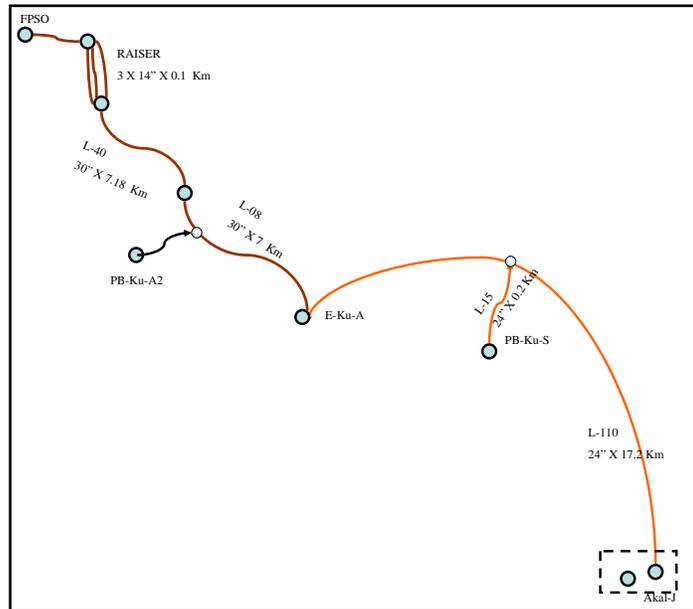


Figura 11. Red Akal-J - FPSO

En la Figura 11 representa la red de transporte desde Akal-J hasta el FPSO y los ductos que lo constituye: L-110, L-15, L-08, L-40, Raiser Flexible y Tubo en cubierta.

Los perfiles de los ductos L-110 y L-15 se representan en la siguiente figura de acuerdo a su construcción:

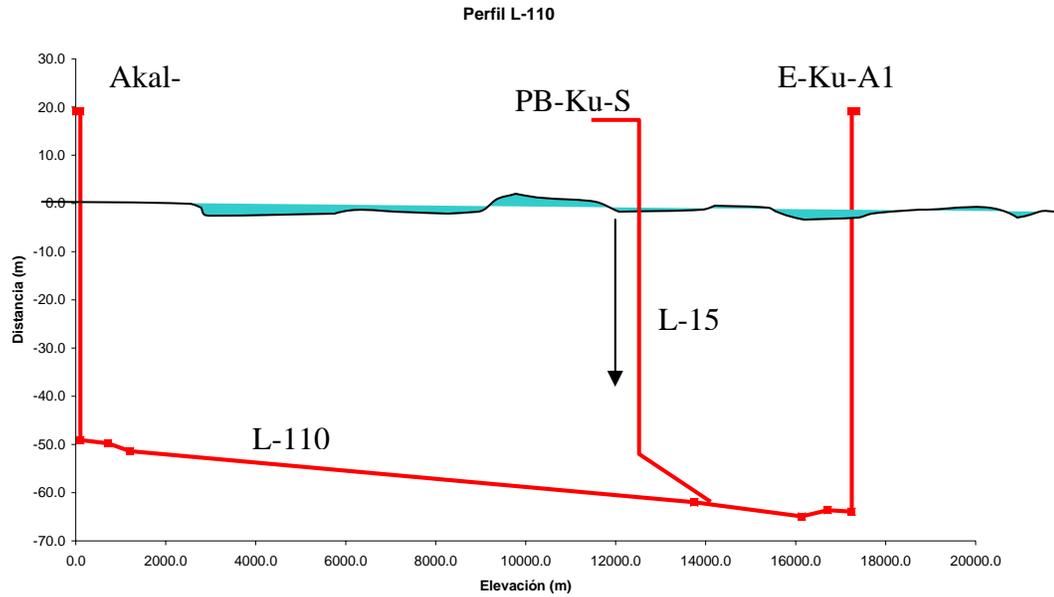


Figura 12. Perfil del ducto L-110 con L-15

En la Figura 13 se muestran los perfiles de presión y temperatura dividiendo el ducto en dos partes: Akal-J hacia la interconexión y de la interconexión hasta E-Ku-A incluyendo el perfil del ducto L-15.

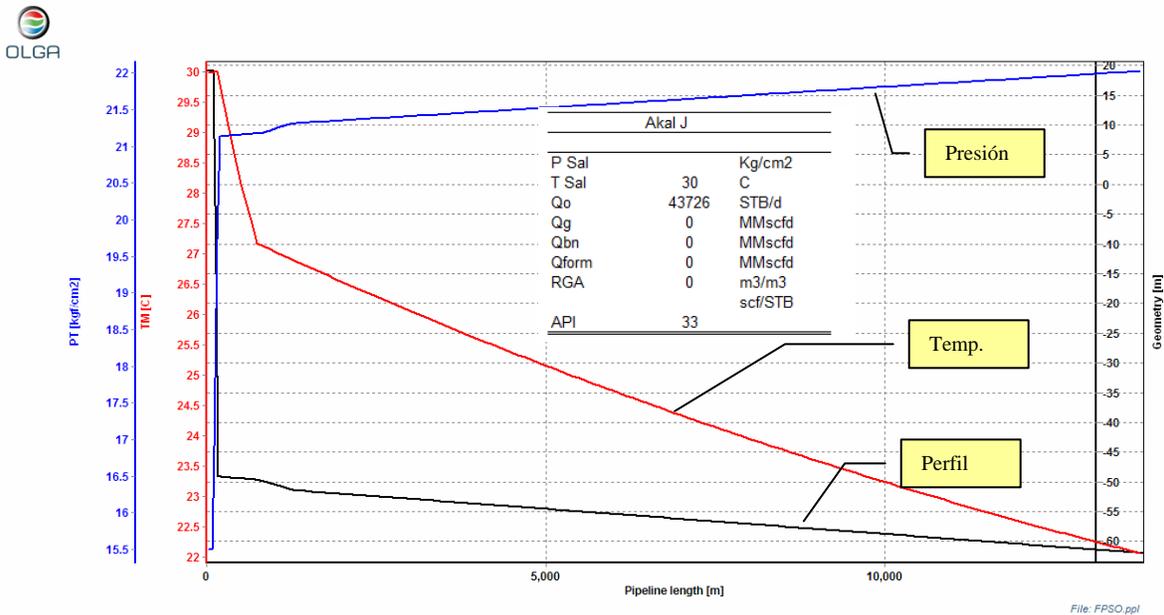


Figura 13. Perfil de presión y temp. L-110 hasta la interconexión con L-15

En la Figura 13 la presión de salida manométrica calculada es de 15.5 Kg/cm² de Akal-J, ganando presión en la bajante hasta ubicarse en la base del raiser con una

presión de 21.3 Kg/cm^2 . A lo largo del ducto sigue ganando energía, en este tramo de tubería se tiene un gradiente de presión de $\Delta P_{L-110} = P_2 - P_1 \therefore 21.89 - 15.5 = 6.39 \text{ Kg/cm}^2$ y el gradiente de temperatura es de $\Delta T_{L-110} = T_2 - T_1 = 30 - 22.3 = 7.7^\circ\text{C}$.

La transferencia de calor adquiere su máxima expresión en la bajante, mientras que en el ducto se ve amortiguada por la capas de material entorno.

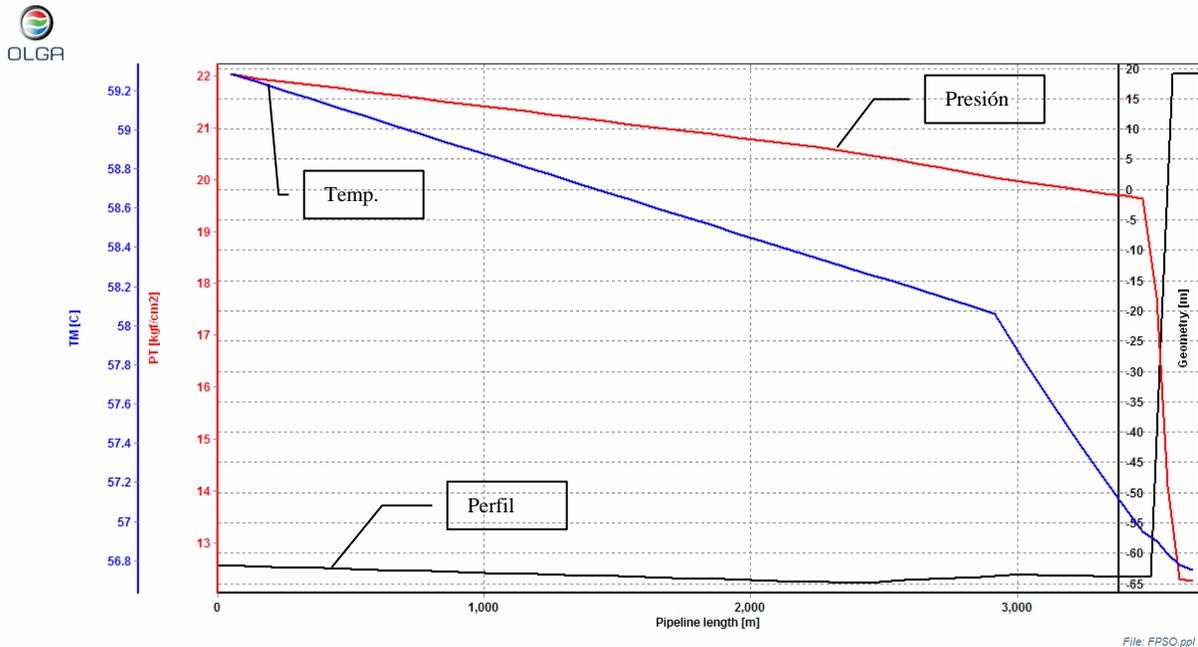


Figura 14. Perfil de presión y temp. L-110 de la interconexión con L-15 hasta E-Ku-A

En la interconexión la presión es de 22 Kg/cm^2 para llegar a una presión en E-Ku-A1 de 12.5 Kg/cm^2 , mientras que la temperatura se incrementa por la mezcla del aceite proveniente del ducto L-15 conectado a la plataforma PP-Ku-S de 68°C con los 22°C antes del mezclado hasta llegar a una temperatura de 56.6°C .

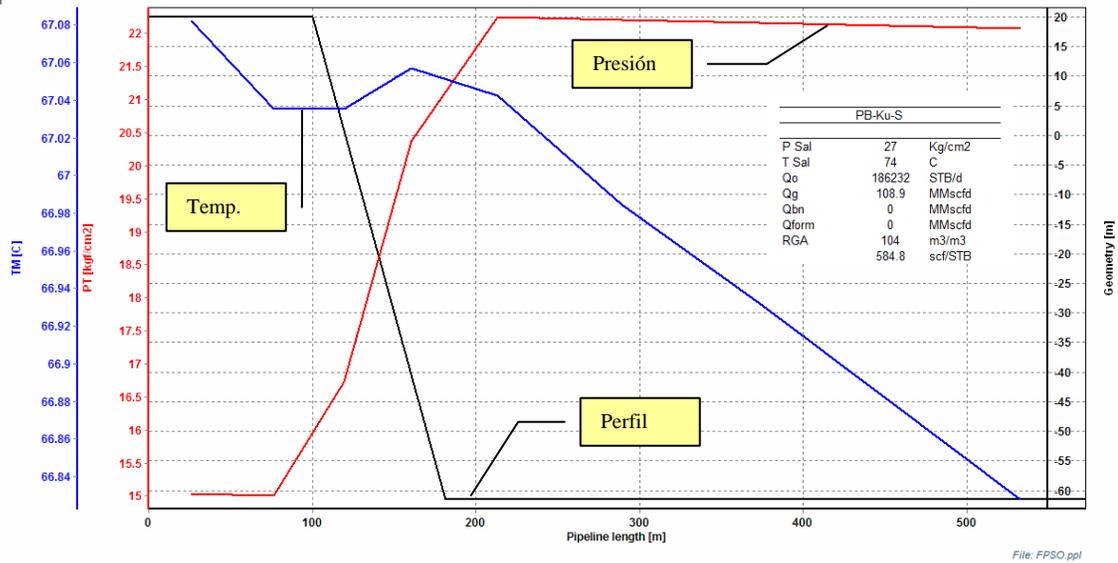


Figura 15. Perfil de presión y temp. L-15 a la interconexión con L-110

En la Figura 15 se muestra el perfil de presión y temperatura del ducto L-15. El incremento de la temperatura del fluido de 22 °C en la interconexión se debe a la temperatura de 68 °C a la salida del fluido por el separador de segunda etapa como se muestra en la Tabla 24 (Anexo A). En la interconexión la temperatura de llegada es de 66.81 °C que al mezclarse con el fluido de 22 °C la temperatura final es de 56.6 °C.

El dato relevante es la presión de salida de la plataforma PP-Ku-S, es menor en 0.5 Kg/cm² a la de salida de Akal-J en la interconexión el comportamiento de la presión se muestra en la siguiente figura:

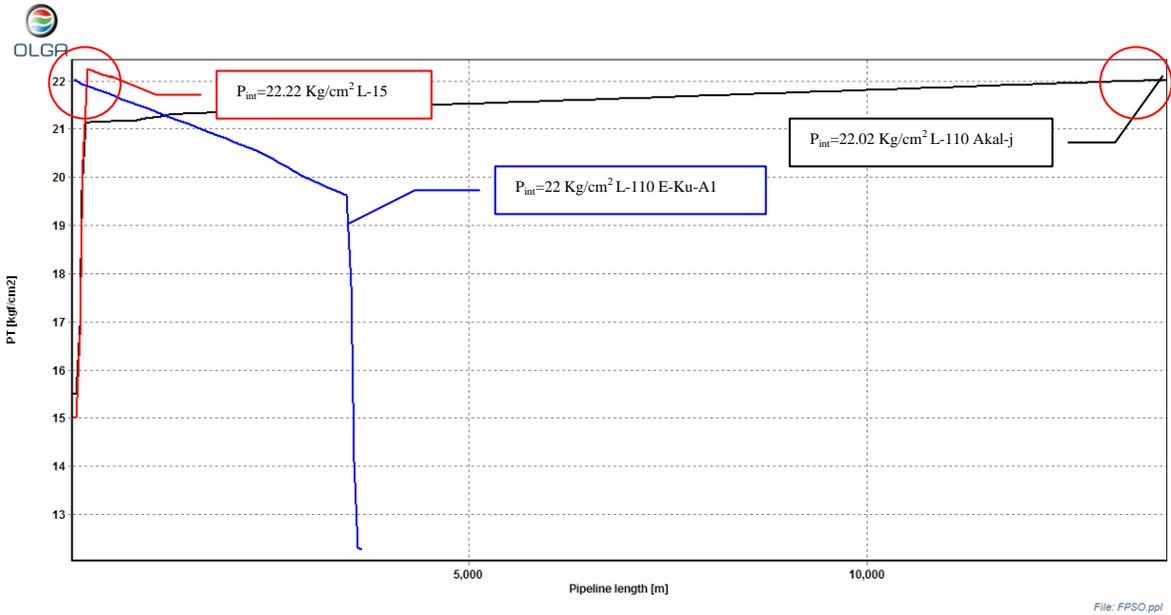


Figura 16. Presión en la interconexión entre L-15 con L-110

En la Figura 16 se aprecia que la presión en el ducto L-15 es mayor por apenas 0.22 Kg/cm² que la presión del ducto L-110, situación que determina un equilibrio en la interconexión.

Con respecto a la red desde E-Ku-A1 hasta el FPSO, la cual se presenta en la siguiente figura:

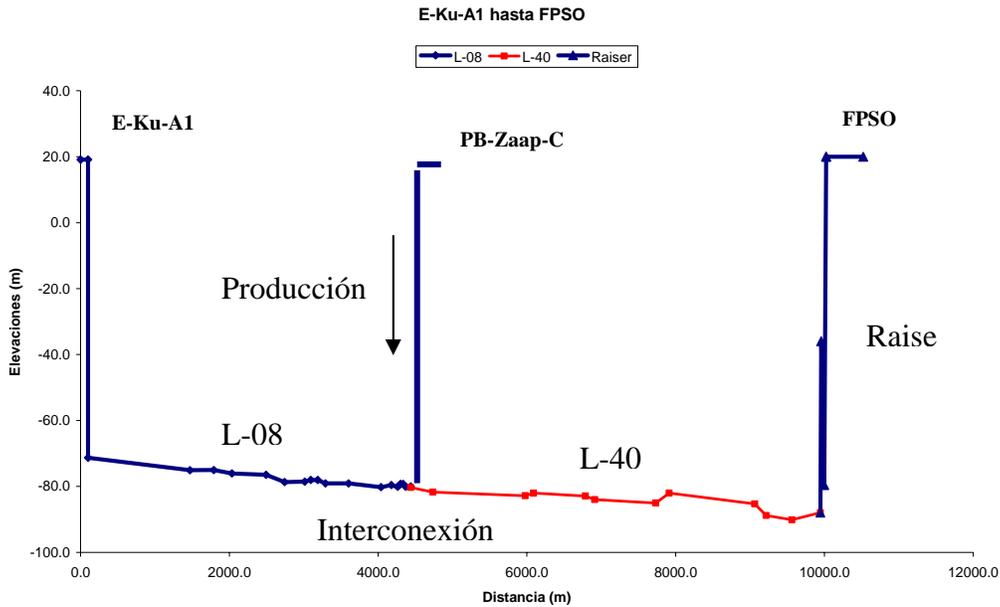


Figura 17. Red desde E-Ku-A1 hasta FPSO

La red esta con formada por los ductos L-08 que va desde E-Ku-A1 hasta la plataforma PB-Zaap-C. La parte ascendente de la L-08 hacia PB-Zaap-C no es utilizada para subir el fluido que vienen de E-Ku-A1 de 21 API, la producción de los campos Maloob y Zaap se mezcla en el fondo de mar a través de la interconexión con el ducto L-08. Continúa el recorrido a través del ducto L-40 por el Raiser hasta el FPSO.

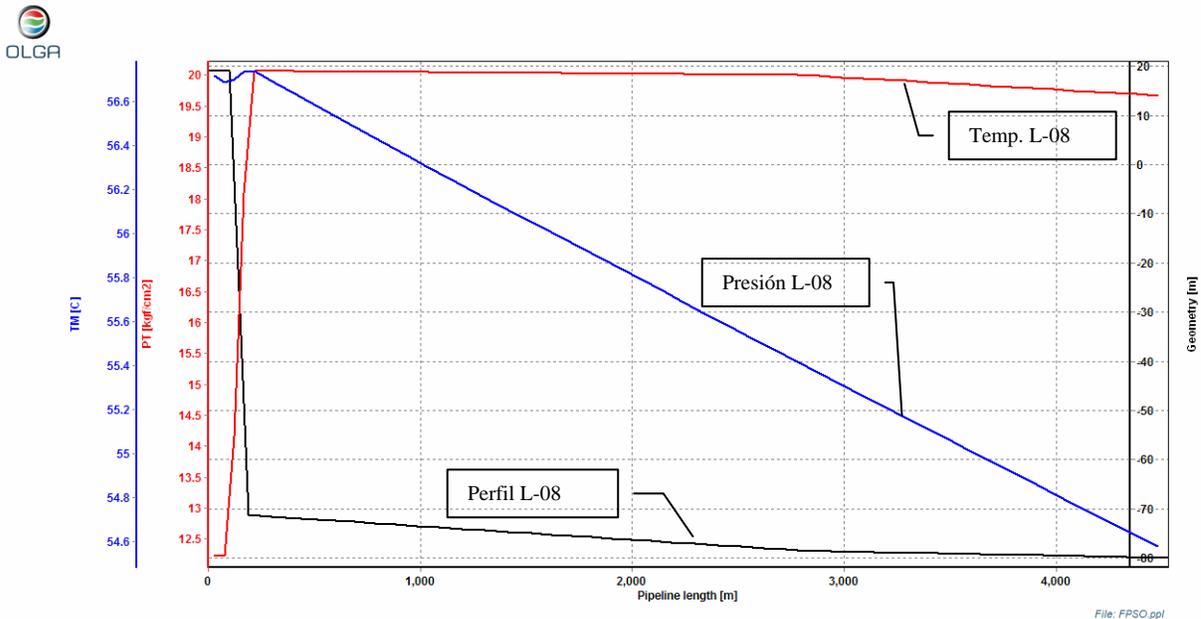


Figura 18. Perfil Presión y Temperatura ducto L-08 con inter Zaap-C

La presión se ubica en 12.3 Kg/cm² a la salida de la línea, de ahí se incrementa hasta los 20 Kg/cm² por la bajante y el perfil presenta la pendiente de acuerdo a su construcción mostrado en la siguiente figura:

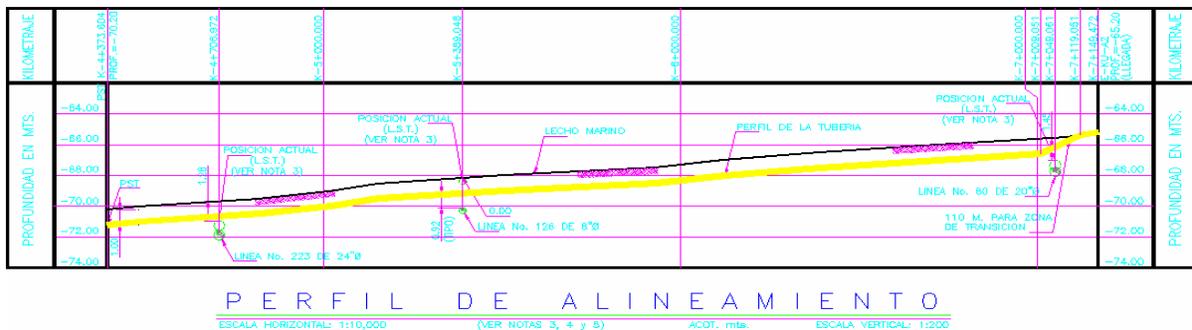


Figura 19. Perfil según diseño ducto L-08 con inter Zaap-C

La tubería se encuentra enterrada como se percibe en la Figura 19 por lo que la temperatura del fluido se ve poco afectada por flujo de calor hacia el medio ambiente.

La interconexión entre la plataforma PB-Zaap-C hasta la línea L-08 consiste en una bajante, interconectada. A través de esta se incorpora la producción de los campos Maloob y Zaap. La presión de salida en el cabezal esta dada en la siguiente figura:

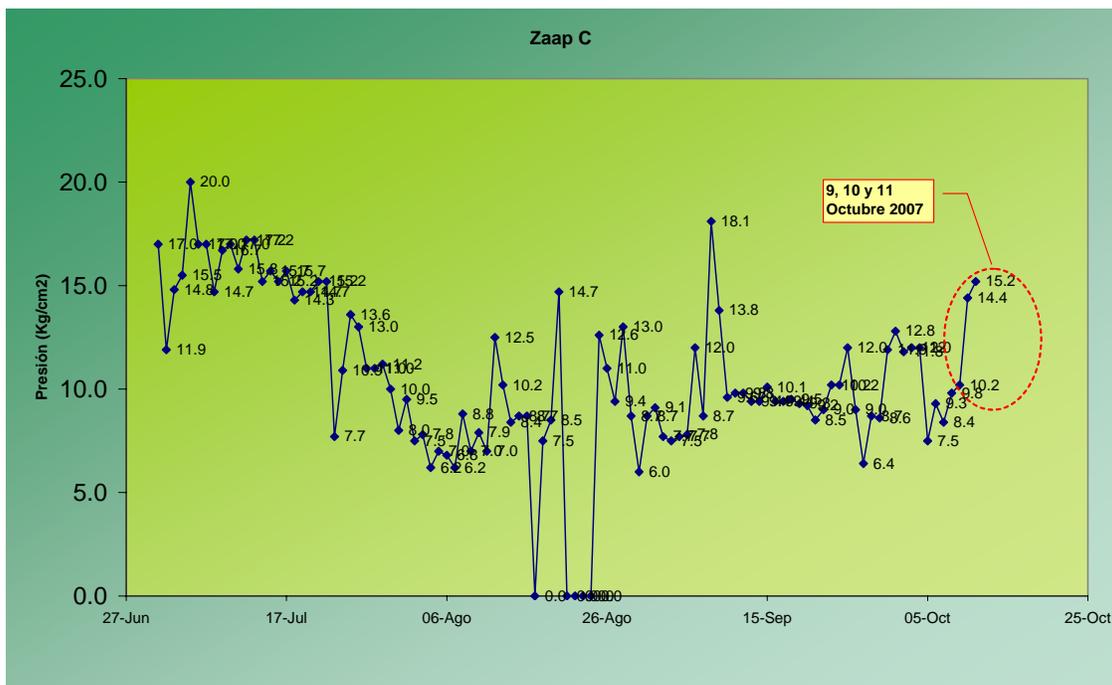


Figura 20. Presión de salida registrada en Zaap-C

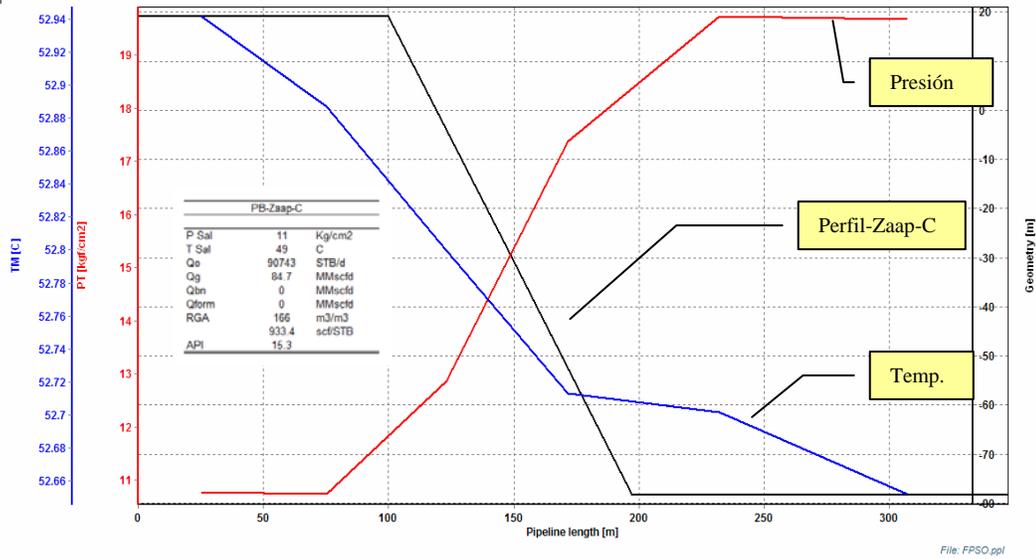


Figura 21. Perfil Presión y Temperatura ducto Zaap-C con inter L-08

La presión y temperatura en el ducto L-40 se representa en la Tabla 44 y Tabla 45 y en la Figura 121. La presión de llegada al FPSO por el ducto L-40 se encuentra ubicada en 8.8 Kg/cm² por lo que la presión a la salida y llegada del ducto L-40 esta ajustada para que llegue a este valor de frontera a la llegada de los Raiser.

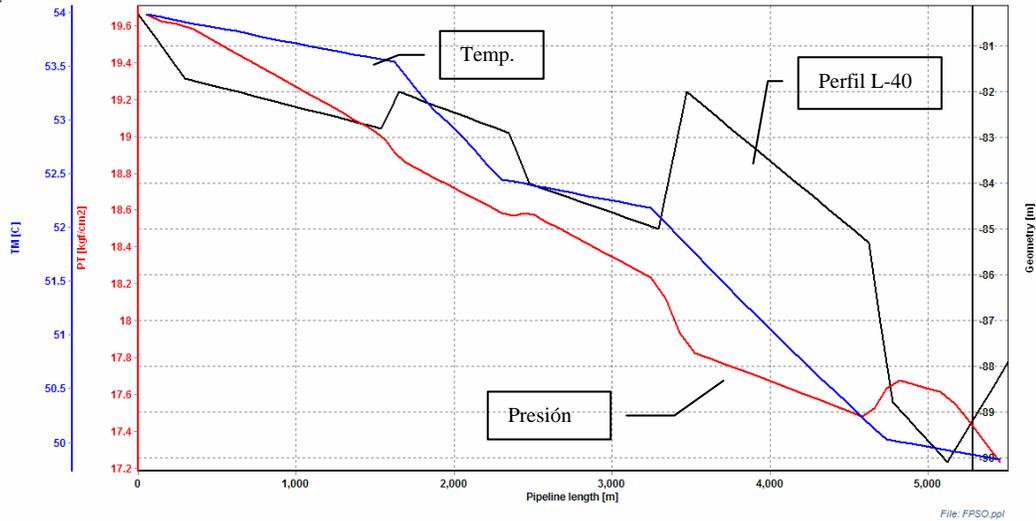


Figura 22. Perfil Presión y Temperatura ducto L-40

La presión a la llegada de los Raiser se ubica en 8.5 Kg/cm² de acuerdo a las Tabla 44 y Tabla 45 y en la Figura 121 presentados en el Anexo A.

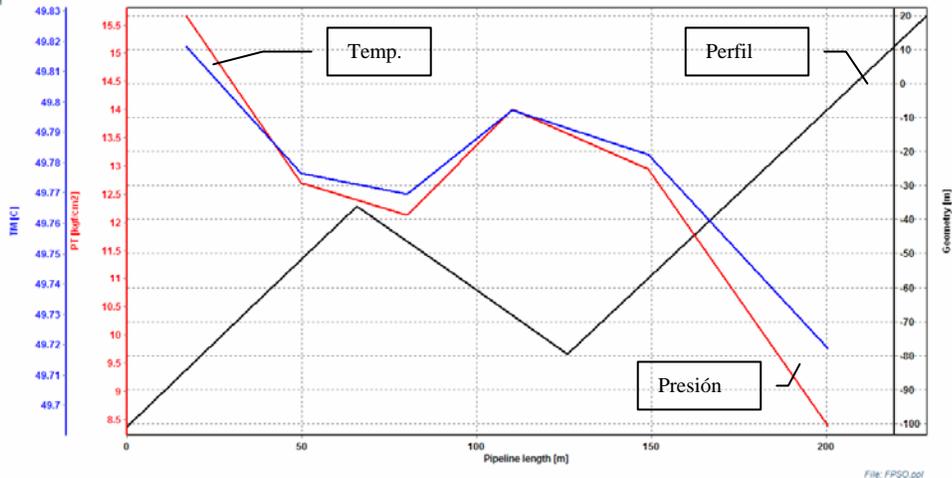


Figura 23. Perfil Presión y Temperatura ducto RAISER

Gradientes de presión				
Ducto		Presión Kg/cm2		
Origen	Destino	Salida	Llegada	Gradiente
Akal-J	Inter-L-15	15.5	21.89	6.39
inter-L-15	E-Ku-A1	22.0	12.3	-9.7
Akal-J	E-Ku-A1	15.5	12.3	-3.2
E-Ku-A1	Intr-Zaap-C	12.2	19.7	7.4
Zaap-C	Inter-L-08	10.8	19.6	8.8
L-40	L-40	19.7	17.3	-2.4
Raiser	Raiser	15.6	8.5	-7.0
Raiser	Raiser	15.6	8.5	-7.0
Raiser	Raiser	15.6	8.5	-7.0
FPSO	FPSO	5.8	5.6	-0.2
E-Ku-A1	FPSO	12.2	5.6	-6.6

Gradientes de temperatura				
Ducto		Temperatura °C		
Origen	Destino	Salida	Llegada	Gradiente
Akal-J	Inter-L-15	30	22.3	-7.7
Inter-L-15	E-Ku-A1	59.3	56.8	-2.5
Akal-J	E-Ku-A1	30	56.8	26.8
E-Ku-A1	Inter-Zaap-C	56.7	54.6	-2.1
Zaap-C	Inter-L-08	52.5	52.6	0.1
L-40	L-40	54.0	49.9	-4.2
Raiser	Raiser	49.8	49.7	-0.1
Raiser	Raiser	49.8	49.7	-0.1
Raiser	Raiser	49.8	49.7	-0.1
FPSO	FPSO	49.7	49.6	0.0
E-Ku-A1	FPSO	56.7	49.6	-7.1

Tabla 8. Resumen Presión y Temperatura Akal-J hasta FPSO

La Tabla 8 resume las presiones y temperaturas de salida y llegada de cada uno de los ductos que conforman la red de transporte desde Akal-J hasta FPSO.

Gradientes de presión Total				
Ducto		Presión Kg/cm ²		
Origen	Destino	Salida	llegada	Gradiente
Aka-J	E-Ku-A1	15.5	12.3	-3.2
E-Ku-A	FPSO	12.2	5.6	-6.6
TOTAL				-9.9

Gradientes de Temperatura Total				
Ducto		Presión Kg/cm ²		
Origen	Destino	Salida	llegada	Gradiente
Aka-J	E-Ku-A1	30	56.8	26.8
E-Ku-A	FPSO	56.9	59.6	2.7
TOTAL				29.5

Tabla 9. *Gradiente total de presión y temperatura*

Los gradientes totales se presentan en la Tabla 9, donde el transporte desde Akal-J hasta FPSO se pierde un total de 9.9 Kg/cm² y con respecto a la temperatura se ganan 29.5 °C debido principalmente a las fuentes PP-Ku-S y PB-Ku-A2 (Zaap-C) por la temperatura con la que se manda los fluidos.

La presión y temperatura son ajustadas a un determinado gasto de tal manera que se considera constante en el tiempo (24 hrs).

3.2 Red PP-Ku-H, PP-Ku-M hacia PP-Ku-A

La red de transporte de PP-Ku-H y PP-Ku-M hacia PP-Ku-A se compone por dos ductos L-80 y L-123, este último se interconecta en el fondo del mar mezclando la producción. En la siguiente figura se ilustra la forma en que esta conformada la red.

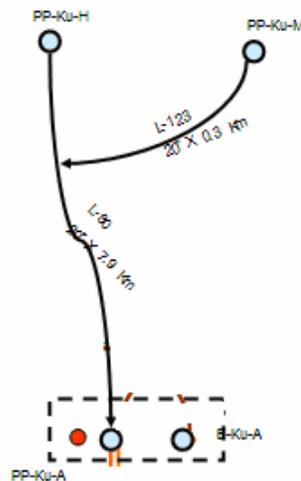


Figura 24. *PP-ku-H y PP-Ku-M*

En la siguiente figura se muestra el perfil de la L-80 junto con el acoplamiento del ducto L-123 proveniente de PP-Ku-M.

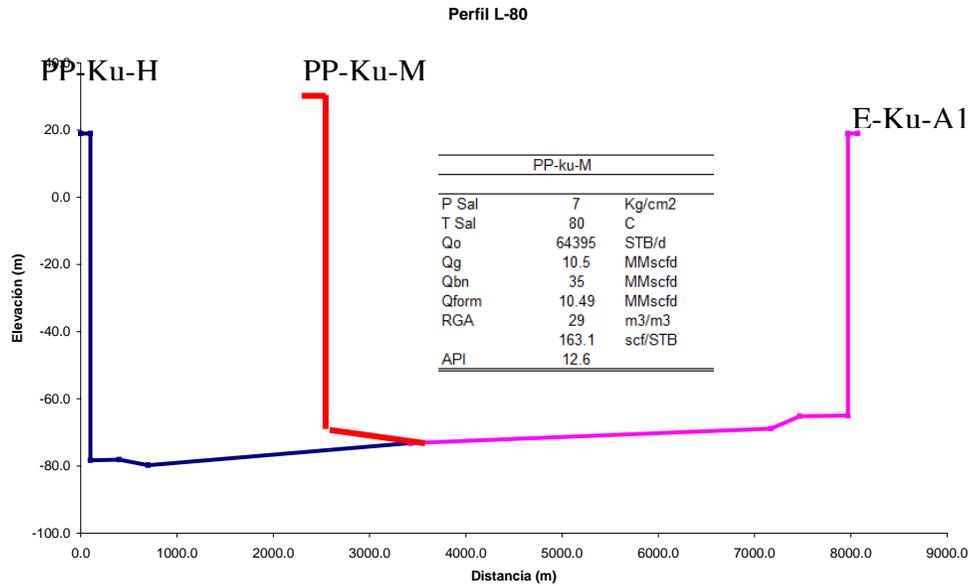


Figura 25. Perfil de *PP-ku-H* por L-80 y *PP-Ku-M* por L-123

La pendiente del perfil esta en contra del gradiente gravitacional de acuerdo a la dirección de flujo, situación que implica un consumo mayor de energía para vencer este gradiente. Además de la alta viscosidad del fluido.

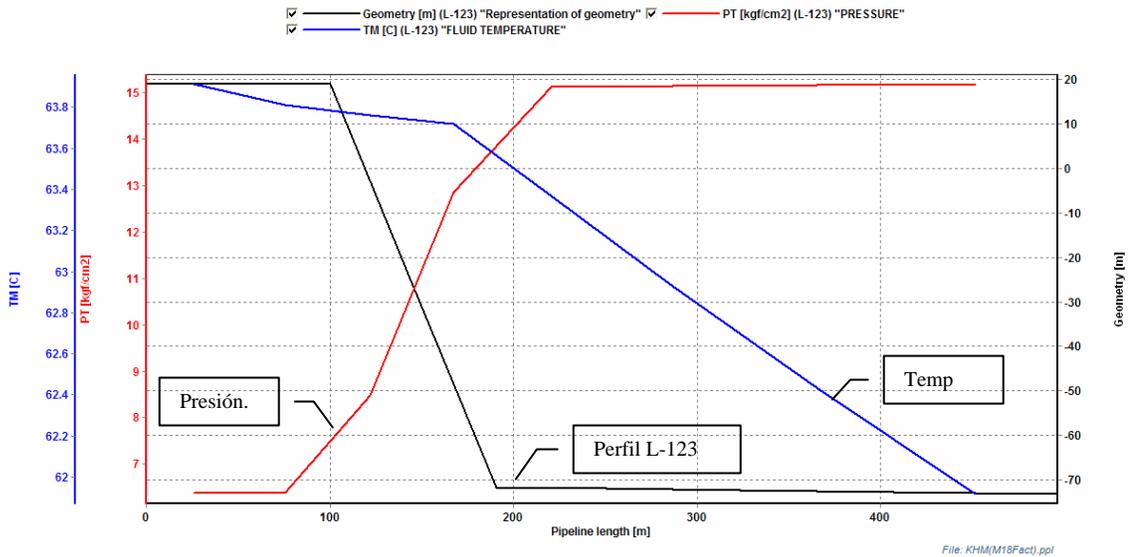


Figura 26. Perfil presión y temperatura en L-123. *PP-Ku-M*

La presión calculada de salida es de 7 Kg/cm² manométricos hasta llegar a los 16 Kg/cm² en la intersección con el ducto L-80. Hasta llegar a los 5.5 Kg/cm² a cabezal de llegada a la plataforma de proceso y producción PP-Ku-A.

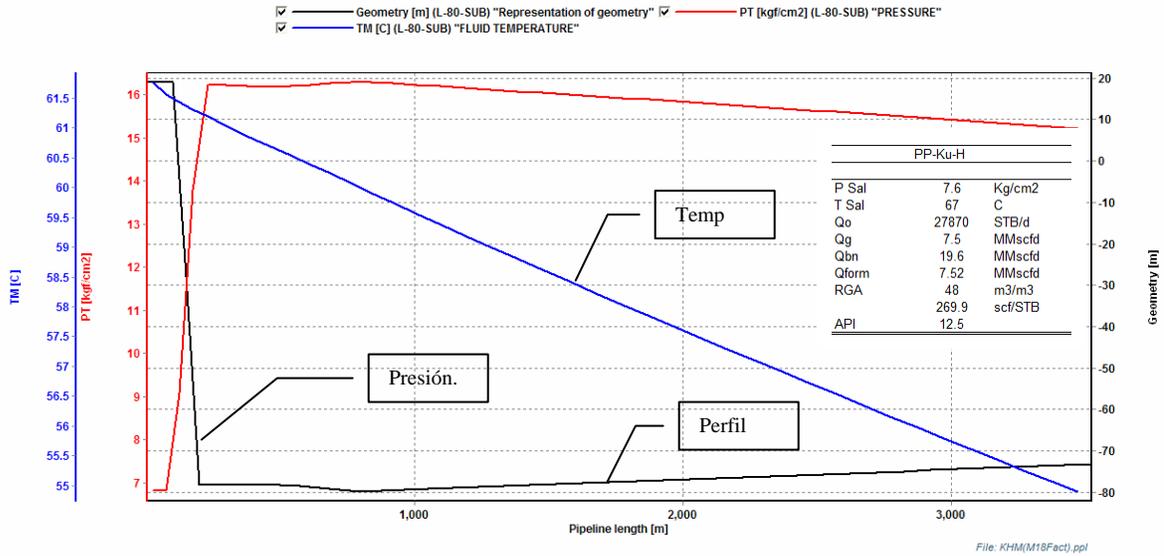


Figura 27. Perfil presión y temperatura en L-80. PP-Ku-H

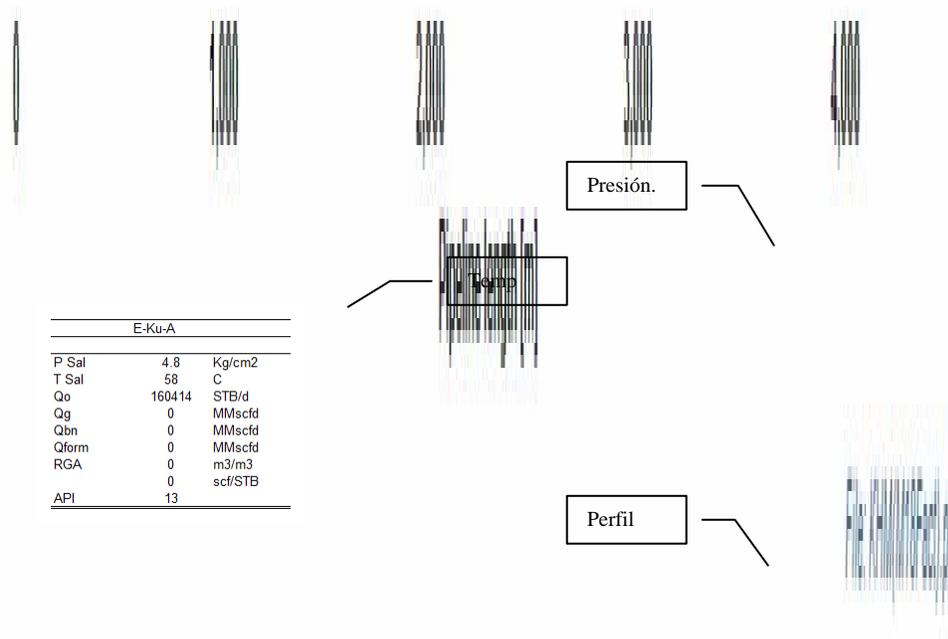


Figura 28. Perfil presión y temperatura en inter-L80 al E-Ku-A1

Gradientes de presión Total				
Ducto		Presión Kg/cm ²		
Origen	Destino	Salida	llegada	Gradiente
PP-Ku-M	Inter-L-80	7.2	16.0	8.9
PP-Ku-H	Inter-L-80	7.8	16.1	8.3
Inter-L-80	E-Ku-A1	16.01	5.05	-11.0
TOTAL				6.2

Gradientes de Temperatura Total				
Ducto		Temperatura °C		
Origen	Destino	Salida	llegada	Gradiente
PP-Ku-M	Inter-L-80	78.81	73.71	-5.1
PP-Ku-H	Inter-L-80	66.8	52.4	-14.4
Inter-L-80	E-Ku-A1	66.11	58.55	-19.5
TOTAL				-38.9

Tabla 10. Resumen Presión y Temperatura PP-Ku-H, PP-Ku-M hasta E-Ku-A1

De acuerdo con la tabla 32 el gradiente de presión requerido es de 6.2 Kg/cm². El resultado es la suma de los gradientes desde la intersección a cada uno de los puntos de origen y destino. Los dos primeros son incrementos debido a los raiser, mientras que el último es un decremento también por el raiser de llegada. En relación con la temperatura el fluido pierde calor para ubicarse en una temperatura a la llegada de 58.55 °C.

3.3 Red Lum, Bacaab hacia PP-Ku-A

La producción de las plataformas Lum y Baccab van a través de dos ductos L-51 que sale de Lum para llegar hasta Bacaab y el ducto L-124 de Bacaab hasta PP-Ku-A. Ambos trabajan a condición de pozos fluyentes por lo que no se cuenta con separación remota, razón de la alta concentración de gas en la tubería y en consecuencia provoca un comportamiento del flujo muy inestable. En la Figura 29 se muestra el esquema.

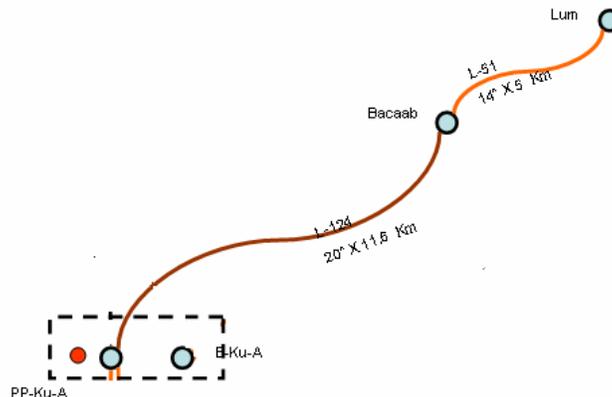


Figura 29. Esquema de la Red de Lum y Bacab por el ducto L-51 y L-124

La configuración del terreno, con respecto al perfil va de mayor elevación a menor como se ilustra en la siguiente figura:

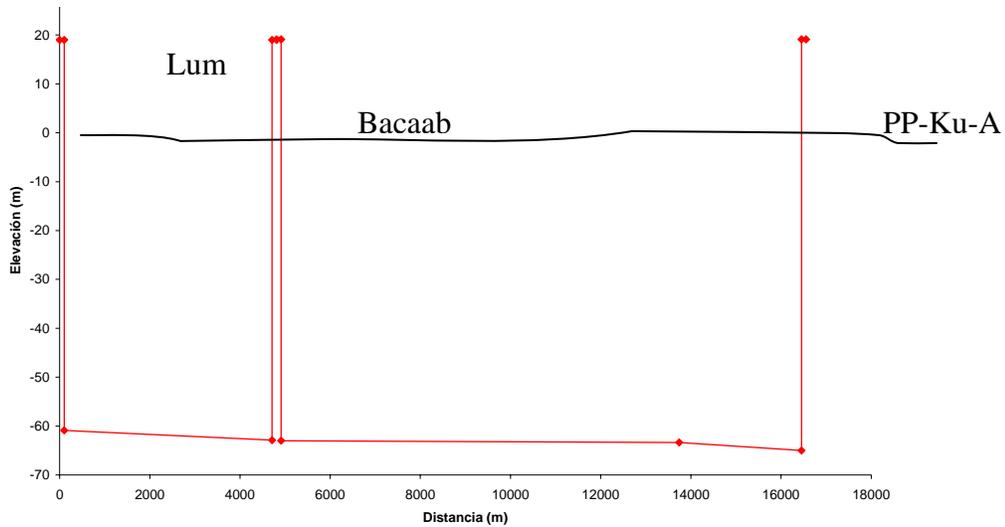


Figura 30. Perfil del ducto L-51 y L-124

Las condiciones de operación de la línea son variables con respecto al tiempo. Esta situación es la causa de llevar un gasto volumétrico de gas junto con líquido, que en conjunto provoca la inestabilidad de la línea. Las condiciones de operación reportadas en un instante de tiempo se presentan en la siguiente tabla:

Bacaab			Lum		
P Sal	11.6	Kg/cm2	P Sal	15.5	Kg/cm2
T Sal	46	C	T Sal	68	C
Qo	2019	STB/d	Qo	7227	STB/d
Qg	567.6	MMscfd	Qg	528.2	MMscfd
Qbn	0	MMscfd	Qbn	0	MMscfd
Qform	0	MMscfd	Qform	0	MMscfd
RGA	0.63	m3/m3	RGA	0.54	m3/m3
	281.1	scf/STB		73.1	scf/STB
API	16.8		API	23.8	

Tabla 11. Presión en Bacaab y Lum en un instante de tiempo

Las magnitudes reportadas se toman como referencia para el ajuste de los ductos. En la siguiente grafica se presenta el comportamiento de los ductos 51 y 124 a la salida y llegada. La llegada del ducto 51 y la salida del ducto L-124 son la misma y se traslapan en la línea de color azul.

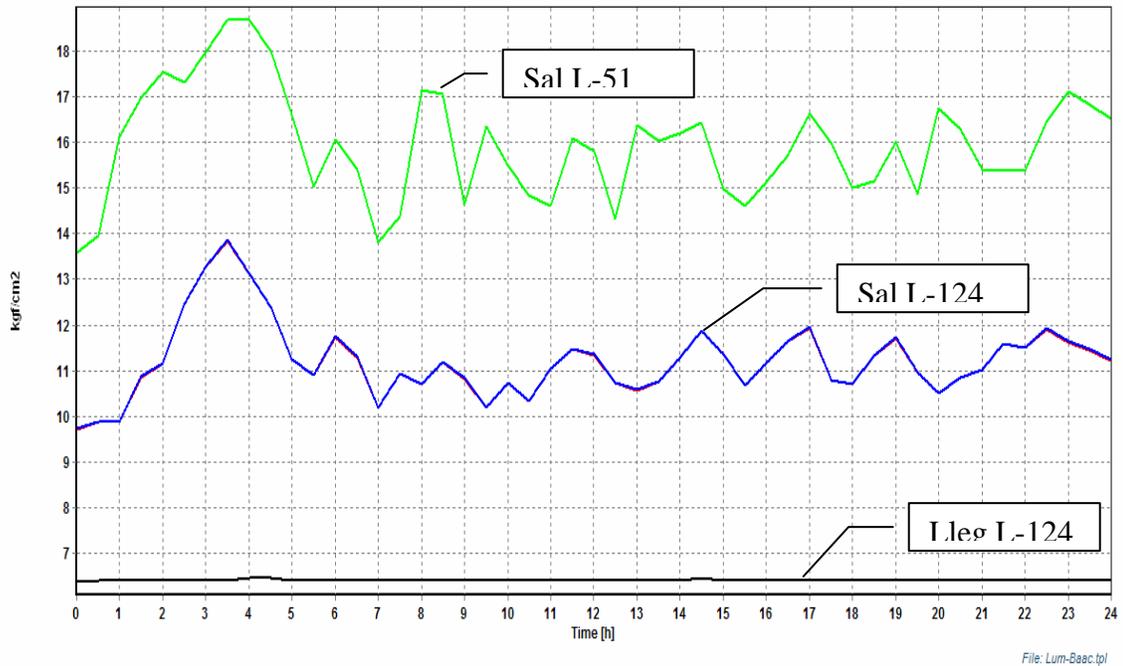


Figura 31. Presión a la salida y llegada en los ductos L-51 y L-124

Al mantener un tiempo de simulación prolongado se llega a un momento en que el sistema adquiere un comportamiento pseudo-estacionario, es decir, su comportamiento es regular en intervalos de tiempo iguales. En este sentido se toma el promedio de la amplitud de la onda para justificar el ajuste de la línea con respecto al tiempo. En la Tabla 11 a la salida de Lum se tienen 15.5 Kg/cm² y al observa la Figura 31 se tiene que la tendencia fluctúa en torno a este valor.

Al graficar el perfil de la presión del ducto L-51 y L-124 se observa que la presión adquiere diferentes valores a lo largo del ducto, en el caso de la L-51 este cambio se reproduce en toda la tubería en cambio en la L-124 este cambio se presenta de manera local como se ilustra en la Figura 32 y Figura 33.

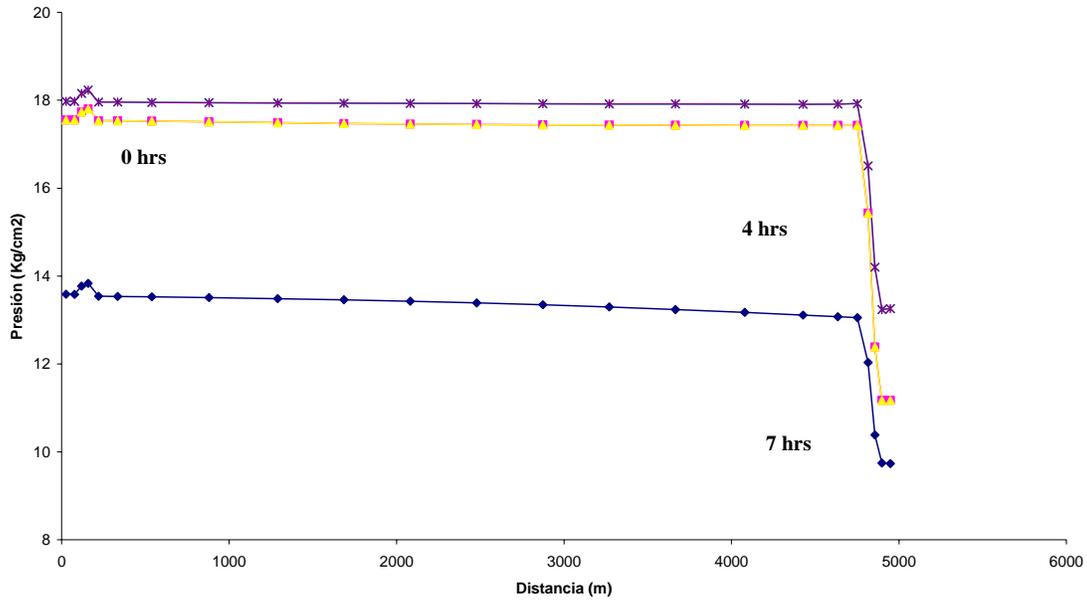


Figura 32. Perfiles de presión en diferentes tiempos en ductos L-51

En la Figura 32 se muestra el comportamiento de la presión en todo el ducto en tres diferente tiempos representativos 0, 4 y 7 horas. A partir de esta representación se puede observar que la presión es igual en todo el ducto pero de diferente magnitud pues esta decrece a lo largo del mismo.

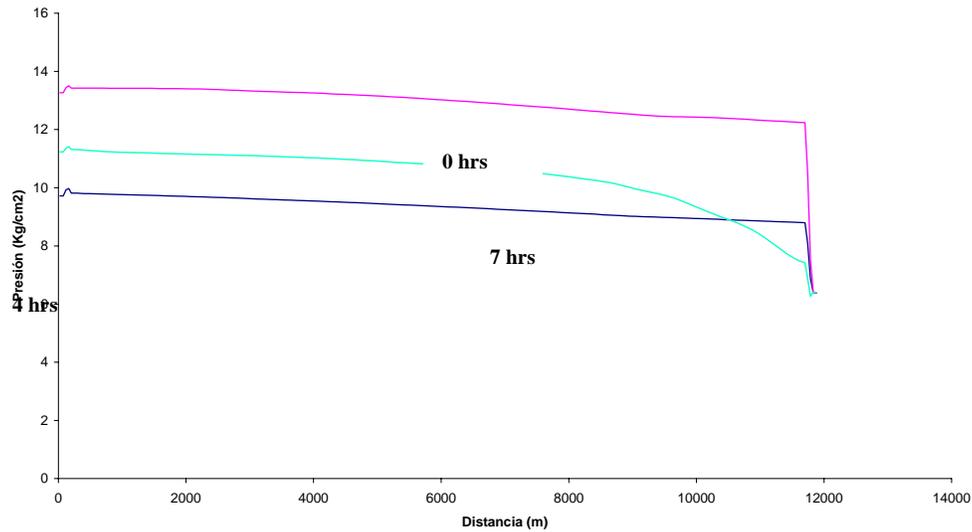


Figura 33. Perfiles de presión en diferentes tiempos en ductos L-124

En la Figura 33 el perfil de la presión muestra diferente valores de presión en diferentes secciones del ducto, en el caso de 0, 4 y 7 horas.

Con respecto a la temperatura se presenta un comportamiento similar como se muestra en la siguiente figura:

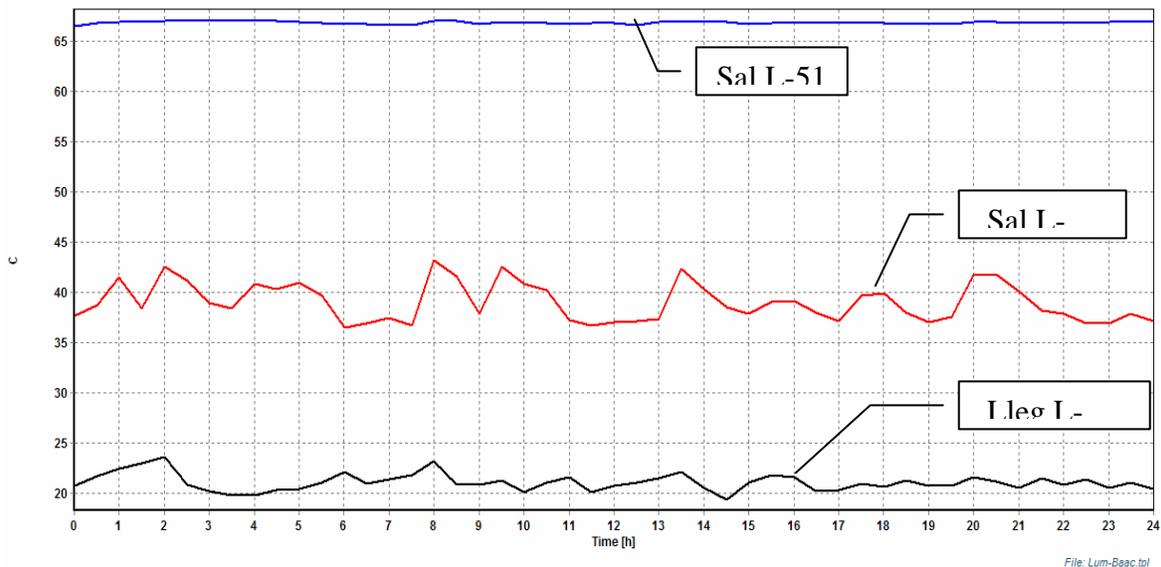


Figura 34. Variación de la temperatura a la salida del ducto L-51 y L-124 y a la llegada de L124.

En la Figura 34 se muestra que la temperatura de salida de Lum permanece semi-constante a lo largo del tiempo mientras que la temperatura a la salida de la plataforma Bacaab muestra variaciones desde 37 hasta 44 °C efecto provocado por la presencia de gas en el ducto. Así mismo es afectada la temperatura de llegada a la PP-Ku-A la cual se encuentra en un rango entre los 21 y los 25 °C.

Para la simulación de un ducto con presencia de un flujo multifasico se toma como referencia OLGA estándar para un primer acercamiento de su comportamiento. Pero para una descripción con mayor detalle del fenómeno se toma el modulo de Slugtraking.

A continuación se presenta la simulación de la Red Lum-Bacaab simulado con SLUGTRAKING.

El simular con el modulo de Slugtraking una red que trasporta flujo multifasico, da como resultado una diferencia en los datos obtenidos por OLGA estándar. Si se compara la presión a la salida de los ductos L-51 y L-124 que se presenta en la siguiente figura con la Figura 31, se observa:

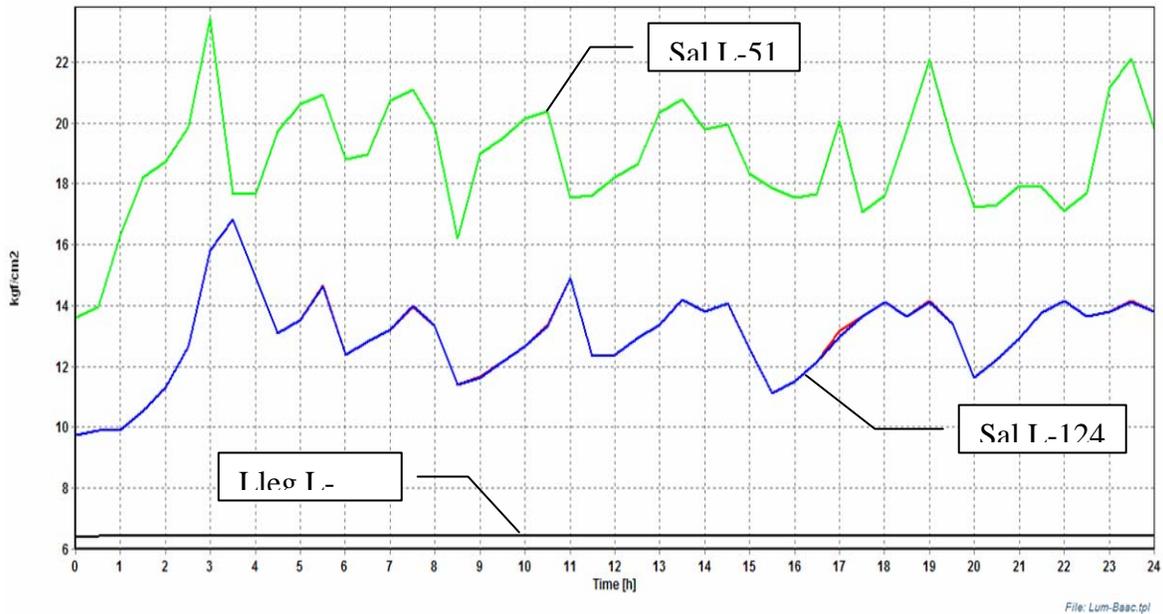


Figura 35. Presión a la salida y llegada en los ductos L-51 y L.124 (Slugtraking)

Las presiones se incrementan en promedio, pero la frecuencia con que aparece es similar. Con respecto a la temperatura se muestra en la Figura 34 para compararse con la Figura 36. Como en el caso anterior también se observan variaciones: la temperatura a la llegada es calculada de manera similar pero esta vez situando los 25 °C como un límite superior.

Por lo tanto, se considera como más aproximado los resultados que arroja el modulo de Slugtraking en comparación con OLGA estándar.

En resumen, ductos que presente flujo multifasico, es necesario simularlos con el modulo de SLUGTRAKING para tener una mejor descripción del fenómeno.

Dentro de esta descripción destaca el cálculo del volumen de aceite esperado, el rango de presión y temperatura, la frecuencia de llegada, etc. Todos estos parámetros sirven para el mejor dimencionamiento, control y manejo de un flujo inestable como el bache.

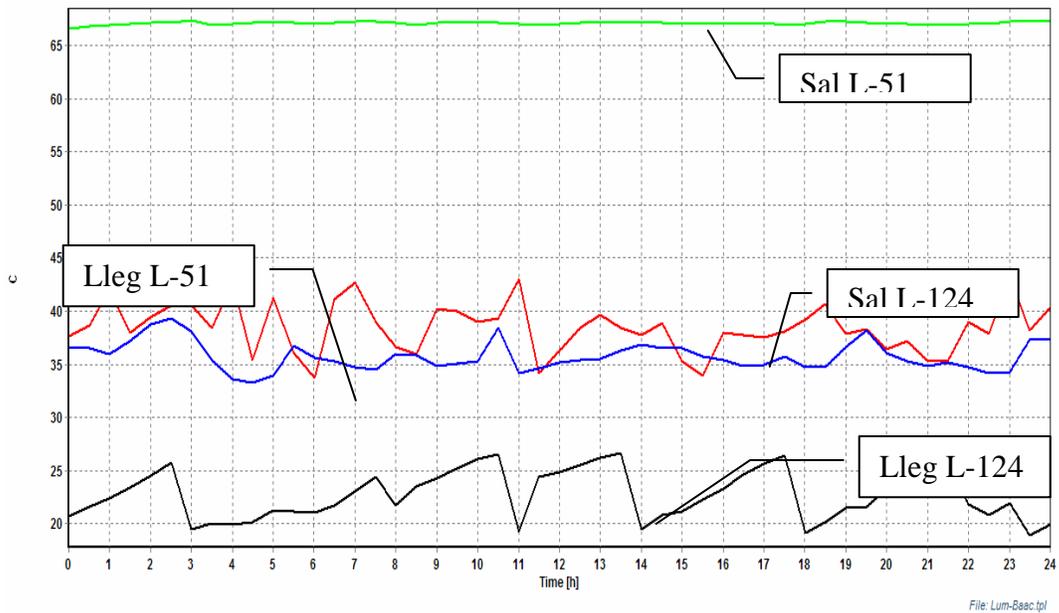


Figura 36. Temperatura a la salida y llegada en los ductos L-51 y L-124 (Slugtraking)

En la siguiente figura se presenta la distribución estadística de la longitud que presenta un bache en la parte mas critica del ducto, la cual corresponde en la base del “raiser” a la llegada a la plataforma de recepción.

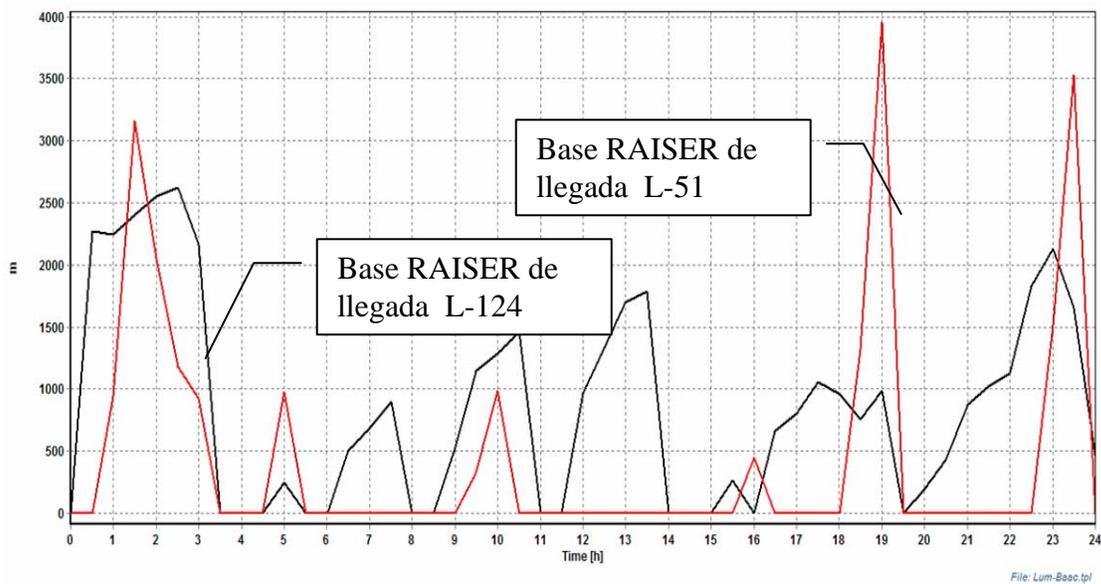


Figura 37. Longitud en la base del raiser a la llegada de L-51 y L-124 (Slugtraking)

En la Figura 37 se ilustra la longitud del bache la cual se multiplicar por el área del ducto para obtener el volumen de líquido esperado a la llegada de los ductos.

El mayor bache que se espera a la llegada del ducto L-124, al separador de primera etapa en PP-Ku-A el cual tiene una longitud promedio de 4,000 m aproximadamente. OLGA presenta una distribución estadística en base al diámetro del ducto y las veces que este se repite para obtener la longitud del bache.

Número de diámetros		Veces el diámetro del ducto	Volumen base Raiser L-124	
Limite Inferior	Limite Superior	Pisición	Volumen (m3)	Volumen (bbl)
		LS-FINAL-L124		
0	10	6	10.8	68.0
10	20	8	28.9	181.4
20	30	4	21.7	136.0
30	40	7	50.5	317.4
40	50	6	54.2	340.1
50	75	11	148.9	935.2
75	100	11	198.6	1246.9
100	125	9	203.1	1275.3
125	150	8	216.6	1360.3
150	175	6	189.5	1190.2
175	200	6	216.6	1360.3
200	225	3	121.8	765.2
225	250	2	90.3	566.8
250	300	2	108.3	680.1
300	350	0	0.0	0.0
350	400	8	577.6	3627.4
400	450	46	3736.4	23464.8
450	500	1	90.3	566.8
500	750	15	2030.7	12752.6
750	1000	7	1263.5	7935.0
1000	1250	4	902.5	5667.8
1250	2500	5	2256.3	14169.6
2500	3750	2	1353.8	8501.7
3750	5000	7	6317.6	39674.8
5000	6250	1	1128.2	7084.8
6250	7500	0	0.0	0.0
7500	8750	0	0.0	0.0
8750	10000	0	0.0	0.0
10000	12500	0	0.0	0.0
12500	15000	0	0.0	0.0
15000	17500	0	0.0	0.0

Tabla 12. Frecuencia de volumen esperado en PP-Ku-A por el ducto L-124 (Slugtraking).

De acuerdo con la Tabla 12 se esperan con mayor frecuencia (46 veces) baches de 23,464.8 barriles en un periodo de 24 horas y en la mayor parte del tiempo el bache es singularmente escaso.

Con esta información se puede verificar el funcionamiento del separador de primera etapa para recibir un volumen equivalente o mayor al calculado.

Este bache se forma en la base del “raiser” a la llegada del ducto L-124. Las condiciones esperadas más adelante propician que este cálculo cambie. El diámetro y la altura del ducto son factores que pueden mitigar la frecuencia con la que llega un bache a la superficie.

3.4 Red Conformadas por un ducto L-164, L-35, L-13 y L-49

Las plataformas PP-Ku-G, PP-Ku-S, están localizadas relativamente cerca de tal manera que no existe un tramo de ducto considerable para su simulación en régimen transitorio.

Por lo tanto las simulaciones se centran en las líneas principales de transporte y que son de longitudes grandes. El caso del ducto L-164 que va desde la plataforma PP-Ku-A hasta Akal-J llevando la producción de 160,958 BPD de E-Ku-A1 y de 106,002 BPD de PP-Ku-A. La plataforma PP-Ku-A contienen una zona de producción con 12 pozos menos uno cerrado por alto corte de agua (Tabla 34 Anexo A) . La suma de las dos plataformas se va por este ducto la cual es de 266,958 BPD y convirtiéndose en una de las más representativas de este sector. El ducto L-49 transporta la producción de PP-Ku-F, el ducto L-35 de PP-Ku-I y por último PP-Ku-C por el ducto L-13.

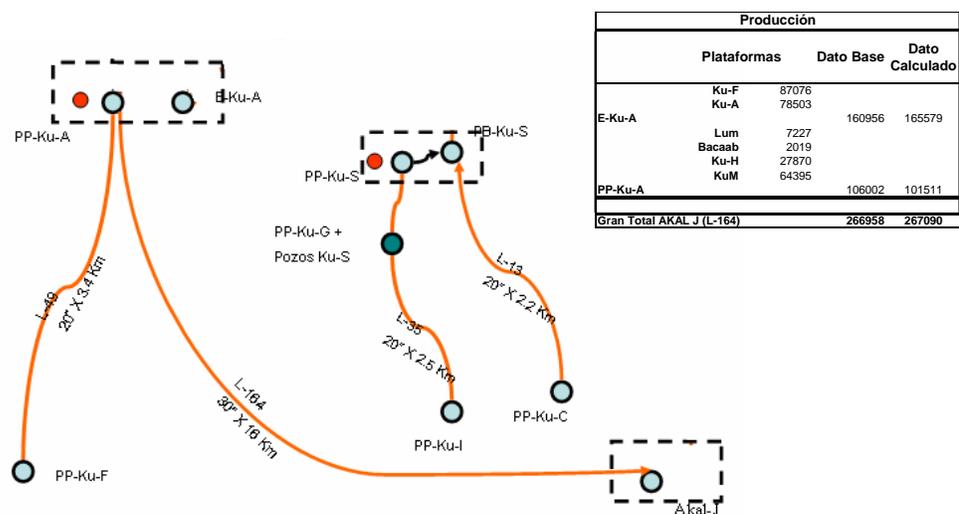


Figura 38. Redes conformadas por un ducto L-49, L-164, L-13 y L-35

Se presenta el ajuste empezando por el ducto L-164. El fluido que se transporta por esta línea a pasado pro un proceso de separación de fases por lo tanto el fluido es predominantemente liquido.

Para calcular la presión de salida del ducto L-164 se tomo el siguiente criterio: La presión de salida del ducto L-164 en base a la Tabla 13 se midió en 35.7 Kg/cm² mientras que la temperatura de salida es de 68 °C. En la misma tabla esta reportada la presión a la descarga de las bombas la cual es de 38 Kg/cm² y una temperatura de 70 °C.

HORA	05:00		17:00	
	PRESION	TEMP. °C	PRESION	TEMP. °C
SEP. 1da. ETAPA	3.6	70		
SEP. 2da. ETAPA	1.3	67		
RECT. 1ra. ETAPA	3.4	60		
RECT. 2da. ETAPA	1.0	52		
CABEZAL MEZCLA	5.0	70		
CAB. DESC. TBB'S	38.0	70		
GASODUCTO KAJAKJ 24"				
OLEOD. KAJAKJ 36"	35.7	68		
GASOD. KAJAKJ 36"	10.8	54		
GASOD. B. II. 24"				
PRODUCCION	INTEGRADA	INSTANTANEA	INTEGRADA	INSTANTANEA
ACEITE A AKAL-J	194,572	193,348		
GAS 1RA GRAL	50.1		0.00	
GAS 1RA COMP.	45.2			
GAS 1RA QUEM.	11.2			
GAS 2DA ETAPA	7.6		0.0	
GAS 2DA COMP.	7.6			
GAS 2DA QUEM.	0.0			
GAS TOTAL PROB.	57.7		#DIV/0!	
GAS TOTAL COMP.	52.8			
GAS TOTAL QUEM.	11.2			
GAS COMB. KU-A.	8.2			
GASDN(KU-A-KU-H)	0.0		0.0	
API SUCC. BOM.	18.5			

DUCTOS	05:00 HRS.				DIAM. Ø
	SALIDAS		LLEGADAS		
	PRESION	TEMP. °C	PRESION	TEMP. °C	
GASODUCTO B.II. KU-A					24"
OLEOGASODUCTO KU-C-F					8"
OLEODUCTO KU-F	7.4				20"
OLEOGASODUCTO KU-G-A					24"
OLEOGASODUCTO KU-I-G					8"
OLEOGASODUCTO KU-S-C					8"
OLEOGASODUCTO KU-S-G					8"
OLEOGASODUCTO BACAB-A			5.4	29	20"
OLEOGASODUCTO LUM A BACAB					
OLEOGASODUCTO LUM A BACAB					36"
OLEOGASODUCTO ZAAP-C					
CABEZAL de MEZCLA KU-A			5.0	70	
OLEODUCTO AK-J	35.7	68	30.5		
OLEODUCTO KU-H					8"Ø
OLEODUCTO KU-M					
GASODUCTO KU-F	4.5	64.9			
OLEOGASODUCTO AKAL-J					24"
GASODUCTO HACIA AK-JI	10.8	56			36"
GASODUCTO de KU-H			10.7	32	20"
GASODUCTO KU-M					20"
APERTURA DE VALVULAS DE LLEGADAS					
AKAL-C7	100	%	6.4		
POOL-A. COMPRESION	CD0	%	CD0		
AKAL-JI	100	%	7.0		
ABR.A COMPRESION	50	%	6.0		

Tabla 13. Reporte de Presión de salida y llegada en la L-164

Considerando la resta entre la presión de salida y la de descarga de las bombas da como resultado 2.3 Kg/cm². El reporte mostrado en la Tabla 13 corresponde al mes de agosto de 2007, y un reporte del 10 de octubre del 2008 se presenta en la Tabla 24 (Anexo A), la cual muestra una presión a la descarga de las bombas de 43 Kg/cm² para E-Ku-A1 y 40.6 Kg/cm² para PP-Ku-A, se toma como referencia la mayor para cubrir los dos casos y le restamos los 2.3 Kg/cm² se tiene que la presión de salida del ducto se ubica en 40.7 Kg/cm². Con respecto a la temperatura se respeta el dato de 66 °C. Tabla 24 (Anexo A).

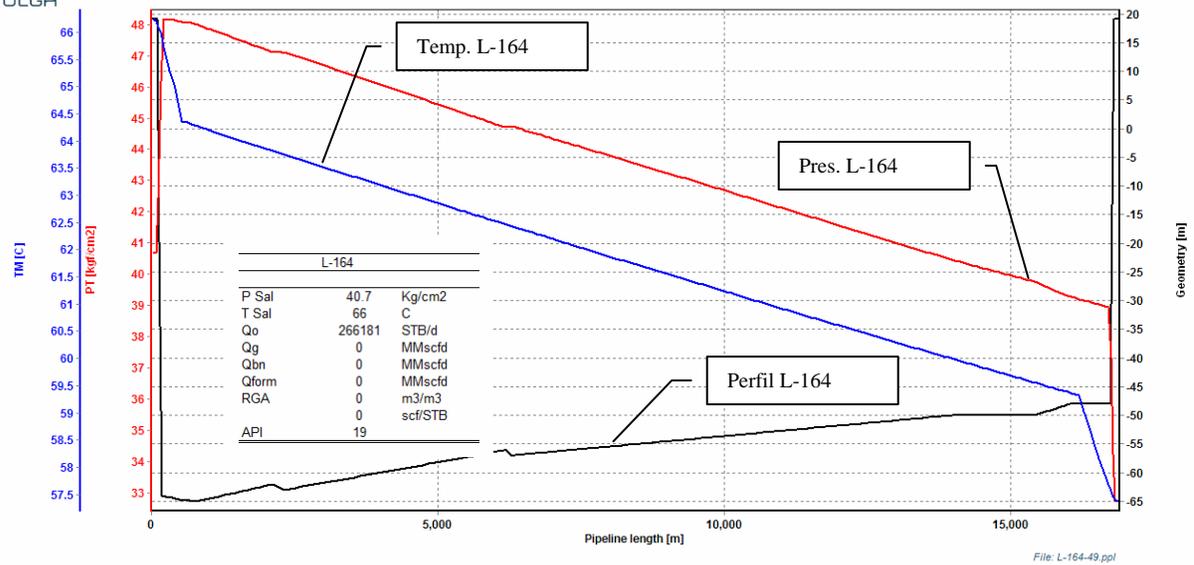


Figura 39. Perfil presión y temperatura de la L-49

A través del ducto L-164 se transporta un fluido ya estabilizado y monofásico lo que proporciona gradientes de presión y temperaturas lineales.

Con respecto al ducto L-49 se muestra a continuación su perfil de presión de temperatura.

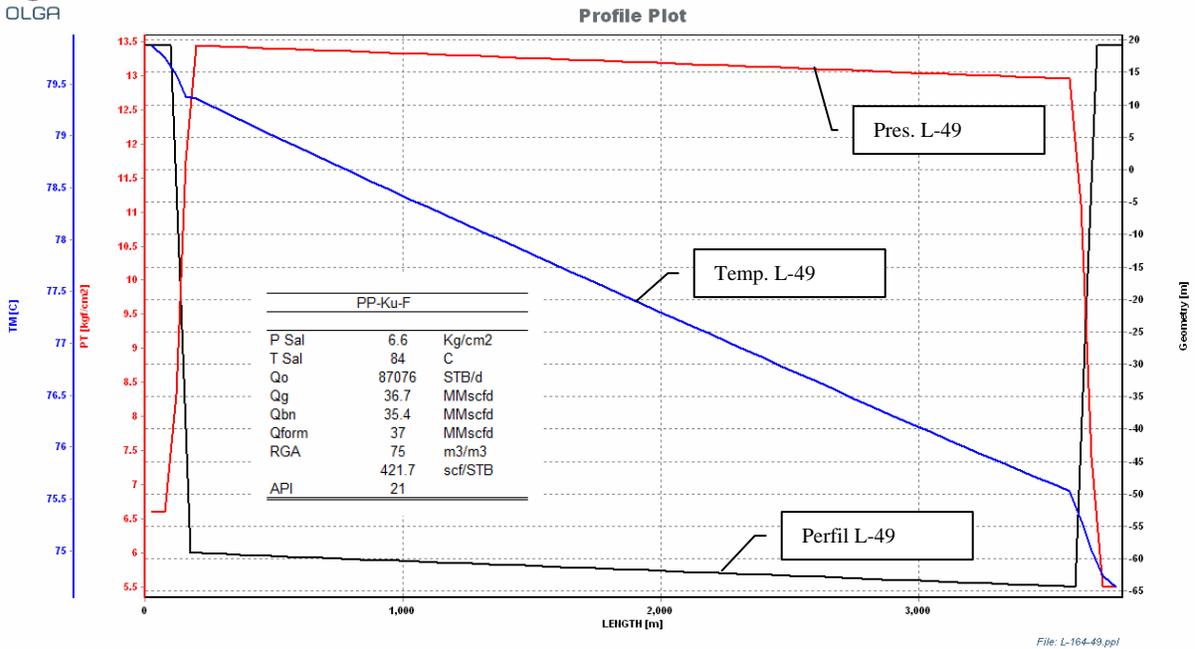


Figura 40. Perfil presión y temperatura de la L-49

En la plataforma PP-Ku-F tiene separación remota a boca de pozo lo que le proporciona al flujo ir predominantemente en una sola fase a través del ducto L-49 por lo que los gradientes de presión y temperatura también son lineales.

Con respecto al ducto L-13 que trasporta la producción de PP-Ku-C al cabezal de separación de segunda etapa en PB-ku-S. Se presentan a continuación el perfil de presión y temperatura.

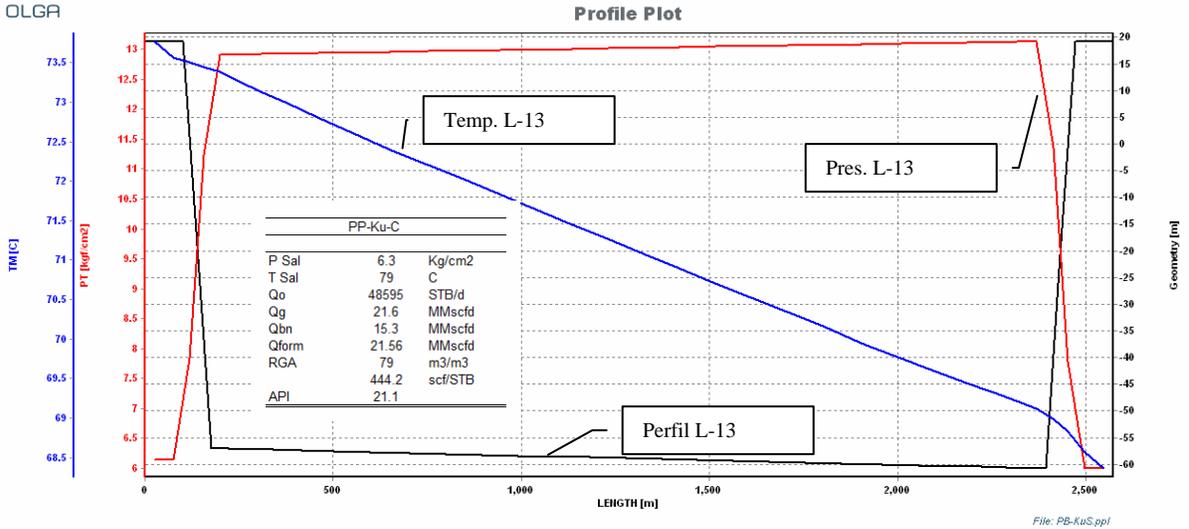


Figura 41. Perfil presión y temperatura del ducto L-13

La plataforma PP-ku-C también cuenta con separación remota por lo que su flujo a través del ducto es estable y monofásico por lo que sus gradientes de temperatura y presión son lineales.

Con respecto al ducto L-35 el cual trasporta la producción desde PP-Ku-I hasta PP-Ku-G y de ahí por un tramo de tubería relativamente corto se conectan con la plataforma PP-Ku-S. La plataforma PP-Ku-S es también una plataforma productora, y su producción se integra junto con la de PP-Ku-I y la de PP-Ku-G.

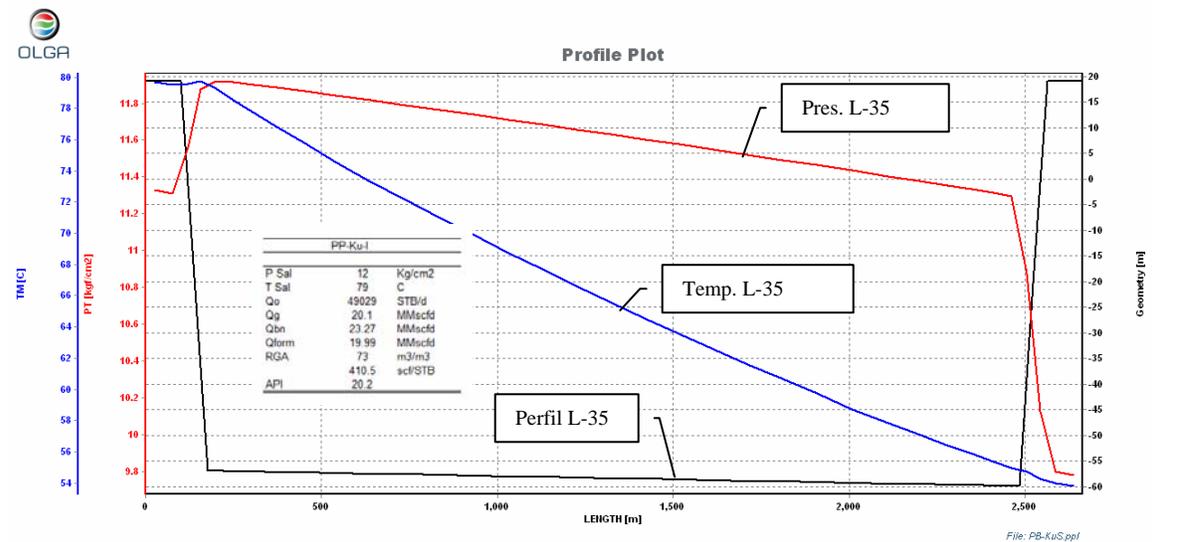


Figura 42. Perfil presión y temperatura del ducto L-35

En la Figura 42 se presenta el perfil de presión y temperatura ambos con comportamiento constante a través del tiempo como se ilustra en la siguiente figura:

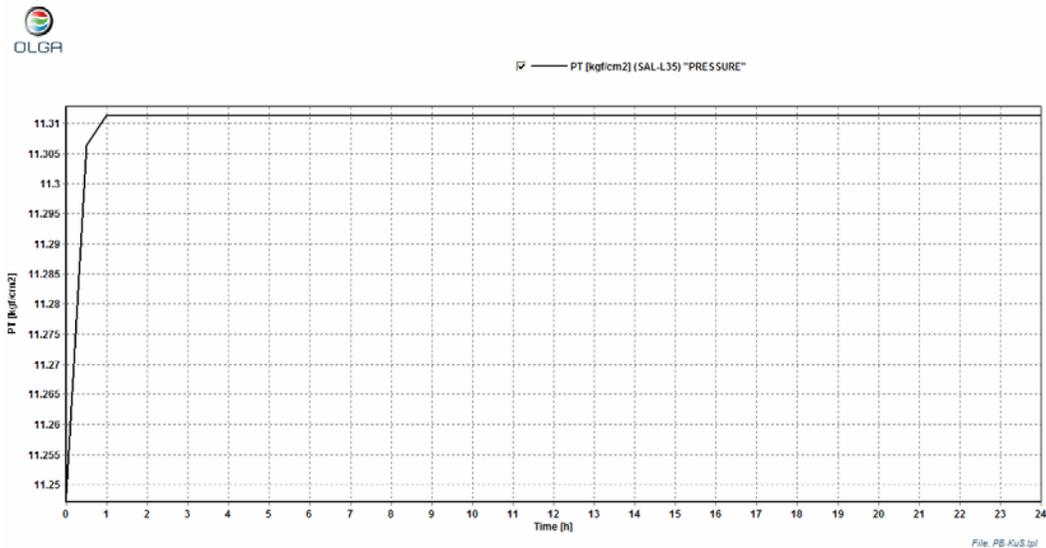


Figura 43. Tendencia Presión vs. Tiempo del ducto L-35 salida (PP-Ku-I)

Pero en esta plataforma no existe separación a boca de pozo por lo que este comportamiento del flujo no es adecuado, existe fase gaseosa y líquida por lo tanto tiene que presentarse cierta inestabilidad. Para verificar este argumento se grafica el patrón de flujo calculado por OLGA el cual se muestra en la siguiente figura:

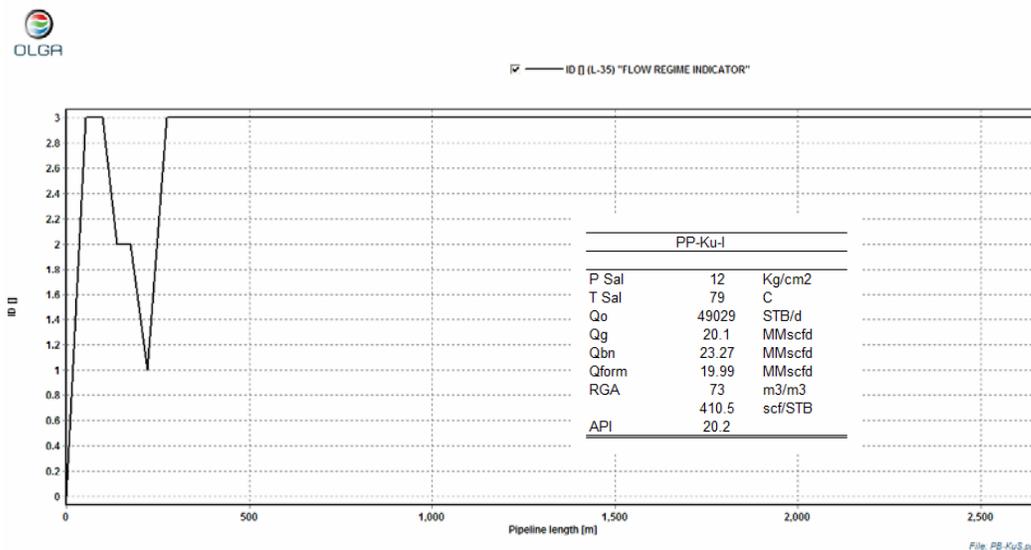


Figura 44. Patrón de flujo del ducto L-35 (PP-Ku-I)

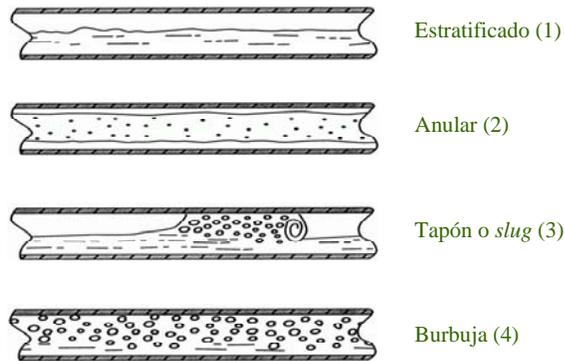


Figura 45. Patrón de flujo establecido por OLGA

El patrón de flujo es predominantemente flujo tapón o Slug (3) como se muestra en la Figura 44 y Figura 45 de tal manera que OLGA estándar no realiza una representación del fenómeno que esta sucediendo en el ducto L-35 por lo que es necesario ocupar el modulo especializado para el seguimiento del flujo tapón (Slugtraking). En la siguiente figura se muestra el resultado de la simulación con Slugtraking:

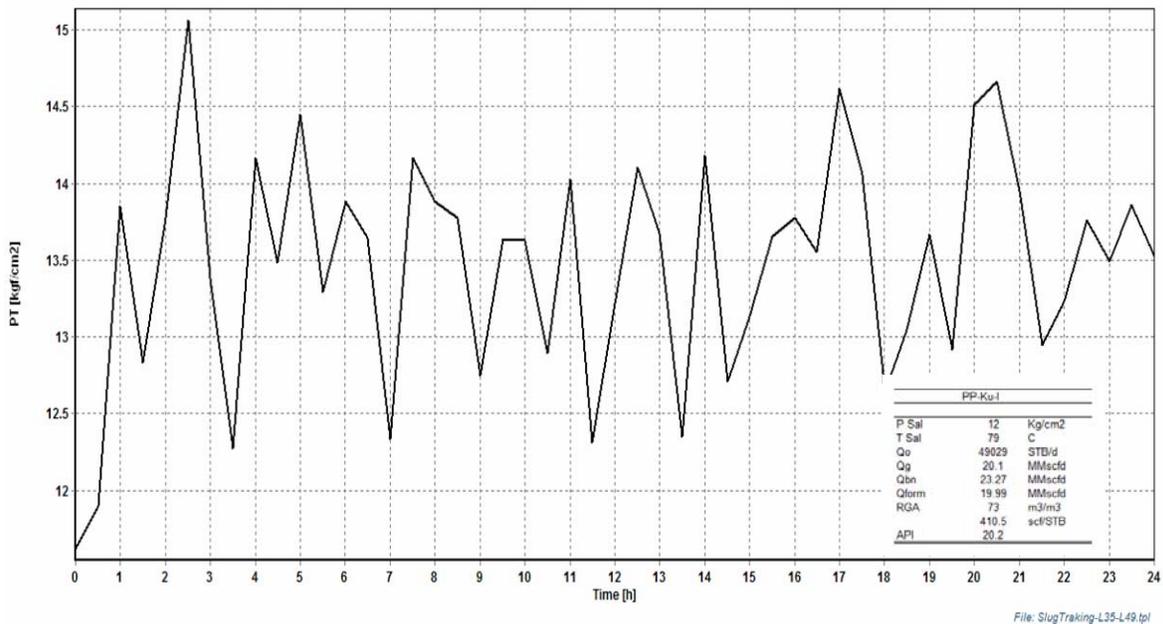


Figura 46. Tendencia Presión vs. Tiempo del ducto L-35 salida (PP-Ku-I) (Slugtraking)

En la Figura 46 se ilustra la inestabilidad del ducto L-35 a la salida, fluctuando entre 12 y 14 Kg/cm². Esta inestabilidad provoca que a la llegada del ducto L-35 se tenga una recepción de baches de líquidos en volumen, presión y temperatura variables. La necesidad de saber cual es el volumen de líquido que se espera, la presión y la frecuencia es de mucha utilidad para la operación del separador de primera etapa (Slug Catcher) y su sistema de control.

Con el modulo de Slugtraking OLGA, puede dar seguimiento a la formación de un bache y predecir su características tanto en volumen como en frecuencia. En la siguiente figura se ilustra el volumen de aceite que se espera a la llegada que va desde 0, 5000, y dos picos de 30,000 y 35,000 BPD.

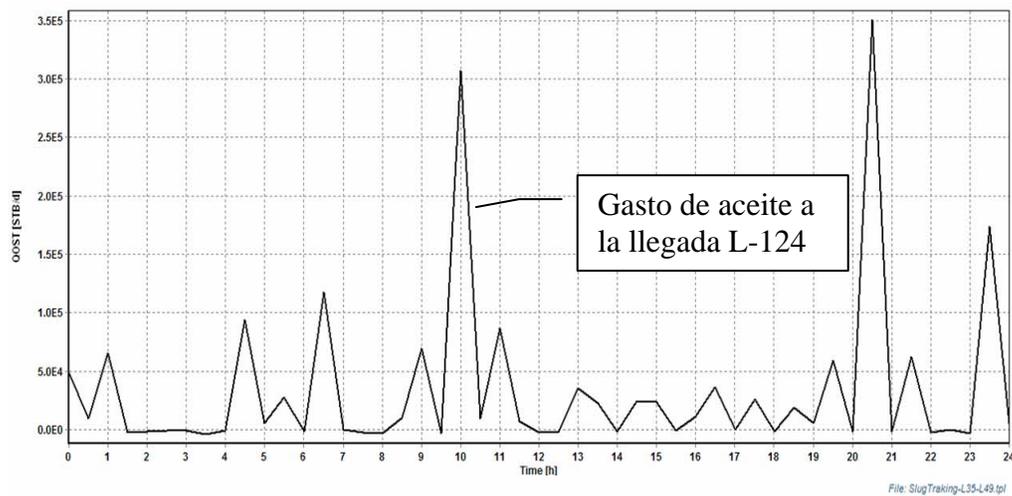


Figura 47 Gasto de Aceite en el ducto L-35 Llegada (PP-Ku-I) (Slugtraking)

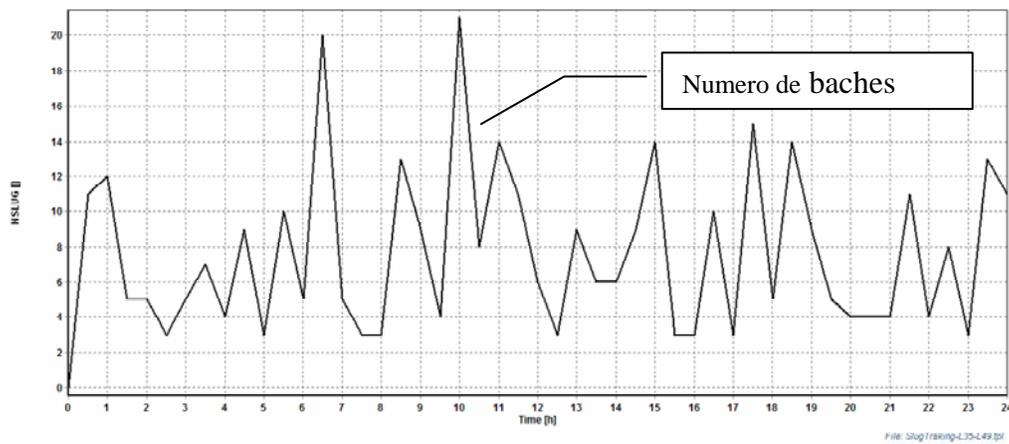


Figura 48. Numero de baches del ducto L-35 (PP-Ku-I) (Slugtraking)

En la Figura 48 establece que un número de 20 baches en un determinado tiempo es el máximo número de baches que se formaran en el interior del ducto y los que se espera lleguen al separador de primera etapa (Slugcatcher).

Número de diámetros		Veces el diámetro del ducto	Volumen base Raiser L-124	
Limite Inferior	Limite Superior	LS-FINAL-L35	Volumen (m3)	Volumen (bbl)
0	10	85	160.6	1008.7
10	20	243	918.3	5767.2
20	30	317	1797.0	11285.2
30	40	396	2993.1	18796.8
40	50	307	2900.5	18215.3
50	75	322	4563.4	28658.0
75	100	138	2607.6	16376.0
100	125	85	2007.7	12608.3
125	150	41	1162.1	7298.0
150	175	11	363.7	2284.3
175	200	10	377.9	2373.3
200	225	11	467.7	2937.0
225	250	9	425.2	2670.0
250	300	9	510.2	3204.0
300	350	1	66.1	415.3
350	400	4	302.3	1898.7
400	450	0	0.0	0.0
450	500	0	0.0	0.0
500	750	0	0.0	0.0
750	1000	0	0.0	0.0
1000	1250	0	0.0	0.0
1250	2500	0	0.0	0.0
2500	3750	0	0.0	0.0
3750	5000	0	0.0	0.0
5000	6250	0	0.0	0.0
6250	7500	0	0.0	0.0
7500	8750	0	0.0	0.0
8750	10000	0	0.0	0.0
10000	12500	0	0.0	0.0
12500	15000	0	0.0	0.0
15000	17500	0	0.0	0.0
17500	20000	0	0.0	0.0
20000	INF	0	0	0

Tabla 14. Estadística “Número de baches por posición”

OLGA proporciona un número aproximado de baches que se formarán en diferentes posiciones del ducto. En la base de “raiser” a la llegada a PP-KU-G. De acuerdo con la Tabla 14 el bache con mayor frecuencia 396 veces tendrá una longitud de 40 veces el diámetro del ducto L-35 igual a 0.491 m lo que da por resultado un volumen de 2,993.1 m³ (18,796.8 bbl). Pero el de mayor volumen es de 4,563.4 m³ (28,658.0 bbl). Por lo tanto el diseño o el ajuste del sistema de control deben de realizarse para el manejo de este volumen.

En la Tabla 14 se ilustra el volumen calculado en base al diámetro del ducto y el intervalo de las veces que representa el diámetro del tubo. El bache de líquido más grande que se espera llegue al separador de primera etapa es de 4,563 m³ (28,658.0 bbl), por lo tanto el diseño de este debe estar predefinido para recibir un volumen de aceite.

Gradientes de Temperatura Total

Origen	Ducto	Temp. °C		Gradiente
	Destino	Salida	Llegada	
	L-164	67.6	58.6	-9.0
	L-49	79.89	74.65	-5.2
	L-13	73.75	68.36	-5.4

Tabla 15. Gradiente de temperatura en los principales ductos

Gradientes de presión Total

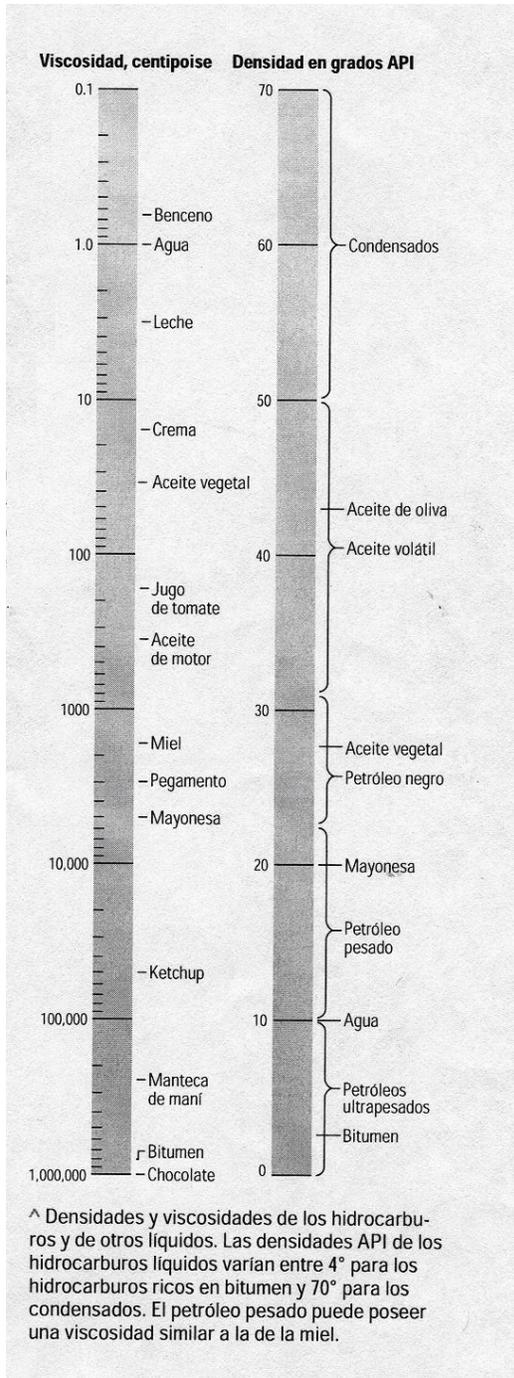
Origen	Ducto	Presión Kg/cm ²		Gradiente
	Destino	Salida	Llegada	
	L-164	35.7	28.0	-7.7
	L-49	6.56	5.5	-1.1
	L-13	6.14	6	-0.1

Tabla 16. Gradiente de presión en los principales ductos

El gradiente de presión es dependiente del fluido que se transporta si este es multifásico, volumen de gas y líquido, viscosidad, etc. El representar el total de la energía que se pierde o se gana por la configuración del ducto su diámetro es un parámetro que sirve y apoya a establecer la congruencia de lo medido contra lo calculado.

La red ha quedado ajustada como se presenta en las páginas anteriores, ya con este tipo de ajuste se puede inferir un efecto en la línea de tal manera que se vea su efecto.

En esta ocasión se estudia el paro por 30 días y su efecto, así como su arranque en un tiempo de uno, 5 10 y 28 días para establecer la energía requerida para arrancar el ducto.



En la Figura 50 Se ilustra los diferentes intervalos de viscosidad en comparación con fluidos de uso común.

Los fluidos que se manejan en el AIKMZ están en el orden de los 100 y 10,000 cP comparados a la fluidez de un aceite de motor hasta la fluidez de una mayonesa.

De acuerdo a la experiencia y tomando como referencia la fluidez de por ejemplo la miel de abeja se recordara que esta depende en gran medida de la temperatura a la cual se encuentre.

A temperaturas bajas esta se solidifica y a temperatura alta la fluidez se mejora.

Es una analogía del efecto que tienen la temperatura sobre el hidrocarburo con alta viscosidad y la consecuencia de dejarlo enfriar.

Figura 50. Comparación entre densidad y viscosidad con fluidos de uso común

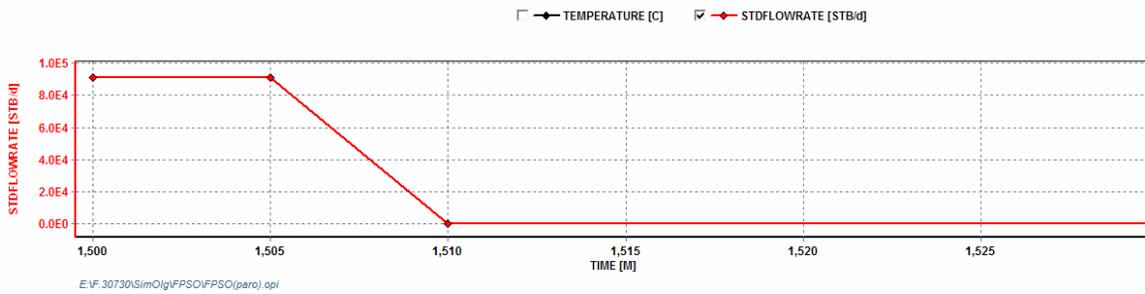


Figura 52. Operación de válvulas

Una de las mejores maneras de entender que es lo que esta pasando en el ducto una vez que se han cerrado las válvulas es mostrando la manera en que se construyo el ducto que se va analizar. En la Figura 53 se muestra en perfil del ducto y en colores la forma en que están constituidas las paredes. La parte de color rojo es un tramo de tubería en superficie la cual se encuentra a condición ambiente en este caso fijada en 25 °C. En la parte de color verde esta el raiser, de color amarillo se encuentra un ramo de tubo sobre el lecho marino (no enterrado) y en contacto con el medio marino el cual esta fijado en 16 °C. La parte de color azul muestra el resto de la tubería la cual se encuentra enterrada.

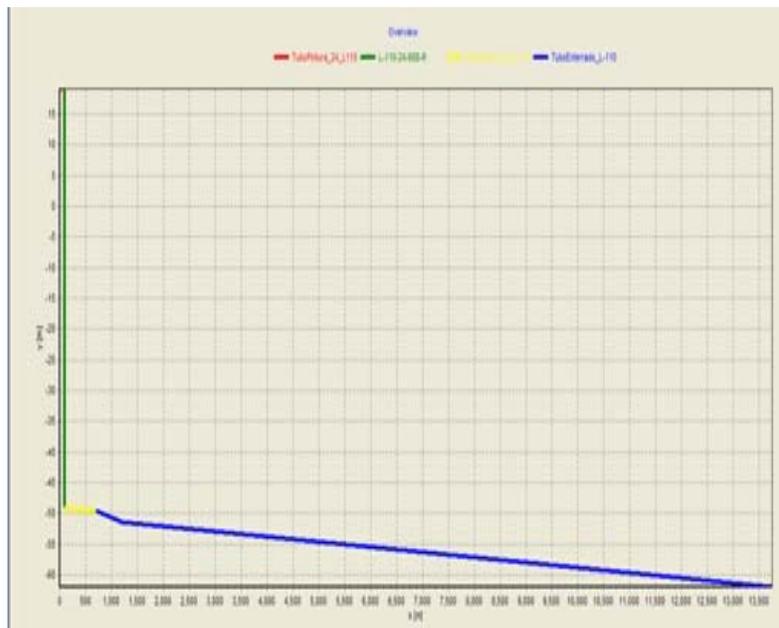


Figura 53. Perfil del ducto L-110 a la intersección L-15

Cuando se realiza el paro el fluido queda atrapado sin movimiento. El fluido se encuentra en contacto permanente con el medio ambiente, de tal manera que la

transferencia de calor en este punto esta ligado a la temperatura del medio ambiente.

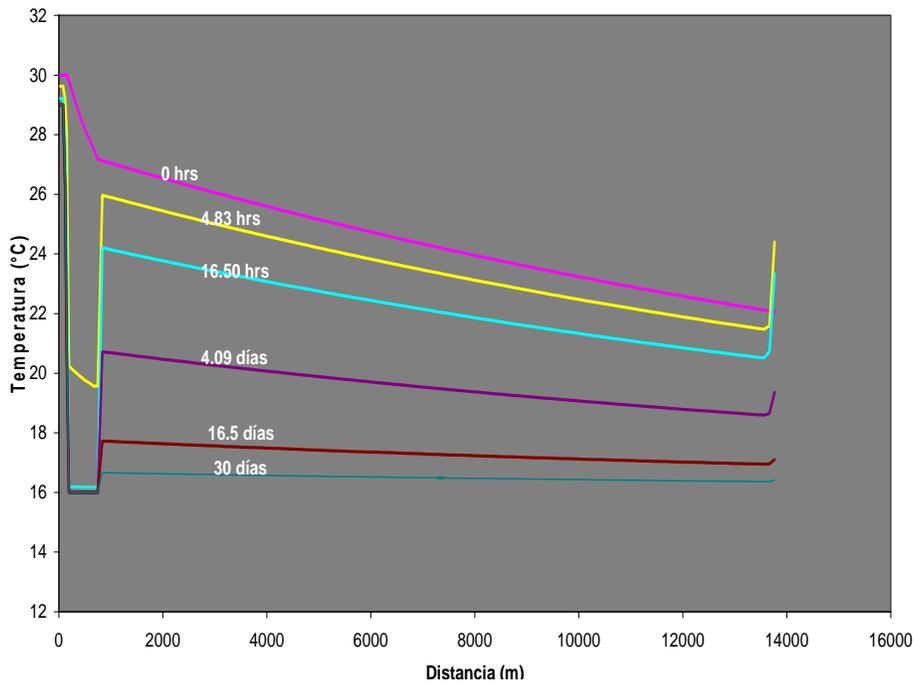


Figura 54. Temperatura Vs Tiempo perfil Ducto L-110 a la Intersección con L-15

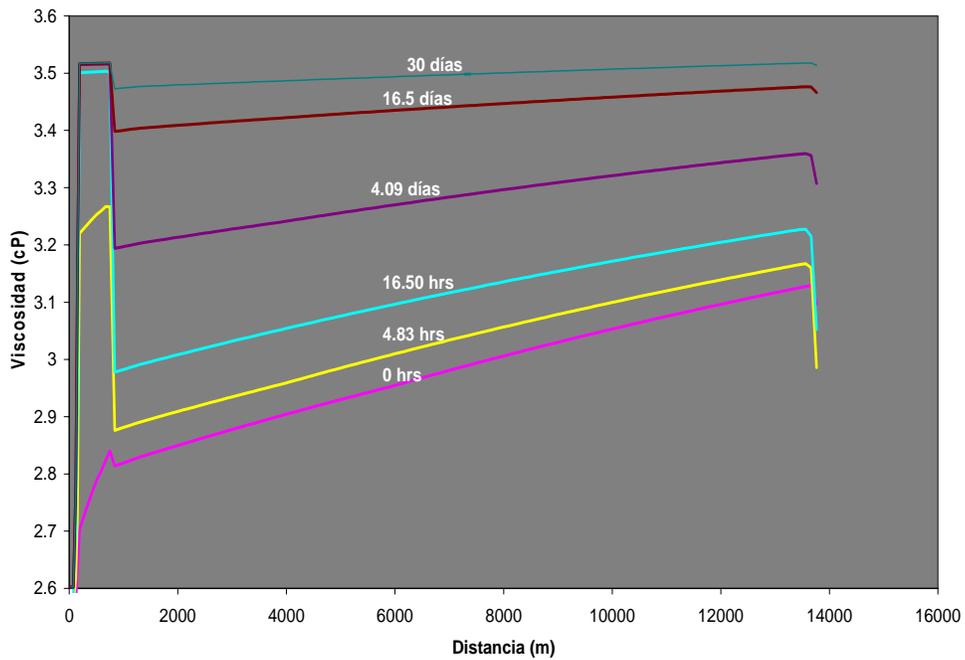


Figura 55. Viscosidad Vs Tiempo perfil Ducto L-110 a la Intersección con L-15

En la Figura 54 y Figura 55 se muestran los efectos del cierre sobre el fluido que quedo atrapado en la línea, destacando el comportamiento inverso de la viscosidad en relación con la temperatura. El valor de la viscosidad después de un determinado tiempo es un valor muy importante de referencia para determinar las posibles causas y los posteriores efectos involucrados. El máximo valor calculado 3.5 cP en el ducto se encuentra en el tramo que esta sobre el lecho marino. En cuatro días después del paro se alcanza un valor ya cercano al máximo de 3.3 cP, el cual no representa problema para su posterior movimiento pues como se muestra en la Figura 53 el valor corresponde a la fluidez de un liquido similar al de la leche.

El fluido corresponde al que manda la plataforma Abkatum-A de 33 ° API considerado como ligero y con excelente fluidez.

Un escenario diferente se espera del fluido obtenido después de mezclarse con el producido por el campo Ku proveniente de las plataformas PP-Ku-I, PP-KU-G, PP-Ku-C y PP-Ku-S. El mezclado se da en la interconexión con la el ducto L-15 proveniente de PB-Ku-S en el fondo del mar. La construcción del ducto y las paredes que la componen esta representado en la siguiente figura:

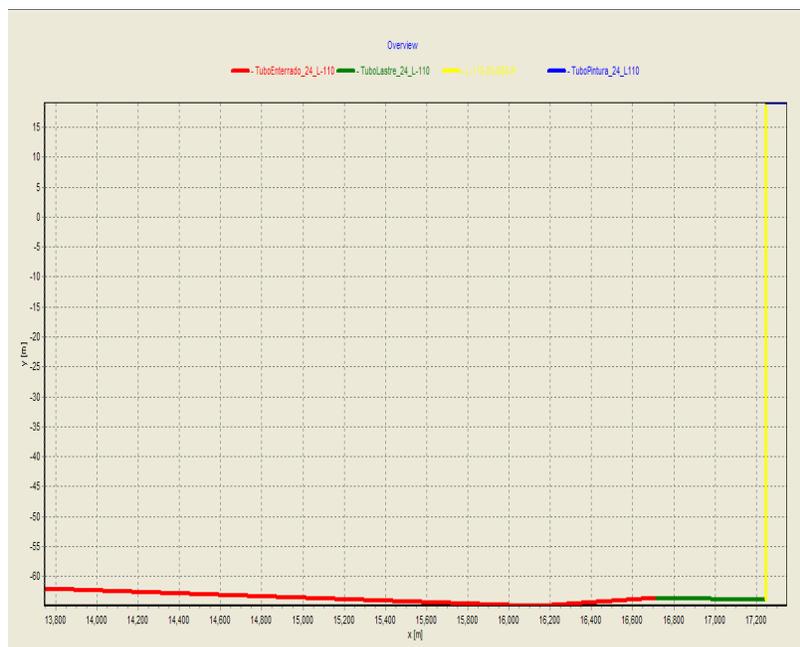


Figura 56. Perfil del tramo del ducto L-15 hasta E-Ku-A

El color rojo representa la parte enterrada en el fondo del mar, la verde un tramo de tubería posicionado sobre le lecho marino, el amarillo señala la pared del raiser y de color azul es un tramo de tubería en superficie a la llegada de E-Ku-A1.

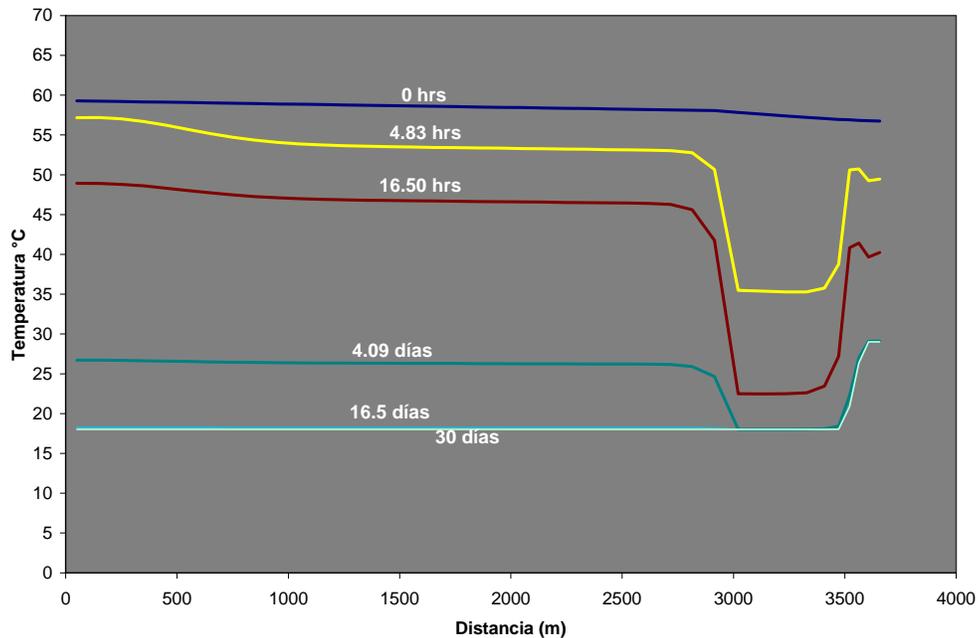


Figura 57. Temperatura vs. Tiempo perfil Ducto L-15 a L-110

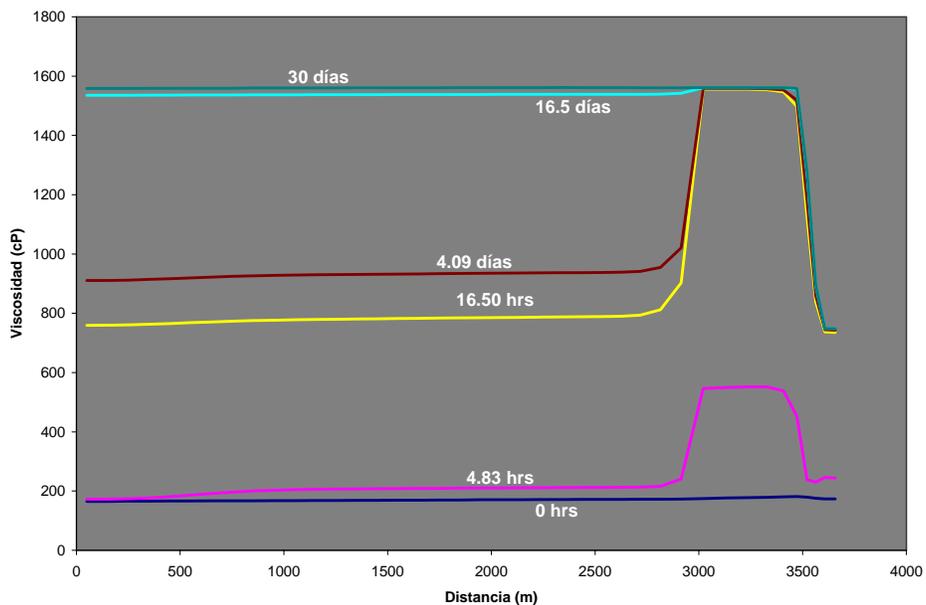


Figura 58. Viscosidad vs. Tiempo perfil Ducto L-15 a L-110

En la Figura 57 y Figura 58 se muestra el comportamiento de la temperatura y la viscosidad después del paro. La viscosidad del fluido en condiciones normales de flujo se encuentra en los 200 cP comparado con la fluidez de un aceite de motor.

La temperatura desciende con mayor rapidez en el tramo que se encuentra sobre el lecho marino. Las pared esta compuesta por acero y lastre de cemento. Por esta razón la transferencia de calor que ocurre en este punto es mayor que en el resto del ducto por estar enterrado.

La consecuencia de esta configuración se aprecia en la viscosidad pues en este punto alcanza valores de 600 cP en las primeras 4 horas después del paro y a las 16 horas alcanza ya el valor máximo de 1,500 cP comparador con la fluidez de la miel de abeja de acuerdo con la escala de la Figura 50. Como se menciona, este tramo de ducto tiene como longitud 500 m. Por lo que mover este fluido dentro de las primeras 4 horas después del paro es todavía una situación manejable pero después de 16 días de paro la viscosidad del fluido en todo el ducto presenta una viscosidad de 1500 cP.

Esta energía se reflejara en la energía necesaria que se utiliza para el arranque del ducto. Una alternativa para reducir los efectos de esta caída de temperatura por un tiempo más prolongado es la e reconfigurar las paredes que constituye al ducto. En la siguiente tabla se muestra las paredes que conforman al ducto L-110.

Etiqueta	Material	Espesor de pared
Tubo Enterrado_24_L-110	Acero	0.688 in
	Cemento	2.5 in
	Arena Fondo	40 in
Tubo Lastre_24_L-110	Acero	0.625 in
	Cemento	2 in
Tubo Pintura_24_L110	Acero	0.688 in
	Pintura Aislante	0.15 in
L-110-24-688-R	Acero	0.688 in
	FBE	1.5 in
	Cemento	1.5 in

Tabla 17. Materiales y espesores ocupados en las paredes del ducto L-110

El incremento de temperatura en el fluido que proviene de Akal-J (30 °C) en la intersección se debe por el contacto con el fluido proveniente de PB-Ku-S (68 °C).

El ducto L-15 del cual se presenta su perfil en la Figura 59 presenta la siguiente configuración. De color rojo es la pared constituida por la pared que esta en superficie, la verde corresponde al raiser y el color amarillo corresponde al ducto enterrado.



Figura 59. Perfil L-15

El fluido que ingresa a través de la plataforma PB-KU-S tiene una importancia relevante. En primer la temperatura del fluido ayuda a incrementar la temperatura del fluido que viene de Akal-J para quedar a 56 °C y con una viscosidad a condiciones de operación normal en 200 cP.

Otra ventaja es la producción que se incorpora, 184,934 BPD, volumen más que suficiente para diluir el aceite proveniente de los campos Maloob y Zaap.

Por lo tanto dentro de las alternativas a analizar es evaluar las consecuencias esperadas al reducir la producción del campo KU de acuerdo a los pronósticos de producción del AIKMZ.

Por lo pronto se puede deducir que una de las principales causas, será la complicación en relación a la viscosidad. Como se verá al momento del mezclado con la producción de Maalob y Zaap.

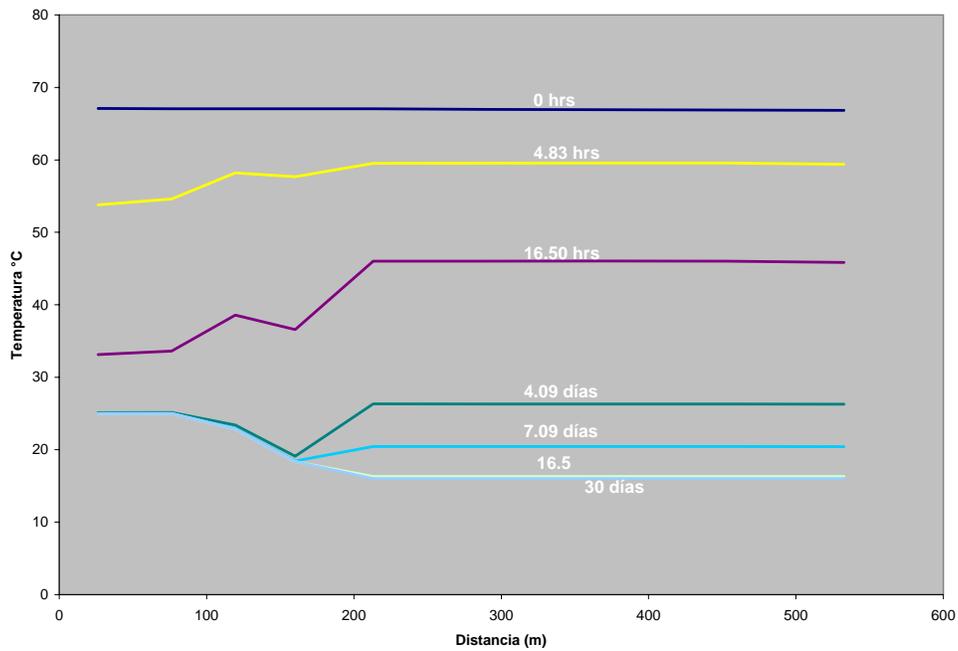


Figura 60. Temperatura vs. Tiempo perfil Ducto L-15

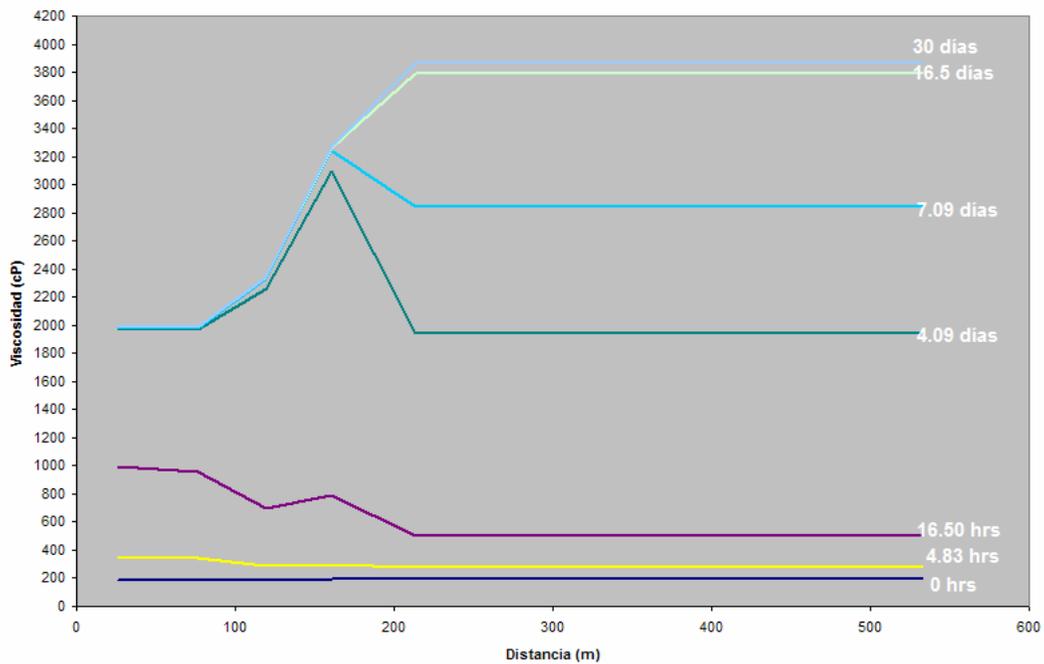


Figura 61. Viscosidad vs. Tiempo perfil Ducto L-15

En la Figura 60 y Figura 61 se presentan el comportamiento del fluido con relación a la temperatura y su viscosidad respectivamente.

A condiciones de flujo normal la viscosidad del líquido antes de la intersección es de 532 cP a una temperatura de 66 °C comparado a mover un líquido con la fluidez de un aceite de motor. Al mezclarse con el aceite con el aceite de Akal-J su viscosidad se reduce a 173 cP a una temperatura de 67 °C. La viscosidad del aceite se redujo en 359 cP .

A la salida de E-Ku-A1 la condición del fluido es de 56 °C y con una viscosidad 173 cP.

A través del ducto L-08, la producción proveniente de Akal-J y PB-Ku-S pasan por E-Ku-A1 sin mezclarse solo utiliza como enlace, para conectarse por el ducto L-08. El perfil del ducto se muestra en la siguiente figura:

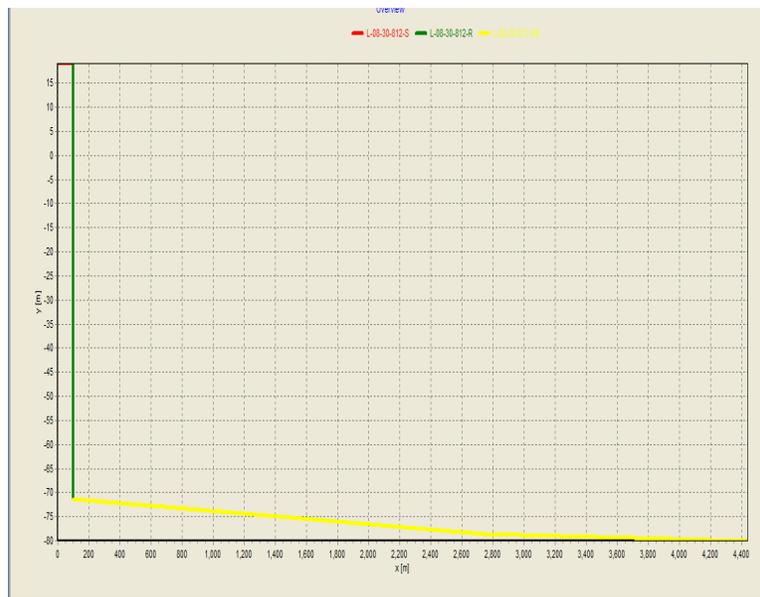


Figura 62. Perfil del Ducto L-08

La longitud del ducto es de 4300 m, la mayor parte del ducto esta enterrado. Por lo que se espera que la temperatura se reduzca de una manera lenta como se muestra en la siguiente figura:

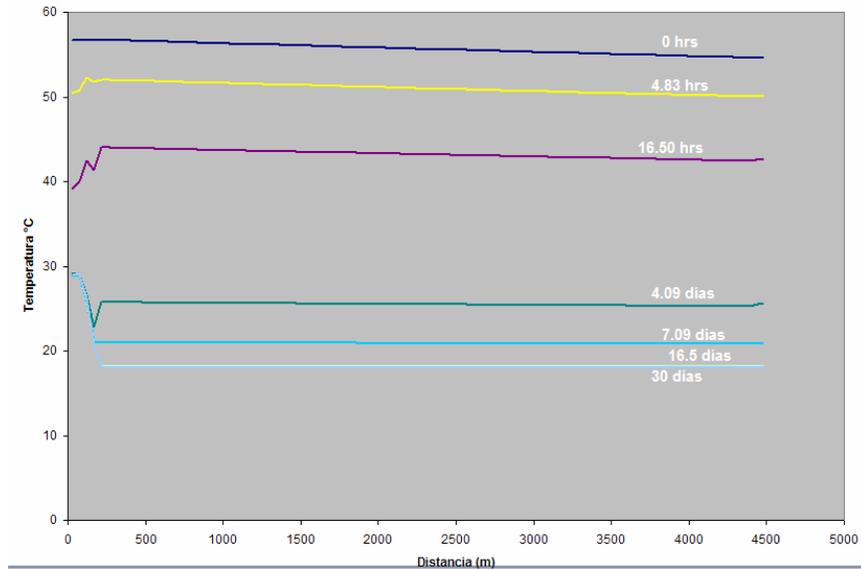


Figura 63. Temperatura vs. Tiempo perfil Ducto L-08

En la Figura 63 se ilustra el comportamiento de la temperatura del fluido entrampado en el ducto con respecto al tiempo. La temperatura a condiciones de operación normal a la salida del ducto es de 56 °C. Depuse de 4.83 horas de paro, la temperatura descendió a 50 °C.

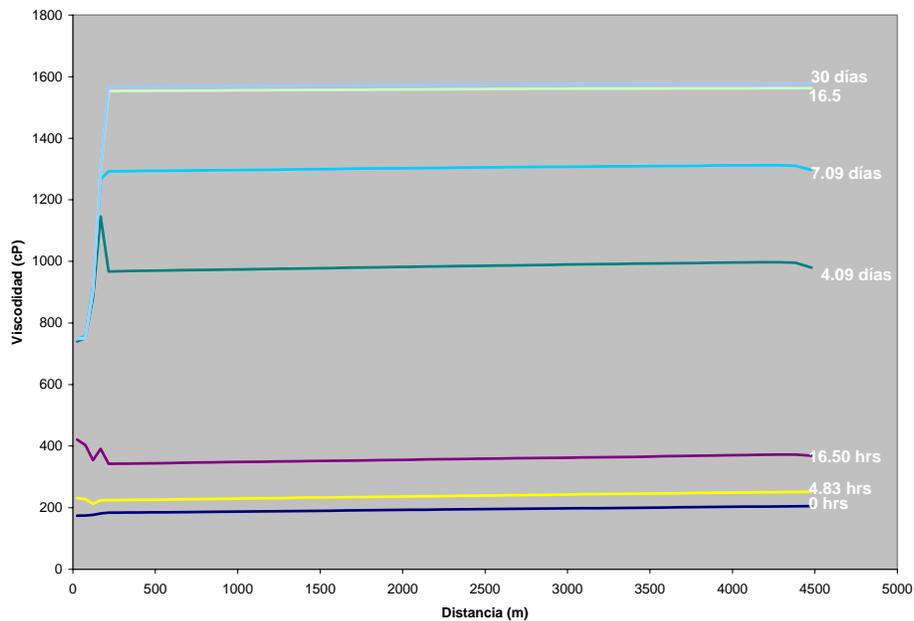


Figura 64. Viscosidad vs. Tiempo perfil Ducto L-08

El efecto que el descenso de la temperatura ocasiona sobre la viscosidad esta representada en la Figura 64. El valor inicial es de 173 cP y a los 4 días es de 845 cP en la mayor parte del ducto. La viscosidad máxima se alcanza a los 16.5 días teniendo un valor de 1589 cP. A este valor de viscosidad le corresponde una fluidez del tipo a la miel de abeja. Es esencial entender este aspecto pues de acuerdo con la experiencia este fluido a temperatura ambiente tiene una fluidez prácticamente nula de tal manera que la única manera de poder desplazar un volumen del fluido se tiene que utilizar entre otras técnicas la de agitación, golpes en la parte del fondo del recipiente, o por medio de una herramienta desprender un volumen del resto del flujo. Imaginar lo que significa el desplazar un volumen localizado en el interior de un ducto con una longitud de 4,000 m y con esas propiedades de fluidez.



Figura 65. Perfil L-40

El fluido pasa a través del ducto L-40 del cual se muestra el perfil en la Figura 65. Como se observa el perfil es a favor del campo gravitacional configuración que no afecta en términos generales la presión. La característica relevante del perfil son las partes que corresponden a los tramos que se encuentran sobre el lecho marino uno con una longitud de 500 m y el otro con una longitud de 1,000 m. La temperatura en estos tramos descenderá con mayor rapidez que en resto del ducto como se muestra en la siguiente figura:

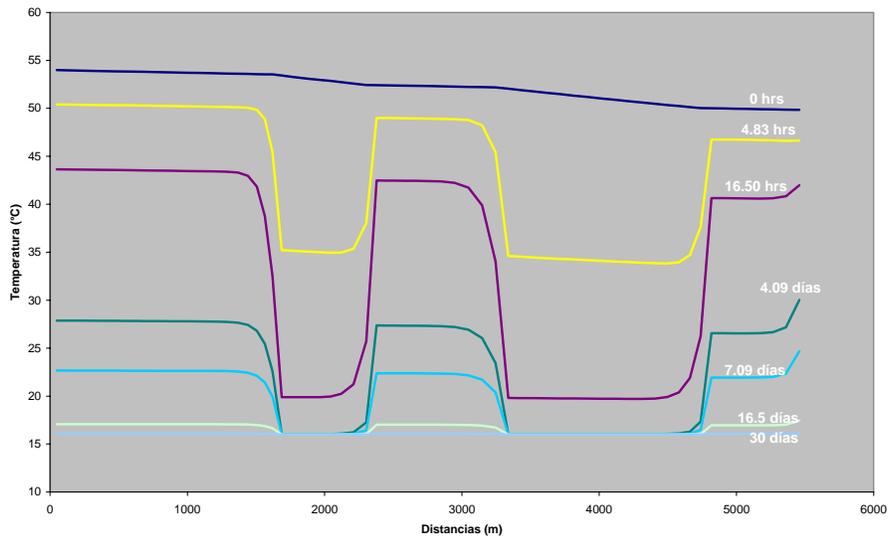


Figura 66. Temperatura vs. Tiempo perfil Ducto L-40

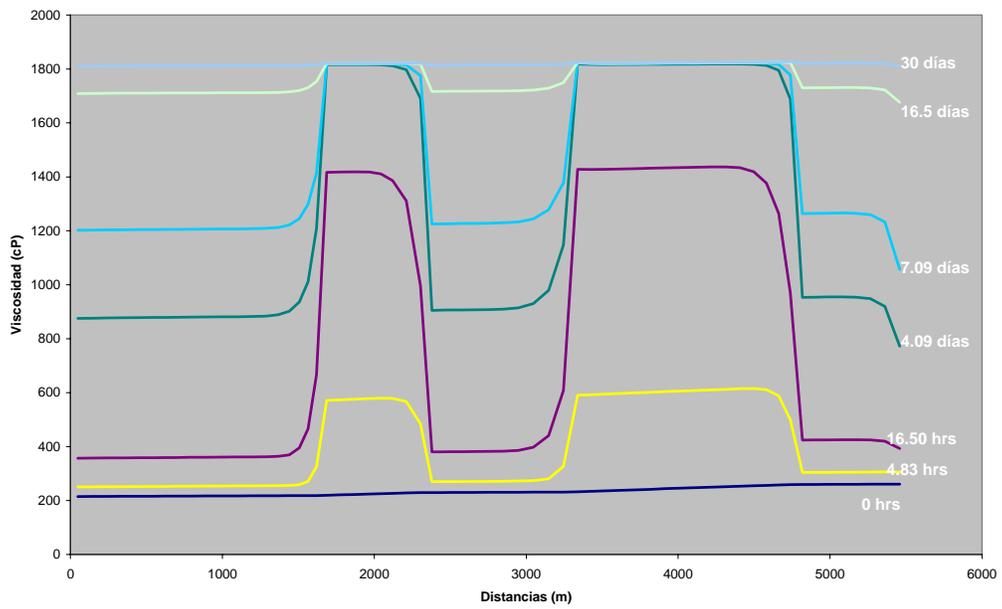


Figura 67. Viscosidad vs. Tiempo perfil Ducto L-40

En la Figura 66 y Figura 67 muestra el efecto que tiene el descenso de la temperatura con respecto a la viscosidad.

A las 16 horas después del paro en el tramo que se encuentra sobre el lecho marino alcanza el valor de 1450 cP, del sistema de ductos que transporta el fluido desde las plataformas de Ku, Maloob y Zaap esta parte es la más delicada del sistema.

Es necesario recrear escenarios de arranque con respecto al tiempo antes y después de las 16 horas después del paro para establecer un procedimiento que ayude a la mejor operación del sistema.

El resto del sistema compuesto por el riser y el tramo de ducto en cubierta se presentan en las siguientes figuras:



Figura 68. Perfil Ducto Raiser

En la Figura 68 se ilustra la forma en la que se construye el riser con ducto flexible conectados a un cabezal de llegada con tres derivaciones de 14 pulgadas de diámetro nominal por 0.1 Km de longitud. El material que conforma la pared del ducto flexible se muestra en la siguiente tabla:

Riser	Tubería Flexible	6 in
	FBE	20 in

Tabla 18. Materiales y espesores ocupados en las paredes del riser

En el caso del tramo en cubierta del FPSO es un ducto con recubrimiento anticorrosivo de 30 pulgadas de diámetro con una longitud de 0.5 Km. Hasta este punto a llegado una producción de 325,079 BPD que constituye la suma de la producción de las plataformas PP-Ku-G, PP-Ku-I, PP-Ku-S y PP-Ku-C del campo Ku y las producciones de Zaap-C, Zaap-B, Maloob-A y Maloob-B mas la que proviene de Akal-J.

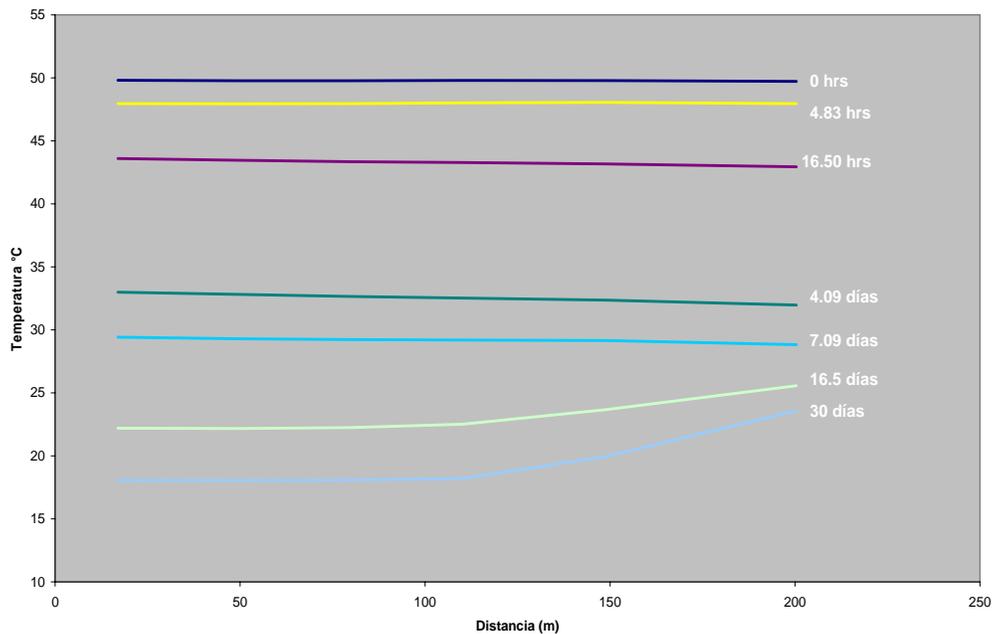


Figura 69. Temperatura vs. Tiempo perfil Ducto Raiser

La temperatura del fluido estancado en el raiser esta sujeto a dos fronteras, la temperatura en el fondo del mar y la temperatura de la atmósfera. Por esta razón después de los 30 días de paro el fluido en una parte del ducto tendrá una temperatura menor a la otra parte cercana a la temperatura de la atmósfera.

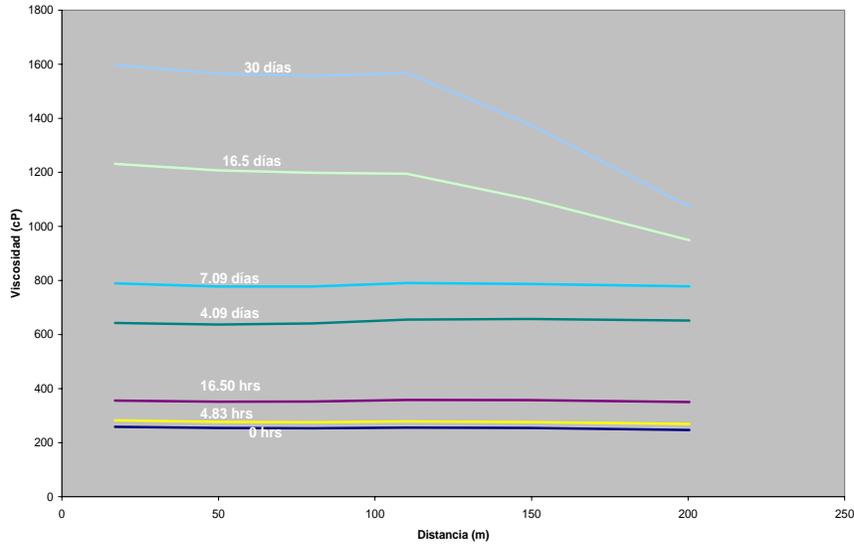


Figura 70. Viscosidad vs. Tiempo perfil Ducto Raiser

La consecuencia del comportamiento en la temperatura del fluido después del paro se refleja en la viscosidad. El valor máximo que caracteriza la viscosidad del fluido es de 1600 cP en una porción del ducto en la otra esta descende por estar en contacto con la atmósfera. Un valor ya representativo del paro lo alcanza a los 16.5 días.



Figura 71. Perfil Ducto Cubierta del FPSO

En la Figura 71 se muestra un tramo de ducto de 24 pulgadas por 0.5 Km de longitud. El recubrimiento es de una pintura anticorrosivo en contacto con la temperatura del medio ambiente.

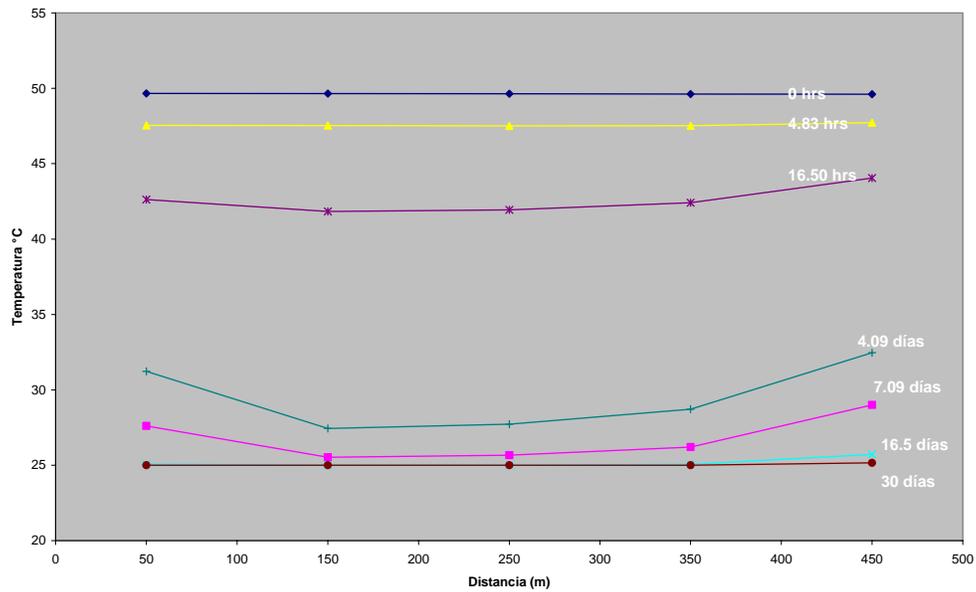


Figura 72. Temperatura vs. Tiempo perfil Ducto Cubierta del FPSO

El fluido ingresa con una temperatura de 49 °C en condiciones de operación normal. Después del paro esta comienza a descender de manera lenta. A los 16.5 horas esta ha disminuido en 5 °C para ubicarse en 43 C.

La temperatura del fluido estancado entre los dos extremos mas o menos al centro descende de manera mas rápida que en otro lugar ya casi al final del tiempo de paro como se observa en la Figura 72.

No hay un dispositivo o recubierta señalada en los extremos del ducto para explicar esta diferencia en la temperatura.

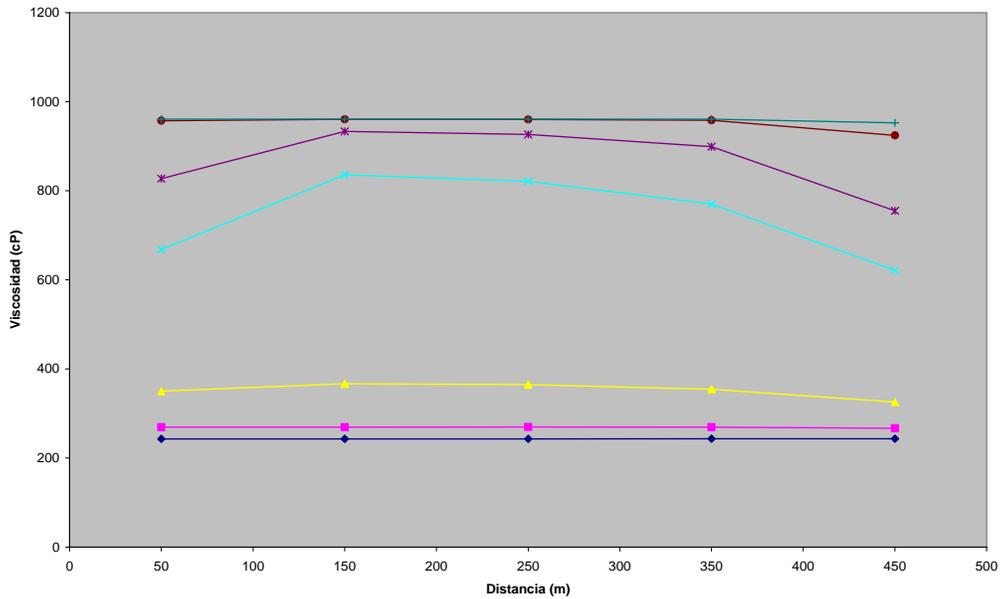


Figura 73. Viscosidad vs. Tiempo perfil Ducto Cubierta del FPSO

La viscosidad tiene el comportamiento inverso en relación directa con la temperatura como se muestra en la Figura 73.

En resumen el valor de la viscosidad más grande se localiza en el ducto L-40 con una viscosidad de 1800 cP después de los 16.5 días de paro tiempo máximo en el que sistema alcanza su extremo en la temperatura mas baja y viscosidad más alta.

Los 1800 cP son equivalentes a la fluidez de un líquido similar a la miel de abeja de acuerdo con la escala presentada en la Figura 50.

4.2 Temperatura vs. Viscosidad en Red PP-Ku-H, PP-Ku-M hacia PP-Ku-A

La red conformada por el ducto L-80 el cual lleva la producción de PP-Ku-H hacia PP-Ku-A y el ducto L-123 que se interconecta con el ducto L-80 en el fondo del mar para integrar la producción de PP-Ku-M como se presenta en la siguiente figura:

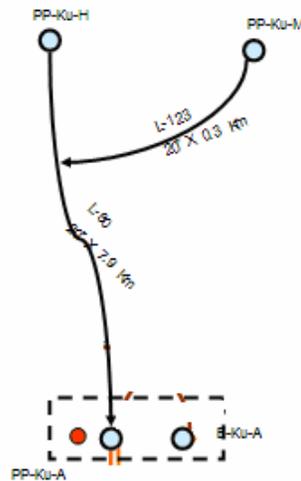


Figura 74. Configuración de la red PP-Ku-H y PP-Ku-M hacia PP-Ku-A

En la siguiente grafica se presenta el comportamiento de la temperatura y viscosidad en cada uno de los ductos que conforman la red. En la Figura 75 se muestra el perfil del ducto L-80 que sale de la PP-Ku-H hasta la interconexión de 24 pulgadas de diámetro con una longitud de 3.4 Km. La parte de color rojo representa un tramo de ducto de 0.1 Km en superficie con pintura anticorrosivo, de color verde se muestra la parte constituida por el raiser y de color amarillo la parte del ducto que va enterrado en el fondo del mar.

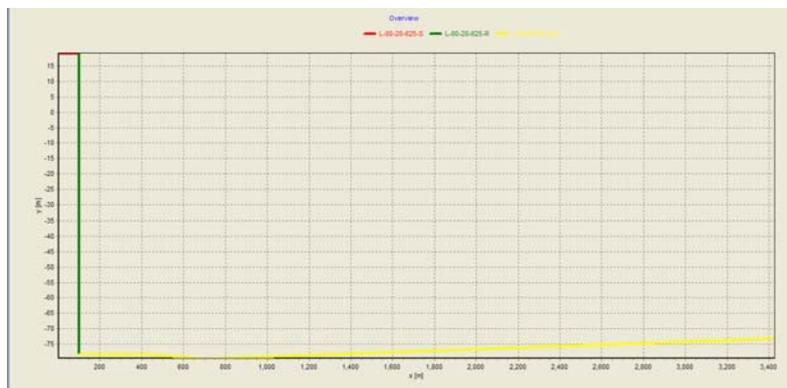


Figura 75. Perfil de la línea L-80 a la intersección

La temperatura en la atmósfera se fijo en 25 °C mientras que la temperatura en el fondo del mar se fijo en 18 °C. En la siguiente grafica se muestra el comportamiento de la temperatura en diferentes intervalos de tiempo.

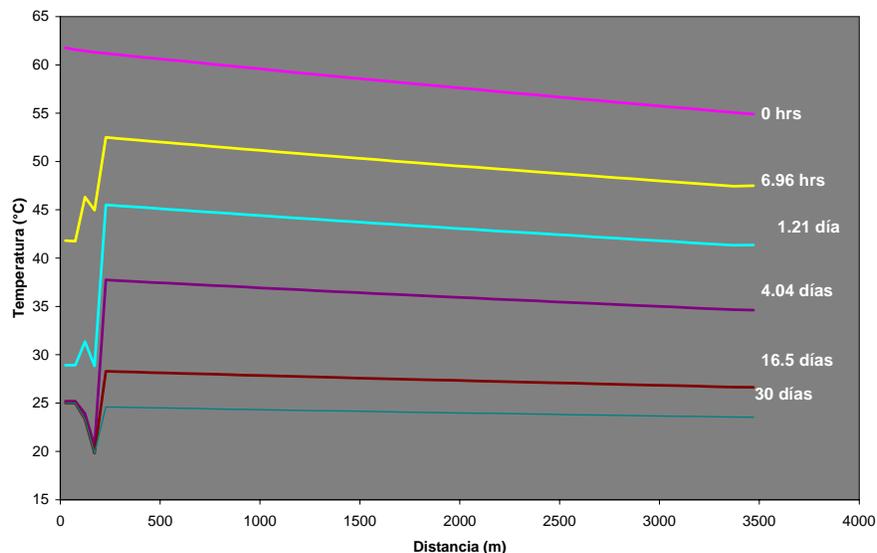


Figura 76. Temperatura vs. Tiempo perfil ducto L-80 hasta la intersección (Ku_H)

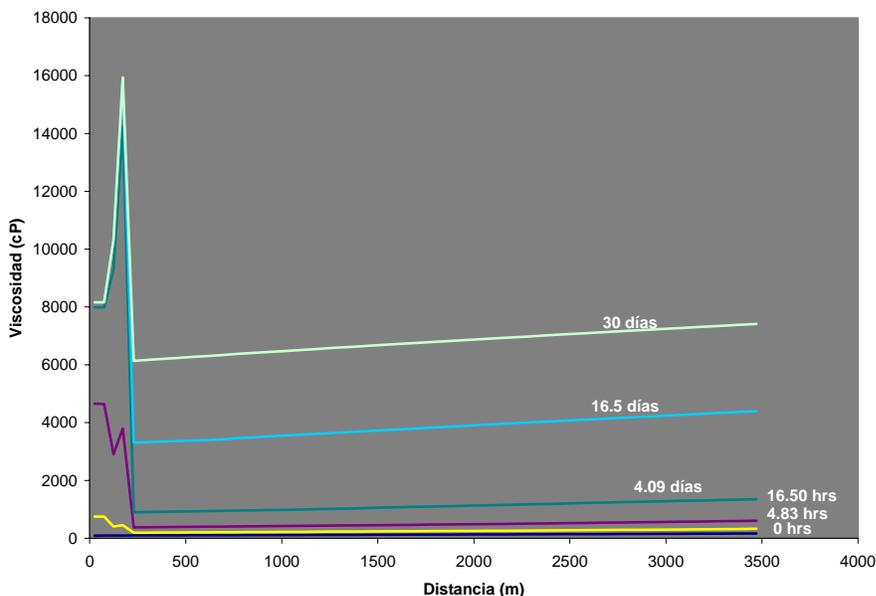


Figura 77. Viscosidad vs. Tiempo perfil ducto L-80 hasta la intersección (Ku_H)

La calidad del aceite que se produce en el complejo de producción PP-Ku-H es de 13 API con una viscosidad de 95 cP con una temperatura de 62 °C, en

condiciones de operación normal. Al momento del paro hasta las 16 horas la viscosidad adquiere un valor de 567 cP aun muy pequeña para considerarla como una restricción para el arranque. El problema se complica cuando el sistema lleva 4.09 días donde la viscosidad alcanza el valor de 1347 cP que aun puede se manejable por tratarse de un fluido similar al de aceite de motor.

En la Figura 77 se observa a los 16 días de paro el fluido adquiere una viscosidad de 4397 cP similar a un fluido como el pegamento blanco. En este aspecto la dificultad para mover este fluido es muy alta.

El segundo tramo del ducto L-80 que se interconecta en el fondo del mar con el ducto L-123 proveniente de Ku-M, y que termina en la plataforma Ku-A, se muestra en la siguiente figura

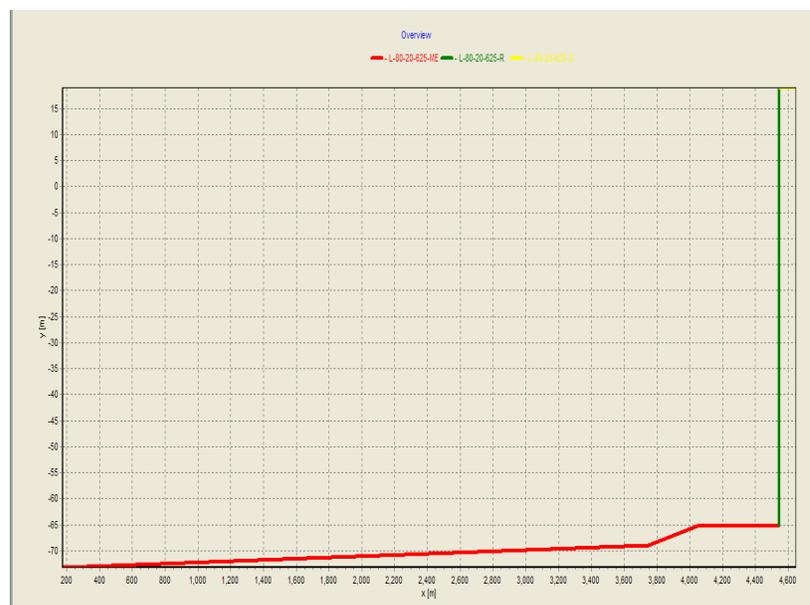


Figura 78. Perfil del ducto L-80 desde a la intersección hasta E-Ku-A1

Este tramo tiene una longitud de 4,400 m mas los 3,000 del primer tramo suman una longitud de 7,400 m aproximadamente con un diámetro de 20 pulgadas.

El tramo de color rojo esta enterrado en el fondo del mar hasta una profundidad de 1 m, el raiser de color verde con un tirante de agua de 65 m y el tramo en la superficie a la llegada a cabezal tiene una longitud de 100 m.

El comportamiento de la temperatura con respecto al tiempo se presenta en la Figura 79 en donde se observa que la caída es constante y uniforme a lo largo del ducto enterrado. A los 16 días después del paro este ha alcanzado la temperatura de medio ambiente que lo rodea.

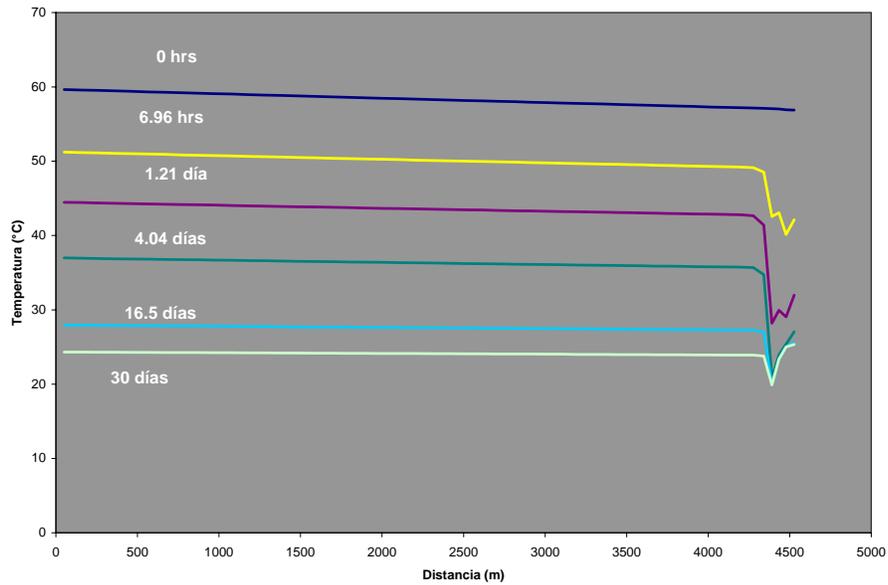


Figura 79. Temperatura vs. Tiempo L-80 desde a la intersección hasta E-Ku-A1

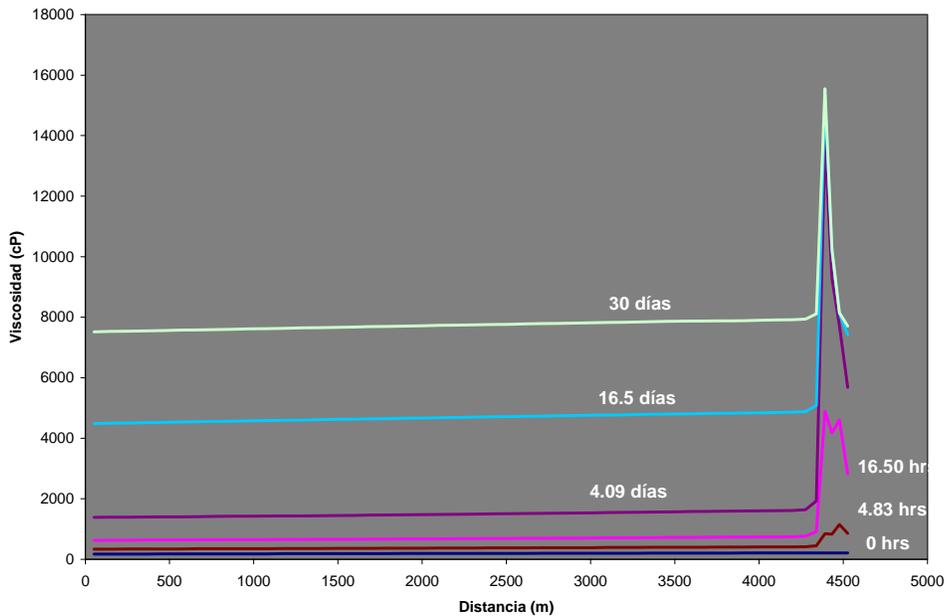


Figura 80. Viscosidad vs. Tiempo L-80 desde a la intersección hasta E-Ku-A1

La consecuencia de la caída de la temperatura en el fluido se presenta en la Figura 80 en relación con la viscosidad del mismo. En la base del raiser en un tramo corto de tubería se observa que alcanza valores de 15,000 cP. Semejante a la fluidez de un liquido como la mayonesa.

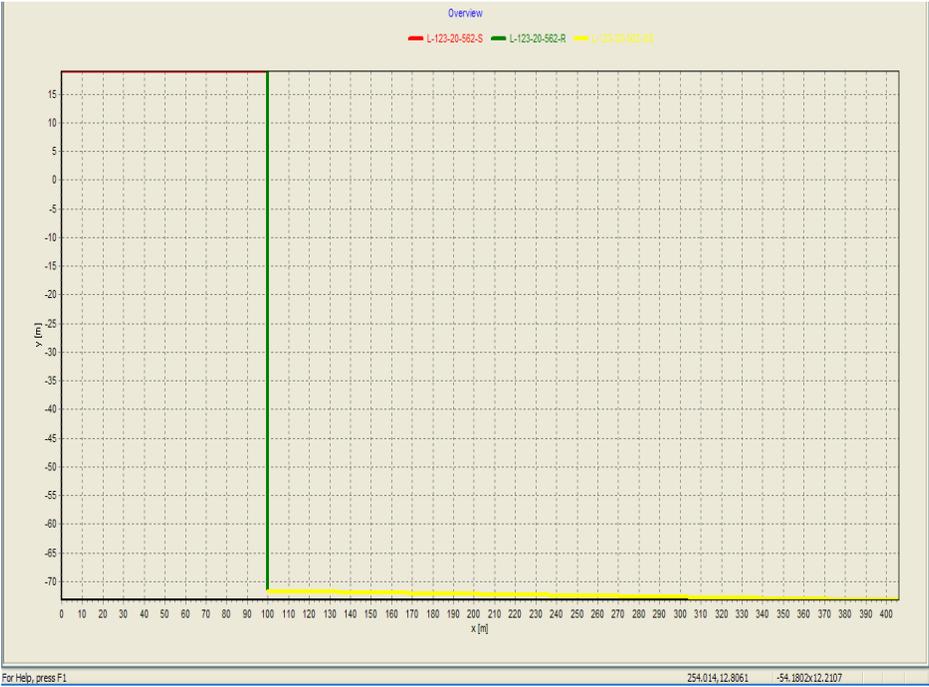


Figura 81. Perfil del ducto L-123 hasta la intersección con L-80

En la Figura 81 se muestra en perfil de la tubería que trasporta la producción de Ku-M hasta la interconexión con el ducto L-80. Se representa por un tramo corto de 300 m de longitud y 20 pulgadas de diámetro. La parte de color amarillo es el tramo que se encuentra enterrado y el raiser es de color verde, en la cubierta se observa un tramo reducto de color rojo.

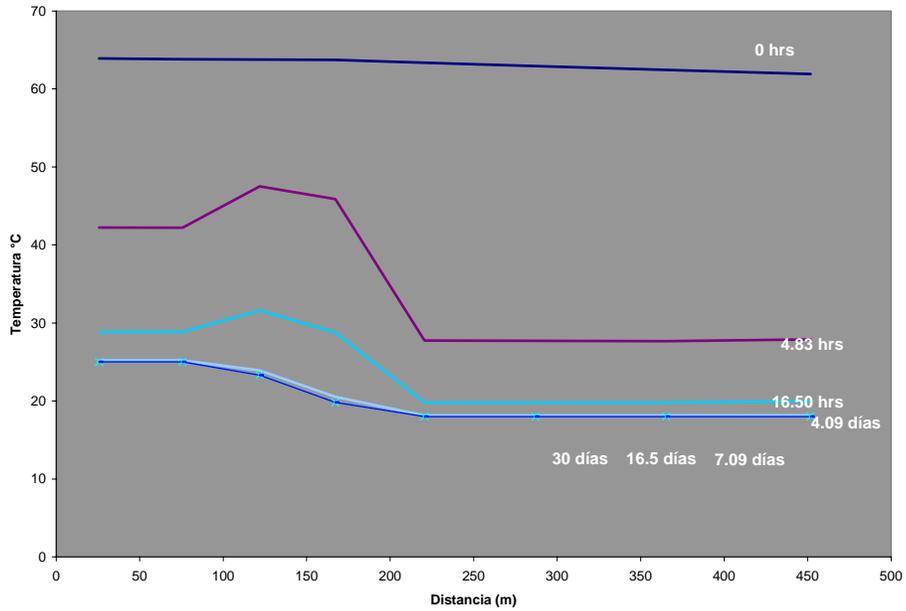


Figura 82. Temperatura vs. Tiempo L-123 hasta la intersección con L-80

La caída de la temperatura después de paro se presenta en la Figura 82 y su consecuencia con respecto a la viscosidad se presenta en la siguiente figura.

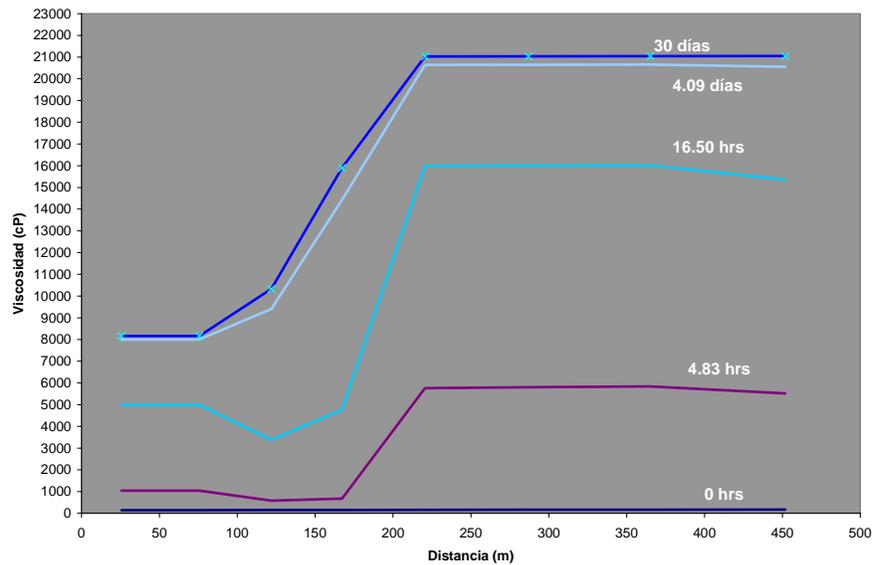


Figura 83. Viscosidad vs. Tiempo L-123 hasta la intersección con L-80

El valor máximo de viscosidad presentado en la red se da en el ducto L-123 con un valor de 21,000 cP.

Es necesario formular una estrategia para el arranque de la red. Entre la mas convenientes están la de empacar los ductos con un fluido de mayor calidad y menor viscosidad para que el arranque sea suave y en el menor tiempo posible.

4.3 Temperatura vs. Viscosidad en Red Bacaab y Lum hacia PP-Ku-A

La red esta compuesta principalmente por dos ductos. L-51 y L-124, con 5 y 11.6 Km. Respectivamente. Los diámetros del ducto L-51 es de 14 pulg y de L-124 es de 20 pulg como se muestra en la Figura 84. Ambas plataformas de producción no tienen equipo de separación a boca de pozo. Así la producción entra a los ductos sin un tratamiento previo lo que implica la aparición de un fluido inestable a lo largo de los dos tramos.

El cierre de un ducto que transporta una mezcla multifasica se espera que la cantidad de gas libre aumente por la liberación del gas disuelto a causa de la caída de temperatura. También se espera un reacomodo de las fases liquida y gaseosa, la primera tiende a acumularse en la parte mas profunda del ducto lo que implica un problema al momento de la apertura del ducto.

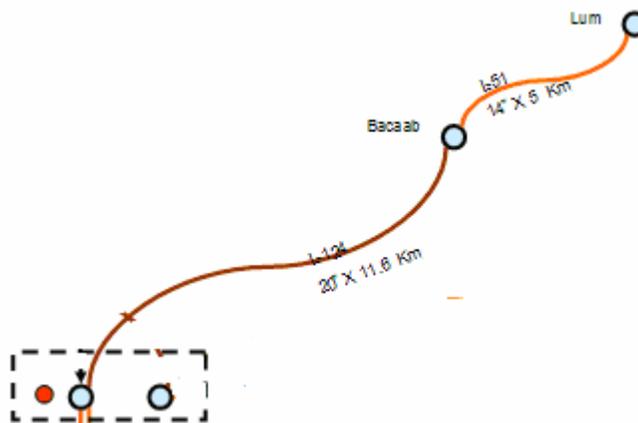


Figura 84. Esquema de la red Lum-Bacaab

El ducto llega a la plataforma de proceso E-Ku-A1 en las siguientes condiciones de temperatura y viscosidad.

El perfil esta construido de acuerdo a como se muestra en la Figura 85 en donde se presenta una pendiente ligera en dirección a la plataforma de proceso E-Ku-A1. EL ducto que esta sobre el fondo marino esta enterrado bajo una capa calculada de 100 pulg de espesor de arena.



Figura 85. Perfil del ducto L-51

Los tramos en superficie solo tienen una pintura anticorrosivo, mientras que los raiser tienen una capa de FBE como aislante.

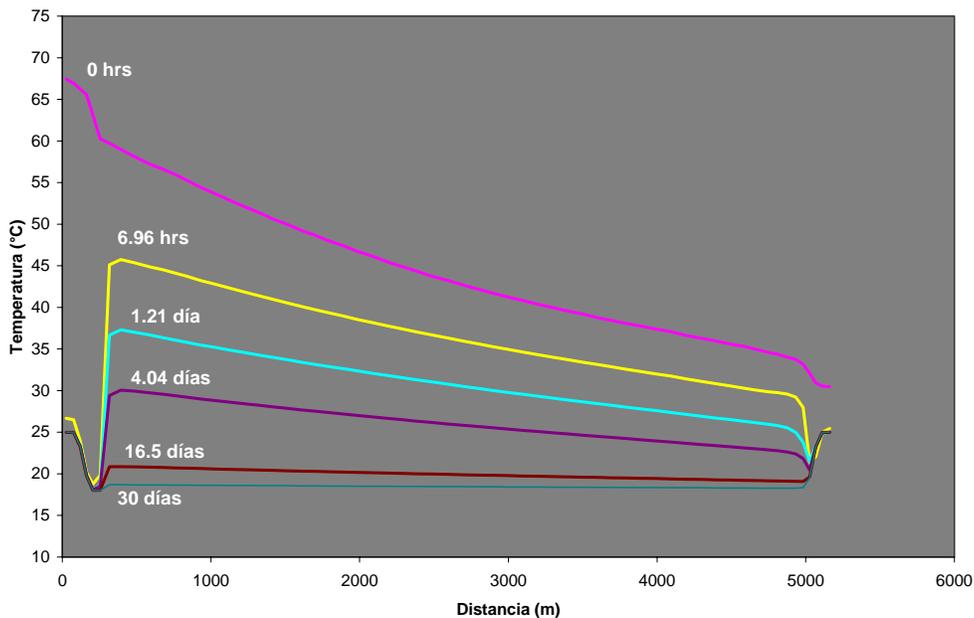


Figura 86. Temperatura vs. Tiempo perfil ducto L-51 (LUM)

A pesar de que el ducto se encuentra enterrado en la mayor parte, se observa que la temperatura del fluido presenta una pendiente pronunciada. El ducto mide 5 Km que en comparación con otros ductos es un tramo corto. La temperatura de salida es de 68 °C hasta caer a los 35 °C perdiendo en el transcurso del viaje la mitad de su valor. Después de 6 horas de haber cerrado se observa que al final del ducto el

valor de la temperatura se ubica ya en las condiciones del medio ambiente. Al inicio del ducto la temperatura tiene una pendiente menos pronunciada. La presencia de altas concentraciones de gas libre en el ducto origina el fenómeno que se describe en la caída de temperatura del sistema. El gas presenta una transferencia de calor menor que la del líquido, pero al momento de expandirse o contraerse este disminuye o aumenta su temperatura respectivamente. El fluido libera gas, térmicamente pierde temperatura por esta liberación de gas.

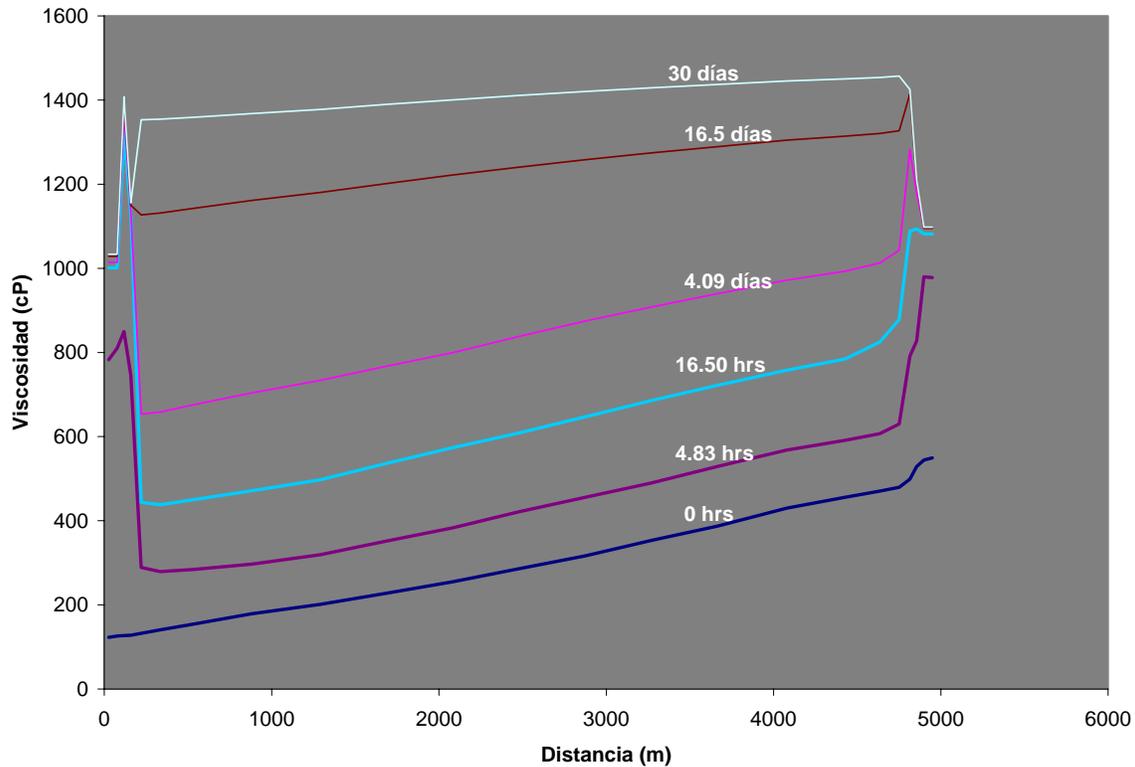


Figura 87. Viscosidad vs. Tiempo perfil ducto L-51 (LUM)

En relación directa con la temperatura se encuentra la viscosidad del fluido que quedo entrampado en el ducto. A las cero horas esta es relativamente baja de 170 cP aumentando hasta los 400 cP. De igual manera que el gas tiene efectos sobre la transferencia de calor del fluido hacia el medio ambiente, también afecta de manera directa el incremento de la viscosidad.

El valor máximo de la viscosidad después de 30 días de paro es de 1400 cP al final del ducto L-51.

En la Figura 88. Perfil ducto L-124 (Bacaab) Figura 88 se muestra el perfil del ducto L-124, donde se muestra de color verde los raiser en ambos extremos y de color

amarillo se muestra la parte enterrada en el fondo del mar. El ducto tienen una longitud de 11 Km y un diámetro de 20 pulgadas con una pendiente ligeramente inclinada hacia la plataforma de E-Ku-A1.

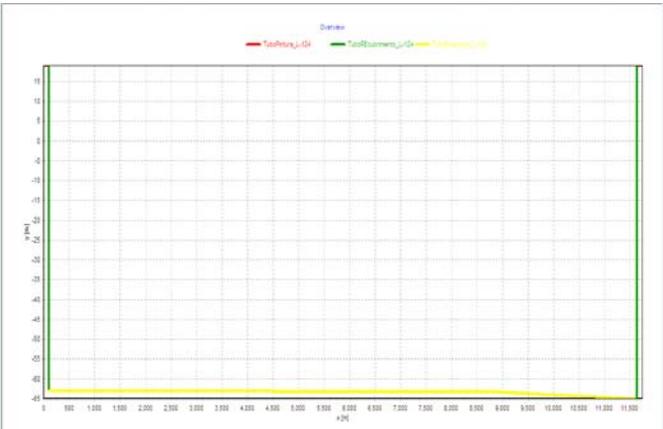


Figura 88. Perfil ducto L-124 (Bacaab)

El comportamiento de la temperatura con respecto al tiempo se muestra en la siguiente figura:

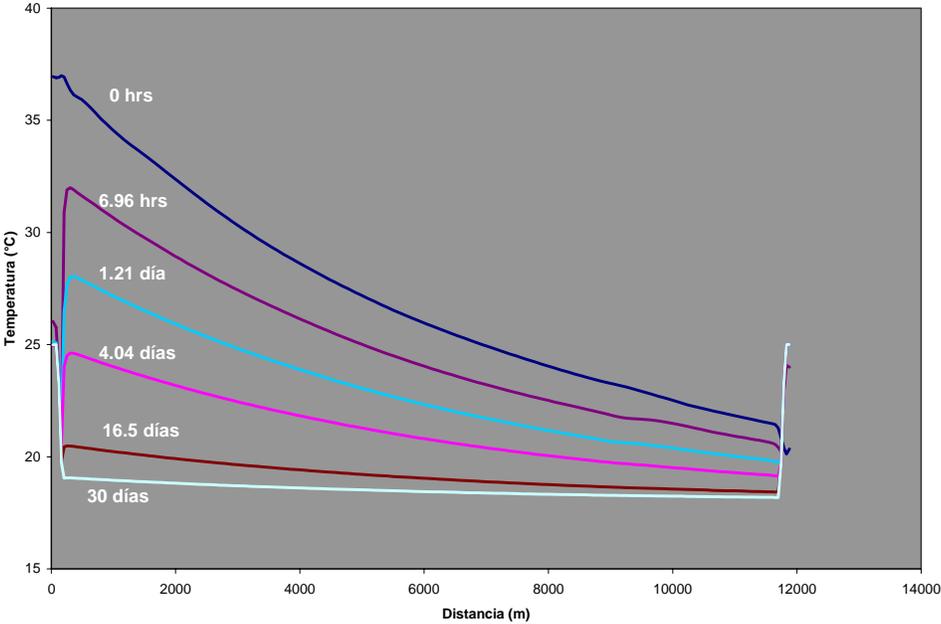


Figura 89. Temperatura vs. Tiempo perfil ducto L-124 (Baccab)

En un tiempo igual con cero la temperatura del fluido a la salida del Bacaab es de 36 °C y desciende en una pendiente pronunciada hasta los 25 °C en el tramo que se encuentra en la superficie pero en la base del raiser a la llegada del fluido esta

desciende hasta los 20 °C dos grado por encima de la temperatura del medio ambiente. La presencia de gas libre y la liberación de este en el transcurso del trayecto es la causa de la caída tan pronunciada de la temperatura.

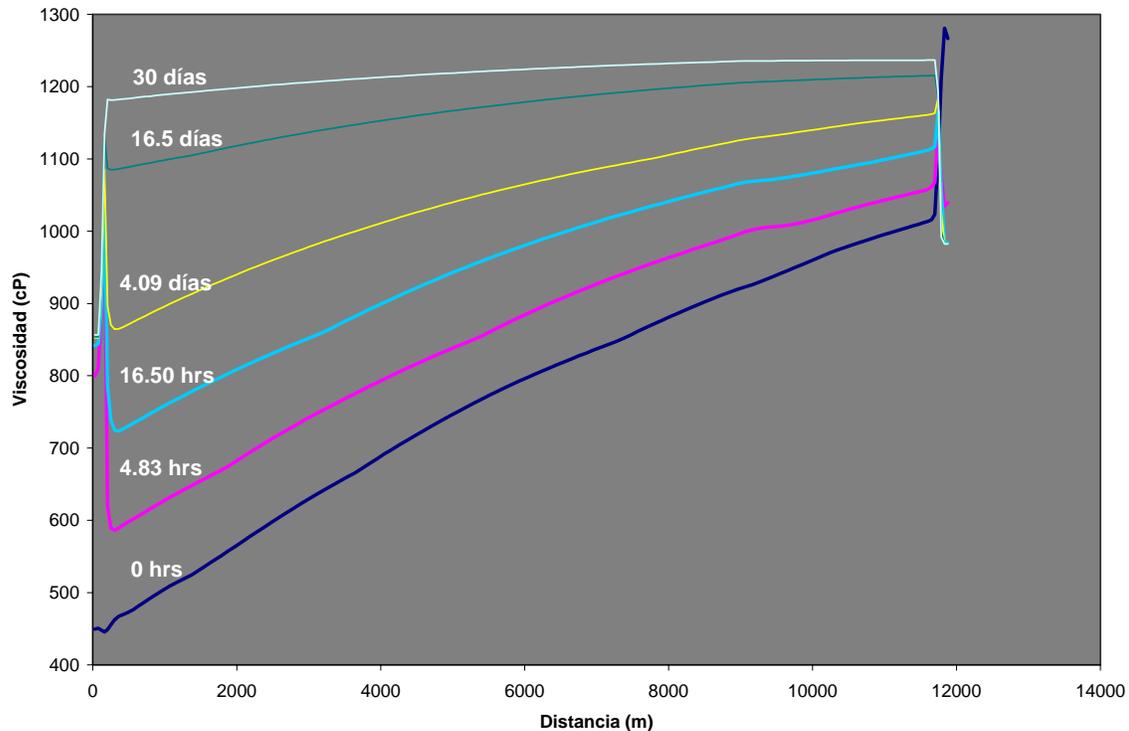


Figura 90. Viscosidad vs. Tiempo perfil ducto L-124 (Baccab)

En la Figura 90 se muestra el efecto de la temperatura tienen sobre la viscosidad. En un tiempo cero esta es de 450 cP al inicio del ducto L-124 y desciende de manera pronunciada conforme avanza el fluido hasta llegar a los 1287 cP equivalente a un fluido como la bielde abeja del cual su movimiento requiere de mayor esfuerzo.

El transporte del fluido proveniente de los pozos de Lum y Baccab es complicado por lo que se proponen las siguientes alternativas de solución:

Realizar una separación remota en cada una de las plataformas de tal manera que las dos fases vayan separadas a través de un ducto nuevo que corra paralelo al ducto L-51. A través del ducto L-51 fluiría el aceite y a través del ducto nuevo el gas, el cual será incorporado a succión de un compresor instalado en la plataforma Bacaab. Al comprimir el gas este aumenta su temperatura dando ventaja de fluidez al aceite al elevar la temperatura. El aceite y gas fluirán por el ducto L-124 a una mayor presión y temperatura logrando condiciones de operación aceptables.

4.4 Ductos principales de la red Ku-Sur

En la Figura 91 se muestran los principales ductos que conforma la red de transporte del bloque Ku-Sur, las cuales son: L-49 la cual transporta la producción de la plataforma Ku-F hacia la PP-Ku-A, L-164 la cual transporta la producción proveniente de Ku-H, Ku-M, Bacaab, Ku-F y Ku-A hacia Akal J, L-13 la producción de Ku-C y L-35 la producción de Ku-I ambas hacia PP-Ku-S.

Los diámetros y longitudes de cada una de ellas son: L-49 de 20 pulg de diámetro y con un adistancia de 3.4 Km, L-164 de 30 pulgadas de diámetro con 16 Km de longitud, L-35 de 20 pulgadas de diámetro con 2.4 Km de longitud y L-13 de 20 pulgadas de diámetro don 2.2 Km de longitud.

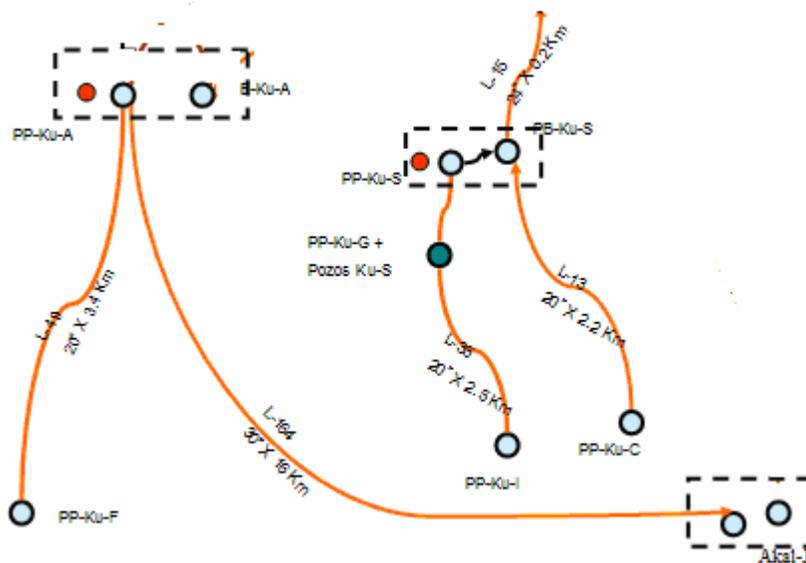


Figura 91. Esquema de los principales ductos de Ku-Sur

En la siguiente figura se muestra el perfil del ducto L-164 el cual es una arteria importante para el transporte de la producción del complejo de Ku-Sur.

En la Figura 92 se ilustra el perfil del ducto L-164 donde las partes de color rojo son los raiser, los tramos de color verde son los tramos de ductos colocados sobre

el lecho marino y que no están enterrados mientras que la parte de color amarillo corresponde al ducto enterrado.



Figura 92. Perfil del ducto L-164

En la Figura 93 se muestra la temperatura en el tiempo igual a cero donde se muestra una pendiente poco pronunciada a pesar de la longitud del ducto. La razón de esta baja caída de temperatura se debe a que el fluido va en forma estabilizada con muy poco gas disuelto y nada de gas libre, además de que el ducto va enterrado en la gran parte del ducto.

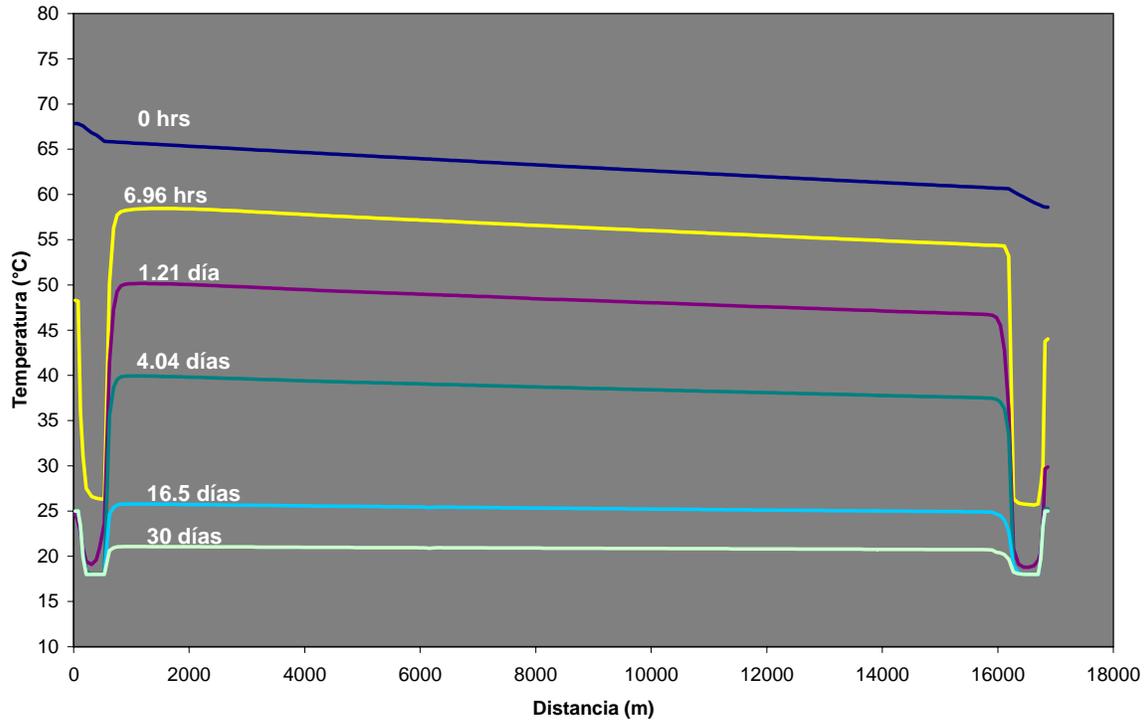


Figura 93. Temperatura vs. Tiempo perfil ducto L-164

Después del cierre del ducto la temperatura cae paulatinamente y de manera lenta de tal forma que a pesar de los 30 días de paro no se han alcanzado los 18 °C del medio ambiente marino en lo que respecta al tramo de ducto enterrado. Pero en los tramos que están en contacto con el medio ambiente la situación es diferente. La caída de temperatura es rápida de tal manera que alcanza la temperatura ambiente en 4 días después del paro.

En los dos tramos que están en contacto con el medio ambiente son relativamente cortos en comparación con el resto del ducto enterrado. El volumen de fluido contenido en este tramo se enfriara más rápidamente y alcanzara viscosidades mayores que el resto del ducto como se muestra en la siguiente figura:

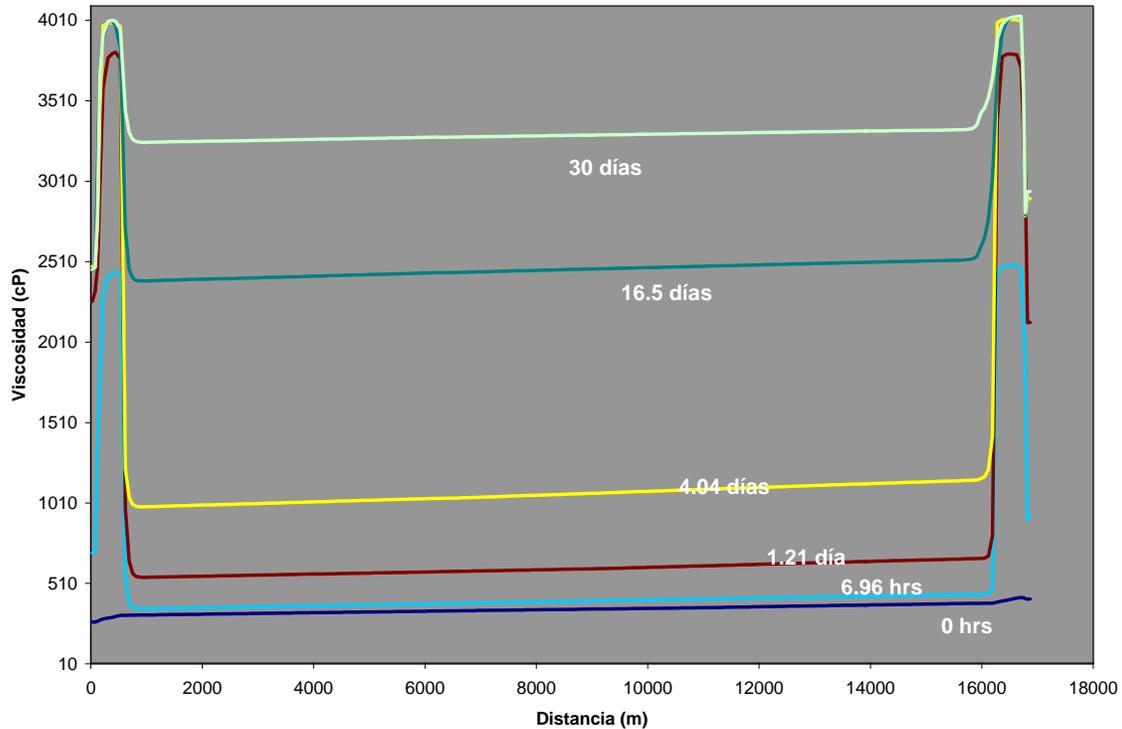


Figura 94. Viscosidad vs. Tiempo perfil ducto L-164

En la Figura 94 se ilustra el efecto de la temperatura sobre la viscosidad después del cierre del ducto. En un tiempo cero la viscosidad del fluido se encuentra entre 200 y 300 cP lo cual significa que es un fluido manejable hasta por un paro de 4 días donde la viscosidad es de 1000 cP. Pero con un paro de 16 y 30 días se alcanzan viscosidades de 2500 y 3500 cP respectivamente lo cual significa que la presión de arranque después de estos días va ser muy grande.

En la Figura 95 se muestra el perfil del ducto L-13 que trasporta la producción de la plataforma Ku-C al cabezal de llegada en segunda etapa de PP-Ku-S. Las partes de color rojo del ducto se encuentran en la superficie y los raiser de color verde y el tramo de la tubería enterrada es la parte de color amarillo. La pendiente del ducto esta favor del campo gravitacional por lo que ayuda al transporte del fluido.

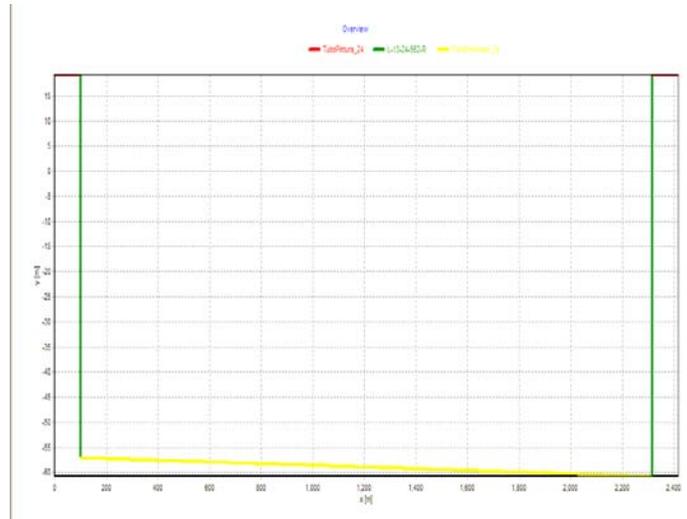


Figura 95. Perfil del ducto L-13

La plataforma de producción Ku-C cuenta con separación remota razón por la cual el flujo va en condiciones estables hasta PP-Ku-S.

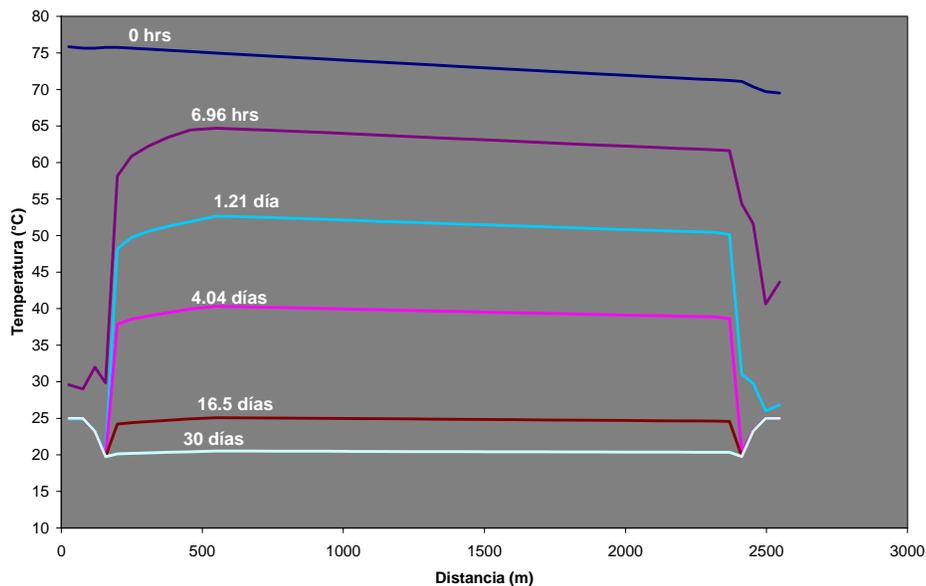


Figura 96. Temperatura vs. Tiempo perfil ducto L-13

En la Figura 96 se muestra la caída en la temperatura después del cierre del ducto L-13. esta es uniforme y constante a lo largo del ducto. De tal manera que la temperatura de fluido va disminuyendo paulatinamente conforme pasa el tiempo hasta los 30 días. El efecto que tiene la temperatura sobre la viscosidad se muestra en la siguiente figura

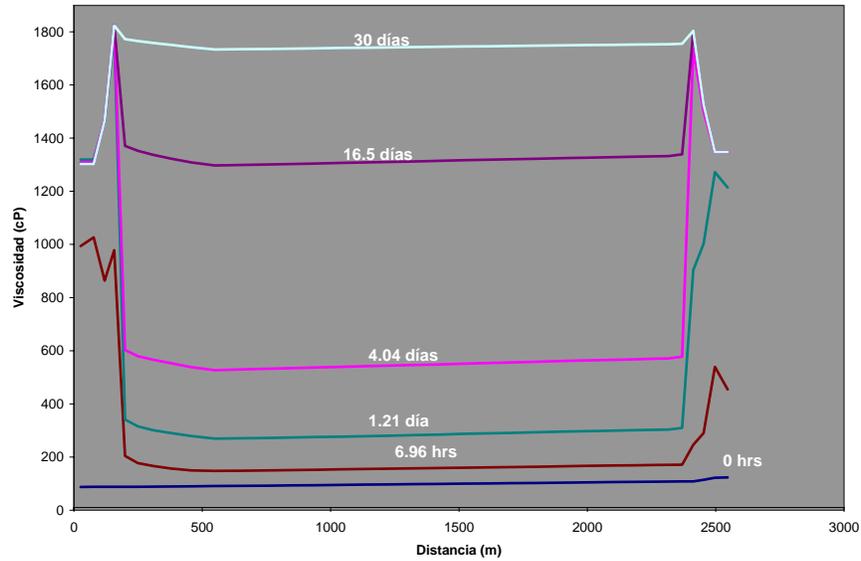


Figura 97. Viscosidad vs. Tiempo perfil ducto L-13

La viscosidad se incrementa de manera pronunciada a lo largo del ducto igualmente uniformemente hasta un valor máximo de 1,800 cP, esta es semejante a la fluidez de la miel de abeja.

En la Figura 98 se ilustra el perfil del ducto L-35 donde se muestra en color rojo los tramos del ducto que se encuentran en la superficie, en verde los raiser y en amarillo el tramo que esta enterrado.



Figura 98. Perfil L-35

En la Figura 99 se muestra el comportamiento de la temperatura con respecto al tiempo. La temperatura desciende a condiciones ambientales en menos de 6

horas después de efectuado el cierre. La razón se debe a que el tubo no está enterrado y cuenta con un recubrimiento de FBE con un espesor de 0.3 pulgadas (7.6 mm) como se muestra en la Figura 101 insuficiente como aislante para conservar el calor por más tiempo al calculado.

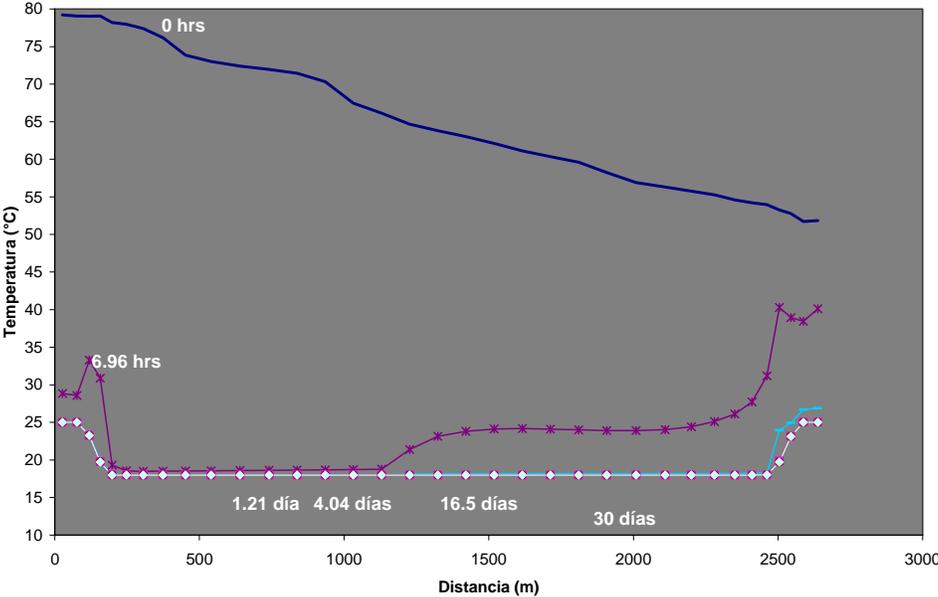


Figura 99. Temperatura vs. Tiempo perfil ducto L-35

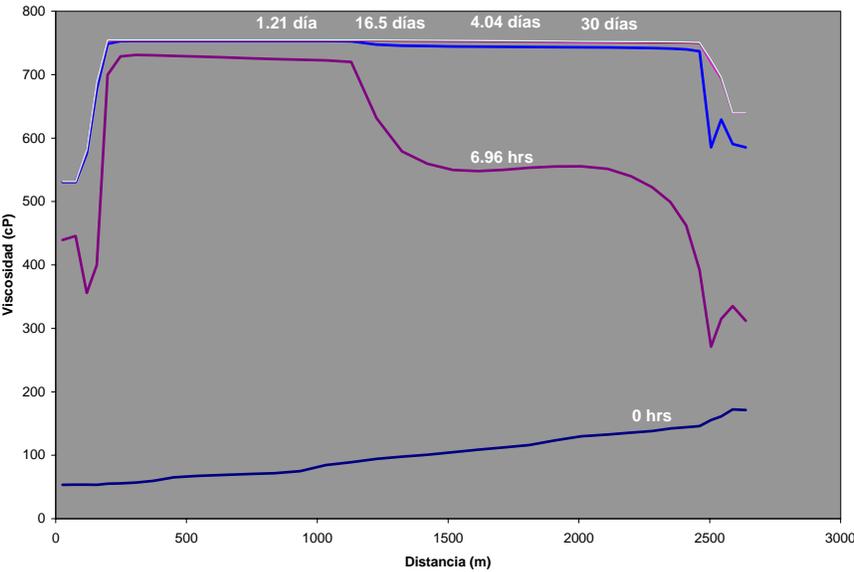


Figura 100. Viscosidad vs. Tiempo perfil ducto L-35

El efecto que tienen sobre la viscosidad la temperatura se puede apreciar en la Figura 100 donde después de los 30 días de paro el valor máximo que alcanza es de 750 cP, valor representativo de un fluido con una muy buena fluidez.

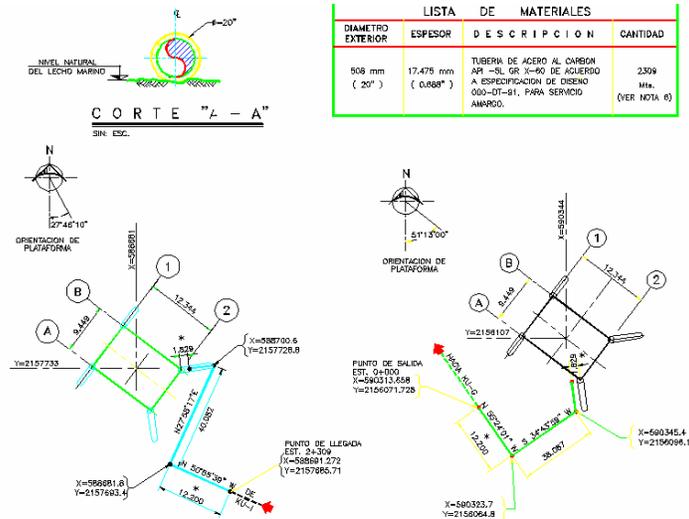


Figura 101. Espesor de la pared en el ducto L-35

En la Figura 101 se muestra el perfil del ducto L-49 donde los tramos de color rojo están en la superficie y los de color verde son los raiser. El tramo que va en el lecho marino va enterrado y se presenta de color amarillo.



Figura 102. perfil del ducto L-49

En la Figura 103 se muestra el comportamiento de la temperatura dentro del ducto después del cierre. La temperatura desciende de manera paulatina y

uniformemente en los 30 días de paro simulados. Por lo que el aislamiento generado por la arena de mar surte un efecto de aislante en le ducto.

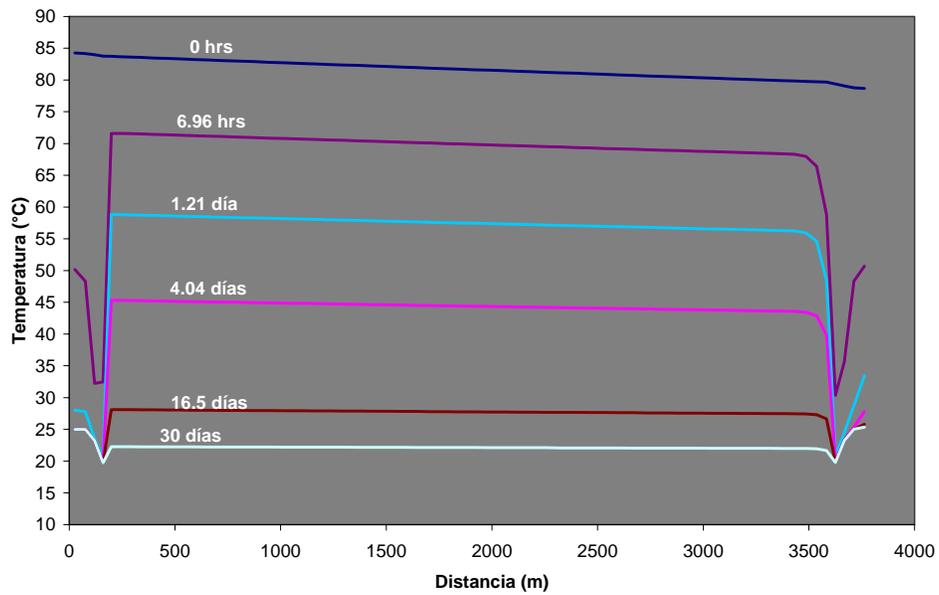


Figura 103. Temperatura vs. Tiempo perfil ducto L-49

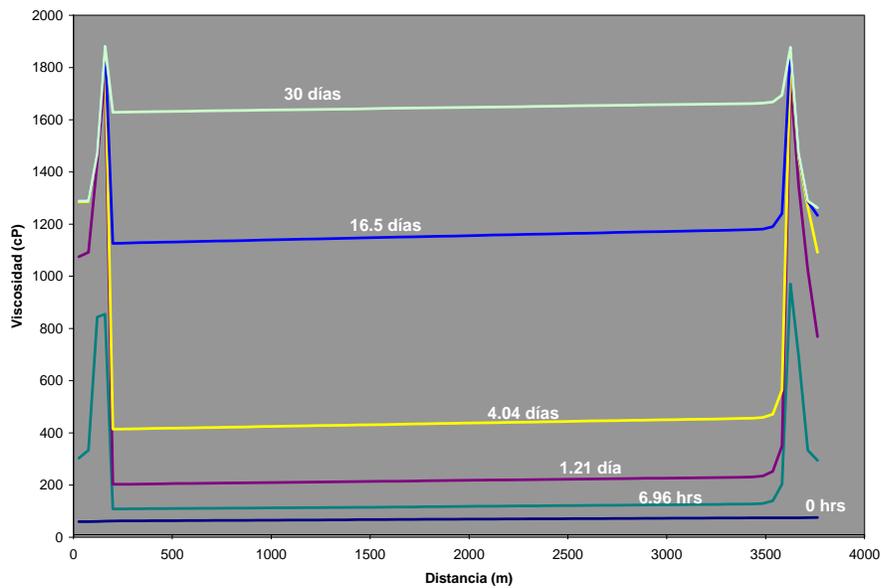


Figura 104. Viscosidad vs. Tiempo perfil ducto L-49

La viscosidad máxima que alcanza el ducto después de los 30 días de cierre es de 1,600 cP semejante al flujo de fluido como la miel de abeja.

5. Escenario de Arranque

La red de transporta de AIKMZ representada en el siguiente esquema fue modelada en condiciones de operación normal durante un periodo de tiempo de 24 hrs. Terminado este periodo se genera el paro de las fuentes cerrando el ingreso de masa al sistema y en todos los casos se cierra la válvula al final de la línea de transporte. Se tomo este criterio como mejor criterio para realizar esta operación en una línea que transporta hidrocarburo de acuerdo a los resultados mostrados en los capítulos pasados. En la siguiente figura se ilustra la configuración de la red y los cierres de las fuentes y a las válvulas en un periodo de 30 días.

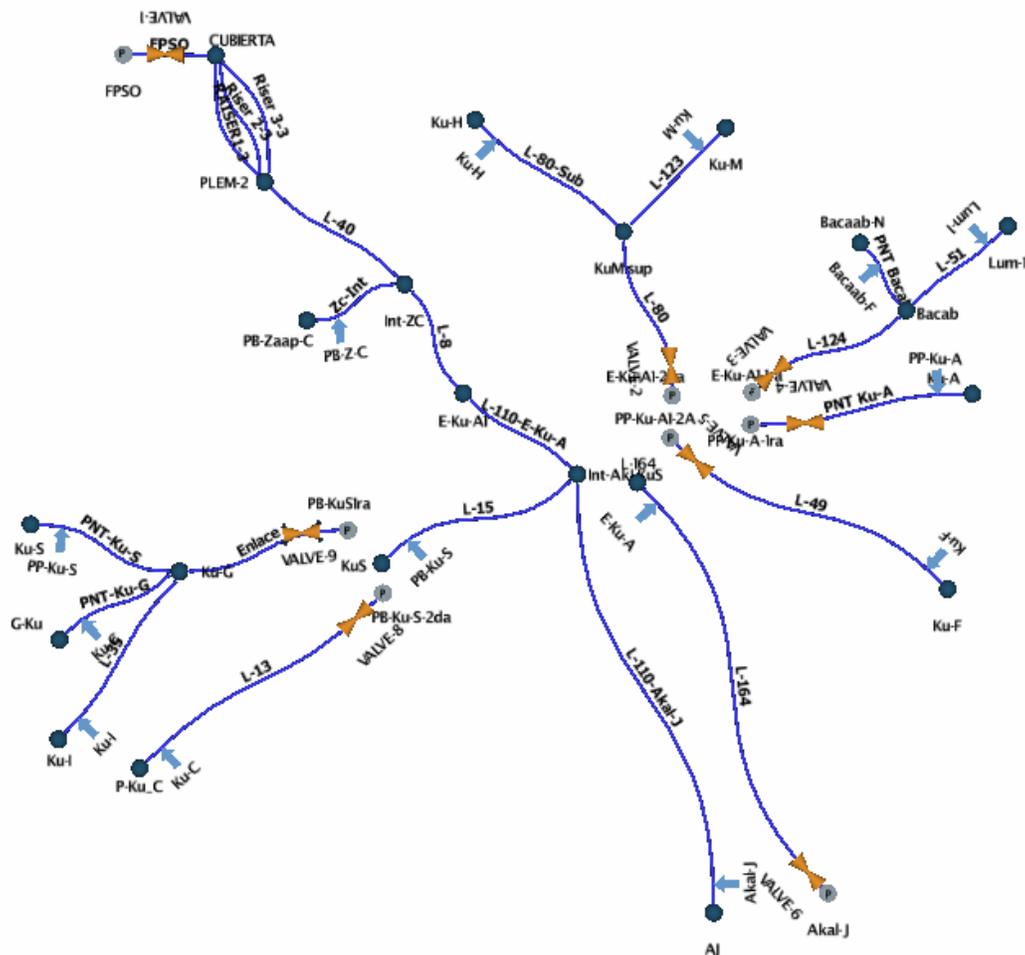


Figura 105. Configuración de la red Ku-Sur

Después del cierre por 30 días se efectúan los arranques de la línea en periodos que señalan según los siguientes escenarios: (1) Un día después del paro, esta situación es tal vez la más frecuente cuando se hace cambio de servicio,

mantenimiento de la línea o el desajuste de algún equipo que requiere de un mantenimiento o ajuste de sus parámetros de operación y es tal vez el tiempo máximo que se permite el paro de una línea de transporte. (2) Después el arranque es efectuado por un periodo de 5 días, de este escenario en adelante se consideran casos extremos de operación en donde lo que se desea saber si se cuenta con la potencia en las bombas requerida por un paro de línea en un tiempo prolongado. (3) un paro en 10 días y el caso más extremo (4) un paro de 30 días.

Recordad que el tiempo de paro en un alineamiento es una variable en contra de la operación de un sistema pues conforme pasa el tiempo la viscosidad aumenta su valor demandando para su posterior movimiento más energía para poner en marcha el movimiento del fluido.

Se ilustrarán los 4 casos en una sola gráfica y de las principales redes. Los nodos de interés es exactamente en las fuentes donde están localizadas las bombas que impulsarán el fluido. Por ejemplo para la red que transporta el aceite desde las plataformas de producción de Ku-H y Ku-M hasta el complejo de producción E-Ku-A1 interesa saber la potencia de las bombas localizadas en estas plataformas para poder poner en marcha la operación de la línea.

A continuación se comienza por graficar el escenario en donde se transporta el aceite ligero de Akal-J hasta el FPSO, donde confluyen las corrientes provenientes de PB-Ku-S, PB-Ku-A2 (PB-Zaap-C) y Akal-J. Como se muestra en la siguiente figura:

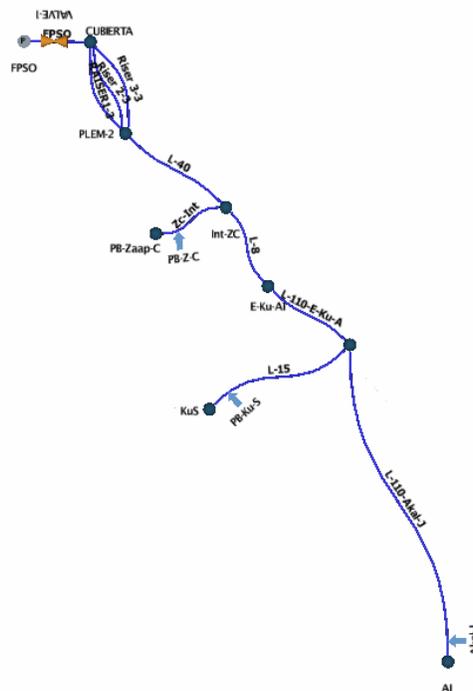


Figura 106. Red de transporte desde Akal-J hasta FPSO

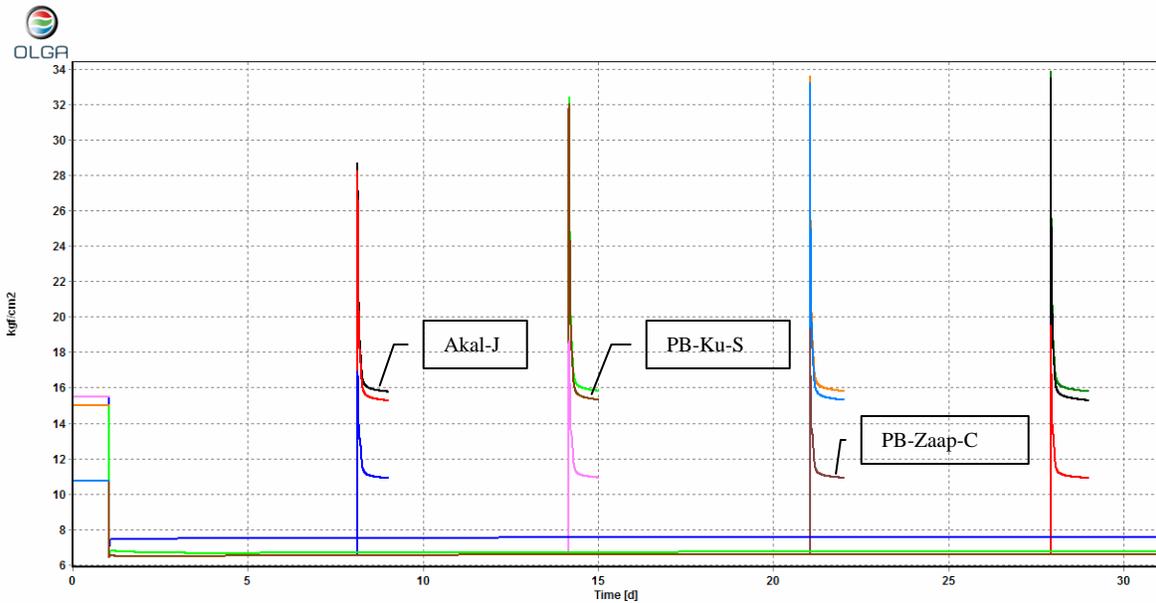


Figura 107. Presión requerida en la red en 8, 14, 21 y 28 días de paro

Presión requerida Kg/cm ²					
	Presión Operación	28 días	21 días	14 días	8 días
AKAL J	15.5	33.9	33.6	32.5	28.7
PB-KU-S	15.0	33.5	33.2	32.0	28.3
ZAAP C	10.7	19.5	19.3	18.2	16.9

Tabla 19 Presión requerida en los complejos PB-KU-S y Zaap-C, Akal-J

En la Figura 107 se muestra las presiones necesarias en cada una de las baterías para desplazar el fluido empacado en la red. También calcula el tiempo que requiere el sistema para llegar a su estado estable una vez iniciado el arranque. El tiempo necesario es de 4 horas a partir del comienzo de la operación.

Prácticamente la energía máxima necesaria es de 35 Kg/cm² en Akal-J y PB-Ku-S y 20 Kg/cm² en Zaap-C

En la siguiente figura se ilustra la red que trasporta la producción de Ku-H y Ku-M hasta Ku-A pos los ductos L-80y L-123.

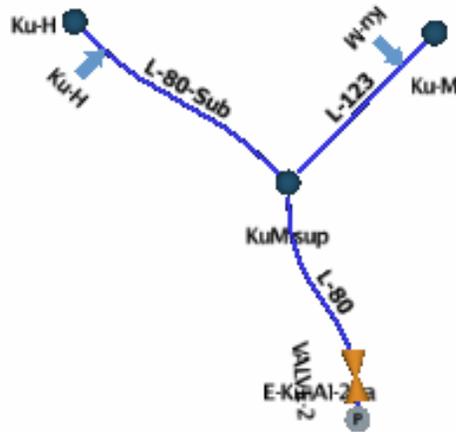


Figura 108. Presión requerida en la red en 1, 4 y 10 y 28 días de paro



- | | | |
|---|---|---|
| <input checked="" type="checkbox"/> PT [kgf/cm2] (SAL-123) "KHM(30d).tpl" | <input checked="" type="checkbox"/> PT [kgf/cm2] (SAL-L80) "KHM(30d).tpl" | <input checked="" type="checkbox"/> PT [kgf/cm2] (SAL-123) "KHM(M18Fact).tpl" |
| <input checked="" type="checkbox"/> PT [kgf/cm2] (SAL-L80) "KHM(M18Fact).tpl" | <input checked="" type="checkbox"/> PT [kgf/cm2] (SAL-123) "KHM(1d).tpl" | <input checked="" type="checkbox"/> PT [kgf/cm2] (SAL-L80) "KHM(1d).tpl" |
| <input checked="" type="checkbox"/> PT [kgf/cm2] (SAL-123) "KHM(5d).tpl" | <input checked="" type="checkbox"/> PT [kgf/cm2] (SAL-L80) "KHM(5d).tpl" | <input checked="" type="checkbox"/> PT [kgf/cm2] (SAL-123) "KHM(15).tpl" |
| <input checked="" type="checkbox"/> PT [kgf/cm2] (SAL-L80) "KHM(15).tpl" | <input checked="" type="checkbox"/> PT [kgf/cm2] (SAL-123) "KHM(28).tpl" | <input checked="" type="checkbox"/> PT [kgf/cm2] (SAL-L80) "KHM(28).tpl" |

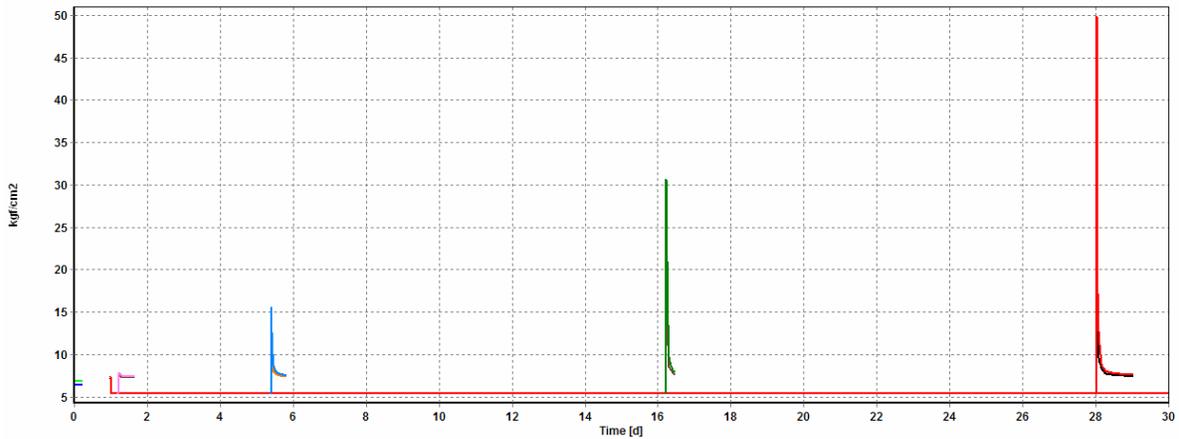


Figura 109. Presión requerida en la red en 1, 4 y 10 y 28 días de paro

Presión requerida Kg/cm ²					
	Presión Operación	28 días	16 días	5 días	1 días
KU-M	7.3	40.7	26.3	14.1	7.6
KU-H	6.9	49.9	30.6	15.4	7.8

Tabla 20 Presión requerida en los complejos de producción Ku-H y Ku-M

En la Figura 109 y en la Tabla 20 se ilustra la energía en presión necesaria para el arranque de las plataformas en caso de que estas quedarán cerradas por un espacio de 28 días que es el caso más crítico del sistema y que no se tendría la capacidad de bombeo la cual es de aproximadamente de 30 Kg/cm² pero se fija un rango de operación manejable de 15 Kg/cm². Por lo tanto después de 5 días de paro es necesario generar estrategias de arranque que auxilien al sistema a entrar en operación. Entre las practicas mas usadas para este caso se encuentra la de sustituir el fluido de la línea por uno de mayor calidad y menor viscosidad, diluir un fluido que reduzca la viscosidad, o inyectar la producción en gastos acumulativos hasta alcanzar la producción total por espacio de un día de operación

A continuación se pasa a las plataformas de producción que confluyen el a la batería PB-Ku-S como se muestra en la siguiente figura:

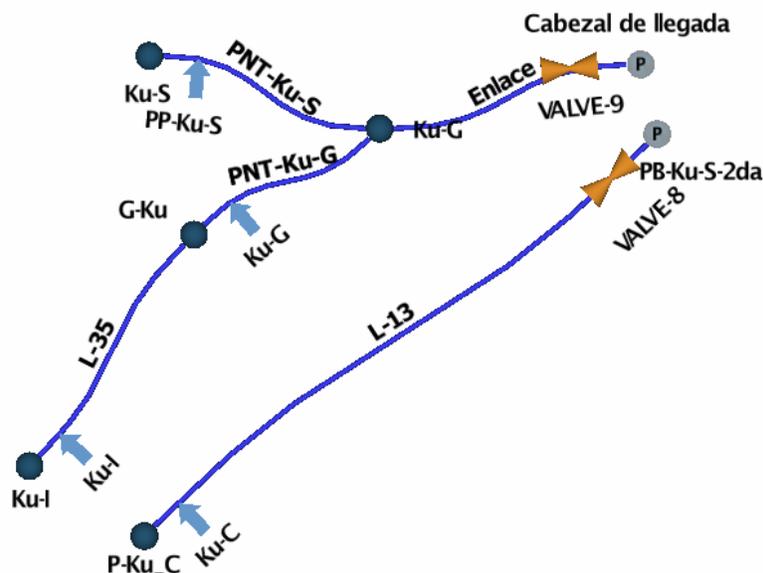


Figura 110. Red de distribución hacia PB-Ku-S

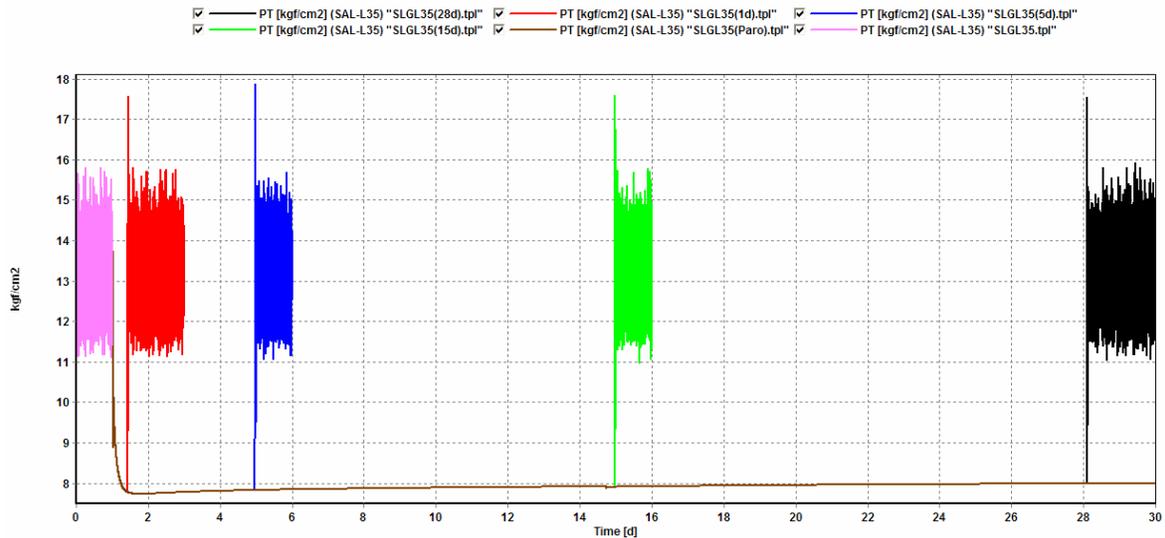


Figura 111. Presión requerida por L-35

En la Figura 111 se muestra la presión requerida para el arranque de la plataforma Ku-I. Esta plataforma no cuenta con separación remota por lo que se transporta un flujo multifásico el cual tiene un comportamiento inestable como se muestra en el primer día de operación normal. Al momento del cierre la presión se estabiliza en a los 8 Kg/cm².

La energía necesaria para arrancar la plataforma es de 18 Kg/cm², la cual no esta en relación directa con el tiempo de paro como se observa en la Figura 111. Esta presión se requiere por un corto tiempo de 40 minutos para alcanzar su estado de operación normal.

El “colgamiento” es una variable que mide la cantidad de líquido contenida en una porción de ducto en un instante de tiempo y el resto corresponde al gas. En la Figura 112 se muestra el contenido de líquido en ciertas porciones del ducto.

El paro en una línea que transporta una fase multifásica es interesante ver el reacomodo de las fases para establecer la congruencia del cálculo. La pendiente del ducto esta a favor del gradiente gravitacional. Implica que la fase liquida más pesada se acumulara de la mitad del tubo hacia la llegada a la plataforma de recepción como se muestra en la siguiente figura.

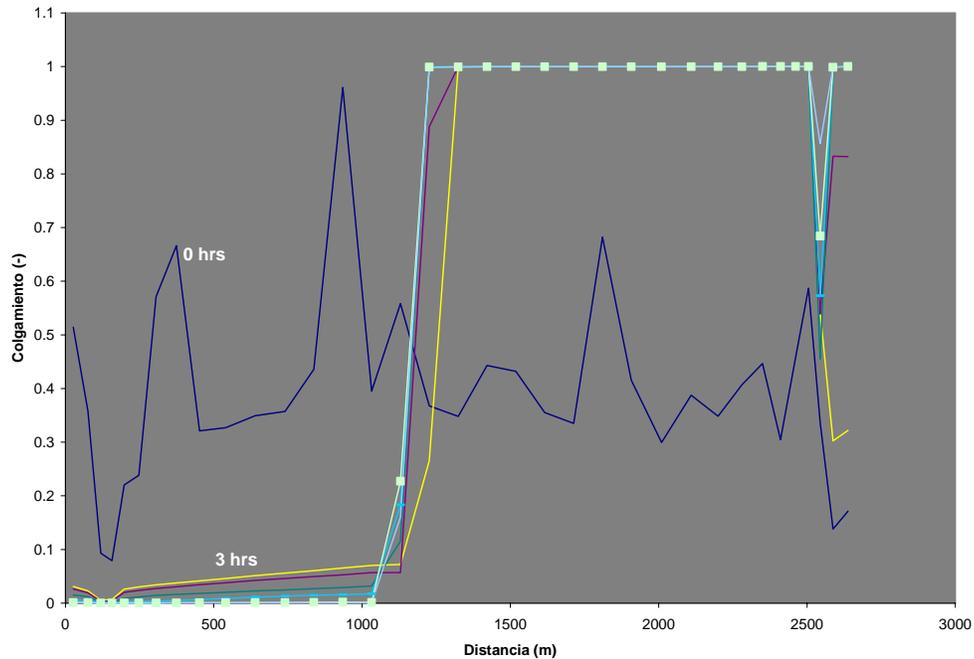


Figura 112. Colgamiento después del paro en L-35 desde KU-I a PB-Ku-S

La masa que ingresa al tubo es constante a lo largo de la simulación así como sus condiciones de presión temperatura y composición lo que implica que en cada caso el bache de liquido acumulado es el mismo en cada instante del paro por lo que la presión de arranque es la misma.

En la siguiente figura se presenta el esquema del ducto L-13 que trasporta la producción de aceite desde Ku-C hasta la segunda etapa de PB-Ku-S.

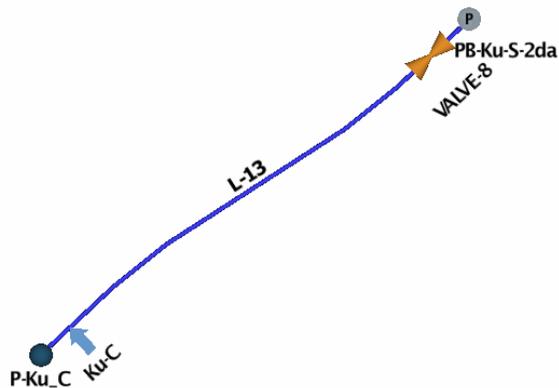


Figura 113. Esquema Ducto L-13

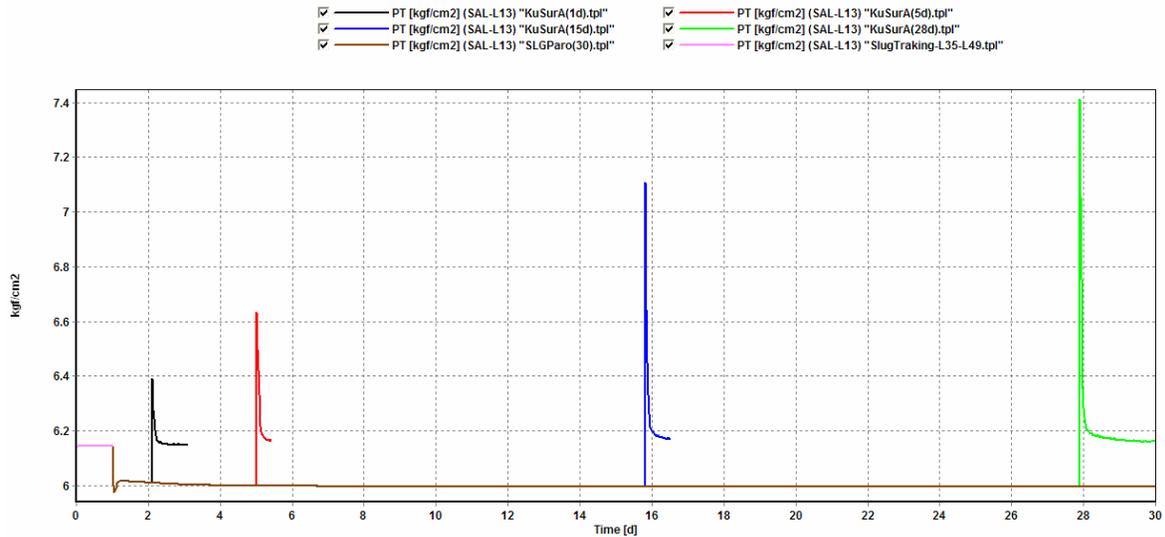


Figura 114. Presión requerida por L-13

Figura 114 se muestra la presión requerida en la plataforma Ku-C en diferentes tiempos de cierre del ducto. Las presiones requeridas en Ku-C se incrementan en 1.2 Kg/cm^2 en relación con la presión de operación de la misma razón por la cual se considera que no requiere de alternativas de arranque.

En la siguiente figura se muestra el esquema del ducto L-49, que trasporta la producción de la plataforma Ku-F hasta PP-Ku-A. En esta plataforma existe separación por tanto el aceite tiene muy poco gas disuelto.

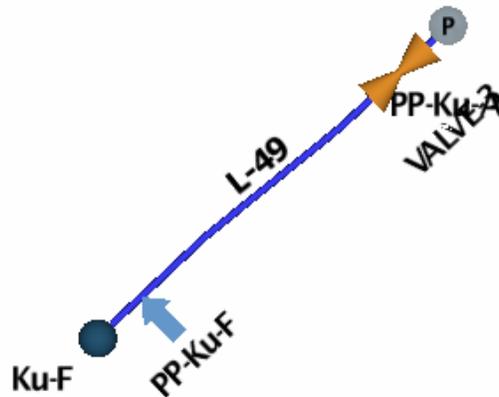


Figura 115. Esquema del Ducto L-49

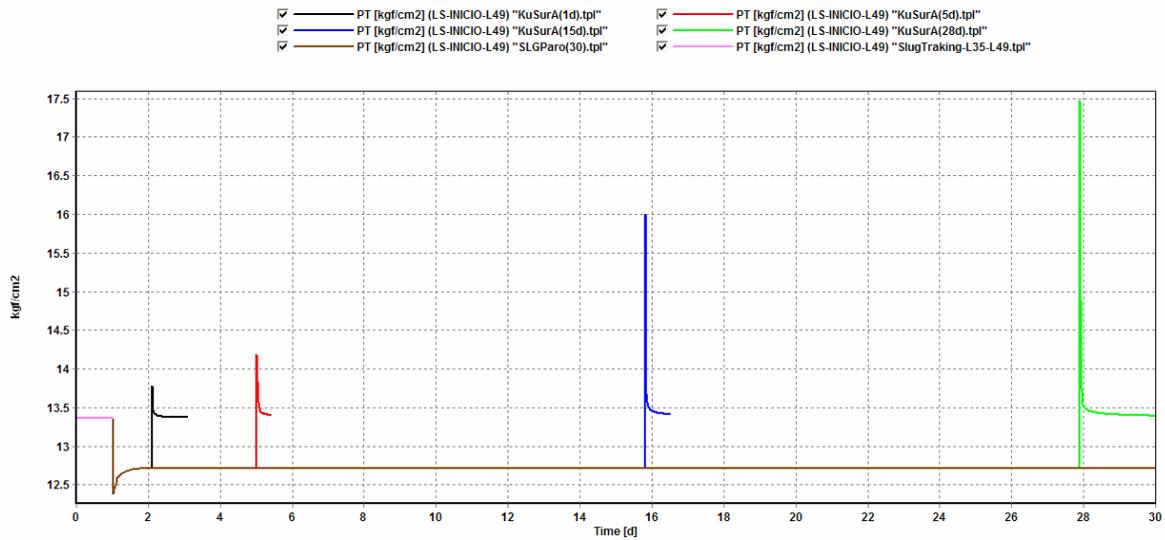


Figura 116. Presión requerida por L-49

En la Figura 116 se muestra la presión requerida para el arranque del ducto L-49. La máxima presión requerida es de 17.5 Kg/cm² después de un paro de 28 días. El arranque debe ser paulatino en un periodo en el cual la demanda de energía no se incremente por encima de la capacidad de las bombas en operación

Para el caso de arrancar las líneas que transportan las producciones de Lum y Bacaab se presenta a continuación la simulación reproducida por OLGA.

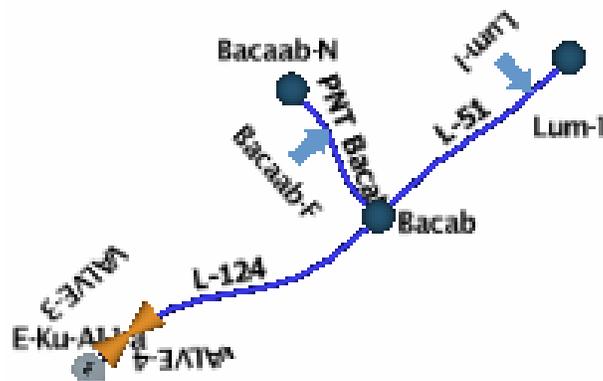


Figura 117. Presión requerida por Lum y Baccab

En el caso de un arranque en Lum y Bacaab la energía mínima necesaria para el desplazamiento del fluido es de 22 Kg/cm² y en este caso la demanda sería en Bacaab por manejar un fluido más denso y viscoso que el del lum.

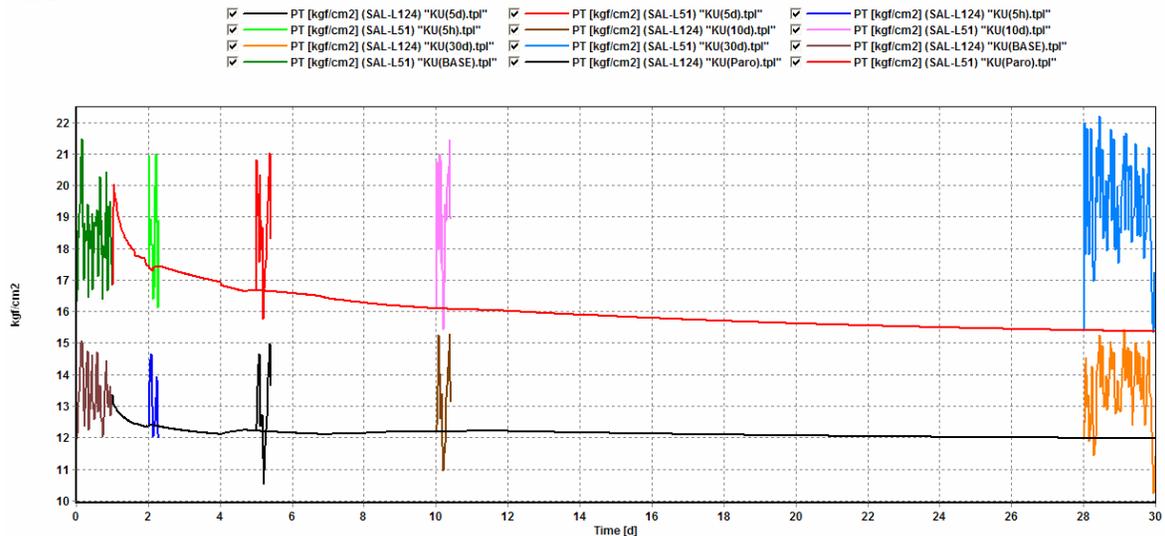


Figura 118. Presión requerida por Lum y Bacaab

El arranque de estas líneas según la simulación requiere mucha energía para el movimiento del fluido aun con el gas presente en la misma pues como se presento en informes pasados el gas ayuda al la transportación del fluido a través de las tuberías. Se debe destacar que se tomo el máximo valor presentado en los picos de presión que se muestra en la grafica pues hay casos en donde la presión requerida es mucho menor. En este caso la presión varía desde 22 a 15 Kg/cm² para el caso de Lum y para bacaab de 15 a 11 Kg/cm².

En esta caso se debe plantear una estrategia de empaqueo con fluido de mayor calidad proveniente de Lum para su posterior arranque.

Se ha pensado en la posibilidad de colocar bombas multifasicas (Bombas de cavidades progresivas) para el manejo de este tipo de aceite, pero se debe simular la viabilidad de manejar el problema con aceite ligero pues este se encuentra disponible en el complejo de Lum.

El trasporte de la producción desde E-Ku-A1 hacia Akal-J a través de la L-164 por donde fluyen un volumen de 200 000 BPD es una condición estrategia para el activo a continuación se presenta la energía necesaria para el movimiento del fluido en esta línea.

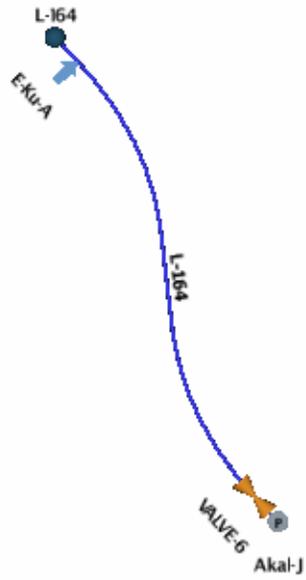


Figura 119. Ku-A hacia Akal-J

De acuerdo con la Figura 119 la presión que demanda la línea después de un paro de un día es de 40 Kg/cm² lo que implica una gran cantidad de energía para el movimiento del fluido.



PT [kgf/cm²] (SAL-L164) "L-164(5A).tpl"
 PT [kgf/cm²] (SAL-L164) "L-164(15A).tpl"
 PT [kgf/cm²] (SAL-L164) "L-164(21A).tpl"
 PT [kgf/cm²] (SAL-L164) "L-164(28A).tpl"
 PT [kgf/cm²] (SAL-L164) "L-164(30d).tpl"
 PT [kgf/cm²] (SAL-L164) "L-164.tpl"

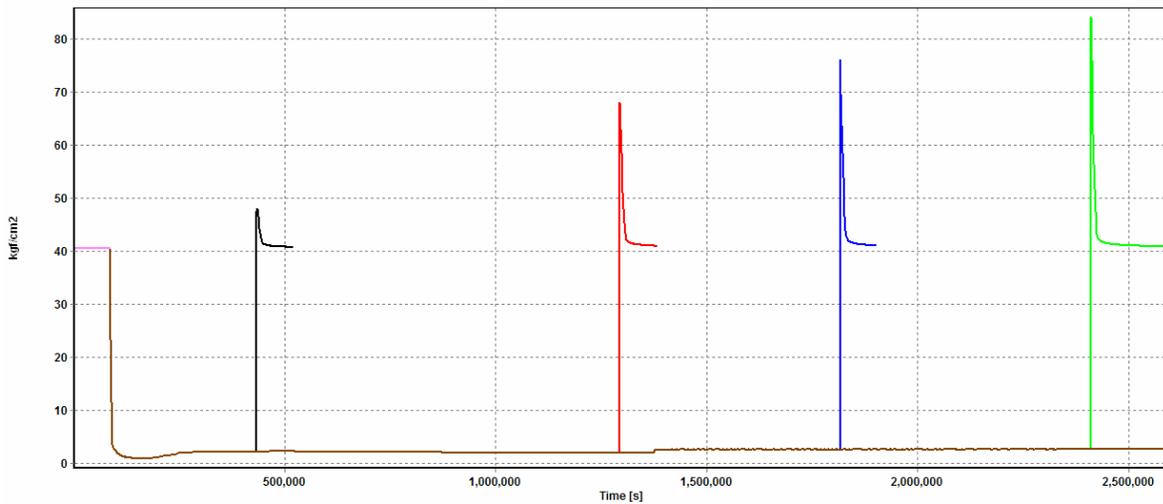


Figura 120. Presión requerida por Ku-A hacia Akal-J en ducto L-164

Las estrategias para disminuir la energía es tal vez la de implementar un arranque con secuencia de tiempo es decir, ir arrancando el sistema en intervalos de tiempo introduciendo la producción de poco a poco, en primer lugar introducir la producción del complejo productor que mas volumen de fluido aporta a la línea y que tiene la mayor calidad de aceite, una vez logrado su empacamiento y un estado pseudo estacionario se procede a incluir la producción de otro complejo productor dejando para el final la producción de aceite de menor calidad.

La simulación contempla que se va a desplazar la producción completa de un solo golpe. Esta situación es la que demandaría la energía expuesta por el simulador. Además la presión requerida en condiciones normales es de unos 38 Kg/cm² y esta misma demanda se requiere para cuando el sistema se ha parado por lapso de un día.

CONCLUSIÓN

La energía requerida para el arranque de una línea debe ser en la medida de lo posible la mínima disponible e instalada en el complejo esta condición depende en lo general del gasto a manejar, las propiedades del fluido, la distancia del punto de recepción, los diámetros de la tubería, el perfil orográfico del terreno, las temperatura de salida del fluido en directa relación con la viscosidad, el modelo reológico del fluido etc.

Todas estas variables influyen en la capacidad de bombeo de aceite instalada en una plataforma de producción. En el caso que nos compete el complejo de proceso y producción localizado en las plataformas PP-Ku-A y E-Ku-A deben tener la mayor capacidad de bombeo para un escenario de paro prolongado por 30 días. Si esta capacidad no es la instalada se debe contar con estrategias de arranque que mitiguen la demanda de energía necesaria.

Presión requerida Kg/cm²					
	Presión Operación	28 días	21 días	14 días	8 días
AKAL J	15.5	33.9	33.6	32.5	28.7
PB-KU-S	15.0	33.5	33.2	32.0	28.3
ZAAP C	10.7	19.5	19.3	18.2	16.9

Tabla 21. Resumen de presiones requeridas en el Bloque Ku (1)

Presión requerida Kg/cm²					
	Presión Operación	28 días	15 días	5 días	1 días
KU-M	7.3	40.7	26.3	14.1	7.6
KU-H	6.9	49.9	30.6	15.4	7.8
KU-C	6.4	7.4	7.2	6.7	6.4
KU-I	9.0	17.6	17.6	17.6	17.4
LUM	15.9	14.8	14.5	15.0	13.5
BACAAB	13.5	21.1	20.1	21.0	20.8
L-164	38.5	77.0	55.6	46.8	40.5
L-49	13.4	17.5	16.0	14.3	13.7

Tabla 22. Resumen de presiones requeridas en el Bloque Ku (2)

En la Tabla 21 y Tabla 22 se muestran las presiones que son excesivas y que de alguna manera se debe generar estrategias para disminuir esta demanda de energía.

De los casos mas representativos se encuentra, Ku-A demandado 77, Ku-H con 49, Ku-M con 40.7, Akal-J para le envió de aceite ligero con 34, PB-Zaap-C con 19..5 y por ultimo PB-Ku-S con 33.5 todos en Kg/cm2. En el último caso PB-Ku-S es una consideración el disminuir la presión requerida.

A menor energía menor es la cantidad de equipos instalados, la demanda de energía de consumo, entre otros beneficios.

Dentro de las estrategias, la mas favorecida para el caso de una arranque es el de sustituir el fluido viscoso y de menos calidad por uno que entre sus propiedades tienda a ser el de mayor calidad y menor viscosidad. Así, de esta manera la masa que se va a desplazar poseerá una menor resistencia al movimiento (inercia), y por lo tanto demandara una menor energía.

Otras alternativas que se pueden contemplar es la de mezclar un fluido de menor calidad con otro de mayor calidad para modificar sus propiedades. Esto es conveniente en el caso de producción en estado de operación normal pero en el caso de un arranque la idea de dejar la línea empacada con proporciones de aceite de diferentes calidades se visualiza como un doble trabajo.

Claro esta que el barrido de las líneas para sustituir el fluido se considera en paros programados en los cuales se tiene el tiempo para desviar los fluidos y desplazar los de baja calidad.

En caso de un paro por emergencia en donde la sustitución del fluido no es posible, es otro escenario que debe plantarse, es otra situación que requiere de un análisis detallado en caso de que se quede en las líneas fluidos que demanden una excesiva cantidad de energía.

Entre las alternativas que se pueden plantar para tal caso esta la de inyectar un diluyente con el fin de reducir la viscosidad del fluido, otra sería el incremento de la temperatura de la línea por conducción a través de un espacio anular construyendo una línea externa a la productora, la instalación de bombas de desplazamiento positivo que generen grandes presiones pero con la desventaja que solo pueden manejar un gasto constante y reducido.

En la siguiente tabla se da una matriz de decisión en lo que respecta a paros y arranques.

Alternativas de Arranque	
Paro Programado	<ol style="list-style-type: none"> 1. Sustitución de fluido por uno de mayor calidad y menor viscosidad en ductos con fluidos de menor calidad y alta viscosidad
Paro no programado	<ol style="list-style-type: none"> 1. Inyectar un diluyente con el fin de disminuir la viscosidad 2. Incrementar la temperatura (Tubos concéntricos) 3. Instalación de bombas de desplazamiento positivo 4. Arrancar por intervalos de tiempo hasta alcanzar la operación normal 5. “Barrer” las líneas en etapas con aceite de mayor calidad y después introducir el de menor.

Tabla 23. Alternativas ante Paro y Arranque del activo Ku

Una recomendación que se puede tomar en cuenta para el arranque de una red de transporte de hidrocarburo es: Localizar la estación de bombeo más cercana al destino del aceite. Arrancar este sistema por un espacio de 30 minutos hasta haber desplazado una porción del fluido que se encuentra entrampado en la red. Posteriormente arrancar la segunda en distancias y así sucesivamente. Con la finalidad de demandar menor energía al sistema de bombeo de hidrocarburo.

BIBLIOGRAFÍA

Bendiksen, K., Malnes, D., Moe, R., and Nuland, S., "The Dynamic Two-Fluid Model OLGA: Theory and Application", SPE Pro. Eng., pp 171-180,1992.

Bratland, O., "Emergency shutdown system: improved understanding of design requirements", OTC 7718, The proceedings of 1995 Offshore Technology Conference, May 1-4, Houston, Texas, USA

Lund, B.F., Aar, R., and Onshus,T., "Higgs concepts for a subsea field scenario", OCT 7830, The Proceedings of 1995 Offshore Technology Conference, May 1-4, 1995, Houston, Texas, USA.

Lund, B.F., Aar, R., and Onshus,T., "Higgs applications and acceptance criteria", OCT 7830, The Proceedings of 1995 Offshore Technology Conference, May 1-4, 1995, Houston, Texas, USA

Rygg, O.B. and Ellul, I.R., "The Dynamic two-phase modeling of offshore live crude lines under tupture conditions", OTC 6747, The proceedings of 1991 Offshore Technology Conference, May 6-9, 1991, Houston, Texas, USA.

Rubek, M.T. and Broussard, D.H., "Flowline Insulation Thermal Requirements for Deepwater of SPE 69th ATCE, Vol. 2,pp. 193-201, Sept. 1994, New Orleans, Louisiana, USA.

Zabaras, G-J- and Zhang, J.J., "Bundle Flowline Thermal Analysis", SPE 38772, The Proceedings of 1997 SPE ATCE,pp. 235-247, Oct. 1997, San Antonio, Texas, USA.

Chin, Y. D. and Bomba, J.G., "Structural and Thermal Optimization of Cased Insulated Flowlines", OTC 11042, the proceedings of 1999 Offshore Technology Conference, May, 1999, Houston, Texas, USA.

Brown T.S., Clapham, J., Danialson, T. J., Harris, R. G., and Erikson, D.D., 1996, "Application of a transient Heat transfer Model for bundles, Multiphase Pipelines", Proceedings of International SPE, SPE 36610.

Kashou, Sam, 1996, Severe Slugging in a S-Shaped or Catenary Riser: OLGA Prediction an Experimental Verification", Advanced in Multiphase Technology, An International 2 Day Conference, Houston, Texas, USA, June, 1996.

ANEXO A

En este Anexo se presenta información de apoyo para el ajuste de la red de acuerdo a los datos medidos en campo por el personal técnico reoperación del activo integral Ku-Maloob-Zaap.

PLATAFORMA	E KU A1	PP KU A	PP KU H	E KU A2	PB KU M	PB KU S
PRESIÓN SEPARACIÓN 1A. Kg./Cm.2	3.2	3.4	3.3	0	2.8	6.5
TEMPERATURA. SEPARACIÓN 1A °C	67	67	84		75	79
NIVEL DE SEPARACIÓN 1A %	35	21	40		32	50
PRESIÓN SEPARACIÓN 2A. Kg./Cm.2	1.3	1.5	*****	*****	*****	1.0
TEMPERATURA. SEPARACIÓN 2A °C	66	65	*****	*****	*****	69
NIVEL DE SEPARACIÓN 2A %	50	43	*****	*****	*****	46
PRESIÓN RECTIFICADOR 1A Kg./Cm2	3.0	3.2	*****	*****	*****	0
TEMPERATURA RECTIFICADOR 1A °C	58	57	*****	*****	*****	0
PRESIÓN RECTIFICADOR 2A Kg./Cm2	1.1	0	*****	*****	*****	0
TEMPERATURA RECTIFICADOR 2A °C	49	0	*****	*****	*****	0
PRESIÓN CABEZAL MEZCLA Kg./Cm2	4.8	5.2	4.0	*****	3.2	7.2
PRESIÓN DE DESCARGA DE BOMBAS Kg./Cm2	43.0	40.6	6.9	*****	6.7	41.7
PRODUCCIÓN INTEGRADA DE ACEITE BPD	160,414	105,767	27,928	*****	61,555	186,232
PRODUCCIÓN INSTANTANEA DE ACEITE BPD	167,126	106,457	28,089	*****	62,627	192,953

Tabla 24. Reporte diario de baterías (10/Octubre/2007)

En Tabla 24 se muestran las presiones de descarga de las bombas, hacia un sistema regulador de presión ajustado a la condición de salida. También esta reportado la presión del cabezal principal de llegada de recepción en cada plataforma y las producciones enviadas, empleados en las simulaciones.

La información con respecto a la producción de gas y aceite esta reportado en la producción base el cual se ilustra a continuación por cada plataforma productora.

SECTOR	PLATAFORMA	POZO	ACEITE BLS.	ACEITE BLS.	ACEITE BLS.	Gas form.	GAS BN	RGa	
			07-Mar-07	01-Oct-07	NUEVA BASE 11-Octubre-07				
	KU-A	10	1,408	1,408	1,408	0.38	1.20	48	O.K.
		21	7,320	7,320	7,320	3.29	3.30	80	O.K.
		22	9,929	9,929	9,929	4.63	2.60	83	O.K.
		23	7,940	7,940	7,940	3.57	3.20	80	O.K.
		26							
		41	5,815	6,395	6,395	2.91	2.60	81	O.K.
		42	7,551	7,073	7,073	3.22	2.60	81	O.K.
		44	6,733	5,329	5,329	2.42	2.00	81	O.K.
		46	8,404	8,404	8,404	3.97	2.80	84	O.K.
		64	6,361	6,361	6,361	2.93	2.70	82	O.K.
		66	9,620	9,620	9,620	4.43	3.10	82	O.K.
		84-D	8,724	8,724	8,724	4.17	2.70	85	O.K.
		TOTAL	79,805	78,503	78,503	35.9	28.8	79	

Tabla 25. Producción base PP-Ku-A (10/Octubre/2007)

SECTOR	PLATAFORMA	POZO	ACEITE BLS.	ACEITE BLS.	ACEITE BLS.	Gas form.	GAS BN	RGa	
			07-Mar-07	01-Oct-07	NUEVA BASE 11-Octubre-07				
	KU-F	61	0	6,296	6,296	2.65	1.90	75	O.K.
		62-A	6,017	6,217	6,217	2.62	2.90	75	O.K.
		63	5,415	5,985	5,985	2.52	3.00	75	O.K.
		63D	7,766	7,766	7,766	3.58	2.10	82	O.K.
		81	6,157	6,157	6,157	2.59	3.10	75	O.K.
		82	5,676	5,676	5,676	2.39	2.60	75	O.K.
		83	6,645	6,645	6,645	2.80	2.90	75	O.K.
		83D	7,666	7,666	7,666	3.19	2.70	74	O.K.
		84	5,111	5,350	5,350	2.25	2.50	75	O.K.
		1271	6,975	6,975	6,975	2.94	2.60	75	O.K.
		1278	7,165	7,365	7,365	3.10	3.00	75	O.K.
		1291	7,316	8,128	8,128	3.42	3.00	75	O.K.
		1292	6,682	6,850	6,850	2.89	3.10	75	O.K.
		1293							Cdo.
		TOTAL	78,591	87,076	87,076	37.0	35.4	75	

Tabla 26. Producción base PP-Ku-F (10/Octubre/2007)

SECTOR	PLATAFORMA	POZO	ACEITE BLS.	ACEITE BLS.	ACEITE BLS.	Gas form.	GAS BN	RGa	
			07-Mar-07	01-Oct-07	NUEVA BASE 11-Octubre-07				
	KU-C	1272	9,125	9,425	10,725	5.42	3.40	90	O.K.
		1275	9,090	7,144	8,444	3.51	2.80	74	O.K.
		1293D	8,230	8,530	9,830	4.09	2.70	74	O.K.
		1295	10,170	8,190	9,588	4.09	3.50	76	O.K.
		1297	8,508	8,708	10,008	4.44	2.90	79	O.K.
		TOTAL	45,123	41,997	48,595	21.56	15.30	79	+6.5

Tabla 27. Producción base PP-Ku-C (10/Octubre/2007)

SECTOR	PLATAFORMA	POZO	ACEITE BLS.	ACEITE BLS.	ACEITE BLS.	Gas form.	GAS BN	RGA		
			07-Mar-07	01-Oct-07	NUEVA BASE 11-Octubre-07					
	KU-S	5	6,043	8,585	8,885	3,59	3,40	72	O.K.	
		7	0	9,313	9,613	3,89	3,40	72	O.K.	
		25	6,034	6,671	6,971	2,82	3,20	72	O.K.	
		45D	6,065	7,436	7,736	3,13	3,30	72	O.K.	
		49	6,025	8,627	8,627	3,49	3,20	72	O.K.	
		61D	6,673	9,113	9,413	3,81	3,10	72	O.K.	
		69D	0	9,101	9,401	3,80	3,00	72	O.K.	
		85D	7,163	8,970	9,045	3,66	3,00	72	O.K.	
		TOTAL		38,003	67,716	69,691	28,19	25,60	72	+2,1

Tabla 28. Producción base PP-Ku-S (10/Octubre/2007)

SECTOR	PLATAFORMA	POZO	ACEITE BLS.	ACEITE BLS.	ACEITE BLS.	Gas form.	GAS BN	RGA		
			07-Mar-07	01-Oct-07	NUEVA BASE 11-Octubre-07					
COPIE	KU-G	27	6,816	7,534	7,534	3,09	3,50	73	O.K.	
		43	6,261	1,506	1,506	0,62	2,60	73	O.K.	
		45								O.K.
		47								O.K.
		65	4,736	5,400	5,400	2,21	3,00	73	O.K.	
		67A	4,328							O.K.
		401	4,957	5,700	5,700	2,34	2,50	73	O.K.	
		1001	5,219	5,774	5,774	2,37	2,40	73	O.K.	
		TOTAL		32,317	25,914	25,914	10,63	14,00	73	

Tabla 29. Producción base PP-Ku-G (10/Octubre/2007)

SECTOR	PLATAFORMA	POZO	ACEITE BLS.	ACEITE BLS.	ACEITE BLS.	Gas form.	GAS BN	RGA		
			07-Mar-07	01-Oct-07	NUEVA BASE 11-Octubre-07					
C	KU-I	9	7,150	7,250	7,250	2,93	2,62	72	O.K.	
		69	4,294	5,600	5,600	2,27	2,51	72	POR	
		87	4,274	4,484	4,484	1,91	3,70	76	O.K.	
		87D	5,257	5,900	5,900	2,42	2,18	73	O.K.	
		89	3,817	5,117	5,117	2,16	2,33	75	O.K.	
		128D	6,153	6,600	6,600	2,63	2,50	71	O.K.	
		268	4,147	4,841	4,841	1,93	2,58	71	O.K.	
		1277	3,621	4,500	4,500	1,82	2,42	72	O.K.	
		1299	4,152	4,737	4,737	1,92	2,42	72	O.K.	
		TOTAL		42,865	49,029	49,029	19,99	23,27	73	

Tabla 30. Producción base PP-Ku-I (10/Octubre/2007)

SECTOR	PLATAFORMA	POZO	ACEITE BLS.	ACEITE BLS.	ACEITE BLS.	Gas form.	GAS BN	RGa		
			07-Mar-07	01-Oct-07	NUEVA BASE 11-Octubre-07					
	KU-M	97	4,769	6,013	6,013	0.98	3.10	29	O.K.	
		339	0	6,349	6,349	1.03	2.40	29	O.K.	
		458	3,482	3,982	3,982	0.65	2.00	29	O.K.	
		467	3,271	5,730	5,730	0.93	3.20	29	O.K.	
		469	4,783	5,779	5,779	0.94	2.40	29	O.K.	
		478	5,177	5,928	5,928	0.97	3.10	29	O.K.	
		487	5,275	6,495	6,495	1.06	3.10	29	O.K.	
		489	4,214	4,325	4,325	0.70	2.50	29	O.K.	
		95	3,436	3,406	3,406	0.55	2.50	29	O.K.	
		106								
		108	4,620	4,620	4,620	0.75	2.60	29	O.K.	
		2031	2,210	2,210	2,210	0.36	2.30	29	O.K.	
		2032	4,051	4,690	4,690	0.76	2.60	29	O.K.	
		2051	4,609	4,868	4,868	0.79	3.20	29	O.K.	
		TOTAL	49,897	64,395	64,395	10.49	35.00	29		

Tabla 31. Producción base PP-Ku-M (10/Octubre/2007)

SECTOR	PLATAFORMA	POZO	ACEITE BLS.	ACEITE BLS.	ACEITE BLS.	Gas form.	GAS BN	RGa	
			07-Mar-07	01-Oct-07	NUEVA BASE 11-Octubre-07				
	KU-H	405	6,950	6,815	6,254	1.69	3.20	48	O.K.
		407	3,713	4,500	5,461	1.47	3.20	48	O.K.
		409	5,350	4,368	3,122	0.84	2.90	48	O.K.
		415	0	3,214	3,100	0.84	4.40	48	O.K.
		427	6,450	5,839	4,865	1.31	3.00	48	O.K.
		445	5,514	5,304	5,068	1.37	2.90	48	O.K.
		TOTAL	27,977	30,040	27,870	7.52	19.60	48	-2.0

Tabla 32. Producción base PP-Ku-H (10/Octubre/2007)

SECTOR	PLATAFORMA	POZO	ACEITE BLS.	ACEITE BLS.	ACEITE BLS.	Gas form.	GAS BN	RGa	
			07-Mar-07	01-Oct-07	NUEVA BASE 11-Octubre-07				
	LUM-1	LUM-1							
		LUM-DL1	12,089	7,227	7,227	0.54	0	13	O.K.
		TOTAL	12,089	7,227	7,227	0.54	0	13	
	BACAB	10	1,780	478	478	0.10	0	37	O.K.
		3	3,082	1,541	1,541	0.53	0	62	POR E
		21	2,648						O.K.
		23	0						Cdo. t
		24	673						O.K.
		41	0						Cdo. d
		43	0						Cdo. d
	62	0						Cdo. d	
	TOTAL	8,183	2,019	2,019	0.63	0	50		

Tabla 33. Producción base Bacaab y Lum (10/Octubre/2007)

Las tablas del 8 a la 16 están reportadas las producciones de gas y aceite de las plataformas de extracción de hidrocarburo.

A partir de la información de la producción de aceite y gas en cada plataforma son utilizadas principalmente para la construcción de la tabla que caracteriza el

hidrocarburo transportado el cual es verificado con la RGA, los API, presión y temperatura de operación, y los gastos másicos.

Una vez caracterizado el hidrocarburo que sale de cada plataforma a través de ductos las condiciones de salida y llegada están dadas en el reporte “condición de pozos” mostrado en las tablas siguientes:

FECHA REPORTE		JUEVES 11 DE OCTUBRE DEL 2007											
FECHA DE CONDICIONES		MIÉRCOLES 10 DE OCTUBRE DEL 2007											
POZO	MARCA	BAJANTE-1		BAJANTE-2		Ptp	B-1	B-2	P TR	TEMP. °C	TEMP. °C	B.N.	°API
	ESTR	MAX. DIAM. EST.(pg)	OPERANDO POR	MAX. DIAM. EST.(pg)	OPERANDO POR	(kg/cm²)	(kg/cm²)	(kg/cm²)	(kg/cm²)	B-1	B-2	(MMpcd)	
10	WIL	3 1/4	1	N/E	-	7.0	6.0	N/E	60.0	53.0	N/E	1.2	15.2
21	WIL	4	4	3 1/4	3 1/4	7.3	5.8	6.1	67.0	81.0	81.0	3.4	20.9
22	HYD	3 7/8	3 7/8	4	4	7.4	6.0	6.3	66.0	75.0	81.0	2.7	20.4
23	WIL	4	4	3 1/4	3 1/4	8.0	5.9	6.0	63.0	83.0	81.0	3.0	20.4
26	HYD	N/E	-	3 7/8	CDO	CDO POR ALTO APORTE DE AGUA (15-ENE-07)						20.4	
41	HYD	3 7/8	3 7/8	4	4	7.0	5.8	6.1	49.0	78.0	80.0	2.5	20.3
42	HYD	3 7/8	2 1/2	4	CDO	11.0	6.0	CDO	47.0	79.0	CDO	2.6	20.8
44	HYD	4	CDO	3 7/8	2	10.8	CDO	6.0	63.0	CDO	75.0	2.0	20.3
46	WIL-HYD	3 1/4	3 1/4	3 7/8	3 7/8	7.5	5.8	6.0	64.0	82.0	78.0	2.8	20.8
64	HYD-WIL	3 7/8	3 7/8	3 1/4	3 1/4	8.0	5.9	6.1	64.0	77.0	79.0	2.8	21.0
66	WIL	3 1/4	3 1/4	4	4	7.8	5.8	6.2	49.0	86.0	84.0	3.2	20.9
84-D	HYD-HYD	4 1/2	4 1/2	4 1/2	4 1/2	7.3	6.0	6.1	65.0	85.0	82.0	2.7	20.8
Presión de B.N. L-8" = 68.8 Kg/cm² Temperatura de B.N. L-8" : 29.0 °C												28.9	

Tabla 34. Presión y temperatura en bajantes así como los API de PP-Ku-A

POZO	MARCA	BAJANTE-1		BAJANTE-2		Ptp	B-1	B-2	P TR	TEMP. °C	TEMP. °C	B.N.	°API	
	ESTR	MAX. DIAM. EST.(pg)	OPERANDO POR	MAX. DIAM. EST.(pg)	OPERANDO POR	(kg/cm²)	(kg/cm²)	(kg/cm²)	(kg/cm²)	B-1	B-2	(MMpcd)		
													29	
61	HYD	3 7/8	3 7/8	N/E	-	11.0	9.0	N/E	63.0	90.0	N/E	1.3	21.0	
62A	HYD	3 7/8	3 7/8	N/E	-	10.6	8.5	N/E	60.0	84.0	N/E	3.2	21.2	
63	HYD	3 7/8	3 7/8	N/E	-	11.0	9.0	N/E	61.0	84.0	N/E	3.1	21.1	
63D	HYD	3 7/8	3 7/8	N/E	-	10.6	8.6	N/E	55.0	87.0	N/E	2.3	20.5	
81	HYD	3 7/8	3 7/8	N/E	-	10.8	8.5	N/E	56.0	87.0	N/E	3.2	21.0	
82	HYD	N/E	-	3 7/8	3 7/8	10.5	N/E	8.2	62.0	N/E	90.0	2.6	20.7	
83	HYD	N/E	-	3 7/8	3 7/8	10.6	N/E	8.5	56.0	N/E	87.0	3.0	20.8	
83D	HYD	3 7/8	3 7/8	N/E	-	11.0	8.6	N/E	55.0	89.0	N/E	2.7	21.1	
84	HYD	N/E	-	3 7/8	3 7/8	10.4	N/E	8.4	61.0	N/E	90.0	2.4	20.5	
1271	HYD	3 7/8	3 7/8	N/E	-	10.8	8.8	N/E	sm	90.0	N/E	2.6	20.8	
1278	HYD	6	6	N/E	-	10.6	9.0	N/E	55.0	90.0	N/E	3.1	21.0	
1291	HYD	3 7/8	3 7/8	N/E	-	11.0	9.0	N/E	61.0	88.0	N/E	3.1	20.9	
1292	HYD	3 7/8	3 7/8	N/E	-	11.0	8.8	N/E	56.0	89.0	N/E	3.3	20.9	
Presión de B.N. L-8" = 64.9 Kg/cm² P. de llegada de Ku-C = CDO Kg/cm² P. de salida a Ku-A = 6.6 Kg/cm²												35.9	80%	
T. de llegada de Ku-C = CDO °C T. de salida a Ku-A : 84.0 °C													25%	

Tabla 35. Presión y temperatura en bajantes así como los API de PP-Ku-F

POZO	MARCA	BAJANTE-1		BAJANTE-2		Ptp	B-1	B-2	P TR	TEMP. °C	TEMP. °C	B.N.	°API	
	ESTR	MAX. DIAM. EST.(pg)	OPERANDO POR	MAX. DIAM. EST.(pg)	OPERANDO POR	(kg/cm²)	(kg/cm²)	(kg/cm²)	(kg/cm²)	B-1	B-2	(MMpcd)		
													29	
27	HYD	3 7/8	3 7/8	4	4	10.2	9.2	9.4	57.0	84.0	85.0	3.3	20.7	
43	HYD	3 7/8	3 7/8	4	CDO	9.8	9.0	CDO	55.0	56.0	CDO	2.5	20.6	
65	HYD	3 7/8	3 7/8	4	4	10.0	8.4	8.5	56.0	74.0	71.0	2.8	17.7	
401	WIL	4	4	3 1/4	3 1/4	10.5	9.3	9.5	60.0	86.0	85.0	2.9	20.8	
1001	HYD	3 7/8	3 7/8	4	4	9.9	8.9	9.2	54.0	80.0	79.0	2.6	20.2	
Presión de B.N. L-8" = 69.2 Kg/cm² P. de llegada de Ku-I = 8.9 Kg/cm² P. de salida a Ku-A = 6.4 Kg/cm²												14.1	80%	
P. Cabezal PB-KU-S = 8.4 Kg/cm² P. Nitrógenoducto = 164.5 Kg/cm² T. Cabezal de PB-KU-S = 79.0 °C													50%	

Tabla 36. Presión y temperatura en bajantes así como los API de PP-Ku-G

POZO	MARCA ESTR	BAJANTE-1		BAJANTE-2		Ptp (kg/cm²)	B-1 (kg/cm²)	B-2 (kg/cm²)	P TR (kg/cm²)	TEMP. °C		B.N. (MMpcd)	°API
		MAX. DIAM. EST.(pg)	OPERANDO POR	MAX. DIAM. EST.(pg)	OPERANDO POR					B-1	B-2		
29													
9	HYD	4	4	3 7/8	3 7/8	13.9	12.9	12.8	54.0	82.0	81.0	2.1	19.4
69	WIL	3 1/4	3 1/4	N/E	-	13.6	12.6	N/E	61.0	80.0	N/E	2.8	20.3
87	WIL	N/E	-	3 7/8	3 7/8	13.4	N/E	12.5	63.0	N/E	79.0	1.7	21.2
87D	HYD	N/E	-	3 7/8	3 7/8	13.8	N/E	12.8	56.0	N/E	80.0	2.1	19.4
89	WIL	3 1/4	3 1/4	N/E	-	13.6	12.6	N/E	59.0	83.0	N/E	2.4	21.2
128D	HYD	N/E	-	3 7/8	3 7/8	13.7	N/E	12.8	60.0	N/E	80.0	2.3	19.9
288	WIL	3 1/4	3 1/4	N/E	-	13.8	12.8	N/E	48.0	80.0	N/E	2.8	19.9
1277	HYD	3 7/8	3 7/8	N/E	N/E	13.7	12.6	N/E	57.0	79.0	N/E	2.6	20.4
1299	WIL	3 1/4	3 1/4	N/E	N/E	13.7	12.6	N/E	68.0	79.0	N/E	2.4	20.4
Presión de B.N. L-8" =		68.90	Kg/cm²	P. de salida a Ku-G =		12.00	Kg/cm²	T. de salida a Ku-G =		79.0	°C	21.2	

Tabla 37. Presión y temperatura en bajantes así como los API de PP-Ku-G

POZO	MARCA ESTR	BAJANTE-1		BAJANTE-2		Ptp (kg/cm²)	B-1 (kg/cm²)	B-2 (kg/cm²)	P TR (kg/cm²)	TEMP. °C		B.N. (MMpcd)	°API
		MAX. DIAM. EST.(pg)	OPERANDO POR	MAX. DIAM. EST.(pg)	OPERANDO POR					B-1	B-2		
29													
1272	HYD	3 7/8	3 7/8	4	4	8.1	7.6	7.5	61.0	85.0	87.0	3.6	21.2
1275	CAM-WILL	6	6	6	6	8.1	7.7	7.6	55.0	81.0	80.0	3.2	21.6
1293D	HYD	3 7/8	3 7/8	6	6	8.0	7.6	7.5	59.0	90.0	91.0	3.2	20.9
1295	CAM-WILL	6	6	6	6	8.4	7.8	7.6	57.0	90.0	91.0	3.5	21.5
1297	CAM-WILL	6	6	6	6	8.0	7.6	7.7	60.0	91.0	91.0	3.1	20.5
Presión de B.N. L-8" =		68.5	Kg/cm²	P. de salida a Ku-F =		6.10	Kg/cm²	T. de salida a Ku-F =		75.0	°C	16.6	CDO
				P. de salida a Ku-S =		6.30	Kg/cm²	T. de salida a Ku-S =		79.0	°C	16.6 kg/cm²	100%

Tabla 38. Presión y temperatura en bajantes así como los API de PP-Ku-C

POZO	MARCA ESTR	BAJANTE-1		BAJANTE-2		Ptp (kg/cm²)	B-1 (kg/cm²)	B-2 (kg/cm²)	P TR (kg/cm²)	TEMP. °C		B.N. (MMpcd)	°API
		MAX. DIAM. EST.(pg)	OPERANDO POR	MAX. DIAM. EST.(pg)	OPERANDO POR					B-1	B-2		
5	HYD-FLOW	6	6	6	6	9.3	8.1	8.0	61.0	82.0	84	3.3	21.2
7	HYD-FLOW	6	6	6	6	9.4	8.8	8.8	56.0	88.0	87.0	3.6	20.2
25	HYD-FLOW	6	6	6	6	9.1	8.3	8.1	48.0	80.0	78.0	3.1	20.5
45D	HYD	3 7/8	3 7/8	4	4	9.4	8.4	8.3	59.0	65.0	66.0	3.0	20.5
49	CAM-WIL	6	6	6	6	9.5	8.3	8.1	49.0	82.0	81.0	3.1	20.7
61D	HYD-FLOW	6	6	6	6	9.3	8.2	8.4	61.0	81.0	82.0	3.0	20.4
69-D	CAMERON	6	6	6	6	11.8	9.3	8.9	58.0	81.0	84.0	3.0	
85D	HYD-FLOW	6	6	6	6	9.2	8.7	8.6	51.0	86.0	86.0	3.1	20.4
Presión de B.N. L-12" =		68.3	Kg/cm²	P. de salida L-15 =		27.0	Kg/cm²	T. de salida a L-15 =		74.0	°C	25.2	50%
				P. de llegada a Ku-C =		3.2	Kg/cm²	T. de llegada Ku-C =		73.0	°C	77.1000	100%
				P. de salida Gas =		5.9	Kg/cm³	T. de salida Gas =		73.0	°C		100%

Tabla 39. Presión y temperatura en bajantes así como los API de PP-Ku-S

POZO	MARCA	BAJANTE-1		BAJANTE-2		Ptp (kg/cm²)	B-1 (kg/cm²)	B-2 (kg/cm²)	P TR (kg/cm²)	TEMP. °C B-1	TEMP. °C B-2	B.N. (MMpcd)	°API
	ESTR	MAX. DIAM.	OPERANDO	MAX. DIAM.	OPERANDO								
		EST.(pg)	POR	EST.(pg)	POR								
97	HYD	4 1/2	4 1/2	N/E	-	6.7	5.8	N/E	57.0	77.0	N/E	2.9	12.4
339	HYD	3 7/8	3 7/8	N/E	-	9.3	5.6	N/E	53.0	71.0	N/E	2.9	12.5
458	HYD	N/E	-	3 7/8	3 7/8	11.0	N/E	5.7	67.5	N/E	66.5	2.0	12.3
467	HYD	N/E	-	3 7/8	3 7/8	7.6	N/E	5.6	58.0	N/E	70.0	3.1	13.0
469	WIL	3 1/4	3 1/4	N/E	-	7.4	5.9	N/E	56.0	72.5	N/E	2.4	12.6
478	HYD	3 7/8	3 7/8	N/E	-	6.7	6.0	N/E	61.5	71.5	N/E	2.9	12.4
487	HYD	3 7/8	3 7/8	N/E	-	7.9	5.8	N/E	59.1	81.5	N/E	3.0	12.8
489	WIL	N/E	-	3 1/4	3 1/4	8.6	N/E	5.7	59.0	N/E	66.0	2.4	13.1
Z-95	HYD	N/E	-	3 7/8	3 7/8	10.0	N/E	5.5	67.7	N/E	62.0	2.6	12.5
Z-108	HYD	N/E	-	3 7/8	3 7/8	6.3	N/E	6.0	61.0	N/E	65.0	3.0	12.2
Z-2031	HYD	3 7/8	2	N/E	-	7.0	5.6	N/E	55.2	50.5	N/E	2.7	12.8
Z-2032	HYD	3 7/8	3 7/8	N/E	-	8.0	6.0	N/E	56.0	73.0	N/E	2.9	12.7
Z-2051	HYD	3 7/8	3 7/8	N/E	-	7.2	5.8	N/E	60.0	70.0	N/E	2.8	12.8
Presión de B.N. L-20" =		68.5		P. de llegada de Ku-H =		11.4	Kg/cm²		T. de llegada de Ku-H =		28 °C		35.6
P. de salida a Ku-A L-223 =		11.40		Kg/cm²		T. de salida a Ku-A =		35 °C					
P. de salida a Ku-A L-123 =		7.00		Kg/cm²		T. de salida a Ku-A =		64 °C					

Tabla 40. Presión y temperatura en bajantes así como los API de PP-Ku-M

POZO	MARCA	BAJANTE-1		BAJANTE-2		Ptp (kg/cm²)	B-1 (kg/cm²)	B-2 (kg/cm²)	P TR (kg/cm²)	TEMP. °C B-1	TEMP. °C B-2	B.N. (MMpcd)	°API
	ESTR	MAX. DIAM.	OPERANDO	MAX. DIAM.	OPERANDO								
		EST.(pg)	POR	EST.(pg)	POR								
1D	WIL	N/E	-	3 1/4	1/2	15.5	N/E	12.7	-	N/E	68.0	FLUYENTE	17.1
3	WIL	3 1/4	1/2	N/E	-	41.0	12.4	N/E	-	78.0	N/E	FLUYENTE	16.5
P. de llegada de Lum-1 =		13.7 kg/cm2		T. de llegada de Lum-1 =		32.0 °C							
P. de salida a Ku-A =		11.6 kg/cm2		T. de salida a Ku-A =		46.0 °C							

Tabla 41. Presión y temperatura en bajantes así como los API de Bacaab

POZO	MARCA	BAJANTE-1		BAJANTE-2		Ptp (kg/cm²)	B-1 (kg/cm²)	B-2 (kg/cm²)	P TR (kg/cm²)	TEMP. °C B-1	TEMP. °C B-2	B.N. (MMpcd)	°API
	ESTR	MAX. DIAM.	OPERANDO	MAX. DIAM.	OPERANDO								
		EST.(pg)	POR	EST.(pg)	POR								
405	HYD	4	4	3 7/8	3 7/8	6.9	4.5	4.5	62.5	79.0	81.0	3.0	12.4
407	HYD	3 7/8	3 7/8	N/E	N/E	7.2	4.6	N/E	44.5	78.0	N/E	3.0	12.0
409	HYD	3 5/16	3 5/16	4	4	5.5	4.6	4.8	53.6	75.0	74.0	3.2	13.0
415	HYD	N/E	-	3 5/16	3 5/16	7.3	N/E	5.0	52.0	N/E	73.5	4.4	12.5
427	HYD	4	4	3 7/8	3 7/8	6.8	4.5	4.4	51.0	81.0	80.5	3.1	12.5
445	HYD	N/E	-	3 7/8	3 7/8	7.7	N/E	4.6	61.3	N/E	83.5	3.0	12.7
Presión de B.N. L-8" =		66.6 kg/cm2		P. de salida a Ku-A =		7.6 kg/cm2		T. de salida a Ku-A =		72.0 °C		19.7	
T. llegada de BN =		21.0 °C		Vol. iny. BN TP (KU-415) =		1.80		Vol. iny. BN TR (KU-4		2.60			

Tabla 42. Presión y temperatura en bajantes así como los API de PP-Ku-H

POZO	MARCA	BAJANTE-1		BAJANTE-2		Ptp (kg/cm²)	B-1 (kg/cm²)	B-2 (kg/cm²)	P TR (kg/cm²)	TEMP. °C B-1	TEMP. °C B-2	B.N. (MMpcd)	°API
	ESTR	MAX. DIAM.	OPERANDO	MAX. DIAM.	OPERANDO								
		EST.(pg)	POR	EST.(pg)	POR								
LUM-DL1	N VAC INC	2	2	2 1/16	2	19.0	16.8	16.3	-	79.0	76.0	FLUYENTE	23.8
P. de salida a Bacab-A =		15.50		Kg/cm²		T. de Salida a Bacab-A =		68.0 °C					

Tabla 43. Presión y temperatura en bajantes así como los API de Lum

Otros informes complementarios son los relacionados con las mediciones realizadas en PB-Zaap-C y en FPSO son mostrados a continuación:

 EXPLORACION Y PRODUCCION REGION MARINA NORESTE MIERCOLES 10 DE OCTUBRE DEL 2007				
PRODUCCION				
SISTEMA	UNIDAD	INTEGRADA	INSTANTANEA	API
ACEITE SEPARADO PESA	BPD	64,237	72,648	13.20
RECIBO LIGERO	BPD	325,079	366,288	23.50
RECIBO ZAAP-C DESC BB	BPD	0	0	
TOTAL RECIBIDO	BPD	389,316	438,936	
MEZCLADO (BLENDER)	BPD	407,274	492,360	21.90
EXPORTACION (GSV)	BPD	0	0	
GAS COMPRIMIDO (HMPCD)		64.00		
GAS ENVIADO AL QUEMAC (HMPCD)		1.19		

COND. OPERACIÓN FPSO			
SEPARADOR DE PRIMERA ETAPA			
PRESION	(kg/cm ²)	4.42	
NIVEL	(%)	29.0	
TEMPERATURA	(°C)	49.2	
APERTURA DE VALVULA DE 3"	(%)	8.5	
SEPARADOR DE SEGUNDA ETAPA			
PRESION	(kg/cm ²)	0.73	
NIVEL	(%)	28.6	
TEMPERATURA	(°C)	102.3	
CONSUMIBLES			
DIESEL EXISTENCIA	(m ³)	2,510	
GAS COMB USADO EQ	(HMPCD)	S/C	
PODER CALORIFICO USADO	(HMBTU)	S/C	
GAS COMB PILOTO	(HMPCD)	S/C	

PRESIÓN EN LINEAS DE PROCESO			
SALIDA DE MALOOB-A, KMZ-1 24" Ø	kg/cm ²	13.0	61.0
SALIDA DE MALOOB-B, KMZ-1 24" Ø		14.5	66.0
SALIDA DE ZAAP-A, KMZ-4 24" Ø		13.8	66.0
SALIDA DE ZAAP-B, KMZ-7 24" Ø		10.9	56.0
SALIDA DE ZAAP-C, KMZ-42 24" Ø		8.0	32.0
SALIDA DE ZAAP-D, KMZ-4 24" Ø		13.4	70.0
LLEGADA DE FLEM-C1, KMZ-38 30" Ø		8.0	50.4
LLEGADA DE FLEM-C1, KMZ-38 30" Ø		8.1	50.4
SALIDA DE GAS DE FPSO, KMZ-41 24" Ø		15.80	55.0
LLEGADA DE ACEITE EN FPSO, KMZ-47 24" Ø	F/OP'n		F/OP'n
SALIDA/LLEGADA DE AC. A FPSO, KMZ-40 30"		8.8	48.8

Tabla 44. Producción, presión y temperatura de los ductos de llegada al FPSO

CONDICIONES OPERATIVAS DEL SISTEMA DE SEPARACION													10/Oct/07			
FECHA HORA		PRESION EN EL RISSEY					FPSO YUUM-KAK-NAAB									
		GASODUCTO		OLEODUCTO		OLEOGASODUCTO		SEPARADOR 1 ETAPA			SEPARADOR 2 ETAPA		BOMBAS BOOSTER			
		PRESION (BAR)	PRES L-40 (BAR)	PRES L-38 (BAR)	PRES L-39 (BAR)	TEMP (°C)	NIVEL (%)	PRESION (BAR)	TEMP (°C)	NIVEL (%)	PRESION (BAR)	TEMP (°C)	SUCCION GENERAL BARS.	PRESION DESCARGA BARS.		
PROMEDIO :		15.8	8.3	8.3	8.4	50.5	28.0	4.61	49.1	28.2	0.679	99.3	1.21	7.38	#1DIV/0!	#1DIV/0!

Tabla 45. Presión y temperatura de los ductos L-40 de llegada al FPSO

 EXPLORACION Y PRODUCCION		CENTRO DE PROCESO ZAAP C						 SSPA			
SEPARADORES				PRESIÓN DIFERENCIAL PAQUETE DE MEDICIÓN L-1280			PERSONAL ZAAP-C				
	PRIMERA ETAPA FA-1100	SEGUNDA ETAPA FA-1200		EDO	P.DIF (Kg/cm ²)	PEMEX	CIAS	TOTAL			
PRESIÓN DE LLEGADA	8.1	4.0	KG/CM2	TREN-1	DISP	0.00	F. PARCIAL	F. TOTAL			
PRESIÓN SEPARACIÓN	5.5	1.6	KG/CM2	TREN-2	DISP	0.00		TOTAL			
NIVEL	40.2	55.6	%	TREN-3	OPER	0.10	DIAS SIN ACCIDENTES				
TEMPERATURA	53.5	54.8	°C						113		
PRODUCCIÓN ACEITE ZAAP-C				PERMISOS							
SALIDA LINEA 8	ANTES	TEMP	DESP	TEMP	INSTANTANEA	92,016	BPD	CLASE A	21		40
FV-2402 (VALTEK) LINEA 47	F/OP		F/OP		PROMEDIO	90,457	BPD	CLASE B	19		
PRODUCCIÓN ACEITE FPSO				DERRAMES DE HC: S							

Tabla 46. Presión y temperatura PB-Zaap-C

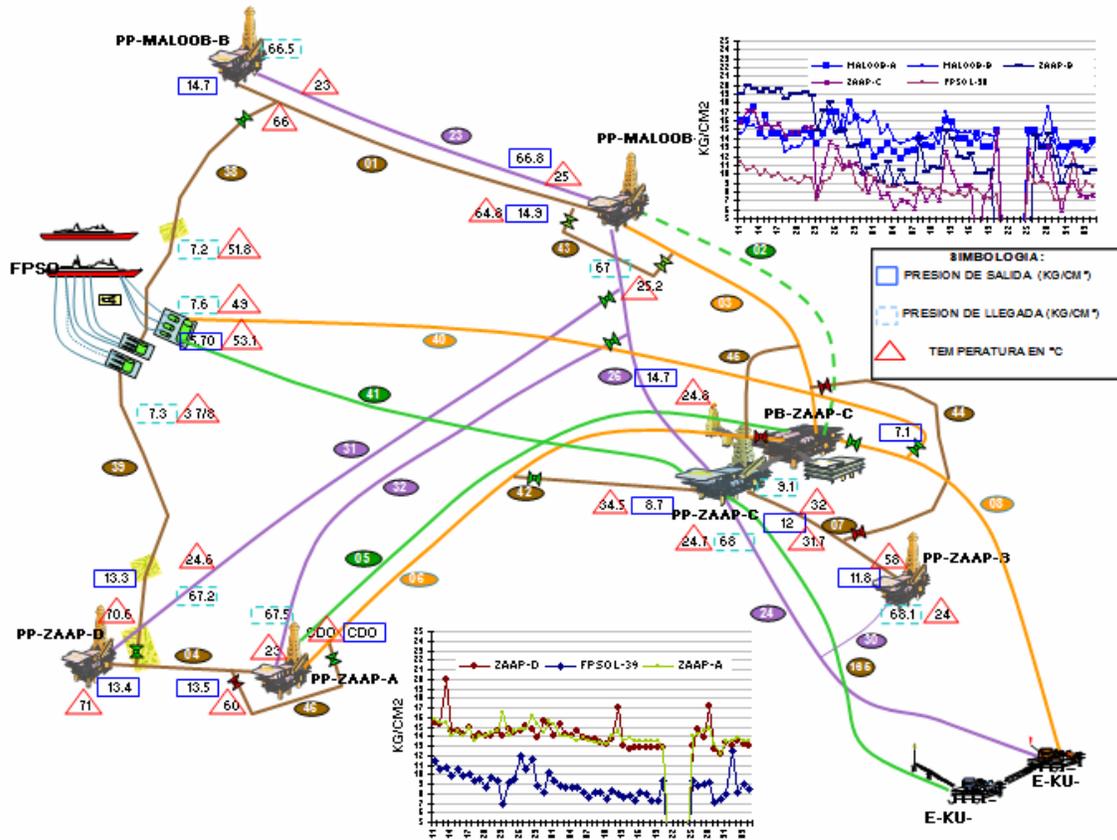


Figura 121. Presión y temperatura del campo Maloob y Zaap (arañita)