

01174

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**



**DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO
FACULTAD DE INGENIERÍA**

**“DISEÑO DEL MODELO DINÁMICO DE BOMBEO
NEUMÁTICO EN LA BASE DE LOS RISERS PARA
LA ELIMINACIÓN DEL BACHEO SEVERO”**

T E S I S

**PARA OBTENER EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA PETROLERA**

**PRESENTA:
FREDY LÓPEZ SAMADO**

DIRECTOR DE TESIS: M.I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA



MÉXICO, D. F.

2005

m343887



Universidad Nacional
Autónoma de México



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.

CONTENIDO

	Página
Agradecimientos	3
Resumen	4
Lista de tablas	6
Lista de figuras	7
Capítulo I	INTRODUCCIÓN
I.1 Generalidades	10
I.2 Antecedentes	11
I.3 Objetivo	15
Capítulo II	SOLUCIONES AL PROBLEMA DE FLUJO EN BACHE EN SISTEMAS TUBERÍA-RISER
II.1 Métodos de eliminación o reducción del flujo en bache	16
II.2 Desarrollo de técnicas de eliminación o reducción de bacheo severo	16
Capítulo III	MODELADO DINÁMICO DEL BACHEO SEVERO EN RISER EN EL OLEOGASODUCTO ZAAP-C / KU-A
III.1 Conceptos y definiciones básicas	21
III.2 Condiciones operativas reales	28
III.3 Modelos de aplicación	
III.3.1 Método de estrangulamiento	31
III.3.2 Método de elevación con gas	31
III.3.3 Método de tubería insertada	32
III.3.4 Elevación con gas y estrangulamiento.....	33

Capítulo IV	VALIDACIÓN DEL MODELO Y AJUSTES CON DATOS MEDIDOS	
	IV.1 Modelo dinámico utilizado	34
	IV.2 Validación del modelo y ajuste con datos medidos	42
Capítulo V	SIMULACIÓN Y RESULTADOS	
	V.1 Método de estrangulamiento	46
	V.2 Método de elevación con gas	49
	V.3 Método de tubería insertada	53
	V.4 Elevación con gas y estrangulamiento.....	61
Capítulo VI	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	
	VI.1 Conclusiones	64
	VI.2 Recomendaciones	68
NOMENCLATURA	69
REFERENCIAS	71
APÉNDICES		
	Apéndice A: Gráficas adicionales del método de estrangulamiento.....	74
	Apéndice B: Gráficas adicionales del método de levantamiento con gas.....	76
	Apéndice C: Gráficas adicionales del método de tubería insertada.....	78
	Apéndice D: Gráficas adicionales del método combinado de elevación..... con gas y estrangulamiento	82

Agradecimientos

Agradezco a mi esposa Ana Cecilia y a mis hijos Freddy Omar y Janeth Viridiana el cariño, alegría y confianza que me brindaron en la realización de este esfuerzo, su comprensión y apoyo han hecho posible que esta tesis sea una realidad; este logro también es de ustedes. Ustedes son la razón de que yo haga lo que hago. Los quiero mucho.

A mis padres, Rufina Samado y Ladislao López, su motivación y consejos han hecho que consiga escalar un peldaño más. También los quiero mucho.

A mis hermanos Rubicelia, Argelia y Erick por estar presentes.

Gracias a mis amigos de siempre; Luis Miguel Mora, Rosario Mora y Guillermo Ramos por compartir esos momentos especiales que lograron hacer más fácil mi estancia en este proyecto.

Mi agradecimiento especial al M. en I. José Ángel Gómez Cabrera por su tiempo y conocimientos brindados para el desarrollo de esta tesis, y admiración por su extraordinaria capacidad y sentido del éxito.

A los integrantes del jurado: M. en I. Noel Santamaría Guevara, Dr. Martín Cárdenas Soto, M. en I. Néstor Martínez Romero y al M. en C. Jaime Ortiz Ramírez, por su revisión, comentarios y aportaciones realizadas a esta tesis.

Al M. en C. Octavio Reyes Venegas por su apoyo y revisiones realizadas a este trabajo.

Deseo asimismo expresar mi gratitud a Pemex Exploración y Producción, y en especial al M.en I. Armando Godina Rojas y al Ing. Ángel Cid Munguía por darme la oportunidad de cursar esta maestría y por todo el apoyo brindado.

Gracias a todos.

Resumen

En la explotación de yacimientos de petróleo costa fuera se presentan condiciones de flujo en forma de bacheo severo, esto sucede en los risers submarinos que conducen la producción de los pozos desde la plataforma de perforación a través del fondo marino hasta la plataforma de producción.

El bacheo severo en los sistemas tubería-riser es un fenómeno frecuente que es causado por la topografía del terreno, dimensiones de tubería inadecuadas, cambios de dirección de la tubería, presiones altas de yacimientos, gastos bajos de líquido y gas, condiciones de operación intermitente de pozos con sistemas artificiales de producción y condiciones operativas adversas en sistemas tubería-riser. La presencia de este fenómeno indeseable afecta la eficiencia de separación, bombeo, compresión, producción de fluidos y seguridad operativa del sistema de producción.

En este trabajo se elaboró el modelado dinámico de flujo del oleogasoducto Zaap-C a Ku-A en un simulador comercial, se validaron los resultados con los datos reales de diseño y operación del oleogasoducto Zaap-C/Ku-A y se realizó la simulación de diferentes condiciones operativas usando diversos métodos de eliminación o reducción de bacheo severo como lo son: 1) método de estrangulamiento, 2) método de elevación con gas de bombeo neumático, 3) método de tubería insertada y 4) elevación con gas y estrangulamiento.

Este modelo dinámico está basado en los modelos matemáticos desarrollados para estudiar el flujo multifásico en tuberías en régimen transitorio, con solución mediante un método numérico semi-implícito de las ecuaciones de continuidad, momento y energía. Para las propiedades de los fluidos transportados se aplica cálculos de equilibrio de fase con ecuaciones de estado.

Se realizaron 120 simulaciones y se observaron las condiciones de presencia de bacheo severo en el flujo de fluidos en el oleogasoducto, se determinó el comportamiento de presiones y gastos de flujo, así como los patrones de flujo que se presentan bajo la aplicación de los diversos métodos de eliminación o reducción de bacheo severo que se presentan en este trabajo.

En el análisis de este trabajo se consideró constante la producción de la plataforma Zaap-C, los resultados obtenidos muestran que con el método de la tubería insertada es posible eliminar el bacheo severo en el oleogasoducto Zaap-C/Ku-A y reducir la contrapresión en el cabezal de salida de los fluidos en la plataforma Zaap-C. Con este resultado de reducción de contrapresión en el cabezal queda en consideración un análisis del modelo en forma integral que analice desde el yacimiento, pozo, oleogasoducto hasta el separador, y así cuantificar el mejoramiento de la producción de los pozos.

Lista de tablas

Tabla No.	Título	Página
III.1	Perfil del oleogasoducto Zaap-C/Ku-A.	29
III.2	Composición de los fluidos en oleogasoducto Zaap-C/Ku-A.	30
IV.1	Comparación de datos de reporte versus datos simulador OLGA.	45
V.1	Resumen de aperturas de válvula y su efecto en el bacheo del oleogasoducto Zaap-C/Ku-A.	49
V.2	Resumen de volúmenes de gas inyectado en la base del riser en Ku-A del oleogasoducto Zaap-C/Ku-A.	52
V.3	Resumen de diámetros de tubería insertada y volúmenes de gas inyectado a través de este en el oleogasoducto Zaap-C/Ku-A.	59
V.4	Resumen de diámetros de tubería insertada y volúmenes de gas inyectado indicando si elimina el flujo bache en el oleogasoducto Zaap-C/Ku-A.	60
V.5	Resumen de aperturas de válvula e inyección de gas y su efecto en el bacheo del oleogasoducto Zaap-C/Ku-A.	63

Lista de figuras

Figura	Título	Página
I.1	Localización del campo Zaap.	11
I.2	Sistema de Recolección de los campos Ku, Maloob y Zaap.	12
I.3	Sistema típico de tubería-riser.	13
I.4	Formación del bache.	14
I.5	Producción del bache de líquido.	14
I.6	Penetración de la burbuja de gas.	14
I.7	Desfogue del gas.	14
III.1	Patrones de flujo en tubería horizontal.	23
III.2	Patrones de flujo en tubería vertical.	24
III.3	Mapa de patrón de flujo de Taitel y Dukler.	25
III.4	Mapa de patrón de flujo de Aziz.	26
III.5	Sistema de producción a través del oleogasoducto Zaap-C/Ku-A.	28
III.6	Perfil del oleogasoducto Zaap-C/Ku-A.	29
III.7	Sistema inyección de gas autoabastecido.	32
III.8	Sistema de inyección de gas convencional.	32
III.9	Método de tubería insertada.	33
IV.1	Representación de la discretización de la tubería.	34
IV.2	Oscilaciones máximas en la presión de salida del oleogasoducto Zaap-C/Ku-A en Zaap-C.	42
IV.3	Oscilaciones máximas de presión en la llegada del oleogasoducto Zaap-C/Ku-A en Ku-A.	43
IV.4	Volumen de flujo de aceite y gas en el oleogasoducto Zaap-C/Ku-A.	43
IV.5	Oscilaciones máximas de volúmenes de líquido en oleogasoducto Zaap-C/Ku-A.	44
IV.6	Perfil de temperatura y colgamiento del oleogasoducto Zaap-C/Ku-A en Ku-A.	44
IV.7	Perfil del patrón de flujo en el oleogasoducto Zaap-C/Ku-A.	45

V.1	Oscilaciones de presión en Zaap-C con apertura de válvula de 10 y 20%.	46
V.2	Oscilaciones de presión de llegada en Zaap-C con apertura de válvula de 2 y 3%.	47
V.3	Flujo de volumen de líquido acumulado en Ku-A.	47
V.4	Perfil del patrón de flujo en el oleogasoducto Zaap-C/ Ku-A con estrangulamiento.	48
V.5	Oscilaciones de presión en Zaap-C con inyección de gas en la base del riser de 2, 4 y 6 MMPCD.	49
V.6	Flujo de volumen de líquido acumulado en Ku-A.	50
V.7	Oscilaciones de presión en Zaap-C con inyección de gas en la base del riser de 6 MMPCD y presión de inyección de 14, 21 y 60 kg/cm ² .	50
V.8	Oscilaciones de presión en Zaap-C con inyección de gas en la base del riser de 30 MMPCD.	51
V.9	Perfil del patrón de flujo en el oleogasoducto Zaap-C/ Ku-A con inyección de gas.	51
V.10	Comparación de oscilaciones de presión en Zaap-C del oleogasoducto actual y con tubería insertada de 2 pg.	53
V.11	Oscilaciones de presión en Zaap-C con tubería insertada de 2 pg. en el riser de llegada en Ku-A y con inyección de gas de 0.5 y 0.8 MMPCD.	54
V.12	Oscilaciones de presión en Zaap-C con tubería insertada de 2 pg. en el riser de llegada en Ku-A y con inyección de gas de 1.0 y 2.0 MMPCD.	54
V.13	Oscilaciones de presión en Ku-A con tubería insertada de 2 pg. en el riser de llegada en Ku-A y con inyección de gas de 1.0 y 2.0 MMPCD.	55
V.14	Volumen de flujo de aceite y gas en el oleogasoducto Zaap-C/Ku-A.	55
V.15	Perfil del patrón de flujo en el oleogasoducto Zaap-C/ Ku-A con tubería insertada.	56

V.16	Oscilaciones de presión en Zaap-C con tubería insertada de 3, 4 y 5 pg. en el riser de llegada en Ku-A y con inyección de gas de 2 MMPCD.	56
V.17	Oscilaciones de presión en Zaap-C con tubería insertada de 3, 4 y 5 pg. en el riser de llegada en Ku-A y con inyección de gas de 3 MMPCD.	57
V.18	Oscilaciones de presión en Ku-A con tubería insertada de 3, 4 y 5 pg. en el riser de llegada en Ku-A y con inyección de gas de 2 MMPCD.	57
V.19	Oscilaciones de presión en Ku-A con tubería insertada de 3, 4 y 5 pg. en el riser de llegada en Ku-A y con inyección de gas de 3 MMPCD.	58
V.20	Oscilaciones de presión en Zaap-C con inyección de gas de 1 y 2 MMPCD, con apertura de válvula de 10 y 20 %.	61
V.21	Perfil del patrón de flujo con inyección de gas de 1 y 2 MMPCD, apertura de válvula de 20%.	61
V.22	Volumen de líquido acumulado en Ku-A con inyección de gas de 1 y 2 MMPCD, apertura de válvula de 10 y 20%.	62
VI.1	Método de estrangulamiento.	65
VI.2	Método de elevación con gas.	66
VI.3	Método de tubería insertada.	66
VI.4	Método de estrangulamiento y elevación con gas.	67

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

I.1 Generalidades

Instalaciones de producción como las plataformas marinas suelen experimentar fluctuaciones de presión y flujo de producción inestable, ocasionado por el flujo en forma de bache de los fluidos; esto sucede cuando el flujo en una tubería ocurre en dos fases, y se debe a que las fases separadas presentan varios patrones de flujo dentro de la tubería.

El flujo bache es una secuencia de burbujas de Taylor y tapones de líquido, en donde ninguna fase es continua pero si periódica, hay un flujo intermitente, que en un instante fluye más líquido y en otro gas. Cuando se incrementa este tipo de flujo bache se denomina bacheo severo, y este flujo causará periodos de producción de gas y no de líquidos en el separador, seguido por altos flujos de líquido y gas pudiendo causar sobreflujos y cierre del separador, por lo que será necesario aplicar procedimientos operativos para reducir este flujo inestable, pero con la consecuente reducción de producción en la mayoría de los casos.

El bacheo severo de fluidos es un problema típico de flujo multifásico en tubería que se debe considerar al diseñar y operar las instalaciones de producción.

La aplicación de procedimientos operativos para reducir el bacheo severo origina pérdidas de producción, como lo ocasiona el realizar un incremento de la contrapresión en la plataforma hasta que un régimen de flujo es alcanzado en el cual el bacheo y las fluctuaciones de presión son reducidos a niveles en el cual pueden ser manejados por las plataformas donde se encuentra el equipo de separación.

Además de reducciones de producción, el fenómeno del bacheo severo en las instalaciones de producción también causa bajas eficiencias de separación de fluidos, debido a las fluctuaciones de presión y gastos de líquidos y gas, afectando la operación y eficiencia del equipo de bombeo y compresión.

Por lo anterior es necesaria la implementación de métodos, técnicas y tecnologías de vanguardia, para ayudar al cumplimiento de diseño y operación de instalaciones de producción en un marco de seguridad y cumplimiento de producción establecidos.

I.2 Antecedentes

La explotación del campo Zaap administrado por el Activo Integral Ku Maloob Zaap Región Marina Noreste, localizado en el Golfo de México (Figura I.1), se realiza a través de los pozos localizados en la plataforma Zaap-C, que envían la producción de crudo a través de un oleoducto de 36 pg. de diámetro hasta la plataforma de producción Ku-A (Figura I.2).

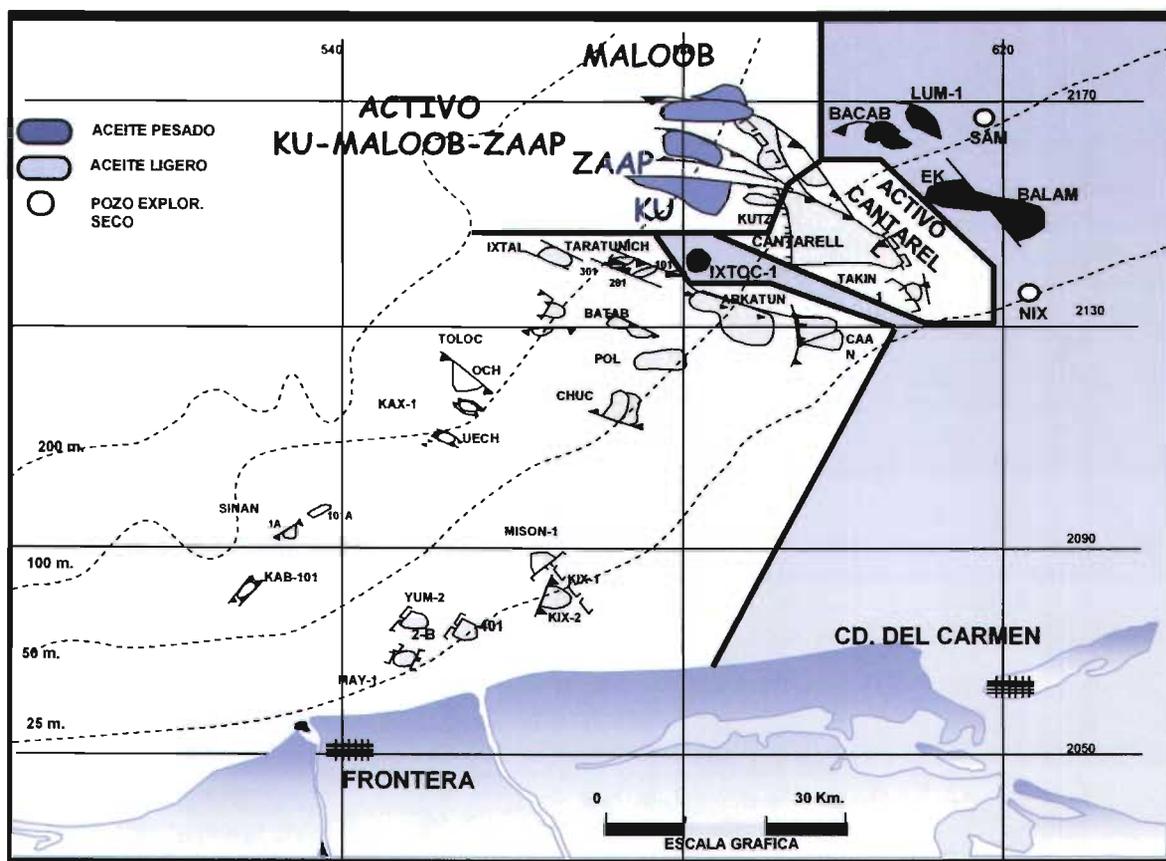


Fig. I.1.- Localización del campo Zaap.

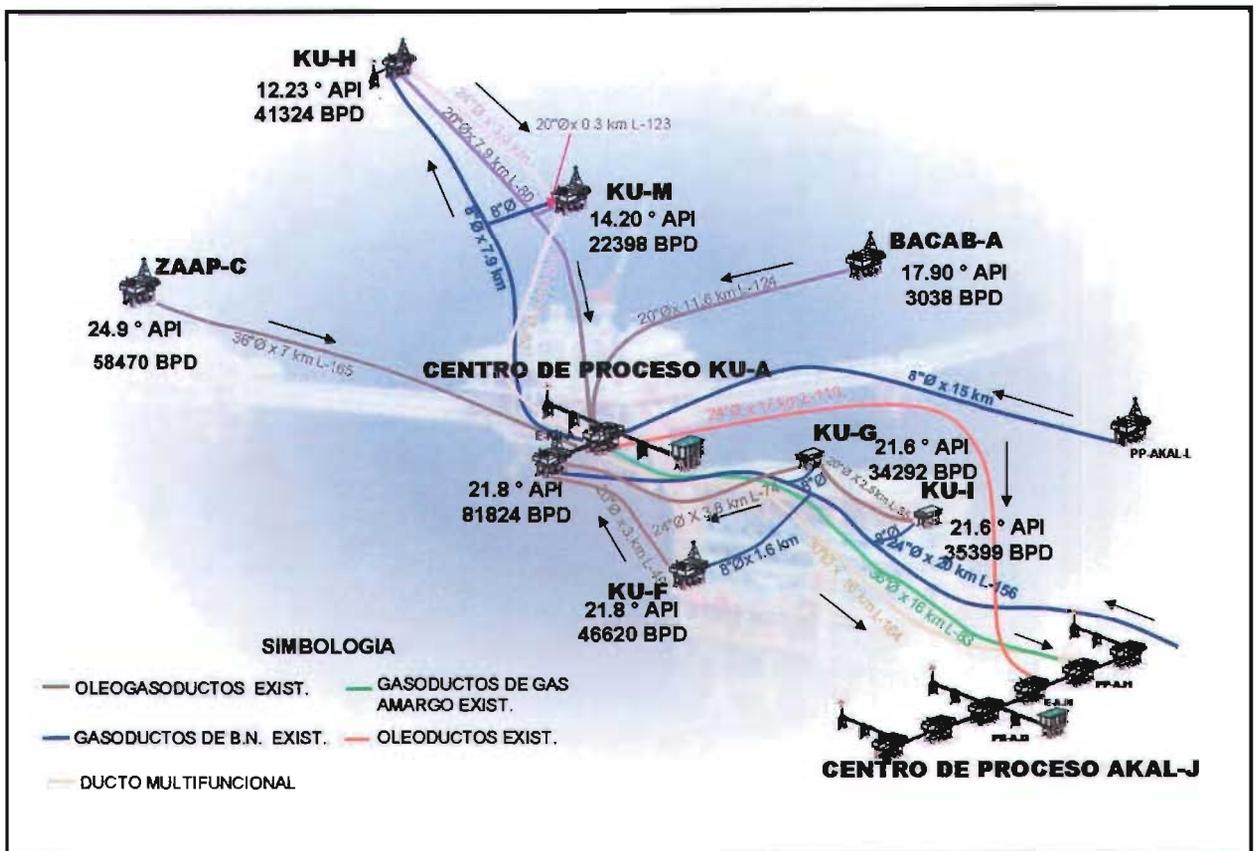


Fig. I.2 Sistema de Recolección de los campos Ku, Maloob y Zaap.

Debido a factores de configuración física del lecho marino y del oleogaseoducto (diámetro, especificaciones), presión, gastos de producción y propiedades del fluido transportado, en este oleogaseoducto se presenta el fenómeno de bacheo severo, por lo que es necesario estudiar, analizar y proponer alternativas para reducir o evitar el bacheo severo.

La región de bacheo puede ocurrir en configuraciones de sistemas de flujo en dos fases donde un segmento de tubería con ángulo de inclinación hacia abajo es seguido de otro segmento/riser hacia arriba, indiferente de la profundidad del agua como se muestra en la Figura I.3. La forma más severa de la región del bacheo es el bien conocido como "bacheo severo", ocurriendo en sistemas tubería-riser.

Riser: término que en idioma inglés se utiliza para referirse a la tubería vertical de llegada o de salida de los fluidos de una plataforma marina, es de uso común en la industria petrolera.

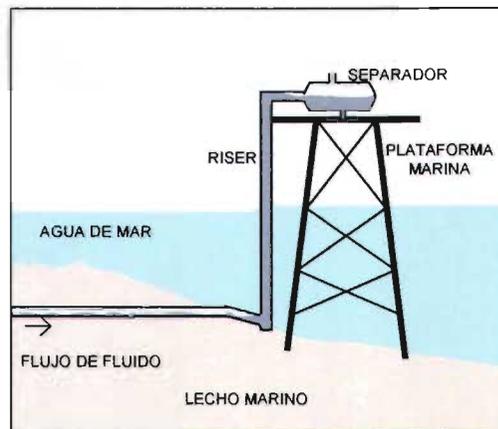


Fig. I.3.- Sistema típico de tubería-riser.

La secuencia del bacheo severo ocurre de la siguiente manera¹:

Primer paso; generación del bache (Figura I.4), corresponde al incremento de presión en el fondo del riser. En este periodo el nivel del líquido no alcanza el extremo superior del riser. Durante este período, la columna de líquido no es soportada por el gas y empieza a caer. Debido a que el líquido bloquea el paso del gas se incrementa la presión en la base del riser, el gas se reacumula en la tubería; hasta que tiene la fuerza para desplazar el líquido a la cima del riser, llegando eventualmente gas a bajos gastos.

Segundo paso, el nivel del líquido se levanta nuevamente por la entrada de líquido del fondo de la tubería (Figura 1.5). Para el flujo corriente abajo, un bache de líquido es formado en el fondo de la tubería, así el incremento del nivel de líquido resulta del líquido fluyendo aisladamente en el riser. Para el flujo horizontal, se alcanza el fenómeno de resbalamiento, y el incremento en el nivel de líquido puede resultar de una pobre mezcla gaseosa fluyendo en el riser.

Tercer paso; penetración de la burbuja de gas (Figura I.6), el gas es nuevamente suministrado al riser, provocando así una disminución en la presión hidrostática. Dando como resultado que el gasto de flujo de gas incremente.

Cuarto paso; correspondiente al “desfogue de gas” (Figura I.7), cuando el gas producido en el fondo del riser alcanza el extremo superior y el flujo de líquido termina, la presión es mínima y el líquido ya no es levantado por el gas. El nivel del líquido cae y un nuevo ciclo empieza.

Secuencia del bacheo severo en tuberías/riser.

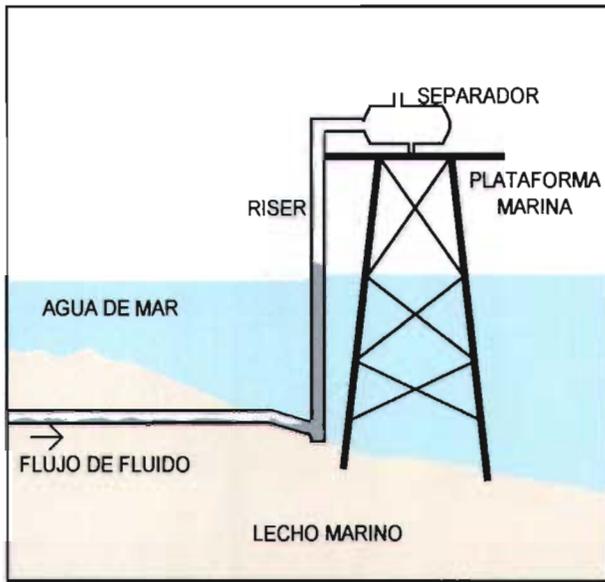


Fig. I.4.-Formación del bache.

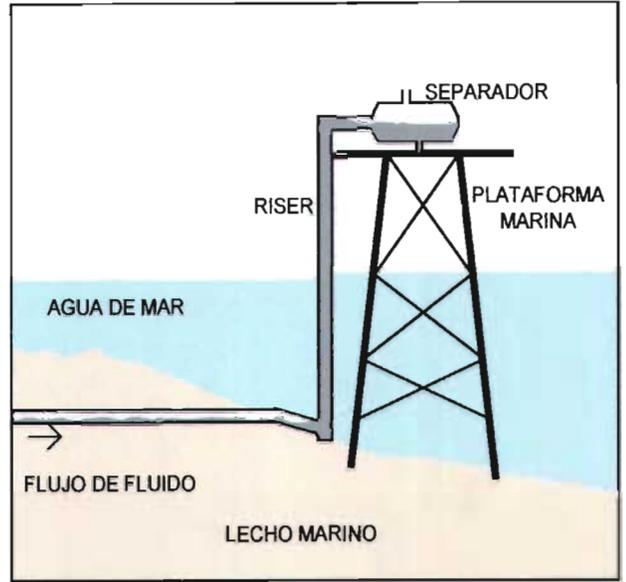


Fig. I.5.-Producción del bache de líquido.

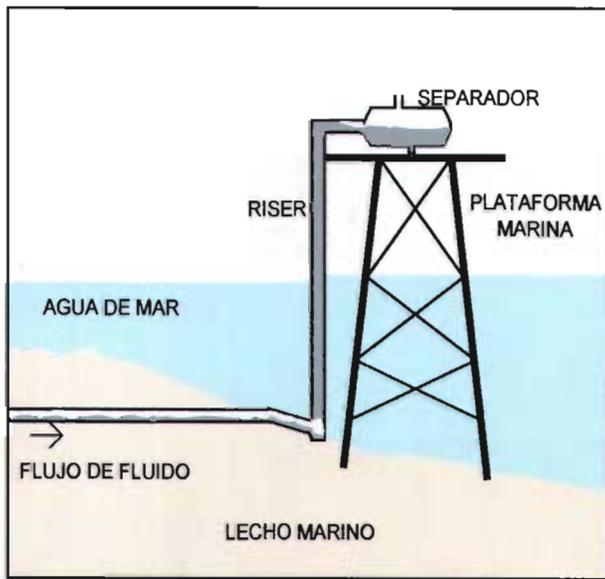


Fig. I.6.-Penetración de la burbuja de gas.

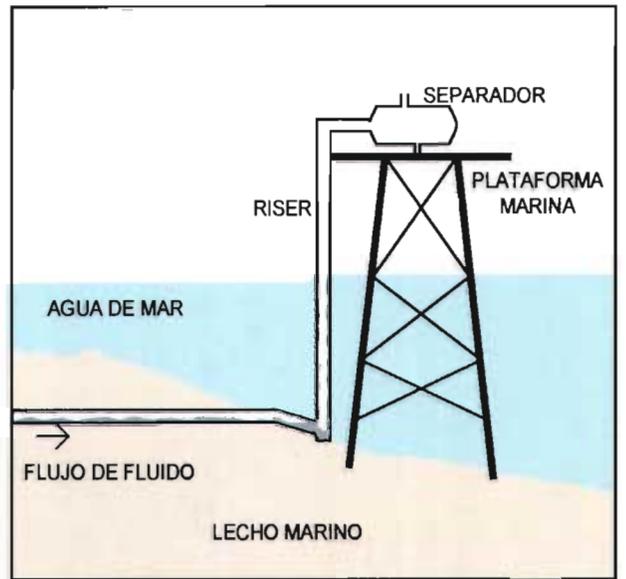


Fig. I.7.-Desfogado del gas.

Existen varios artículos técnicos con propuestas de solución, mediante modelo matemáticos y pruebas de laboratorio han estudiado el comportamiento del fenómeno del bacheo severo; en esta tesis se realiza un modelo específico a las condiciones operativas del oleogasoducto Zaap-C/Ku-A y simula diversas técnicas de eliminación o reducción del bacheo severo para mejorar las condiciones operativas y de seguridad de la instalación de producción mediante el apoyo del simulador comercial OLGATM, que tiene amplio rango de aplicación en simulación de sistemas de flujo en dos fases, prediciendo flujo en régimen transitorio con gran aproximación a los datos reales de campo.

I.3 Objetivo

Por lo anterior esta tesis tiene como objetivo:

1. Entender los fenómenos físicos que ocurren en el sistema tubería-riser y los efectos de los parámetros de operación, propiedades de fluidos y características de la tubería y riser sobre el fenómeno de bacheo severo en tubería-riser.
2. Desarrollar el diseño de un modelo de sistema de tubería-riser y proponer una prueba piloto para reducir el bacheo severo, efecto que redundará en aumento de producción y mejorar las condiciones de operación y seguridad.
3. Validar el modelo desarrollado usando los datos de campo existentes.
4. Presentar la solución más apropiada para reducir o eliminar el problema de bacheo severo.

Con la aplicación del modelo al oleogasoducto Zaap-C/Ku-A y el resultado de las simulaciones realizadas en esta tesis de eliminación del bacheo severo, se propondrá una prueba piloto con los siguientes beneficios:

1. Reducción de problemas operativos, reduciendo las pérdidas de producción.
2. Analizar y evaluar el potencial de producción real de los pozos al aplicar las técnicas de reducción o eliminación de bacheo severo en tuberías/riser.
3. Mayor seguridad en la operación de las instalaciones de producción.

CAPÍTULO II

SOLUCIONES AL PROBLEMA DE FLUJO EN BACHE EN SISTEMAS TUBERÍA-RISER.

II.1 Métodos de eliminación o reducción del flujo en bache

En resumen se ha propuesto tres métodos de eliminación básica para el bacheo en los sistemas tubería-riser:

a) *Incremento de contrapresión.*- Este método de incremento de contrapresión elimina el bacheo severo por el incremento de la contrapresión del sistema, pero reduce significativamente la capacidad de producción.

b) *Levantamiento con gas.*- En levantamiento con gas, gas externo es inyectado dentro del riser o en la tubería en el fondo del riser para reducir la columna hidrostática en el riser o para incrementar el gasto de flujo de gas en la tubería

c) *Estrangulamiento.*- En el estrangulamiento se incrementa la contrapresión en proporción al incremento de la velocidad en el riser. Si el movimiento del gas en el riser es estabilizado antes de llegar al estrangulamiento, el flujo estacionario ocurrirá después de un periodo de flujo corto. La estabilización requiere mucho cuidado al estrangular para asegurar la mínima contrapresión.

Aunque hay varios otros métodos propuestos para eliminar el bacheo severo, sus principios de trabajo son similares o derivados de los tres métodos descritos previamente.

II.2 Desarrollo de técnicas de eliminación o reducción de bacheo severo

Yocum² identificó técnicas de eliminación de bacheo severo que todavía hoy consideramos, tales como la reducción del diámetro de la línea, el fraccionamiento del flujo dentro de la corriente doble o múltiple; la inyección del gas dentro del riser, el uso de mecanismos mezclados en la base del riser, estrangulador e incremento de presión.

Yocum observó que incrementado la contrapresión se puede reducir el bacheo severo pero reduciría severamente la capacidad de flujo. El afirmó que el estrangulamiento podía causar una reducción severa en la capacidad de flujo.

Contrariamente a lo afirmado por Yocum, Schmidt³ y Schmidt y colaboradores⁴ notaron que el bacheo severo en los sistemas tubería-riser podía ser eliminando o reducido por el estrangulamiento en la cima del riser, pudiendo causar pequeños cambios en el gasto de flujo y presión en la tubería.

Schmidt también señaló que la eliminación del bacheo severo podía ser registrada por la inyección de gas, pero fue rechazado por no ser económicamente factible debido al costo de un compresor para presurizar el gas de inyección y de la tubería requerida para transportar el gas a la base del riser. Schmidt y colaboradores mejoraron el modelo físico para las cuatro diferentes serie de ecuaciones que son necesarias para la generación del bache, el bache producido, penetración de la burbuja, y el desfogue del gas. Sus resultados fueron buenos para una tubería inclinada corriente abajo.

Pots y colaboradores⁵ investigaron el uso del gas de inyección como un método de eliminación del bacheo severo. Ellos concluyeron que la severidad de los ciclos fue considerablemente baja para la inyección del riser de aproximadamente 50% de la entrada de flujo de gas. Observaron que el bacheo severo no desaparecía completamente aún con el 300% de inyección.

Jansen⁶ investigó diferentes técnicas de eliminación, tales como incremento de la contrapresión, estrangulamiento, levantamiento con gas, y la combinación de estrangulamiento y levantamiento con gas. El propuso un modelo de estabilidad y casi-equilibrio para el análisis de las técnicas de eliminación arriba mencionadas. Jansen experimentalmente hizo las siguientes observaciones: a) muy alta contrapresión fue requerida para eliminar el bacheo severo, b) estrangulamiento cuidadoso fue necesario para estabilizar el flujo con un mínimo incremento de contrapresión, c) grandes cantidades de gas de inyección fueron necesarios para estabilizar el flujo con el método de levantamiento con gas, d) la combinación de estrangulamiento y levantamiento con

gas fue el mejor método de eliminación reduciendo el grado de estrangulamiento y la cantidad de gas inyectado necesario para estabilizar el flujo.

Hill⁷ describió el comportamiento de pruebas de inyección de gas en la base del riser para eliminar el bacheo severo en el campo S.E. Forties. El gas de inyección mostró reducir la magnitud del bacheo severo, la condición para eliminar el bacheo severo fue causar un patrón de flujo en el riser a flujo anular previniendo la acumulación de líquido en la base del riser. Por lo tanto, grandes cantidades de gas de inyección fueron necesarias para estabilizar completamente el flujo.

Kaasa⁸ propuso un segundo riser conectado de la tubería a la plataforma para eliminar el bacheo severo. La pendiente hacia abajo de la tubería actúa como un atrapador de bache puesto que el patrón de flujo prevaleció principalmente en flujo estratificado a gasto de flujo bajo. El segundo riser es colocado en un punto sobre la tubería de tal manera que todos los gases son desviados hacia éste y el riser original transporta todos los líquidos. El segundo riser es equipado con una válvula controladora de presión para controlar las fluctuaciones de presión. Hay dos desventajas en este método: el riser original deberá estar casi lleno de líquido imponiendo una contrapresión considerable al sistema que puede resultar en una reducción significativa en la capacidad de producción, y segundo el riser podría ser no viable económicamente.

McGuinness y Cooke⁹ presentaron un caso de estudio del campo St. Joseph de Sabah, Malasia operado por la compañía Shell, el problema de bacheo severo fue observado cuando un campo satélite nuevo fue puesto en operación. El bacheo severo produjo una alta contrapresión y reducción de la capacidad de producción del sistema. La solución al problema fue la separación de los fluidos en una plataforma satélite y transportar el flujo de líquido y el gas en tuberías separadas a la plataforma principal de producción.

Una mínima contrapresión fue lograda por la utilización de una vasija igualadora de cabeceo operando a presión atmosférica para la corriente de líquido en lugar de un separador de baja presión.

Willie y Brackenridge¹⁰ propusieron una solución para reducir el efecto del bacheo severo. Su solución requiere de una tubería de diámetro pequeño insertada dentro del riser, creando por consecuencia, un espacio anular que pueda ser usado para inyección de gas. Esto podría ser considerado una buena solución para el bacheo severo en el riser. Pero de otra manera, conceptualmente, esto es una restricción al flujo que podría causar problemas para la operación tal como una limpieza de diablo.

Johal y colaboradores¹¹ indicaron que la inyección de gas en la base de los riser puede causar problemas adicionales debido al efecto Joule Thompson de enfriamiento del gas inyectado. El gas actúa como un enfriador y baja la temperatura de los fluidos haciendo las condiciones de flujo más susceptibles para problemas de parafinas e hidratos. Por lo tanto, los operadores deberán necesitar o calentar antes el gas a inyectar o usar químicos para prevenir la formación de parafinas e hidratos. Ellos propusieron una técnica alternativa llamada elevación multifásica en la base de los riser para desarrollos de aguas profundas. La elevación multifásica en la base los riser está basada sobre la idea de tener cerca líneas multifásicas de alta capacidad y que parte de su producción fuera desviada a la corriente de flujo multifásico del sistema de tubería riser que experimenta bacheo severo. Esto ayudará a aliviar el problema de bacheo severo sin exponer el sistema a otro problema potencial.

Un criterio matemático para la región donde el bacheo severo pudiera ocurrir fue dado por Boe¹² y Taitel¹³ hicieron un análisis de estabilidad para el bacheo severo. Si el sistema es inestable, se supone un desfogue instantáneo. De otra manera si el sistema es estable, se supone que resulta una operación de estado estacionario.

Posteriormente, Taitel y colaboradores¹⁴ presentaron una nueva teoría soportada por datos de experimentos mostrando que el ciclo de bacheo puede ocurrir también en el sistema estable. Aunque su modelo describe el fenómeno físico, el sistema de variables no puede ser predicho acertadamente debido a que no satisface la continuidad del gas en el riser.

Fabre y colaboradores¹ han propuesto una diferente aproximación al problema y desarrollaron un modelo para simular flujo en dos fases en el riser bajo las condiciones de

penetración continua de gas dentro del riser. Su modelo sin embargo no maneja discontinuidades de interfase de una y dos fases en tubería o en riser. Esto pudiera ocurrir durante la etapa de formación del bache.

Sarica y Tengesdal¹⁵ propusieron la idea de transferir gas de la misma línea de flujo (sistema autoabastecido de gas) al riser en un punto arriba de la base del riser, verificaron los resultados de su modelo con los datos existentes de laboratorio seleccionando varios puntos de suministro de gas hacia la base del riser.

Tengesdal y Sarica¹⁶ posteriormente realizaron un estudio experimental de la técnica de transferencia de gas de la misma línea de flujo partir de diferentes puntos arriba de la base del riser, encontrando que su modelo no predice la región de bacheo severo para diámetros de tubería grandes.

Santamaría¹⁷ presenta un procedimiento de cálculo que permite estudiar el flujo de fluidos en un sistema de producción dado para detectar la presencia de flujo bache, determinar sus características, cuantificar sus efectos en el equipo de separación y propone una solución para el problema para dicho flujo.

CAPÍTULO III

MODELADO DINÁMICO DEL BACHEO SEVERO EN RISER EN EL OLEOGASODUCTO ZAAP-C / KU-A

Para iniciar y entender el modelo dinámico que se presenta es necesario revisar brevemente los conceptos y definiciones básicas que intervienen en el proceso de flujo multifásico.

III.1 Conceptos y definiciones básicas

Fase.

Es una cantidad de materia, homogénea tanto en estructura física y composición química. Existen tres tipos de fases: sólido, líquido y gas y un sistema puede tener una, dos o más fases simultáneamente.

Flujo multifásico.

Flujo simultáneo de varias fases, existe una interacción dinámica entre las fases y es un proceso físico complejo y puede ser:

Flujo simultáneo de:

- Gas-líquido
- Gas-sólido
- Líquido-sólido
- Gas-líquido-sólido

En el flujo monofásico, el fluido en una sola fase ocupa todo el volumen del medio en el que se transporta; en el multifásico, los fluidos en dos o tres fases diferentes ocupan dicho volumen.

Otras formas de clasificar el flujo multifásico son:

- a) De acuerdo al número de dimensiones: Unidimensional, bidimensional, tridimensional.
- b) De acuerdo a la dirección y al sentido global del flujo: vertical (ascendente o descendente), inclinado (ascendente o descendente) y horizontal.

Patrón de flujo.

Es la configuración o estructura geométrica de las fases en el flujo multifásico en una tubería. Está determinado por la forma que separa la superficie de las fases. Los patrones de flujo se presentan en un flujo en dos fases, tanto en tuberías horizontales y verticales.

Patrones de flujo gas-líquido en tubería horizontal (Figura III.1).

Flujo burbuja.- En este patrón de flujo la fase continua es el líquido y la fase dispersa es el gas, el gas se mueve en forma de burbujas, y las burbujas tienden a estar en la parte superior de la tubería por efecto de flotación. Entre más alta sea la velocidad de flujo de la mezcla, más uniforme es la distribución de la burbuja.

Flujo tapón.-En este patrón de flujo la velocidad del gas aumenta, en relación a la velocidad del gas en el patrón de flujo burbuja, se forman burbujas de Taylor que son burbujas grandes y tapones de líquido dentro de las cuales hay burbujas pequeñas de gas. También es llamado flujo intermitente.

Flujo estratificado.- En este patrón de flujo cada fase es continua, la fase líquido fluye en la parte inferior de la tubería y la fase gas en la parte superior. La interfase es casi lisa, no se observa interferencia.

Flujo ondulado.- En este patrón de flujo se incrementa el gasto de gas, la velocidad relativa entre fases aumenta, formando olas. Es parecido al flujo estratificado, pero en la interfase se observan olas.

Flujo Bache.- En este patrón de flujo existen burbujas de gas grandes con un tapón de líquido. Es una secuencia de burbujas y tapones de líquido, bajo la cual hay una película de líquido y en los tapones hay burbujas de gas.

Flujo anular o disperso.- Este patrón de flujo se caracteriza porque el gas se mueve en el centro de la tubería y el líquido está distribuido en la tubería, el espesor de la película de líquido que se forma en la parte inferior es mayor que la que se forma en la parte superior, la interfase no es estable, hay olas, y en el gas hay gotas de líquido. Las gotas que se

forman en la interfase se las lleva el gas. Este patrón de flujo ocurre a gastos y velocidades de gas altos.

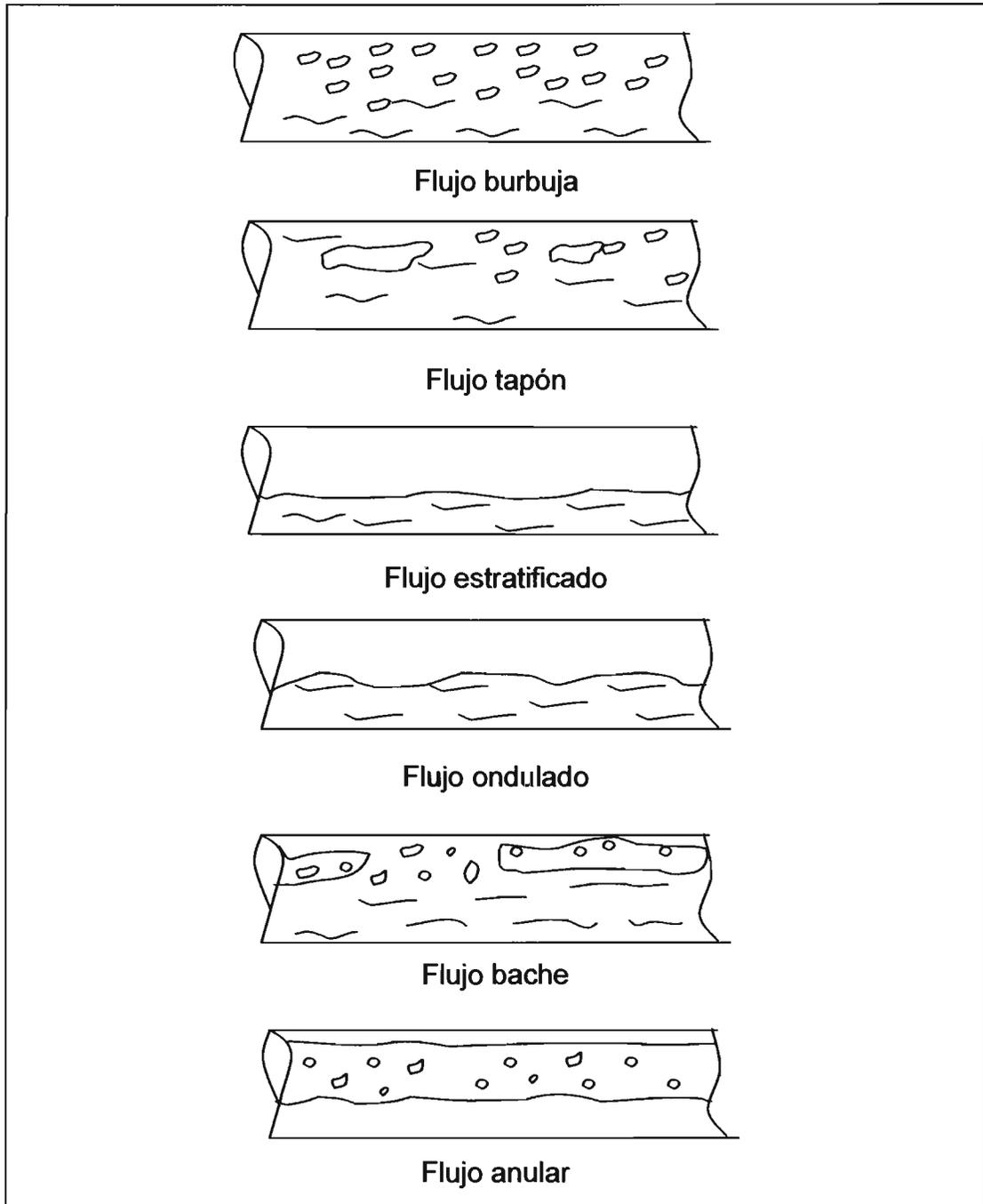


Fig. III.1 Patrones de flujo en tubería horizontal.

Patrones de flujo gas-líquido en tubería vertical (Figura III.2).

Flujo burbuja.- En este patrón de flujo la fase continua es el líquido, la fase dispersa es el gas, la forma del gas es parecida a una esfera, cuando la velocidad de flujo aumenta las burbujas tienden a disminuir el diámetro de la burbuja.

Flujo bache.- Este patrón de flujo es una secuencia de burbujas de Taylor y tapones de líquido, ninguna fase es continua, pero si periódica. Los tapones de líquido contienen burbujas de gas dispersos.

Flujo agitado o caótico.- En este patrón de flujo ninguna fase es continua, cada fase de manera local es la fase continua.

Flujo anular.- Este patrón de flujo el gas se mueve en el centro del tubo y el líquido está distribuido en la tubería, en el gas hay gotas de líquido. Este patrón de flujo ocurre a gastos y velocidades de gas altos.

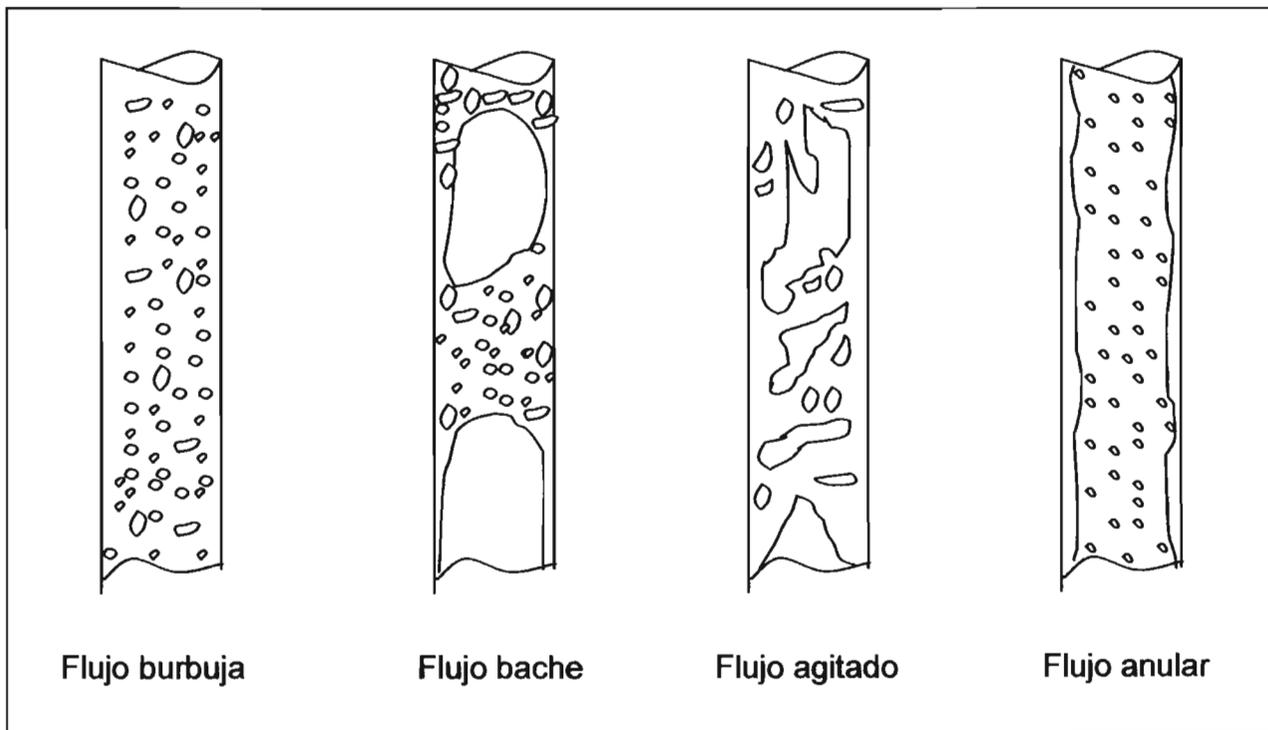


Fig. III.2 Patrones de flujo en tubería vertical.

Mapas de patrones de flujo.

Es un diagrama bidimensional en el que se muestran las regiones de existencias de patrones de flujo y las fronteras de transición de un patrón de flujo a otro.

Se han elaborado diversos mapas de patrones de flujo tanto para tubería horizontal como vertical, y se han modificado al evaluarlos con otras observaciones de modelos físicos.

En la Figura III.3 se muestra el patrón de flujo desarrollado por Taitel y Dukler¹⁹ para tuberías horizontales.

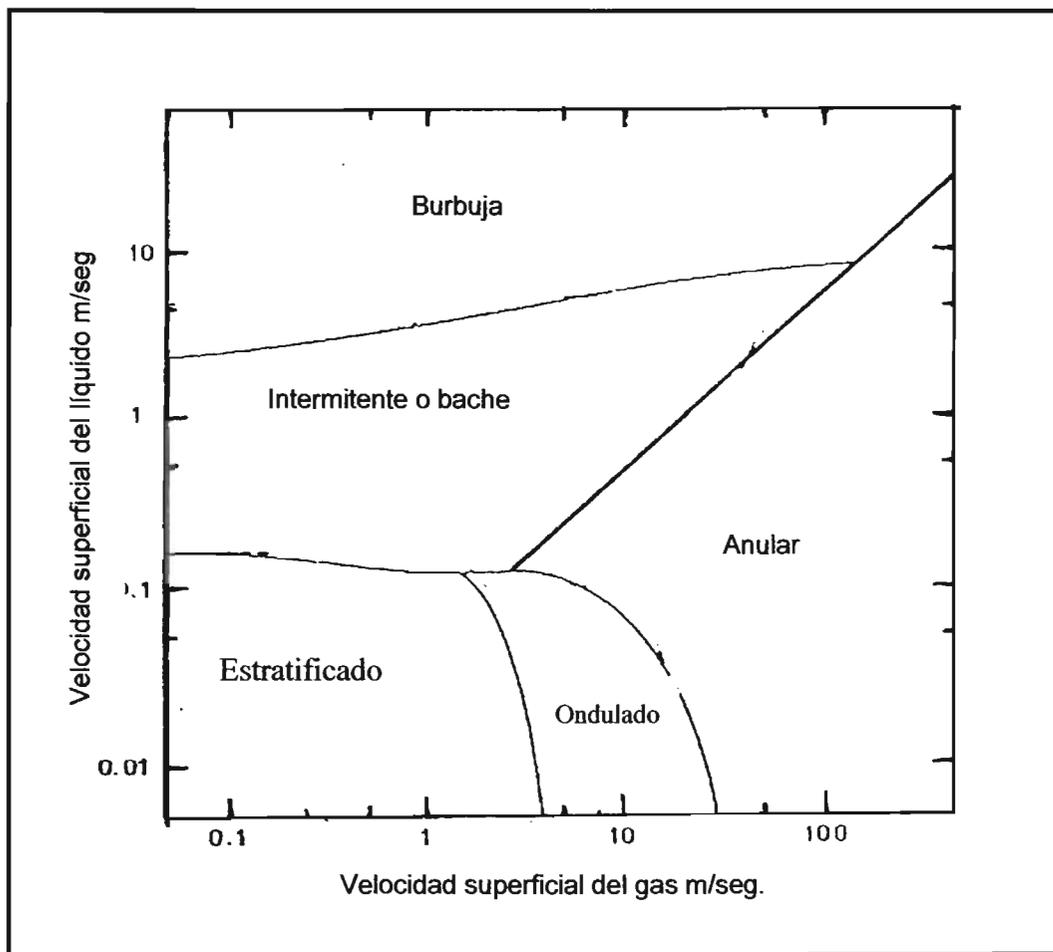


Fig. III.3 Mapa de patrón de flujo de Taitel y Dukler.

En la Figura III.4 se presenta el mapa de patrón de flujo desarrollado por Aziz²⁰ para tuberías verticales.

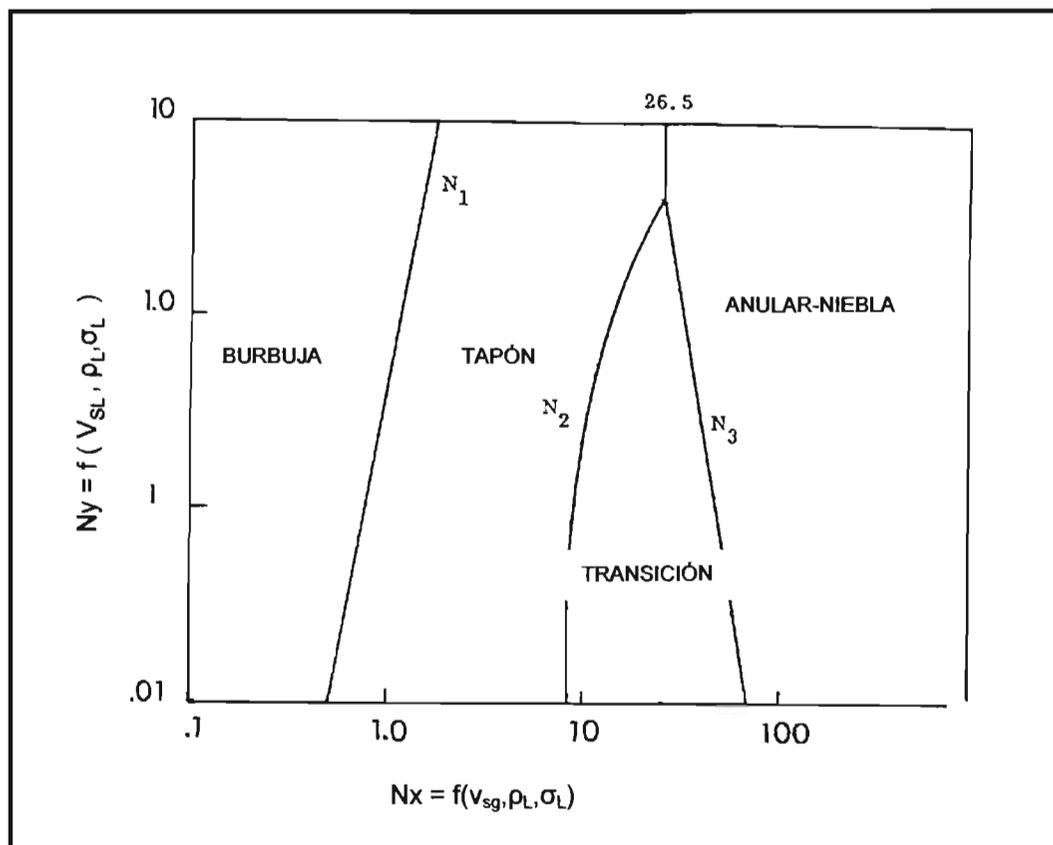


Fig. III.4 Mapa de patrón de flujo de Aziz.

Coalescencia.

Proceso que se presenta cuando la presión de dos burbujas separadas por una película de líquido, equilibra la presión por tensión interfacial haciendo que estas se unan o coalescan.

Burbuja de Taylor.

Grandes burbujas de gas formadas por la coalescencia de burbujas de menor tamaño, bajo ciertas condiciones durante el flujo de los fluidos. Llamadas así en honor al investigador G.I. Taylor. Se presenta como parte del flujo bache. Una burbuja Taylor antecede y procede al bache de líquido que está siendo transportado.

Velocidad relativa.

Es la diferencia de velocidad del gas menos la velocidad del líquido.

$$V_R = V_G - V_L \quad (III.1)$$

Velocidad de la mezcla.

Es la suma de las velocidades superficiales del líquido y del gas.

$$V_m = V_{SL} + V_{SG} \quad (III.2)$$

Velocidad de deriva.

Es la velocidad de la fase menos la velocidad con la que se mueve el centro de masa de la mezcla.

$$V_{LD} = V_L - V_m \quad (III.3)$$

Velocidad superficial.

También llamada velocidad aparente, es la velocidad que tendría la fase, si esta fluyera sola en la tubería, o el gasto volumétrico de la fase considerada dividida entre el área de la sección transversal de la tubería.

$$V_{SL} = q_L / A \quad (III.4)$$

$$V_{SG} = q_G / A \quad (III.5)$$

Fracción volumétrica de fase.

La fracción volumétrica es el área ocupada por una fase entre el área total ocupada por las dos fases.

$$H_L = A_L / A \quad (III.6)$$

$$A = A_L + A_G \quad (III.7)$$

Flujo de deriva (drift flux).

Es el producto de la fracción volumétrica por la velocidad de deriva.

$$J_L = H_L (V_L - V_m) \quad (III.8)$$

$$J_G = H_G (V_G - V_m) \quad (III.9)$$

Momento

También conocida como momentum o cantidad de movimiento, se define para una partícula, como el producto de su masa por su velocidad. Es una cantidad vectorial que posee dirección y magnitud. La cantidad de momento de un sistema se conserva.

III.2 Condiciones operativas reales

Para la elaboración del modelo se recopiló información de reportes de diseño y operación del oleogasoducto de 36 pg. que sale de la plataforma de producción Zaap-C y continúa su tendido a través del lecho marino hasta llegar al complejo de producción Ku-A, como se observa en la Figura III.5.

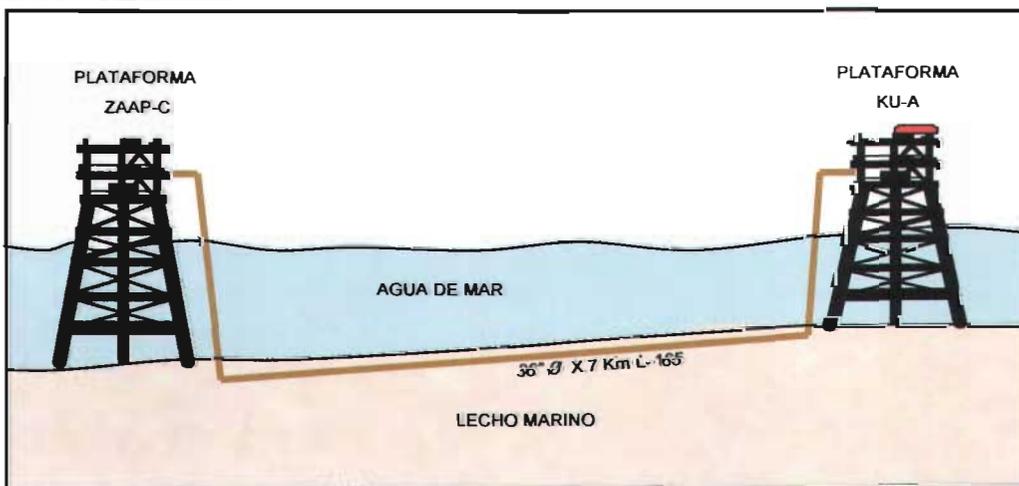


Fig. III.5 Sistema de producción a través del oleogasoducto Zaap-C/Ku-A.

Datos mecánicos del oleogasoducto Zaap-C/Ku-A:

Diámetro externo de la tubería: 36 pg.
Diámetro interno de la tubería: 34.25 pg.
Espesor de la tubería: 0.875 pg.

API-5L X-52

Perfil del Oleogasoducto Tabla III.1 y Figura III.6

Tabla III.1 – Perfil del oleogasoducto Zaap-C/Ku-A.

ZAAP-C	E-KU-A
X (m)	Y (m)
0	-78.29
796	-77.87
1474	-76.18
2220	-74.9
3239	-72.59
3675	-72.9
4496	-69.9
5216	-68.7
5977	-66.93
6733	-65.33
7248	-62.77

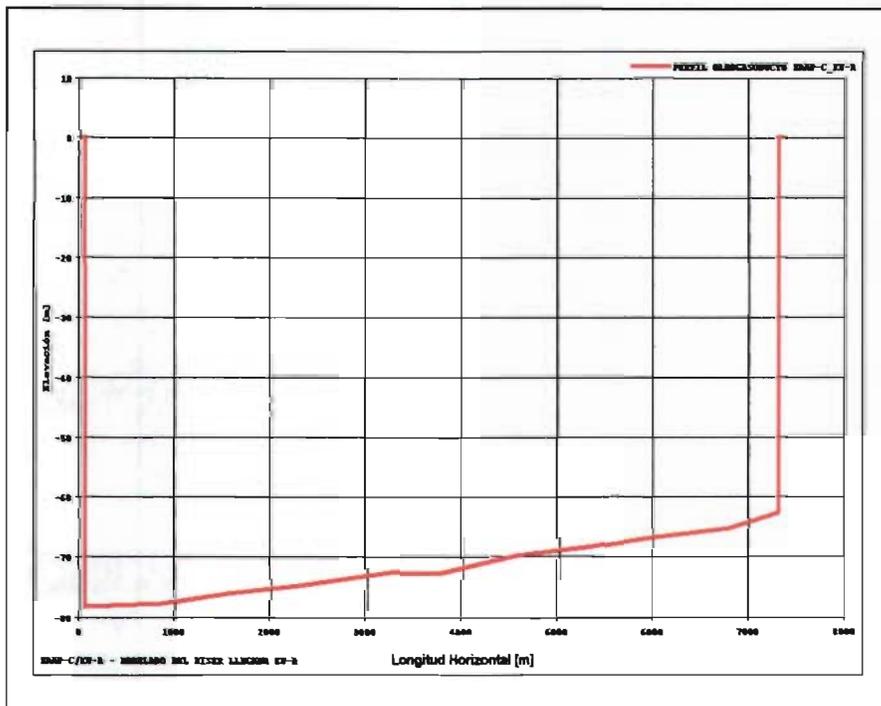


Fig. III.6 Perfil del oleogasoducto Zaap-C/Ku-A.

Datos de producción y operación del oleogasoducto Zaap-C/Ku-A:

Volumen de producción manejado en oleogasoducto Zaap-C	58 470	BPD
Temperatura de salida de los fluidos en Zaap-C	103-85	°C
Temperatura de llegada de los fluidos en Ku-A	68-49	°C
Presión manométrica de salida de los fluidos en Zaap-C	8.5-9.3	kg/cm ²
Presión manométrica de llegada de los fluidos en Ku-A	6.0-6.8	kg/cm ²
Temperatura promedio del agua	22	°C
Temperatura promedio del aire	30	°C
Temperatura mínima registrada en el piso marino	18	°C
Velocidad del agua marina	0.05-0.12	m/s

Datos del gas de bombeo neumático disponible en Ku-A:

Temperatura del gas de bombeo neumático	22	°C
Presión de inyección manométrica disponible	máximo 60	kg/cm ²

Propiedades de los fluidos transportados en el oleogasoducto Zaap-C/Ku-A:

Las propiedades se enlistan en la Tabla III.2.

Tabla III.2.- Composición de los fluidos en oleogasoducto Zaap-C/Ku-A.

	Mezcla
Temperatura °C	15.161
Presión Kg/cm ²	1.000
Peso Molecular	142.34
Fracción Molar	
N ₂	0.0312
CO ₂	0.0049
H ₂ S	0.0008
Metano	0.4395
Etano	0.1074
Propano	0.0260
Iso butano	0.0034
Butano	0.0157
Iso pentano	0.0072
Pentano	0.0128
Hexano	0.0200
C7+	0.3311
PM C7+	379.09
Densidad C7+	0.9236

III.3 Modelos de aplicación

III.3.1 Método de estrangulamiento^{3, 21}

El método de estrangulamiento consiste en incrementar velocidad del gas cerrando parcialmente la válvula de arriba a la plataforma, causando una contrapresión en la cima del riser para lograr estabilizar el flujo de gas y líquido. Si el estrangulamiento se realiza cuidadosamente pudiera presentarse un incremento de presión mínimo y una reducción de producción pequeña.

III.3.2 Método de levantamiento con gas²²

El uso del sistema de levantamiento con gas en la base del riser es un método que suministra estabilización de producción. En general, el levantamiento con gas en la base del riser es benéfico porque: (1) ayuda a mantener condiciones de producción estabilizadas durante operaciones de bacheo severo bajo sistema normal y arranque en sistemas tubería-riser, (2) minimiza el tamaño de los baches que arriban sobre las vasijas de proceso de la parte de arriba, como son separadores de producción, (3) reduce la columna hidrostática en el riser y por lo tanto la contra presión sobre el yacimiento/pozo que mejora la productividad y permite un arranque estable después de la operación de flujo de aceite caliente; ejemplo cuando un sistema de línea de flujo/riser está completamente lleno de líquido y (4) minimiza las fluctuaciones de presión en la cabeza del pozo (y por lo tanto la del fondo del pozo) resultado de la inestabilidad de la línea de flujo/riser.

Debido al fenómeno de bacheo severo las inestabilidades resultan de la competencia entre las fuerzas restituidas debido a la gravedad y a las fuerzas de levantamiento establecidas para el flujo de gas. Estas deben ser distinguidas de las pequeñas inestabilidades propias del flujo; por ejemplo, un flujo bache convencional, porque estos probablemente tienen el mismo origen; sin embargo, inestabilidades de gran escala son prevenidas por razones similares al del bacheo severo²⁻⁴.

Una técnica de suministro de gas para la elevación es transferir gas que fluye en la línea (gas autoabastecido) a un punto arriba de la base del riser. El proceso de transferencia reducirá la columna hidrostática y la presión en la línea con la consecuente pérdida o

eliminación del bacheo severo. Esto puede ser considerado como un levantamiento con gas autoabastecido (no se requiere inyección de gas).

El principio de esta técnica propuesta es conectar al riser con el segmento inclinado de la tubería con una tubería de diámetro pequeño. Diferentes tuberías de diámetro pequeño pueden ser consideradas dependiendo de las condiciones de operabilidad o de operación para instalar una línea externa paralela al flujo normal como se muestra en Figura III.7.

Y la forma convencional de suministro de gas es obtenerla a través de la línea de gas de bombeo neumático o del separador de producción (Figura III.8).

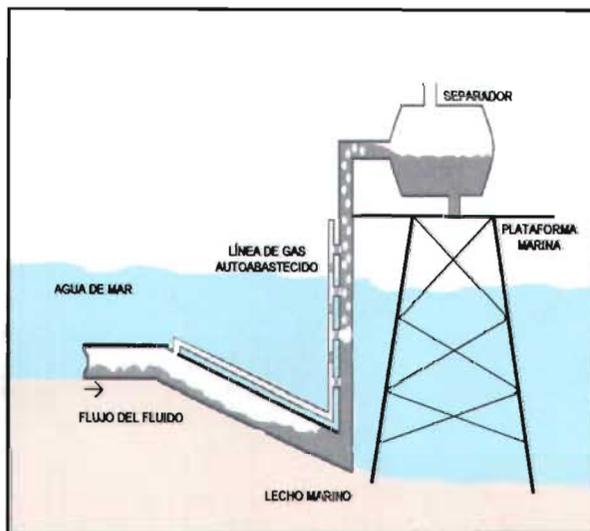


Fig. III.7 Sistema de inyección de gas autoabastecido.

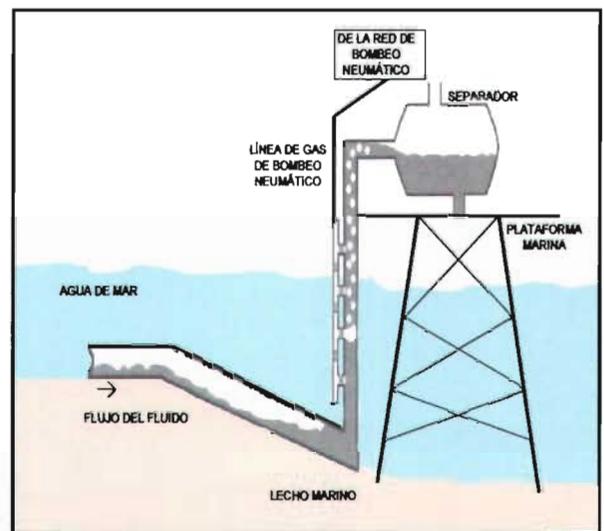


Fig. III.8 Sistema de inyección de gas convencional.

III.3.3 Método de tubería insertada gas^{15, 22}

Esto es una variación del método del levantamiento con gas. El mismo efecto del levantamiento con gas espera ser validado en esta técnica igualmente. Este método es inconveniente donde es necesario realizar corridas de diablos, como por ejemplo en aguas profundas las corridas de diablos son usadas frecuentemente como una técnica de administración de parafinas. Por consiguiente, la inserción de tubería puede ser una solución no adecuada debido a problemas inherentes.

En este método una tubería flexible interna es colocada con empacador en la tubería y riser (ver Figura III.9), la tubería de diámetro pequeño transferirá el gas desde a) el segmento inclinado hacia abajo al riser o, b) desde la base del riser. La transferencia de gas reducirá la columna hidrostática en el riser. Consecuentemente el bacheo severo será reducido o eliminado.

Además se espera un beneficio adicional de un paso alterno de gas interno que reduzca el volumen de la tubería disponible para la compresión y expansión del gas.

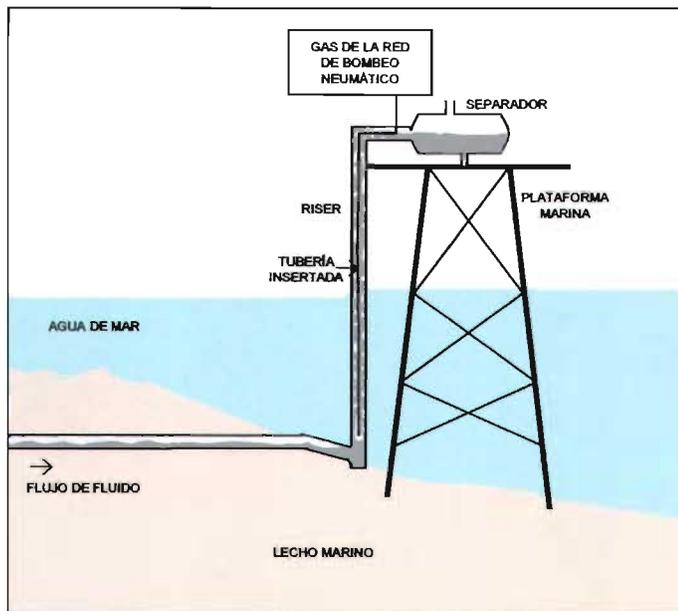


Fig. III.9 Método de tubería insertada

III.3.4 Elevación con gas y estrangulamiento^{6, 16,22}

La combinación del método de elevación con gas con estrangulamiento en la cima del riser de llegada reduce el grado de estrangulamiento y la cantidad de gas inyectado necesario para estabilizar el flujo y combina las ventajas que tiene cada uno de los métodos en forma independiente, además proporciona una gama de opciones operativas que pudiera adecuarse a cada condición específica. De acuerdo a datos experimentales ha sido un método efectivo para eliminar el bacheo severo. En sistemas con problemas de parafinas o hidratos este método podría ser utilizado como una alternativa ya que al reducirse el requerimiento de gas evitaría problemas de enfriamiento y pérdidas de presión por fricción.

CAPÍTULO IV

VALIDACIÓN DEL MODELO Y AJUSTES CON DATOS MEDIDOS

IV.1 Modelo dinámico utilizado²³

Debido a la complejidad de los procesos físicos involucrados en el flujo multifásico y de los modelos utilizados para su estudio, los cuales combinan efectos hidrodinámicos y termodinámicos, las soluciones analíticas frecuentemente son muy complejas y en ocasiones inexistentes, por lo cual las simulaciones numéricas son las más utilizadas frecuentemente.

El desarrollo del modelo en este trabajo, está apoyado en el simulador dinámico OLGA de la empresa noruega Scandpower y por el simulador PVTsim de la compañía Calsep para generar los archivos de propiedades de los fluidos.

El simulador dinámico OLGA se fundamenta en ser un modelo transitorio, de flujo de dos fluidos modificado, dinámico unidimensional, realiza la solución con un método numérico semi-implícito.

Los sistemas de flujo en el simulador OLGA están constituidos por uno o más ramales o "branches". Cada ramal consiste en una secuencia de tuberías y cada tubería está dividida en secciones. Estas secciones corresponden a las celdas de discretización empleadas en el modelo numérico.

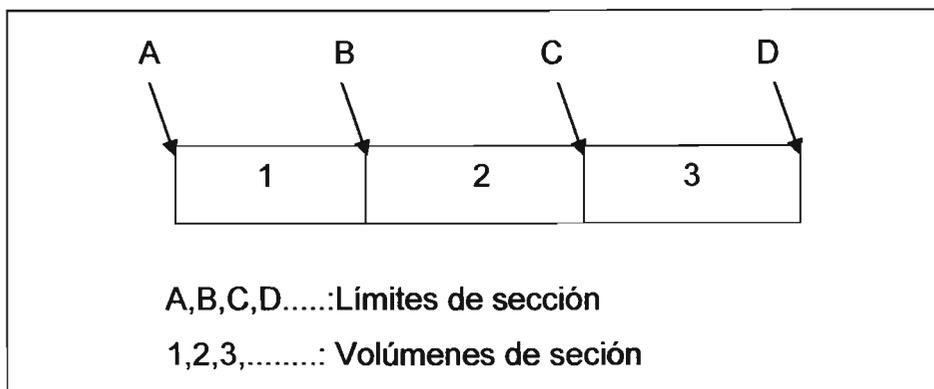


Fig. IV.1 Representación de la discretización de la tubería.

Los parámetros vectoriales como los de flujo (velocidades, gasto, etc.) son definidos en los límites de sección (A,B,C,D en la Figura IV.1), y los parámetros escalares como lo son la temperatura, presión, etc., son reportados como valores promedio dentro de los volúmenes de sección (1,2,3 en la Figura IV.1)

El simulador dinámico OLGA aplica ecuaciones separadas de continuidad para el gas, película líquida de hidrocarburo, película de agua, gotas de hidrocarburo y gotas de agua, estas se acoplan a través de la transferencia de masa interfacial.

Se utilizan dos ecuaciones de momento, una para la fase de líquido continuo y otra para la posible combinación de gas y gotas. La diferencia entre la velocidad de la película de hidrocarburo y la velocidad del agua es calculada a partir de un balance de fuerzas en estado estable, la velocidad de cualquier gota de líquido arrastrado en la fase gaseosa es dada por una relación de deslizamiento; el modelo supone que las gotas de hidrocarburo y las gotas de agua tienen la misma velocidad.

Se aplica una sola ecuación de energía, ya que todas las fases se suponen a la misma temperatura, esto deja ocho ecuaciones de conservación: cinco para masa, dos para momento y una para energía.

Los patrones de flujo se clasifican en flujo distribuido y separado. El primero contiene flujo burbuja y flujo bache, el segundo, flujo estratificado-niebla y anular-niebla; la transición entre las clases de patrones de flujo es determinada por el código mediante un concepto base de mínimo desplazamiento y otros criterios adicionales.

Para cerrar el sistema de ecuaciones, se requieren condiciones iniciales y de frontera; en particular, la especificación de las condiciones iniciales complica la preparación de la entrada de un modelo dinámico comparado con un modelo estacionario, donde estas no son requeridas (o no tienen ningún significado). Para un caso sencillo, el preprocesador en estado estacionario en OLGA puede ser usado para proveer valores iniciales razonables; además la capacidad de reinicio que contiene el código puede ser usada para iniciar con datos guardados de una simulación previa.

Las condiciones de frontera definen la interfase entre el sistema de tuberías y sus alrededores. Hay varias opciones disponibles, pero básicamente, ya sea el gasto de producción o la presión deben ser especificadas a la entrada y salida de cada tubería.

Debido al esquema de solución numérica, el simulador OLGA es particularmente útil para simular flujos másicos transitorios lentos. La implementación del tiempo en un esquema semi-implícito permite que se usen periodos de tiempo relativamente largos y órdenes de magnitud mayores que un método explícito. Esto es importante para la simulación de líneas de transporte muy largas, donde los tiempos típicos de simulación son del orden de horas y días, lo que requerirá gran cantidad de pasos de tiempo.

Las propiedades del fluido necesarias (fracción de masa gas/líquido, densidades, viscosidades, entalpías, etc) son funciones solamente de la presión y la temperatura, y la composición total de la mezcla multifásica se supone constante tanto en el tiempo como en el espacio dentro de una sección dada.

Las leyes de cerradura y ecuaciones adicionales para resolver el sistema de ecuaciones del modelo OLGA fueron desarrolladas en laboratorio de un consorcio de institutos de investigación noruegos (SINTEF).

Las ecuaciones básicas para flujo multifásico y que aplica el simulador dinámico OLGA son:

Ecuación de conservación de masa²³:

Fase gas:

$$\frac{\partial}{\partial t}(f_G \rho_G) = -\frac{1}{A} \frac{\partial}{\partial z} [A f_G \rho_G v_G] + \varphi_G + G_G \quad (IV.1)$$

Fase líquido en la pared:

$$\frac{\partial}{\partial t}(f_L \rho_L) = -\frac{1}{A} \frac{\partial}{\partial z} [A f_L \rho_L v_L] - \varphi_G \frac{f_L}{f_L + f_D} - \varphi_e + \varphi_d + G_L \quad (IV.2)$$

Gotas de líquido:

$$\frac{\partial}{\partial t}(f_D \rho_L) = -\frac{1}{A} \frac{\partial}{\partial z} [A f_D \rho_L v_D] - \varphi_G \frac{f_D}{f_L + f_D} + \varphi_e - \varphi_d + G_D \quad (IV.3)$$

donde f_G, f_L, f_D son las fracciones volumétricas del gas, película del líquido y gota del líquido, ρ, v, p son la densidad, velocidad y presión, y A es la sección transversal de la tubería. Los subíndices G, L, i y D indican gas, líquido, interfase y gotas respectivamente.

φ_G es el ritmo de transferencia de masa entre fases; φ_e, φ_d son el ritmo de transferencia masa por arrastre y por deposición; G_f es una posible fuente de masa de la fase f .

Ecuación de conservación de momentum²³:

La ecuación de conservación de momentum es expresada para tres diferentes campos, dándose las siguientes ecuaciones de momentum separadas en una dimensión para el gas, posibles gotas de líquido, y líquido o película de líquido.

Fase gas:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t}(f_G \rho_G v_G) = & -f_G \frac{\partial p}{\partial z} - \frac{1}{A} \frac{\partial}{\partial z} [A f_G \rho_G v_G^2] - \lambda_G \frac{1}{2} \rho_G |v_G| v_G \frac{S_G}{4A} - \lambda_i \frac{1}{2} \rho_G |v_R| v_R \frac{S_i}{4A} \\ & + f_G \rho_G \cos \alpha + \varphi_G v_\alpha f_D \end{aligned} \quad (IV.4)$$

Gota de líquido:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t}(f_D \rho_L v_D) = & -f_D \frac{\partial p}{\partial z} - \frac{1}{A} \frac{\partial}{\partial z} [A f_D \rho_L v_D^2] + f_D \rho_L g \cos \alpha - \varphi_G \frac{f_D}{f_L + f_D} v_\alpha + \varphi_e v_i - \varphi_d v_D + F_D \end{aligned} \quad (IV.5)$$

Ecuación combinada de momentum Gas/Gota de líquido:

Combinando las ecuaciones (IV.4) y (IV.5) da una ecuación combinada de momentum donde los términos de arrastre del gas y la gota de líquido, F_D fueron cancelados:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t}(f_G \rho_G v_G + f_D \rho_L v_D) = & -(f_G + f_D) \left(\frac{\partial p}{\partial z} \right) - \frac{1}{A} \frac{\partial}{\partial z} [A f_G \rho_G v_G^2 + A f_D \rho_L v_D^2] \\ & - \lambda_G \frac{1}{2} \rho_G |v_G| v_G \frac{S_G}{4A} - \lambda_i \frac{1}{2} \rho_G |v_R| v_R \frac{S_G}{4A} e \\ & + (f_G \rho_G + f_D \rho_L) g \cos \alpha + \varphi_G \frac{f_L}{f_L + f_D} v_\alpha + \varphi_e v_i - \varphi_d v_D \end{aligned} \quad (IV.6)$$

Líquido en la pared:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t}(f_L \rho_L v_L) = & -f_L \frac{\partial p}{\partial z} - \frac{1}{A} \frac{\partial}{\partial z} [A f_L \rho_L v_L^2] - \lambda_L \frac{1}{2} \rho_L |v_L| v_L \frac{S_L}{4A} - \lambda_i \frac{1}{2} \rho_G |v_R| v_R \frac{S_i}{4A} \\ & + f_L \rho_L g \cos \alpha - \varphi_G \frac{f_L}{f_L + f_D} v_o - \varphi_e v_i + \varphi_o v_D - f_L d (\rho_L - \rho_G) g_G \frac{\partial f_L}{\partial z} \operatorname{sen} \alpha \end{aligned} \quad (\text{IV.7})$$

donde α es la inclinación de la tubería con respecto a la vertical. La fuente interna G_i se supone que entra en un ángulo de 90° a la pared de la tubería, no llevando el momentum neto.

S_G , S_L y S_i es el perímetro mojado de gas, líquido e interfase.

$$v_o = v_L \quad \text{para } \varphi > 0 \quad (\text{evaporación desde la película del líquido})$$

$$v_o = v_D \quad \text{para } \varphi > 0 \quad (\text{evaporación desde las gotas del líquido})$$

$$v_o = v_G \quad \text{para } \varphi < 0 \quad (\text{condensación})$$

Las ecuaciones de conservación anteriormente descritas son aplicadas para todos los patrones de flujo. Sin embargo, ciertos términos pueden caer fuera de ciertos patrones de flujo, por ejemplo en flujo bache o burbuja disperso donde todos los términos de gotas desaparecen, para flujo bache el término de caída de presión por fricción, cada término consiste de tres términos, debido al bache de líquido, debido al bache de burbuja y de la película que está abajo de esta, y la caída de presión por aceleración de la película de líquido.

La velocidad relativa esta definida por la fórmula de resbalamiento:

$$v_G = R_D (v_L + v_R) \quad (\text{IV.8})$$

La velocidad de la gota es similarmente definida por:

$$v_D = v_G - v_{oD} \cos \alpha \quad (\text{IV.9})$$

Ecuación de energía²³:

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial t} \left[m_G \left(E_G + \frac{1}{2} v_G^2 + gh \right) + m_L \left(E_L + \frac{1}{2} v_L^2 + gh \right) + m_D \left(E_D + \frac{1}{2} v_D^2 + gh \right) \right] \\ & = \frac{\partial}{\partial z} \left[m_G v_G \left(H_G + \frac{1}{2} v_G^2 + gh \right) + m_L v_L \left(H_L + \frac{1}{2} v_L^2 + gh \right) + m_D v_D \left(H_D + \frac{1}{2} v_D^2 + gh \right) \right] + H_s + U \end{aligned} \quad (IV.10)$$

donde E es la energía interna por unidad de masa, h es la elevación, H_s es la entalpía de la fuente de masa y U es la transferencia de calor de la pared de la tubería.

Ecuación de presión²³:

En el simulador OLGA el problema es reformulado antes de discretizar la ecuación diferencial para obtener la ecuación de la presión. Esta ecuación, junto con las ecuaciones de momentum será solucionada simultáneamente para la presión y velocidad de fase y de esta manera permite un intervalo prudente de tiempo de integración.

Las ecuaciones de conservación de masa (IV.1, IV.2 y IV.3) pueden ser extendidas con respecto a la presión, temperatura y composición, suponiendo que la densidad será dada como:

$$\rho_f = \rho_f(p, T, R_s) \quad (IV.11)$$

dónde la fracción másica de gas R_s es definido por :

$$R_s = \frac{m_G}{m_G + m_L + m_D} \quad (IV.12)$$

El término del lado izquierdo de la ecuación de gas (IV.1) puede ser expresada como:

$$\frac{\partial f_G \rho_g}{\partial t} = \rho_g \frac{\partial f_G}{\partial t} + f_G \frac{\partial \rho_G}{\partial t} = \rho_g \frac{\partial f_G}{\partial t} + f_G \left[\left(\frac{\partial \rho_G}{\partial p} \right)_{T, R_s} \frac{\partial p}{\partial t} + \left(\frac{\partial \rho_G}{\partial T} \right)_{p, R_s} \frac{\partial T}{\partial t} + \left(\frac{\partial \rho_G}{\partial R_s} \right)_{p, T} \frac{\partial R_s}{\partial t} \right] \quad (IV.13)$$

Dividiendo cada fase por la densidad y agregando las tres ecuaciones de conservación de volumen se obtiene (despreciando los dos últimos términos en la ecuación (IV.13) que normalmente son despreciables en problemas de transporte en tuberías debido al lento desarrollo de temperatura):

$$\left[\frac{f_G}{\rho_G} \left(\frac{\partial \rho_G}{\partial p} \right)_{T,R_s} + \frac{1-f_G}{\rho_L} \left(\frac{\partial \rho_L}{\partial p} \right)_{T,R_s} \right] \frac{\partial p}{\partial t} = \frac{1}{\rho_G} \frac{\partial m_G}{\partial t} + \frac{1}{\rho_L} \frac{\partial m_L}{\partial t} + \frac{1}{\rho_L} \frac{\partial m_D}{\partial t} \quad (\text{IV.14})$$

Insertando las ecuaciones de conservación de masa para cada fase, y aplicando:

$$f_G + f_L + f_D = 1 \quad (\text{IV.15})$$

entonces queda:

$$\left[\frac{f_G}{\rho_G} \left(\frac{\partial \rho_G}{\partial p} \right)_{T,R_s} + \frac{1-f_G}{\rho_L} \left(\frac{\partial \rho_L}{\partial p} \right)_{T,R_s} \right] \frac{\partial p}{\partial t} = - \frac{1}{A\rho_G} \frac{\partial (Af_G\rho_G v_G)}{\partial z} - \frac{1}{A\rho_L} \frac{\partial (Af_L\rho_L v_L)}{\partial z} - \frac{1}{A\rho_L} \frac{\partial (Af_D\rho_D v_D)}{\partial z} + \varphi_G \left(\frac{1}{\rho_G} - \frac{1}{\rho_L} \right) + G_G \frac{1}{\rho_G} + G_L \frac{1}{\rho_L} + G_D \frac{1}{\rho_L} \quad (\text{IV.16})$$

La ecuación (IV.16) da una ecuación simple para la presión y el flujo de fases. Si el término de transferencia de fase φ_G está en función de la presión, temperatura y composición:

$$\varphi_G = \varphi_G(p, T, R_s) \quad (\text{IV.17})$$

φ_G puede desarrollarse en p, T y R_s , como se muestra en la siguiente ecuación:

$$\varphi_G = \left[\left(\frac{\partial R_s}{\partial p} \right)_T \frac{\partial p}{\partial t} + \left(\frac{\partial R_s}{\partial p} \right)_T \frac{\partial p \partial z}{\partial z \partial t} + \left(\frac{\partial R_s}{\partial T} \right)_p \frac{\partial T}{\partial t} + \left(\frac{\partial R_s}{\partial T} \right)_p \frac{\partial T \partial z}{\partial z \partial t} \right] (m_G + m_L + m_D) \quad (\text{IV.18})$$

El término $\left(\frac{\partial R_s}{\partial p} \right)_T \frac{\partial p}{\partial t}$ representa la transferencia de fase desde una masa presente en una sección debido al cambio de presión en esa sección.

$\left(\frac{\partial R_s}{\partial p} \right)_T \frac{\partial p \partial z}{\partial z \partial t}$ representa la transferencia de masa debido al flujo de masa de una sección a la próxima. Como únicamente se deriva con respecto a R_s en la ecuación (IV.18) existe un error debido a la suposición de la composición constante que se minimiza.

Esquema de solución numérica:

El problema físico se representa con una ecuación diferencial parcial de una dimensión, de primer orden no lineal, con coeficientes bastantes complejos. Debido a esta no linealidad no hay un método numérico simple que sea óptimo desde todos los puntos de vista. Existen códigos como OLGA²³, TRAC²⁴, RELAP²⁵ y CATHARE²⁶ que utilizan diferentes esquemas de solución.

La gran mayoría de modelos de dos fluidos aplican el método de diferencias finitas o el método de celda donadora.

En el método de integración explícito y semi implícito el intervalo de tiempo está limitado por el criterio de Courier basado en la velocidad del sonido:

$$\Delta t \leq \frac{\Delta z_j}{|v_{fj} \pm c_{fj}|} \quad (\text{IV.19})$$

El criterio de Courier para método explícito y semi implícito define que el intervalo de integración del tiempo debe ser menor al valor absoluto Δz dividido entre la velocidad del fluido.

Como la velocidad del sonido es típicamente del orden de $10^2 - 10^3$ más grande que el promedio de las velocidades de la fases, el método de integración explícito requiere de intervalos de tiempo hasta 10^3 , mas pequeño que en el método implícito.

El simulador Olga utiliza los datos de propiedades de fluidos a diferentes temperaturas y presiones del archivo de datos generado del simulador PVTsim.

PVTsim es un simulador que se basa en la entrada de un análisis PVT del fluido a estudiarse, realiza los cálculos de equilibrio de fase basados en las ecuaciones de estado de Soave-Redlich-Kwong, Peng-Robinson o Peng-Robinson modificada y genera los parámetros necesarios del fluido utilizado para las subsecuentes simulaciones.

IV.2 Validación y ajuste de datos medidos

Con los datos de las condiciones operativas del oleogasoducto Zaap-C/Ku-A se elaboró el modelo en el simulador OLGA, se establecieron los parámetros y condiciones para que procesara los resultados ajustado a las condiciones reales y resultaron con una gran aproximación, como se muestra en las siguientes gráficas.

Presión de salida en Zaap-C.

En la simulación del modelo se obtuvo las oscilaciones máximas de presión en la salida de Zaap-C las cuales son del orden de 1.5 kg/cm² (desde 8.5 hasta 10.0 kg/cm²), como se muestra en la Figura IV.2.

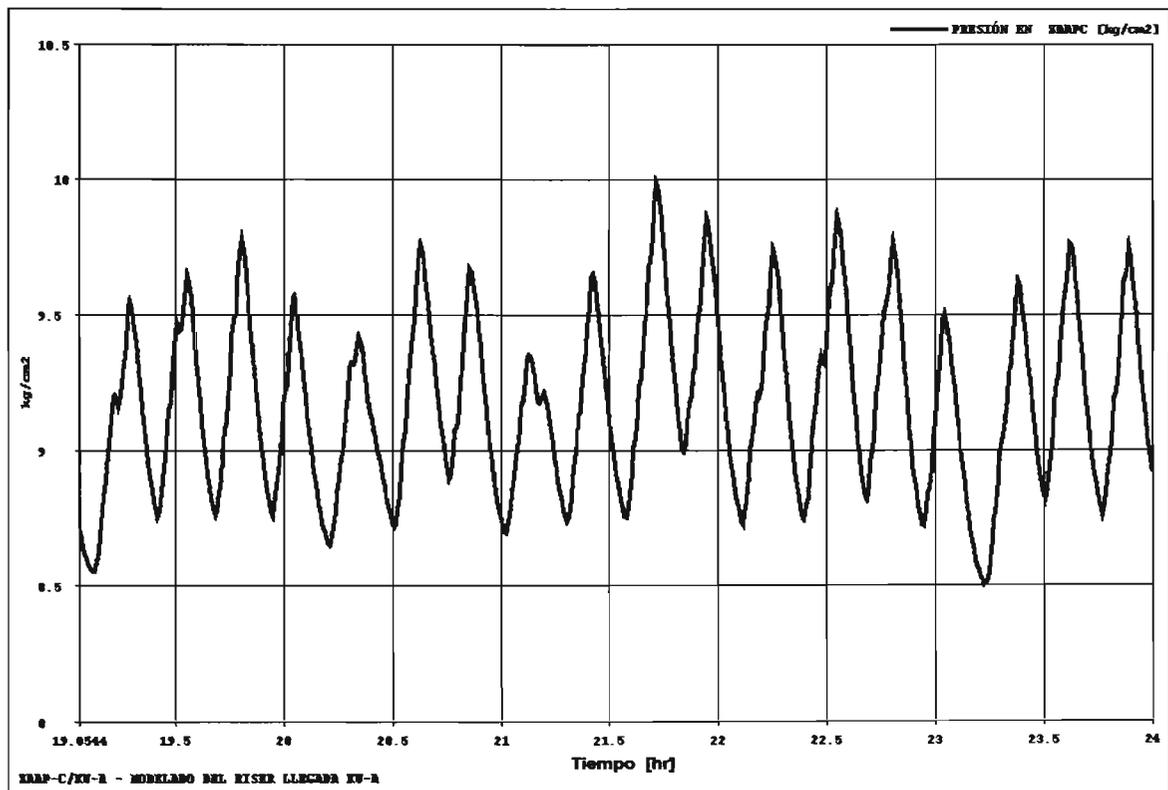


Fig. IV.2 Oscilaciones máximas de presión en la salida del oleogasoducto Zaap-C/Ku-A en Zaap-C.

Presión de llegada en Ku-A.

En la Figura IV.3 se muestran las oscilaciones máximas de presión en la llegada en Ku-A obtenidas de la simulación del modelo, las cuales son del orden de 1.65 kg/cm² (desde 7.25 hasta 8.9 kg/cm²).

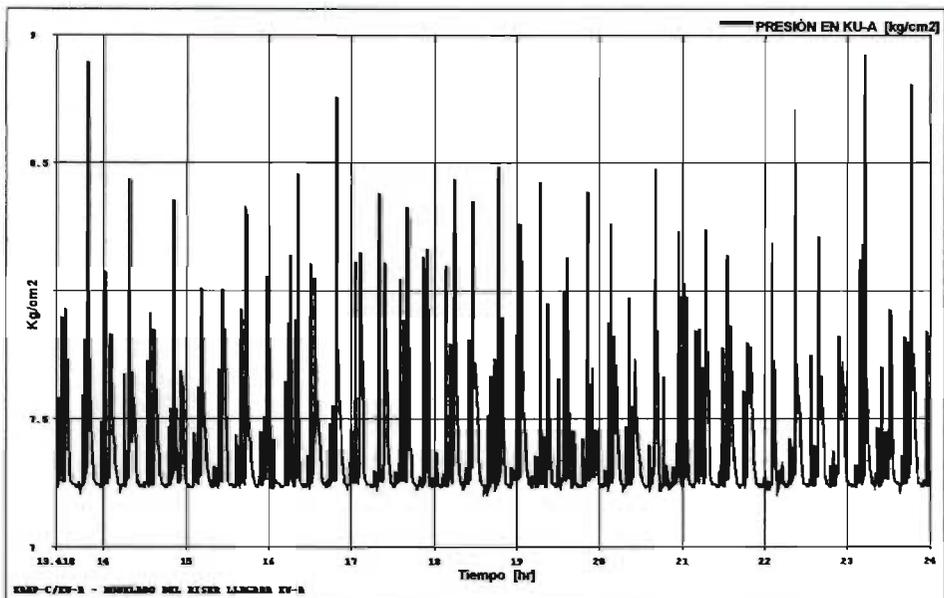


Fig. IV.3 Oscilaciones máximas de presión en la llegada del oleogasoducto Zaap-C/Ku-A en Ku-A.

Volumen de flujo de aceite y gas.

La Figura IV.4 muestra el volumen de flujo de aceite (58,000 BPD) y gas (41.5 MMPCD) en el oleogasoducto de Zaap-C/Ku-A, que es muy aproximado a la producción de referencia.

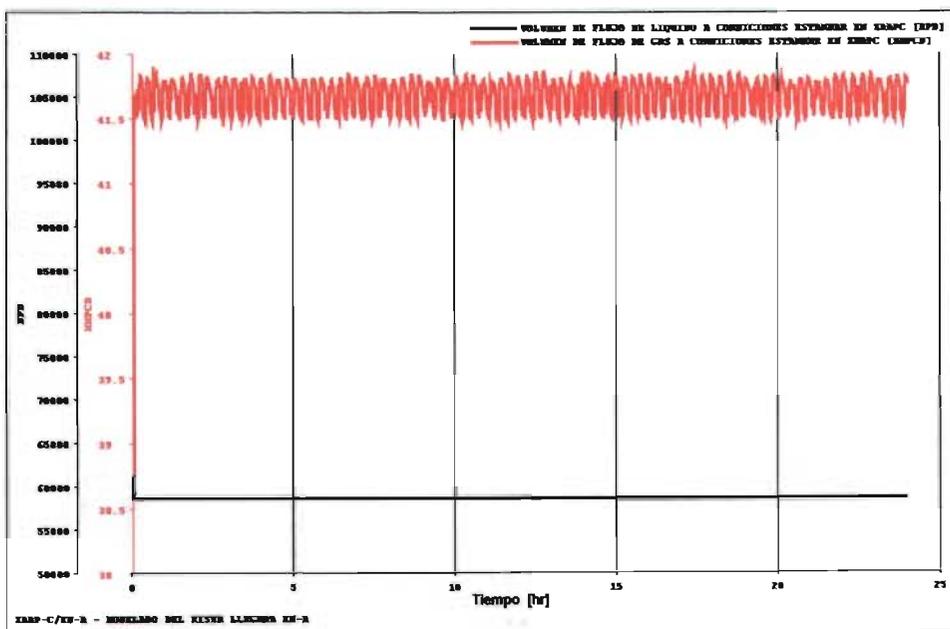


Figura IV.4.- Volumen de flujo de aceite y gas en el oleogasoducto Zaap-C/Ku-A.

Volumen de los baches de líquido.

En la Figura IV.5 se muestra el volumen de los baches de líquido arribando a Ku-A que son de aproximadamente 900 BBL cada hora.

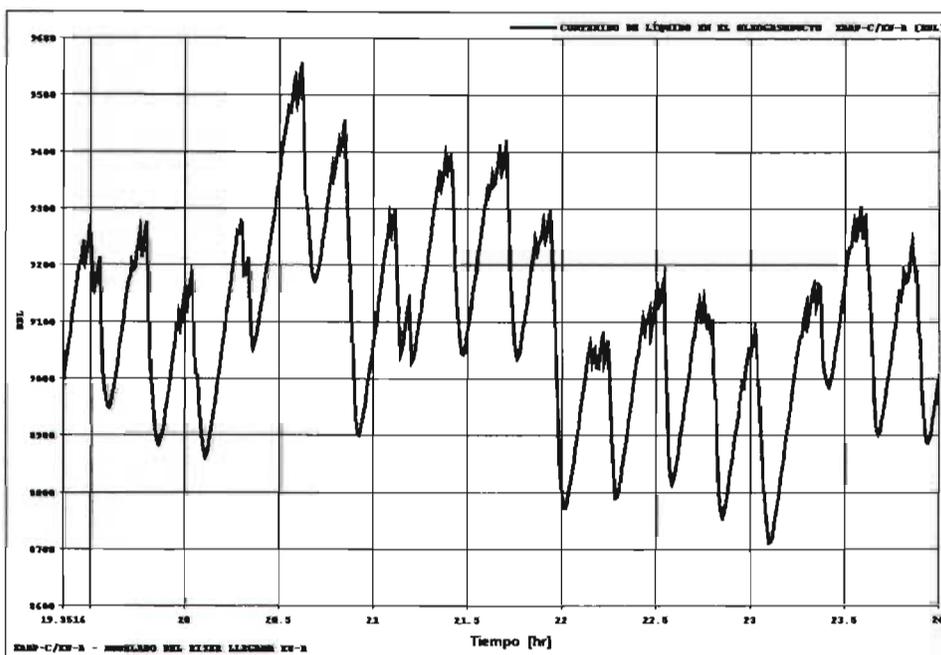


Fig. IV.5 Oscilaciones máximas de volúmenes de líquido en oleogasoducto Zaap-C/Ku-A.

Temperatura y colgamiento del líquido.

La Figura IV.6 muestra la temperatura de flujo en un rango de 98° a 73°C y el colgamiento del líquido en el oleogasoducto de Zaap-C/Ku-A.

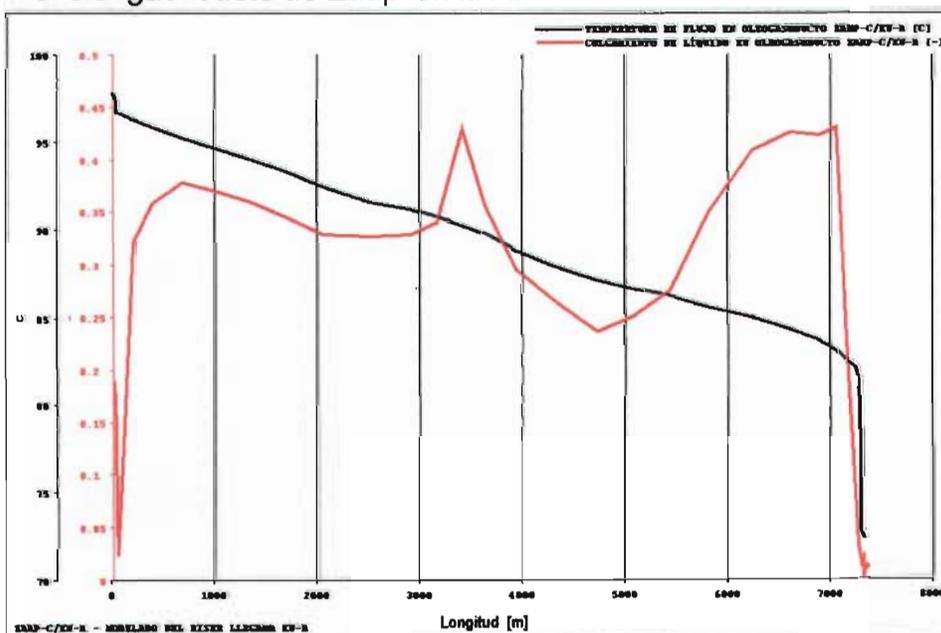


Fig. IV.6.-Perfil de temperatura y colgamiento del oleogasoducto Zaap-C/Ku-A.

Patrón de flujo.

El perfil del patrón de flujo que se presenta a lo largo del oleogasoducto Zaap-C/Ku-A es flujo bache (indicado con el número 3 en la figura IV.7), en algunas secciones es flujo laminar (1) y en la sección de tubería posterior a la cima del riser de llegada en Ku-A pasa a flujo laminar y bache.

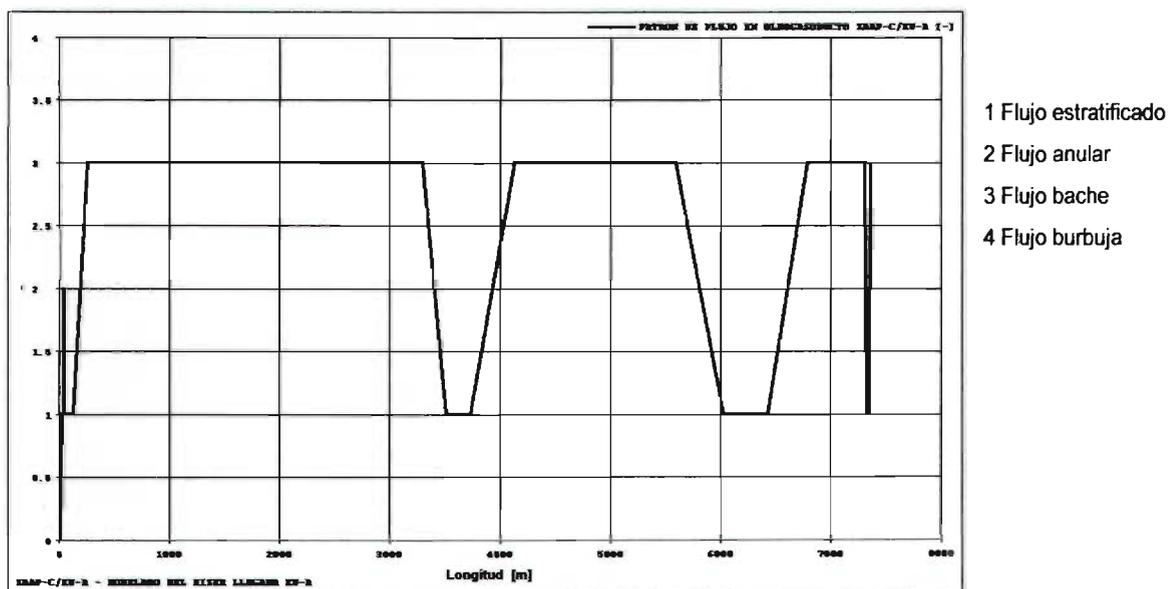


Fig. IV.7.-Perfil del patrón de flujo en el oleogasoducto Zaap-C/Ku-A.

La tabla IV.1 resume los parámetros obtenidos con el simulador OLGA contra los datos reales de reportes de operación.

Tabla IV.1.-Comparación de datos de reporte versus datos simulador OLGA.

Parámetro	Dato de reportes	Simulador OLGA
Presión en Zaap-C [kg/cm ²]	9.5-10.3	8.5 - 10
Presión en Ku-A [kg/cm ²]	7.0-7.8	7.25 - 8.9
Flujo de volumen de aceite [BPD]	58,470	58,000
Flujo de volumen de gas [MMPCD]	45.3	41.5
Temperatura en Zaap/C [°C]	103-85	98
Temperatura en Ku/A [°C]	68-49	73

CAPÍTULO V

SIMULACIÓN Y RESULTADOS

V.1 Método de estrangulamiento.

Se realizó una serie de casos de simulación de estrangulamiento de la válvula de llegada del oleogasoducto de Zaap-C/Ku-A en la plataforma Ku-A, para las condiciones propias de operación se obtuvo que con una apertura de válvula menor al 20% es posible reducir el bacheo severo como se muestra en la Figura V.1. La presión varía en un rango de 0.5 kg/cm² con una apertura de 10% y de 0.9 kg/cm² con apertura de 20%, pero el requerimiento de presión en la salida del oleogasoducto en Zaap-C es de una presión de 10.0 kg/cm² ó 11.2 kg/cm² respectivamente.

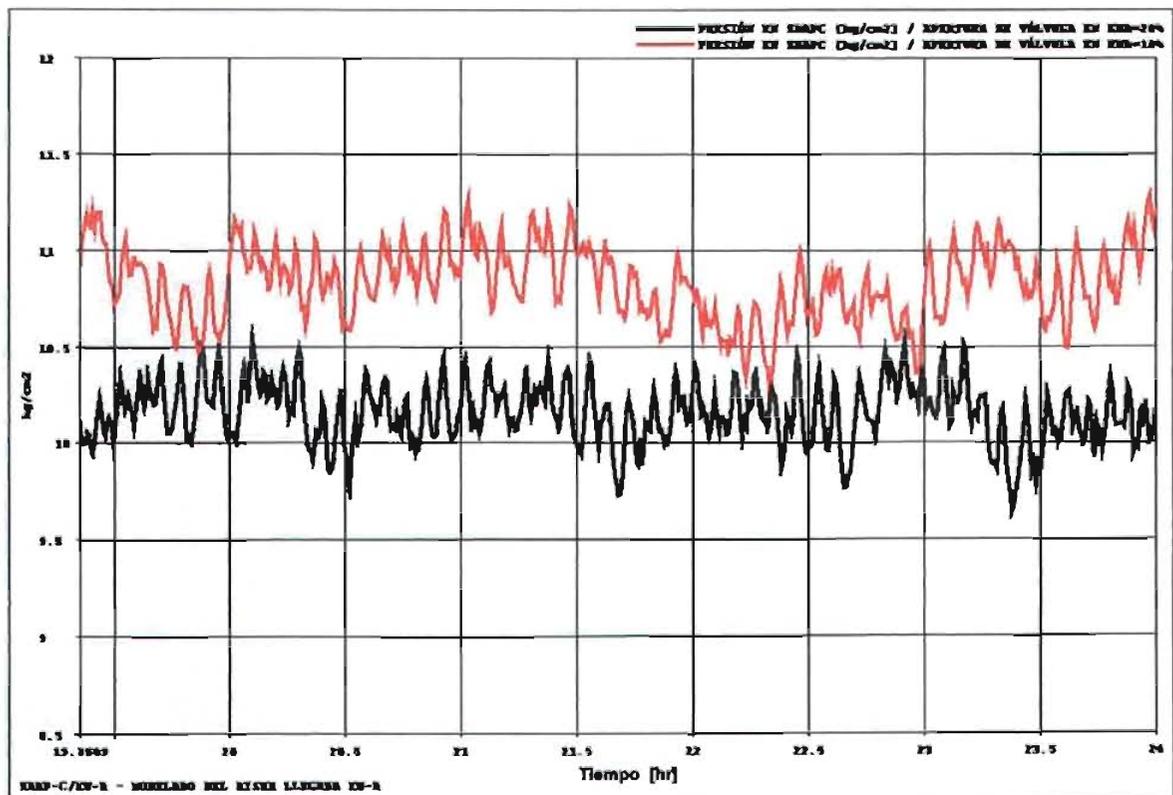


Figura V.1.- Oscilaciones de presión en Zaap-C con apertura de válvula de 10 y 20%.

En la Figura V.2 observamos con una apertura de válvula de 3%, la variación de presión es un poco menor, variando en 0.4 kg/cm^2 , pero la presión requerida en la salida en Zaap-C es de 13.2 kg/cm^2 , este requerimiento de presión es mayor al incrementarse el estrangulamiento en la válvula de llegada en Ku-A.

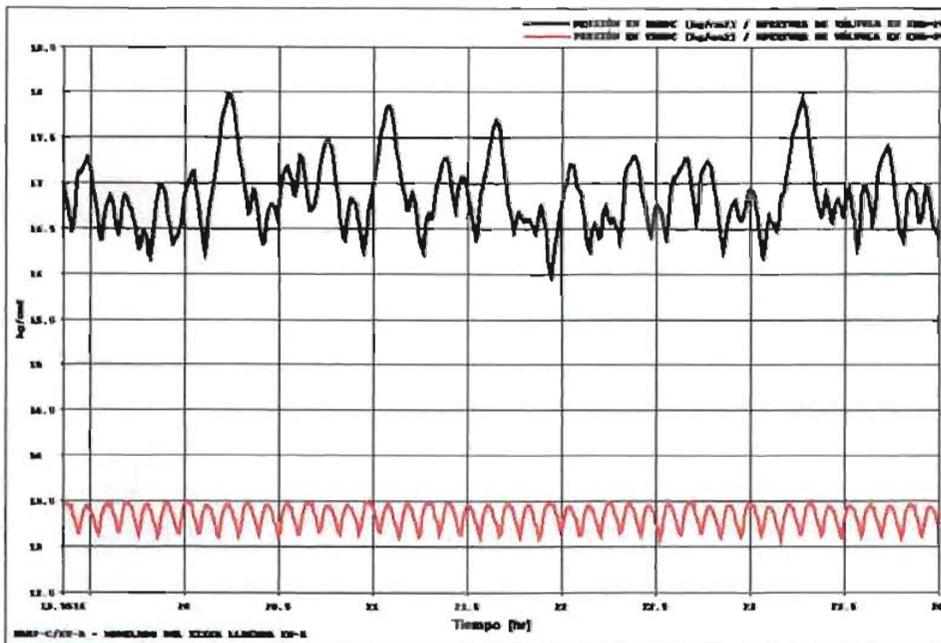


Figura V.2.- Oscilaciones de presión de llegada en Zaap-C con apertura de válvula de 2 y 3%.

En la recuperación de volumen de líquido no se observa variación, esto debido a que el diámetro de la tubería está sobredimensionado para el volumen que fluye (Figura V.3).

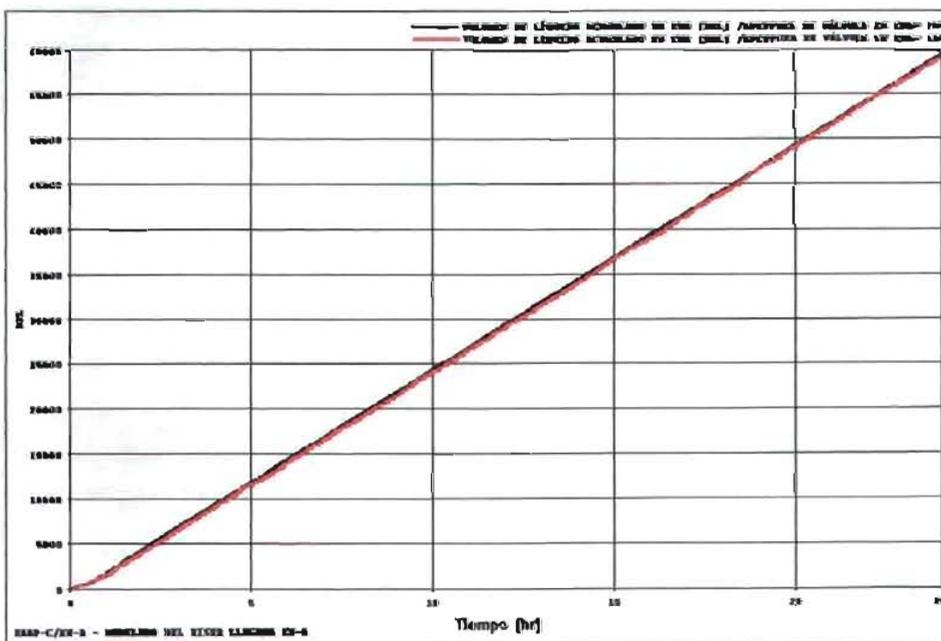


Figura V.3.- Flujo de volumen de líquido acumulado en Ku-A.

Con el estrangulamiento en la llegada del oleogaseoducto Zaap-C/Ku-A el perfil del patrón de flujo cambia a flujo laminar (1) y burbuja (4) como se observa en la Figura V.4 sin lograr la estabilización.

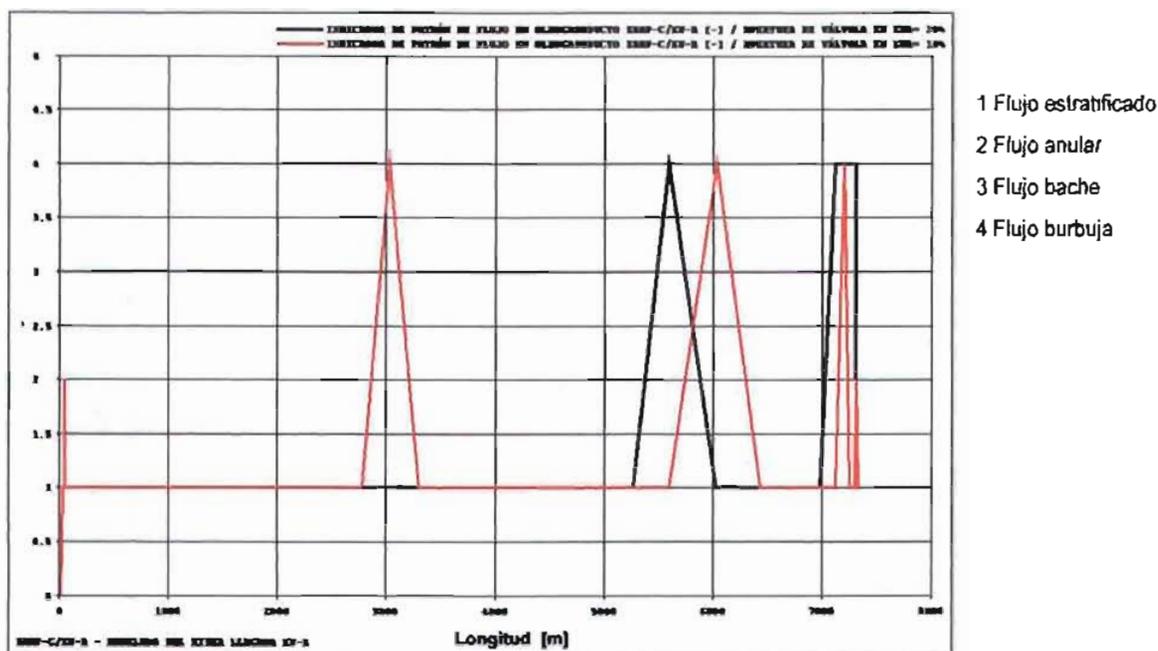


Figura V.4.- Perfil del patrón de flujo en el oleogaseoducto Zaap-C/ Ku-A con estrangulamiento.

En resumen se observa que el método de estrangulamiento con un 10% de apertura de la válvula de llegada en Ku-A logra mantener diferencias de velocidad y el líquido constantes a lo largo del oleogaseoducto (ver gráficas en Apéndice A) y por consecuencia reduce el bacheo severo a variaciones de presión de 0.5 kg/cm^2 en la salida en Zaap-C, confirmando las conclusiones de los trabajos de Schmidt³ y Schmidt y colaboradores⁴ y Jansen⁶.

Con esta reducción en la variación de presión en Zaap-C los pozos encontrarán una presión en la cabeza del pozo más estable (y por lo tanto la presión del fondo del pozo) que beneficiará en una mayor productividad de los pozos, y podrá comprobarse posteriormente en un estudio integral yacimiento, pozo, oleogaseoducto y separador.

Este método es una solución práctica para sistemas de producción tubería-riser, en el caso específico del oleogaseoducto Zaap-C / Ku-A no resuelve completamente el problema del bacheo severo debido a que el diámetro de la tubería está sobredimensionado para el flujo de producción que conduce.

La tabla V.1 resume las diferentes condiciones de apertura de la válvula del oleogaseoducto Zaap-C / Ku-A en la llegada en Ku-A.

Tabla V.1.-Resumen de aperturas de válvula y su efecto en el bacheo del oleogasoducto Zaap-C/Ku-A.

Apertura de válvula [%]	Variación de presión en Zaap-C [kg/cm ²]	Elimina el bacheo severo
100	1.5	NO
50	1.3	NO
40	1.3	NO
30	1.2	NO
20	0.9	REDUCE
10	0.5	REDUCE
3	0.4	REDUCE
2	0.5	REDUCE

V.2 Método de elevación con gas.

Para este método se colocó un punto de inyección de gas de bombeo neumático en la base del riser de llegada en Ku-A del oleogasoducto de Zaap-C/ Ku-A. En este caso se observa que con inyecciones de gas de 2, 4 o 6 MMPCD no es suficiente para eliminar el bacheo severo, la oscilación de presión continúa variando en 0.8 kg/cm², como se muestra en la Figura V.5.

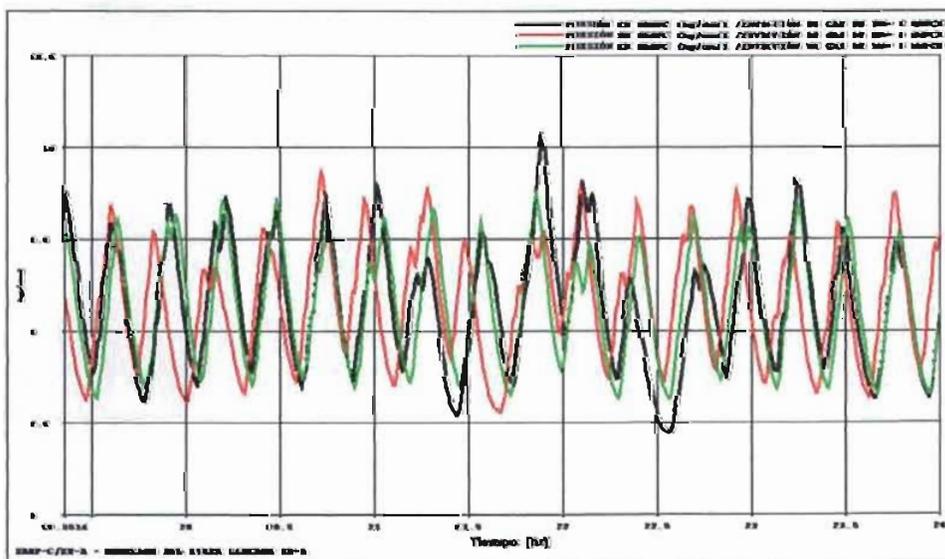
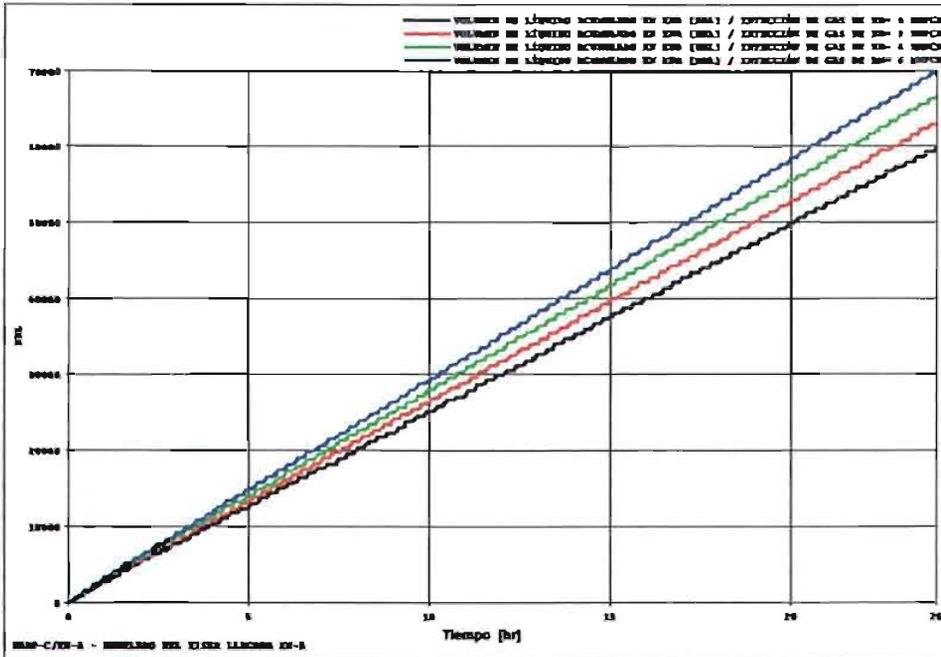
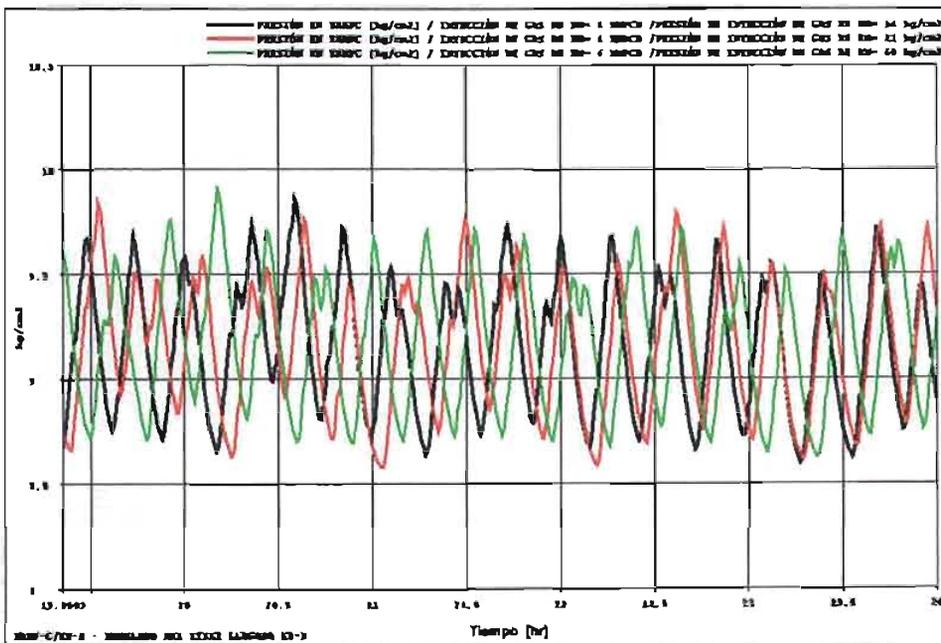


Figura V.5.- Oscilaciones de presión en Zaap-C con inyección de gas en la base del riser de 2, 4 y 6 MMPCD.

Pero se observa una recuperación de volumen de líquido mayor con inyección de gas, una diferencia de hasta 10,000 BPD entre 0 y 6 MMPCD de inyección de gas (ver Figura V.6).



Aumentando la presión de inyección de gas a 14, 21 y 60 kg/cm² tampoco se logra la eliminación del bacheo severo como se observa en la Figura V.7.



Para lograr reducir el bacheo severo se requiere una inyección de gas de 30 MMPCD, la variación de presión se reduce a 0.3 kg/cm^2 como se observa en la Figura V.8.

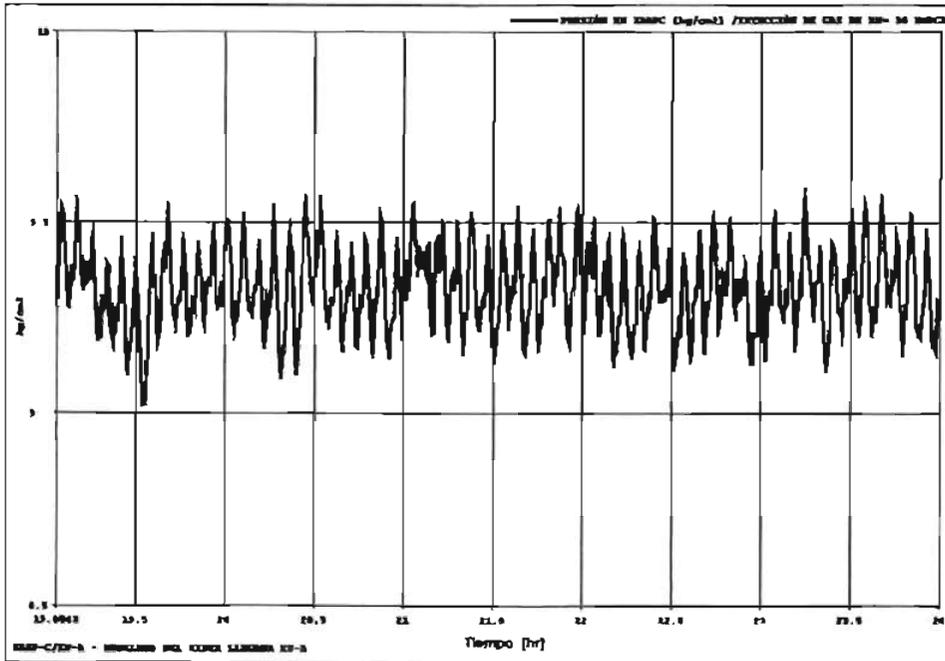


Figura V.8- Oscilaciones de presión en Zaap-C con inyección de gas en la base del riser de 30 MMPCD.

El comportamiento del perfil del patrón de flujo a través del oleogasoducto Zaap-C/Ku-A es variable para este caso como se observa en la Figura V.9, a lo largo del oleogasoducto se tienen patrones de flujo laminar (1), burbuja (4) y anular (2) en el riser.

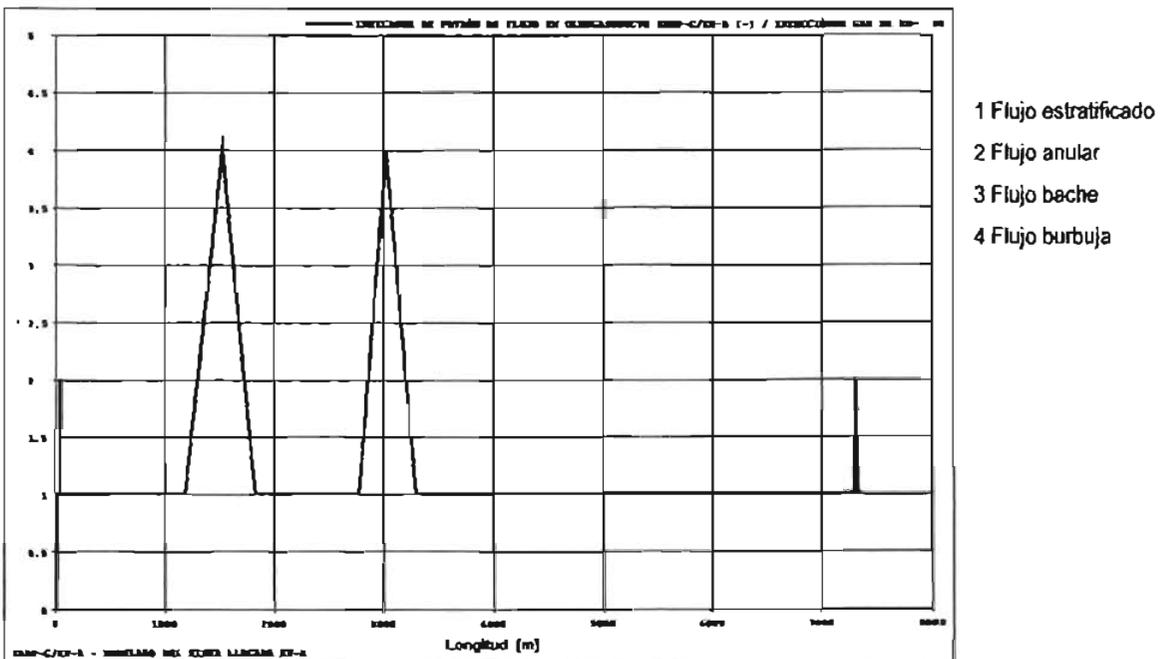


Figura V.9- Perfil de patrón de flujo en el oleogasoducto Zaap-C/ Ku-A con inyección de gas.

La aplicación del método de elevación con gas para la eliminación del bacheo severo en sistemas tubería-riser requiere de infraestructura adicional para su aplicación como lo es el suministro de gas y el sistema de gas de inyección (compresor, línea de inyección).

El objetivo con la inyección de gas en la base del riser es reducir la columna hidrostática, inducir el flujo anular, aumentar la velocidad del líquido, reducir el colgamiento y evitar la acumulación de líquido en la base del riser (ver gráficas en Apéndice B), para el caso del oleogasoducto Zaap-C/Ku-A no es favorable la aplicación debido al alto volumen de gas requerido de 30 MMPCD obtenido en la simulación, esto confirma las conclusiones de los trabajos reportados por Pots y colaboradores⁵ y Hill⁷. Otro parámetro que debe vigilarse es la temperatura, debido a que con altos volúmenes de inyección de gas se puede presentar el efecto Joule Thompson, para este caso se tiene oscilaciones de temperatura de 70 a 30°C.

La tabla V.2 resume las diferentes volúmenes de inyección de gas inyectado en base del riser de llegada en Ku-A del oleogasoducto Zaap-C / Ku-A para eliminar el bacheo severo.

Tabla V.2.-Resumen de volúmenes de gas inyectado en la base del riser en Ku-A del oleogasoducto Zaap-C/Ku-A.

Volumen de gas de inyección [MMPCD]	Variación de presión en Zaap-C [kg/cm ²]	Elimina el bacheo severo
0	1.5	NO
2	0.8	NO
4	0.8	NO
6	0.8	NO
10	0.6	NO
20	0.5	REDUCE
30	0.3	REDUCE

V.3 Método de tubería insertada.

En este método se modela una tubería flexible en el interior del riser de llegada en Ku-A del oleogasoducto de Zaap-C/Ku-A. Se realizó la simulación con tuberías insertadas de diferentes diámetros en el riser de llegada sin inyección de gas, observándose que para una tubería de 2 pg. no hay gran diferencia en la variación de presión, como se muestra en la Figura V.10. Aumentando el diámetro de la tubería insertada a 5 y 10 pg tampoco se observa un efecto de disminución de la variación de la presión en la salida en Zaap-C del oleogasoducto de Zaap-C/Ku-A.

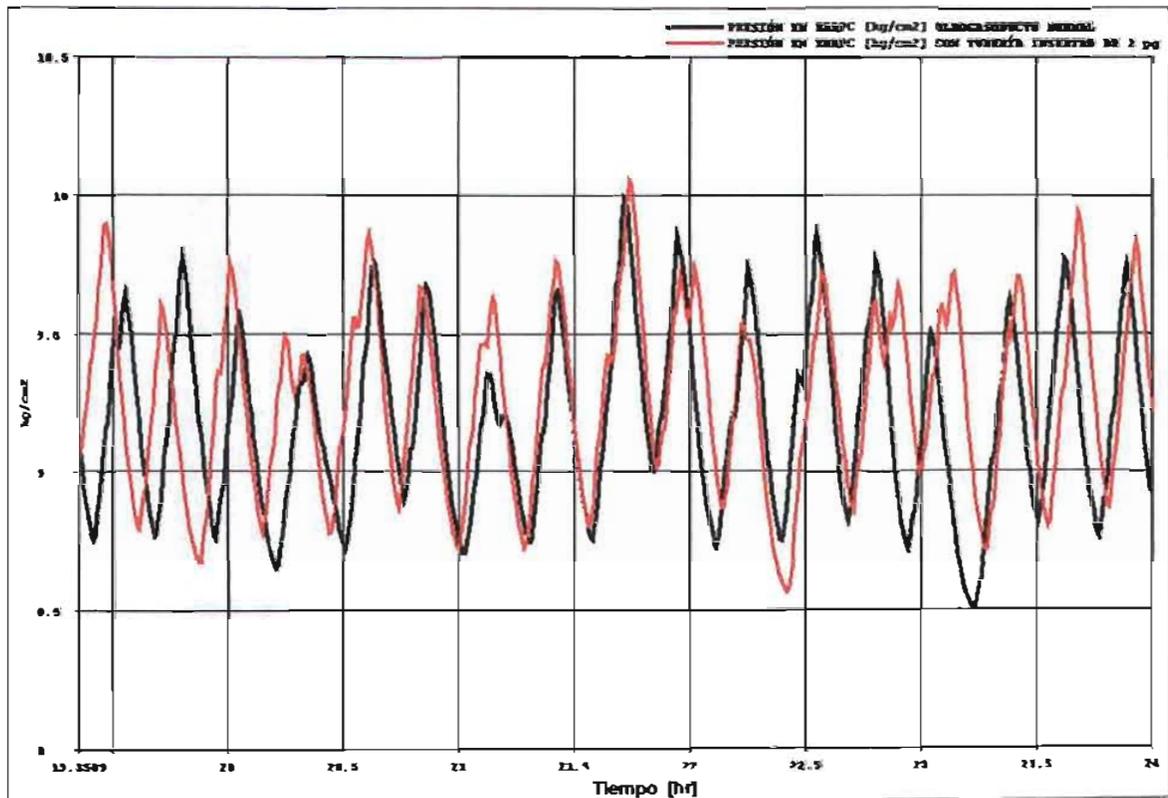


Figura V.10- Comparación de oscilaciones de presión en Zaap-C del oleogasoducto actual con tubería insertada de 2 pg.

Usando una tubería insertada de 2 pg. de diámetro con una inyección de gas de bombeo neumático de 0.8 MMPCD a través de la misma y con punto de inyección a la altura de la base del riser, se observa la eliminación del bacheo severo como se muestra en la Figura V.11, esto se debe al aumento de la velocidad del líquido por la reducción de área de flujo,

a la reducción del colgamiento del líquido y a la disminución de la columna hidrostática por la entrada de gas al riser de elevación hacia Ku-A.

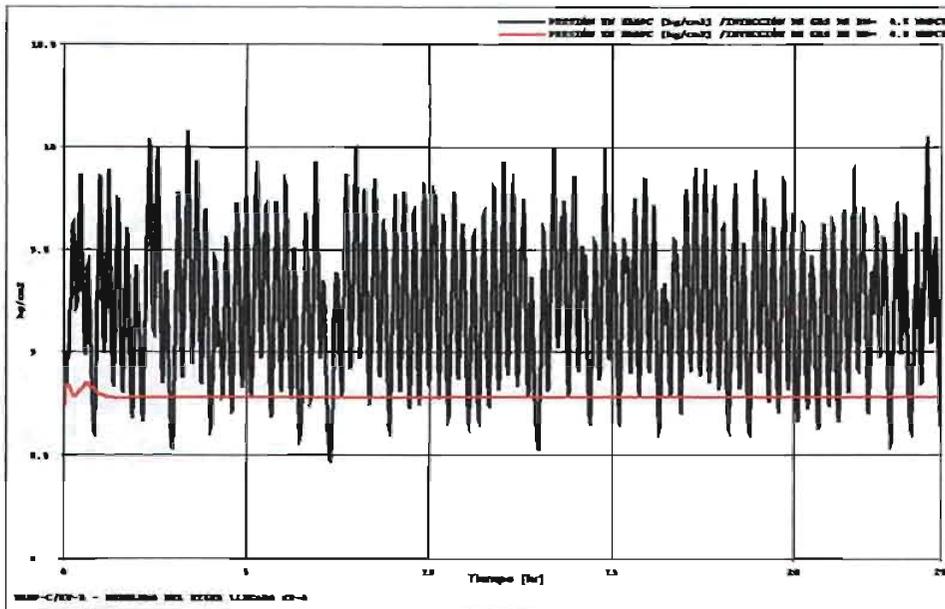


Figura V.11- Oscilaciones de presión en Zaap-C con tubería insertada de 2 pg. en el riser de llegada en Ku-A y con inyección de gas de 0.5 y 0.8 MMPCD.

Si se aumenta el volumen de inyección de gas a 1 o 2 MMPCD (Figura V.12), la presión requerida en Zaap-C disminuye a 8.75 contra las variaciones de presiones desde 8.5 a 10 kg/cm² que se tienen en el oleogasoducto sin inyección de gas y sin la tubería insertada.

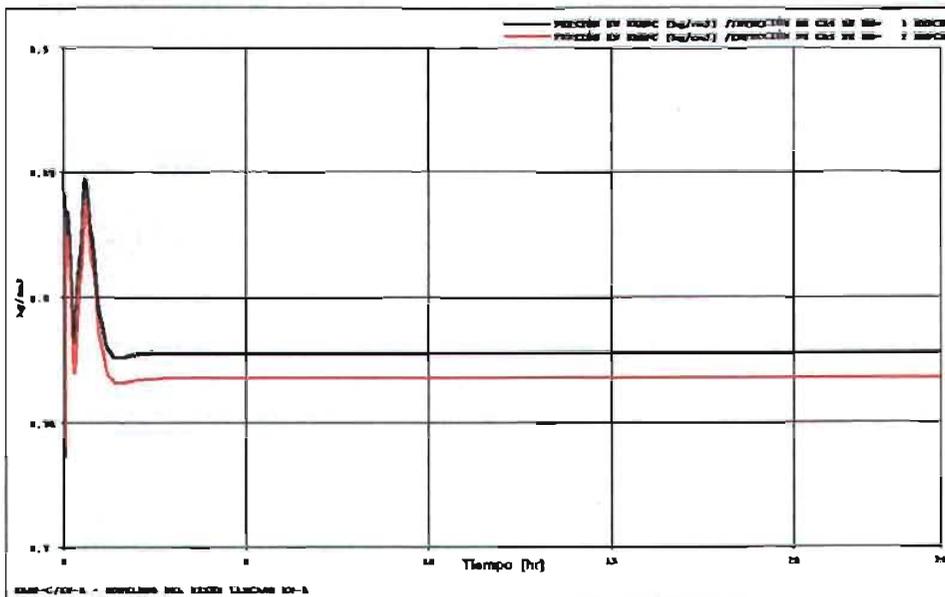


Figura V.12- Oscilaciones de presión en Zaap-C con tubería insertada de 2 pg. en el riser de llegada en Ku-A y con inyección de gas de 1.0 y 2.0 MMPCD.

La presión de llegada en Ku-A también se estabiliza en 7.25 kg/cm², contra las variaciones de 7.25 hasta 8.9 kg/cm² que se tienen en el oleogasoducto sin inyección de gas y sin la tubería insertada (Figura V.13).

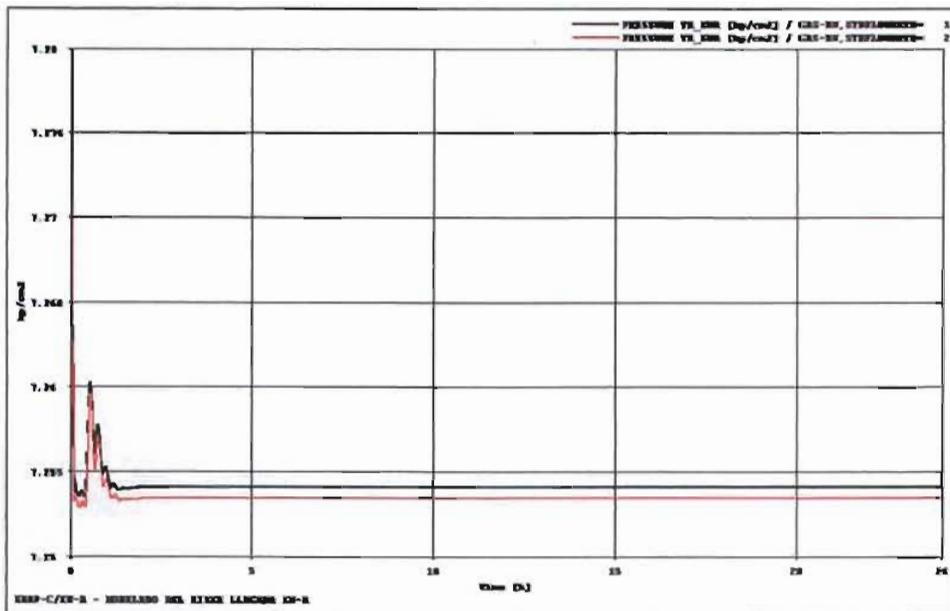


Figura V.13- Oscilaciones de presión en Ku-A con tubería insertada de 2 pg. en el riser de llegada en Ku-A y con inyección de gas de 1.0 y 2.0 MMPCD.

Con tubería de 2 pg. y con una inyección de gas de 1 o 2 MMPCD, el volumen de recuperación varía en 300 BPD aproximadamente (Figura V.14).

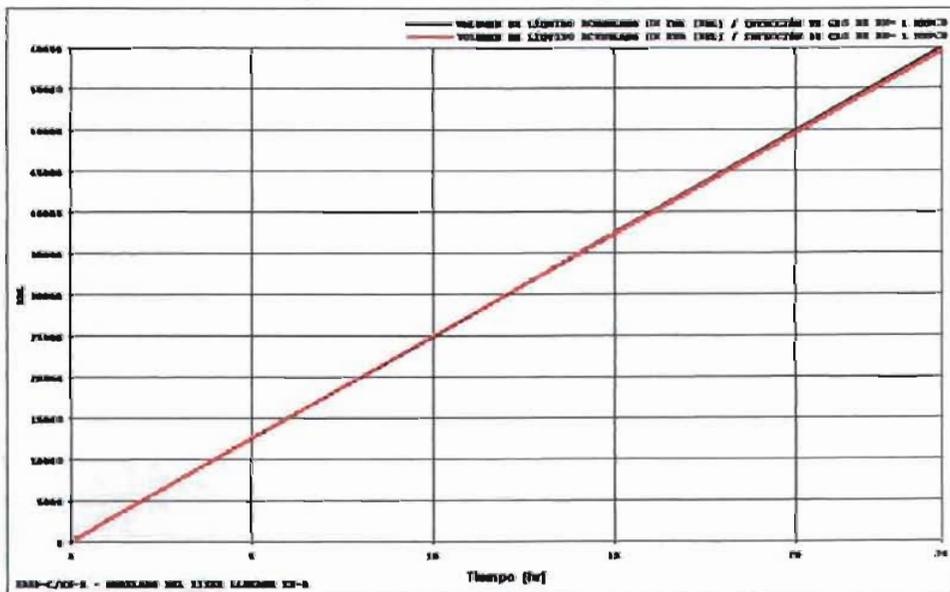


Figura V.14-Volumen de flujo de aceite y gas en el oleogasoducto Zaap-C/Ku-A.

El perfil del patrón de flujo en el riser de llegada en Ku-A es laminar (Figura V.15).

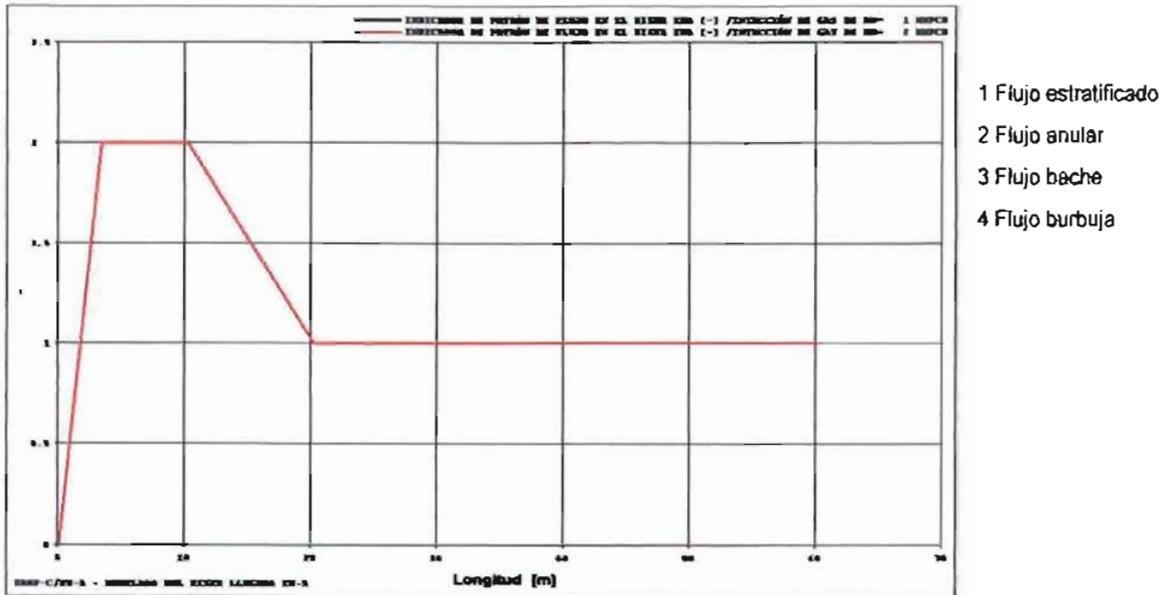


Figura V.15-Perfil del patrón de flujo en el oleogasoducto Zaap-C/Ku-A con tubería insertada.

Con diámetros de tubería insertada 3, 4, 5 o 10 pg en el riser de llegada del oleogasoducto Zaap-C/Ku-A, se requiere mayor volumen de inyección de gas para lograr condiciones similares a las observadas con tubería de 2 pg. (Figura V.16 y V.17), esto se debe a que al aumentar el diámetro de flujo del gas, la velocidad del gas disminuye, por lo tanto es necesario aumentar el volumen de inyección.

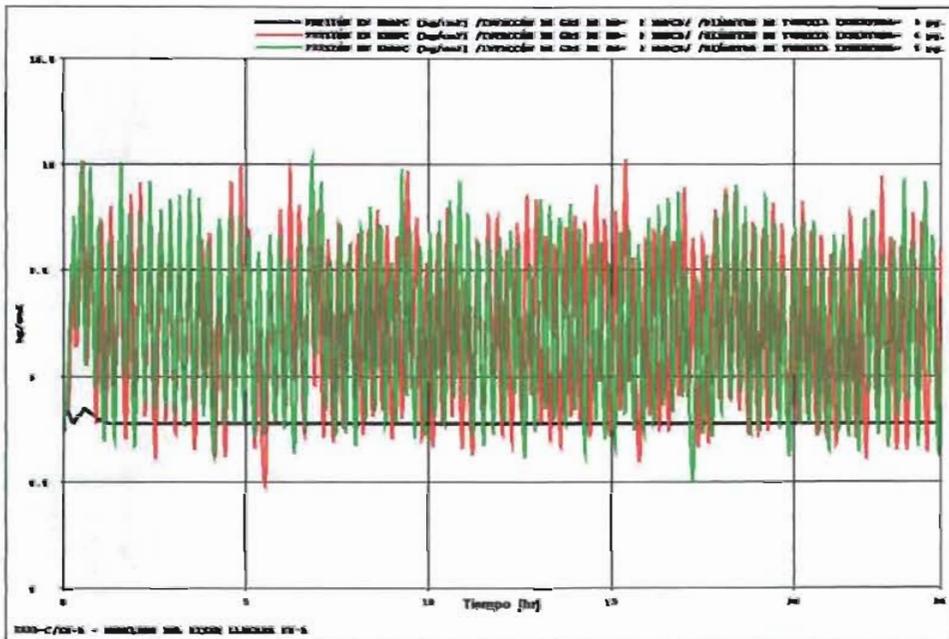


Figura V.16- Oscilaciones de presión en Zaap-C con tubería insertada de 3, 4 y 5 pg. en el riser de llegada en Ku-A y con inyección de gas de 2 MMPCD.

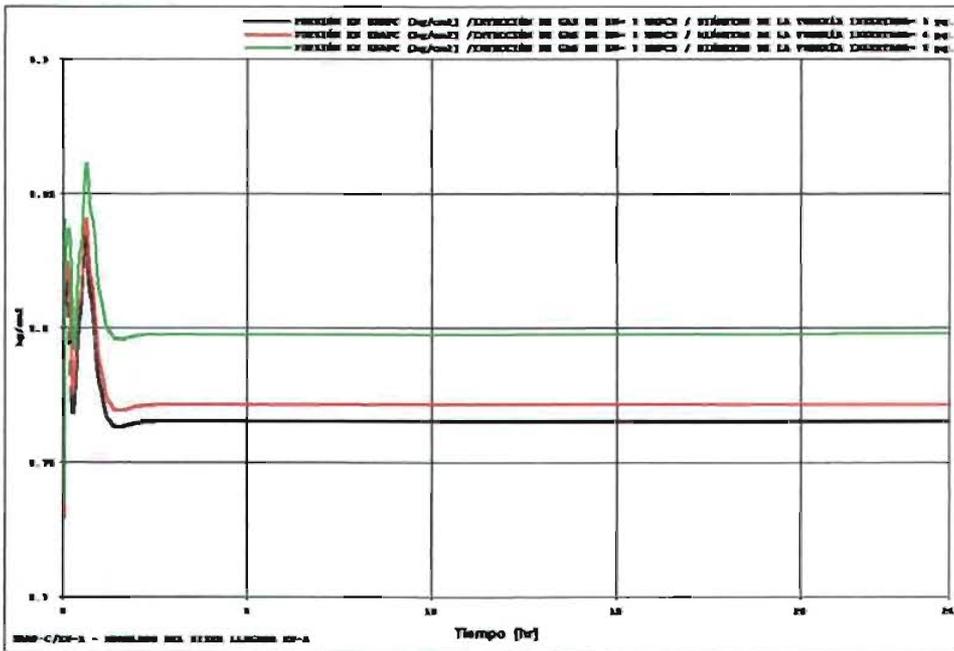


Figura V.17- Oscilaciones de presión en Zaap-C con tubería insertada de 3, 4 y 5 pg. en el riser de llegada en Ku-A y con inyección de gas de 3 MMPCD.

De la misma forma, un volumen de gas de inyección de 2 MMPCD no mantiene una presión estable en Ku-A para diámetros tubería insertada de 4 y 5 pg. (Figura V.18).

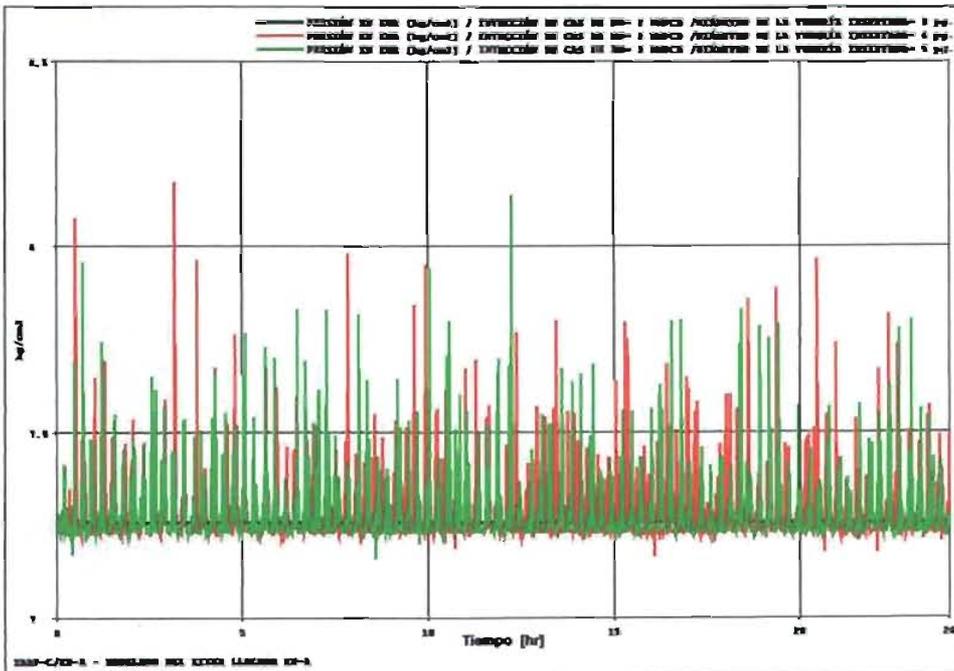


Figura V.18- Oscilaciones de presión en Ku-A con tubería insertada de 3, 4 y 5 pg. en el riser de llegada en Ku-A y con inyección de gas de 2 MMPCD.

Con un volumen de inyección de gas de 3 MMPCD se logra mantener la presión de llegada estable en Ku-A para tuberías insertada de 3, 4 y 5 pg. (Figura V.19).

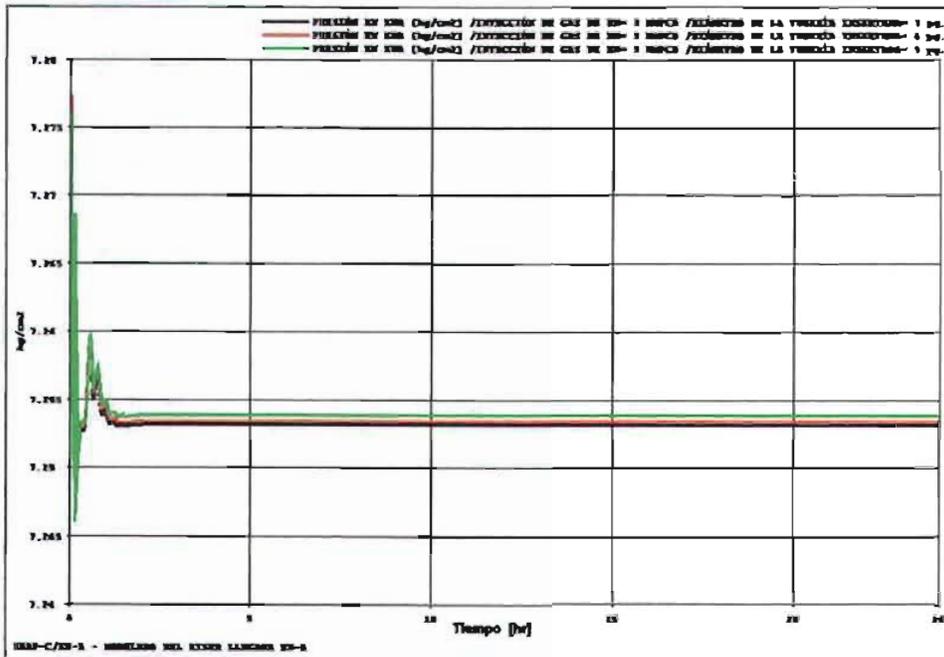


Figura V.19- Oscilaciones de presión en Ku-A con tubería insertada de 3, 4 y 5 pg. en el riser de llegada en Ku-A y con inyección de gas de 3 MMPCD.

El método de tubería insertada con inyección de gas presenta una técnica favorable para la eliminación del bacheo severo en sistemas tubería-riser, en el caso del oleogasoducto Zaap-C/Ku-A presenta la solución al problema de bacheo severo. Además de la reducción de la columna hidrostática, aumento de la velocidad del líquido y disminución del colgamiento del líquido que se tienen con el uso del gas para la elevación del líquido, establece condiciones para reducir el volumen disponible para la expansión y compresión del gas.

Este método de tubería insertada con inyección de gas al igual que el método de elevación con gas requiere de la infraestructura del suministro de gas y además la instalación de la tubería concéntrica dentro del riser. Para el caso del oleogasoducto Zaap-C/Ku-A cuenta con sistema de suministro de gas, sólo es necesario realizar la introducción de la tubería concéntrica en el riser de llegada de Ku-A.

Otro aspecto importante que debe resaltarse como una ventaja sobre el método de elevación con gas con punto de inyección en la base del riser, es la variación de la

temperatura en el riser de llegada en Ku-A, no hay una caída brusca de la temperatura de fluido debido a que el gas va calentándose mientras va en su trayectoria dentro de la tubería insertada, el flujo anular le transfiere calor y evita un contacto brusco de temperaturas (ver gráficas Apéndice C).

En la tabla V.3 resume los resultados de combinaciones de diámetros de tubería insertada y volumen de inyección de gas usados en el análisis de la eliminación del bacheo severo en el oleogasoducto Zaap-C/Ku-A (ver gráficas en Apéndice C).

Tabla V.3.-Resumen de diámetros de tubería insertada y volúmenes de gas inyectado a través de este en el oleogasoducto Zaap-C/Ku-A.

Diámetro de la tubería insertada [pg]	Volumen de gas de inyección [MMPCD]	Variación de presión en Zaap-C [kg/cm ²]	Elimina el bacheo severo
2	1	0	SI
	2	0	SI
3	1	1.3	NO
	2	0	SI
	3	0	SI
4	1	1.3	NO
	2	1.0	NO
	3	0	SI
5	1	1.3	NO
	2	1.0	NO
	3	0	SI
10	1	1.0	NO
	2	1.0	NO
	5	1.0	NO
	10	0	SI

La tabla V.4 es un resumen de la presencia de bacheo severo a diferentes diámetros de tubería insertada con diferentes volúmenes de gas de inyección.

Tabla V.4.-Resumen de diámetros de tubería insertada y volúmenes de gas inyectado indicando si elimina el flujo bache en el oleogasoducto Zaap-C/Ku-A.

Diámetro de la tubería insertada [pg]	Volumen de gas de inyección [MMPCD]				
	0	1	2	3	5
2	SI	SI	SI	SI	SI
3	NO	NO	SI	SI	SI
4	NO	NO	NO	SI	SI
5	NO	NO	NO	SI	SI
10	NO	NO	NO	NO	NO

V.4 Elevación de gas y estrangulamiento.

Realizando la simulación con inyección de gas en la base del riser combinando con estrangulamiento en la llegada del oleogasoducto en Ku-A, se observa que se reduce el bacheo, la Figura V.20 muestra la oscilación de presión en 0.3 kg/cm² que se obtiene con la válvula al 10% de apertura. La presión requerida en Zaap-C es menor cuando se utiliza la inyección de gas.

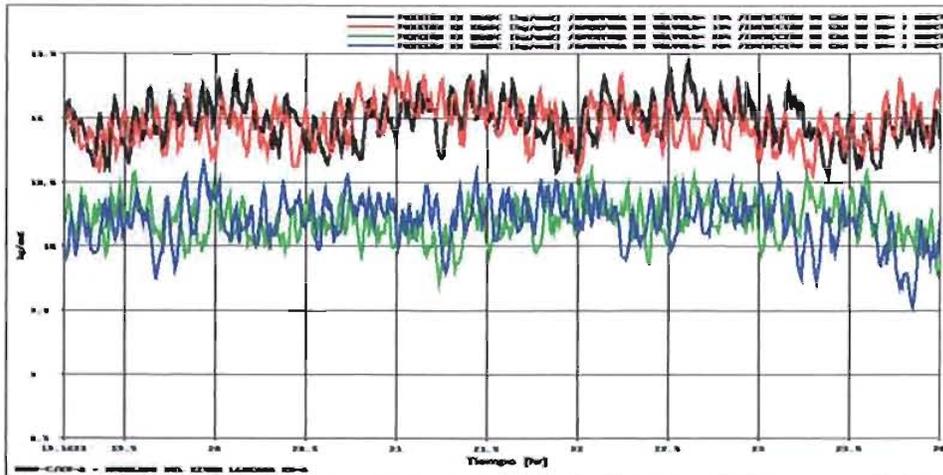


Figura V.20- Oscilaciones de presión en Zaap-C con inyección de gas de 1 y 2 MMPCD, con apertura de válvula de 10 y 20 %.

Una condición favorable se presenta en este método de elevación con gas y estrangulamiento, se mejora la condición de flujo a través del oleogasoducto, como se observa en la Figura V.21, inyectando 2 MMPCD se logra un patrón de flujo laminar en casi toda la tubería, cambiando a burbuja en el riser de llegada en Ku-A.

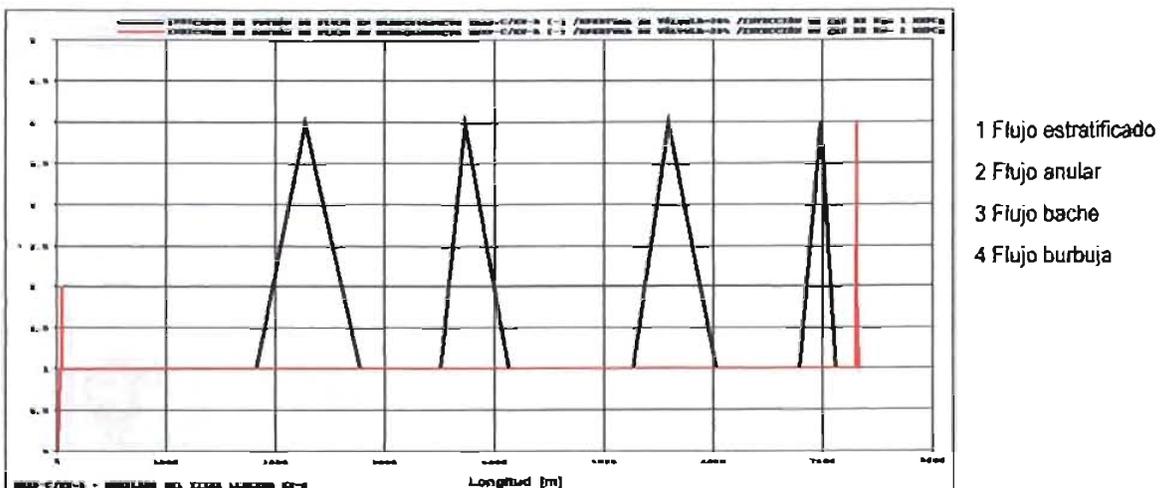


Figura V.21- Perfil del patrón de flujo con inyección de gas de 1 y 2 MMPCD, apertura de válvula de 20%.

Además en este método el volumen de líquido acumulado es mayor al obtenido con solo una apertura del 10 o 20%, 58,000 BPD (Figura V.3). Con 1 MMPCD de inyección de gas y apertura de válvula de 10 % se obtiene 60,800 BPD. Y con 2 MMPCD de inyección de gas y apertura de válvula de 10 % se obtiene 62,400 BPD (Figura V.22). Esto es el resultado de reducir el bacheo severo en el riser con la inyección de gas.

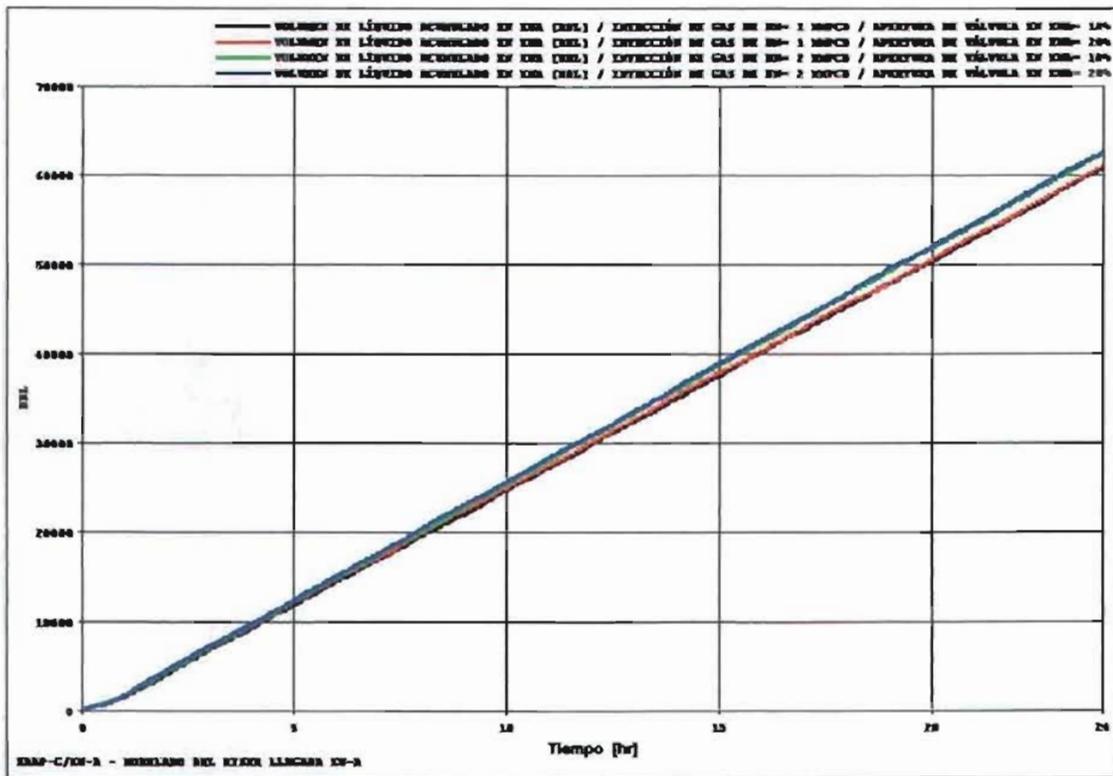


Figura V.22- Volumen de líquido acumulado en Ku-A con inyección de gas de 1 y 2 MMPCD, apertura de válvula de 10 y 20%.

En resumen el método combinado de estrangulamiento y elevación con gas no reduce el bacheo en el oleogasoducto ZaaP-C/Ku-A pero conjunta las ventajas de ambos métodos y da una alternativa operativa para el mejoramiento de producción.

El usar este método combinado reduce el requerimiento de gas para la elevación de los líquidos en el riser y por consecuencia la temperatura de los fluidos no es afectada por la entrada de grandes volúmenes de gas frío (ver gráficas en Apéndice D).

La producción de líquidos es mayor debido a la reducción de la contrapresión en Zaap-C y al mejoramiento del patrón de flujo a través del oleogasoducto Zaap-C/Ku-A.

La tabla V.5 resume las diferentes aperturas de la válvula de llegada en Ku-A del oleogasoducto Zaap-C / Ku-A a diferentes volúmenes de inyección de gas.

Tabla V.5.-Resumen de aperturas de válvula e inyección de gas y su efecto en el bacheo del oleogasoducto Zaap-C/Ku-A.

Apertura de válvula [%]	Volumen de gas de inyección [MMPCD]	Variación de presión en Zaap-C [kg/cm ²]	Elimina el bacheo severo
10	1	0.3	REDUCE
	2	0.3	REDUCE
	5	0.3	REDUCE
	10	0.	REDUCE
20	1	0.3	REDUCE
	2	0.3	REDUCE
	5	0.3	REDUCE
	10	0.3	REDUCE

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

VI.1 CONCLUSIONES

El estudio y análisis del problema de bacheo severo en sistemas tubería-riser es de suma importancia, debido a que este fenómeno genera inestabilidades en todo el sistema de producción interconectado, afectando la seguridad de las instalaciones, la rentabilidad y la productividad de los campos petroleros.

Para el estudio del bacheo severo es necesario considerar el análisis en flujo multifásico en régimen transitorio, en la actualidad existen simuladores que utilizan métodos numéricos para la solución de los planteamientos matemáticos y son una herramienta muy útil no solo en las áreas de ingeniería de diseño, sino también en las áreas de ingeniería operativa para un mejor desempeño y aprovechamiento de los recursos económicos y naturales.

El análisis en este trabajo de los métodos para la eliminación del bacheo severo en el oleogasoducto Zaap-C/Ku-A propone opciones de solución para mejorar las condiciones de operación, seguridad y mayor productividad del sistema de producción a través del oleogasoducto Zaap-C/Ku-A.

Se elaboró el modelado dinámico de flujo del oleogasoducto Zaap-C a Ku-A en un simulador comercial de flujo transitorio que es utilizado en Petróleos Mexicanos por su comportamiento estable y de gran aproximación a los datos reales de los sistemas de producción en estudio. Se validaron los resultados con los datos reales de diseño y operación del oleogasoducto Zaap-C/Ku-A y se realizó una extensa simulación de 120 casos de diferentes condiciones operativas del modelo del oleogasoducto Zaap-C/Ku-A y se analizaron los resultados de cada uno de los métodos de eliminación del bacheo severo, los cuales indican condiciones favorables de eliminación del bacheo severo y de reducción de la contrapresión en la salida del oleogasoducto en Zaap-C.

Este trabajo propone a Petróleos Mexicanos las alternativas para su aplicación: el método de estrangulamiento como una acción inmediata para reducir el bacheo severo y el método de tubería insertada con inyección de gas de bombeo neumático como la solución definitiva para eliminar el bacheo severo; esta información da la pauta para realizar un estudio que integre desde el yacimiento, pozo, oleogaseoducto y sistema de separación para una prueba piloto en el oleogaseoducto Zaap-C/Ku-A.

El método de estrangulamiento (Figura VI.1) causa el siguiente comportamiento:

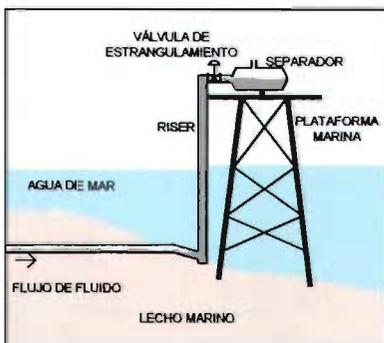


Figura VI.1 Método de estrangulamiento.

- El método de estrangulamiento solo reduce el bacheo severo, no logra eliminar este patrón de flujo.
- Cambia el patrón de flujo a través del oleogaseoducto de flujo bache a flujo laminar y en el riser de llegada en Ku-A cambia a flujo burbuja.
- Con apertura de válvula del 10% o menor este método reduce la variación de presión en la salida del oleogaseoducto en Zaap-C de 1.5 a 0.5 kg/cm², pero requiere una presión de salida en Zaap-C de 11.2 kg/cm².
- En resumen es una solución práctica que se propone como una alternativa inmediata de mejoramiento de operación del oleogaseoducto Zaap-C/Ku-A.
- No hay incremento de producción, se mantiene el volumen acumulado de líquido de 58,000 BPD.

El método de elevación con gas en la base del riser (Figura VI.2):

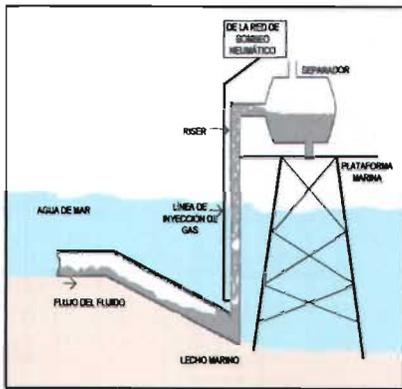


Figura VI.2 Método de elevación con gas.

- Reduce el bacheo severo, pero es más estable su comportamiento a lo largo de todo el oleogasoducto y en el riser el patrón de flujo es anular debido al aumento de la velocidad del líquido causado por la inyección de gas.
- Requiere de un suministro alto de gas, para este caso del oleogasoducto Zaap-C/Ku-A se obtuvo un requerimiento de gas de 30 MMPCD para reducir la variación de presión a 0.3 kg/cm^2 , y es necesario instalar la línea de inyección del gas en la base del riser de llegada en Ku-A.

- Al utilizar 6 MMPCD de gas de inyección, la variación de presión sería de 0.8 kg/cm^2 pero la recuperación de líquido se incrementa hasta en 10,000 BPD.
- La temperatura de los fluidos dentro del riser es afectada por la entrada del gas frío, observándose caídas de 80 a 45°C .

El método de tubería insertada (Figura VI.3):

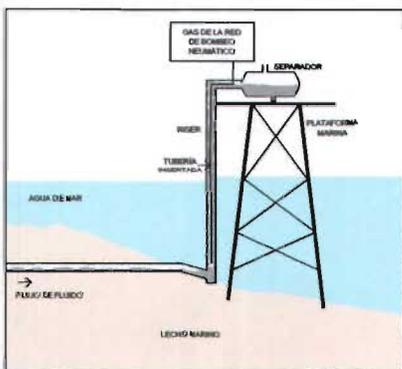


Figura VI.3 Método de tubería insertada.

- El método de la tubería insertada con inyección de gas en la base del riser si soluciona el problema del bacheo severo, el patrón de flujo es laminar, al reducir la columna hidrostática, aumenta la velocidad de los fluidos, reduce el área de flujo de los fluidos transportados en el riser de llegada en Ku-A, aumenta la velocidad del líquido y reduce el colgamiento del líquido.

- Se propone este método para la solución definitiva del bacheo severo en el oleogasoducto Zaap-C/Ku-A. Este método requiere de un volumen de gas de 1 MMPCD y una tubería insertada en el riser de llegada en Ku-A de 2 pg.

- El uso de una tubería insertada de 2 pg. con una inyección de gas de 1 MMPCD permite mantener una presión constante de 8.75 kg/cm^2 en la salida de Zaap-C.
- Si se aumenta la inyección de gas a 2 MMPCD se obtiene una recuperación de líquido adicional de aproximadamente 300 BPD.
- Aumentar el diámetro de la tubería insertada requiere de mayor volumen de gas de inyección para mantener las mismas condiciones que la tubería de 2 pg. por ejemplo la inyección de gas de 2 MMPCD para tubería de 4 o 5 pg. no elimina el flujo bache.
- La temperatura de los fluidos en el riser no es afectada debido a que el gas se va calentando en su trayecto al extremo de la tubería insertada.

El método combinado de estrangulamiento y elevación con gas (Figura VI.4):

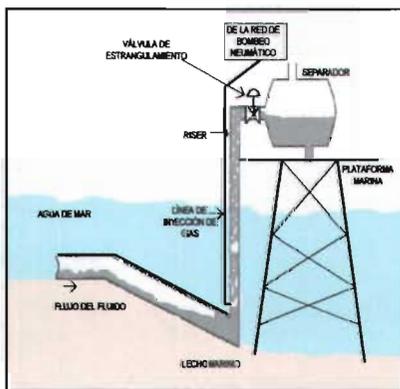


Figura VI.4 Método de estrangulamiento y elevación con gas.

- Solo reduce el bacheo severo, cambia el patrón de flujo a laminar a lo largo de la tubería y en el riser el patrón de flujo es burbuja.
- Al combinar el estrangulamiento, se reduce el requerimiento de gas para la elevación de los líquidos en el riser a solo 2 MMPCD.
- Con apertura de válvula del 20% este método reduce la variación de presión en la salida del oleogasoducto en Zaap-C de 1.5 a 0.3 kg/cm^2 , con una presión de salida en Zaap-C de 10.2 kg/cm^2 .
- La temperatura de los fluidos en el riser no es afectada considerablemente por la entrada de grandes volúmenes de gas frío.
- La recuperación de líquido aumenta al inyectar gas, con 1 MMPCD se obtiene 2800 BPD adicionales a los 58,000 BPD recuperados sin ningún método de eliminación de bacheo, con 2 MMPCD se recupera 4400 BPD adicionales.

VI.2 RECOMENDACIONES

Es necesario desarrollar y aplicar técnicas adecuadas y factibles para eliminar el bacheo severo, este problema no solo se debe contemplar en el diseño de las instalaciones de producción, es necesario buscar soluciones a este problema para instalaciones en operación, debido a las diferentes restricciones operativas que se presentan en la vida productiva de un campo petrolero, por la declinación natural del yacimiento o por las demandas de producción requeridas.

Los resultados de la simulación de los métodos de eliminación o reducción del bacheo severo aplicados al modelo realizado del oleogasoducto Zaap-C/Ku-A considerando sus condiciones físicas (dimensión, diámetro, condiciones ambientales, topografía del terreno), las propiedades del fluido que transporta y a las restricciones operativas de producción, indican que es posible eliminar o reducir el bacheo severo, sólo se recomienda realizar una prueba piloto para validar los resultados.

En este trabajo se propone la implementación del método de tubería insertada, la cual elimina el bacheo severo, pero se recomienda un estudio integral que involucre al yacimiento, pozo, oleogasoducto, separador para evaluar completamente el escenario económico y de producción

Se recomienda como una solución para reducir el bacheo severo, aplicar el método de estrangulamiento en la llegada en Ku-A, el cual sólo requiere de colocar a una apertura del 10% la válvula de llegada del oleogasoducto en Ku-A.

NOMENCLATURA

A	= Área total	m^2
A_G	= Área ocupada por la fase gas	m^2
A_L	= Área ocupada por la fase líquida	m^2
c	= velocidad del sonido	m/s
E	= energía interna	J/kg
G_G	= fuente de masa de la fase gas	kg/sm^3
G_D	= fuente de masa de la gota de líquido	kg/sm^3
G_L	= fuente de masa de la fase líquida	kg/sm^3
f_D	= fracción volumétrica de la gota de líquido	adim.
f_G	= fracción volumétrica del gas	adim.
f_L	= fracción volumétrica del líquido	adim.
h	= elevación	m
H_s	= entalpía de la fuente de masa	J/kg
J_G	= flujo de deriva de la fase gas	m/s
J_L	= flujo de deriva de la fase líquida	m/s
m_G	= $f_G \rho_G$	kg/m^3
m_L	= $f_L \rho_L$	kg/m^3
m_D	= $f_D \rho_D$	kg/m^3
p	= presión	N/m^2
q_G	= gasto volumétrico de la fase gas	m^3/s
q_L	= gasto volumétrico de la fase líquida	m^3/s
R	= resbalamiento	adim.
R_s	= fracción másica de gas	adim.
S_i	= perímetro mojado de interfase	m
S_G	= perímetro mojado de gas	m
S_L	= perímetro mojado de líquido	m
t	= tiempo	s
T	= temperatura	R
U	= transferencia de calor de la pared de la tubería	J/m^3s

**ESTA TESIS NO SALE
DE LA BIBLIOTECA**

V_G	= velocidad de la fase gas	m/s
V_L	= velocidad de la fase líquida	m/s
V_{LD}	= velocidad de deriva	m/s
V_m	= velocidad de la mezcla	m/s
V_o	= velocidad de evaporación	m/s
V_R	= velocidad relativa	m/s
V_{SL}	= velocidad superficial del líquido	m/s
V_{SG}	= velocidad superficial del gas	m/s
ΔZ	= tamaño de la malla	m

Letras griegas

α	= inclinación de la tubería con respecto a la vertical	rad
ρ_G	= densidad del gas	kg/m ³
ρ_L	= densidad del líquido	kg/m ³
φ_G	= ritmo de transferencia de masa entre fases	kg/m ³ s
φ_e	= ritmo de transferencia masa por arrastre	kg/m ³ s
φ_d	= ritmo de transferencia de masa por depositación	kg/m ³ s
λ	= coeficiente de fricción	adim.
σ	= tensión superficial	N/m

Subíndices

i	= interfase
f	= fase
D	= gotas de líquido
G	= gas
L	= líquido
o	= evaporación

REFERENCIAS

1. Fabre, J, Peresson L.L., Corteville J., Odello, R., Bourgeois, T.: "Severe Slugging in Pipeline/Riser Systems," artículo SPE 16846 presentado en 1987 SPE ATCE, Dallas, TX, Septiembre 27-30.
2. Yocum, B.T.: "Offshore Riser Slug Flow Avoidance: Mathematical Models for Design and Optimization," artículo SPE 4312 presentado en 1973 Reunión Anual Europeo SPE, London, Abril 2-3.
3. Schmidt, Z., Brill, J.P., Beggs, H.D.: "Experimental Study of Severe Slugging in a Two-Phase-Flow Pipeline-Riser System," *SPEJ* (Octubre 1980) 407-414.
4. Schmidt, Z., Brill, J.P., Beggs, H.D.: "Choking Can Eliminate Severe Pipeline Slugging," *Oil & Gas Journal* (Noviembre, 12, 1979) 230-238.
5. Pots, B.F.M., et al.: "Severe Slug Flow in Offshore Flow-Line/Riser System," artículo SPE 13723 presentado en las Conferencias Tecnológica de Aceite en Medio Este., Manama, Bahrain, Marzo 1985.
6. Jansen, F.E.: "Elimination of Severe Slugging in Pipeline-Riser System," MS. Thesis U. Of Tulsa, 1990
7. Hill, T.J. : " Gas Injection at Riser Base Solves Slugging, Flow Problems," *Oil and gas Journal*, Febrero 26, 1990. 88-92
8. Kaasa, O.: " A Subsea Slug Catcher to Prevent Severe Slugging," 6a. Conferencia Internacional de Tecnología Submarina, Bergen, Noruega, 1990.
9. Mc Guinness, M., and Cooke, D.: " Partial Stabilization at St. Joseph," 3a. Conferencia Internacional Costa afuera e Ingeniería Polar, en Singapur 1993, Junio 6-11. 235-241.

10. Willie, M.W.J. and Brackenridge, A.: "A Retrofit Solution to Reduce Slugging Effects in Multiphase Subsea Pipelines-The Internal Riser Insert System (IRIS)," Conferencia Internacional Submarina 1994.
11. Johal, K.S. et al.: "An Alternative Economic Method to Riser-Base Gas Lift for Deep Water Subsea Oil/Gas Field Developments," artículo SPE 38541, presentado en 1997 Offshore Europe Conference, en Aberdeen, Escocia, 9-12 Septiembre 1997.
12. Boe, A.: "Severe Slugging Characteristic; Part 1: Flow Regime for Severe Slugging; Part 2: Point Model Simulation Study," artículo presentado en tópicos selectos de flujo en dos fases, Trondheim, Noruega, Marzo 1981.
13. Taitel, Y. et al.: "Stability of severe Slugging," *Intl. Journal Multiphase Flow*, 1986, Noviembre 2,23-17.
14. Taitel, Y. et al.: "Severe Slugging in Pipeline/Riser Systems, Experiments and Modelling", *Intl. J. of Multiphase Flow* (1990)1,57.
15. Sarica C., Tengesdal, J.O.: "A New Technique to eliminate Severe Slugging in Pipeline-Riser System", artículo SPE 63185 presentado en 2000 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Octubre 1-4.
16. Tengesdal, J.O, Sarica C.,Thompson L.: "Severe Slugging Attenuation for Deepwater Multiphase Pipeline and Riser System", artículo SPE 87089 presentado en 2002 SPE ATCE, San Antonio,TX, 29 Septiembre-2 Octubre.
17. Santamaría Guevara N.E.: "Soluciones al problema de flujo en bache", tesis de maestría UNAM, 1985
18. Sarica, C, Shoham, O.: "A simplified Transient Model for Pipeline-Riser System.", *Chemical Engineering Science*, Vol. 46, No.9,pp. 2167-2179,1991

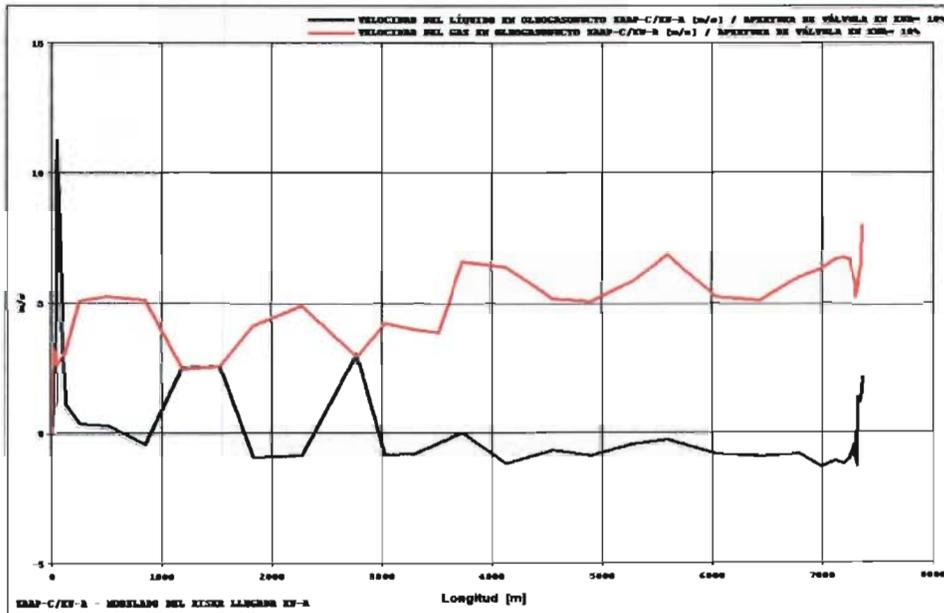
19. Taitel and Duckler. : "A Model for Predicting Flow Regime Transitions in Horizontal and Near Horizontal Gas Liquid Flow.", Alche Journal, Enero 1976,47-55
20. Aziz , K., Govier, G.W. , Fogarasi.; "Pressure Drop in Wells Producing Oil and Gas, " J.Pet.Tech. Octubre 1961,1023-1028.
21. Farghaly, M.A. : "Study of Severe Slugging in Real Offshore Pipeline Riser-Pipe System", Artículo SPE15726 presentado en Fifth SPE Middle East Oil Show, Manama, Bshrsin, Marzo 7-10,1987.
22. Johal, K.S.,The C.E., Cousins A.R.: "An Alternative Economic Method to Riserbase Gas Lift for Deep Water Subsea Oil/Gas Field Development.", Artículo SPE 38541 presentado en Offshore Europe Conference, Aberdeen Escocia, 9-12 Septiembre 1997.
23. Bendiksen,K.H.,Malnes, D.,Moe,R.Nuland,S.: "The Dynamic Two-Fluid Model OLGA:Theory and Application",Artículo SPE 19451, Marzo 1990
24. TRAC-PF1 An advanced Best Estimate Computer Program for Pressurized Water Reactor Analysis. NUREG/CR-3567, LA-994-MS. Febrero 1984
25. RELAP5/MOD1 Code Manual Volume 1: System Models and Numerical Methods. NUREG/CR-1826, EGG-2070, Marzo 1982
26. Micaelli, J.C.: CATHARE an Advanced Best-Estimate Code for PWR Safety Analysis SETH/LEML-EM/87-58, 1987

APÉNDICE A

GRÁFICAS ADICIONALES DEL MÉTODO DE ESTRANGULAMIENTO

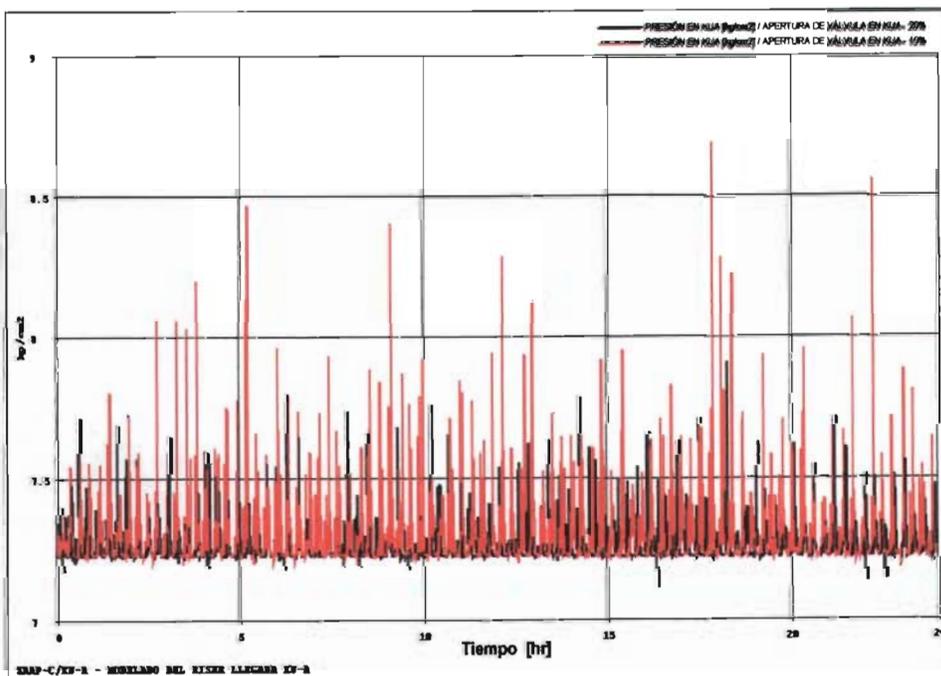
Perfil de velocidad de flujo del líquido y gas con apertura de válvula del 10%.

Debido a que se observa una diferencia de velocidad constante a lo largo del oleogasoducto la variación de presión es menor, solo es afectada por los cambios bruscos de dirección del oleogasoducto.



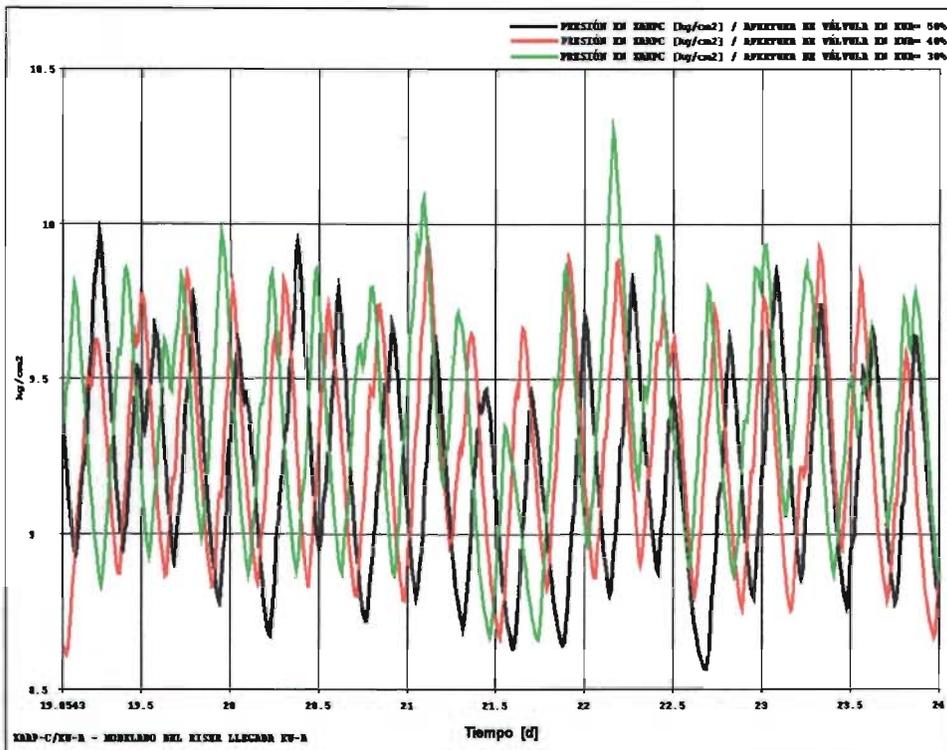
Gráfica de presión de llegada en Ku-A

El comportamiento de la presión en Ku-A con válvula 20% abierta la variación es de 7.25 a 7.7 kg/cm² (.45 kg/cm²).



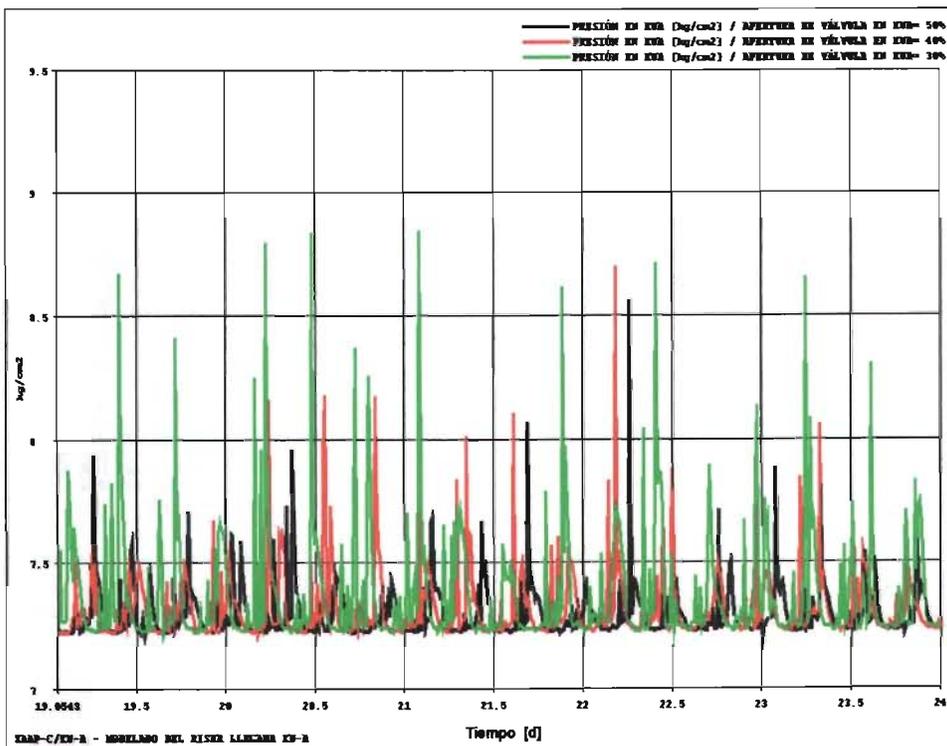
Gráfica de presión de salida en Zaap-C con diferentes aperturas de válvula de llegada en Ku-A

El comportamiento de la presión en Zaap-C con aperturas de 30, 40 y 50% es muy similar.



Gráfica de presión de llegada en Ku-A

Comportamiento de la presión en Ku-A con apertura de 30, 40 y 50%.

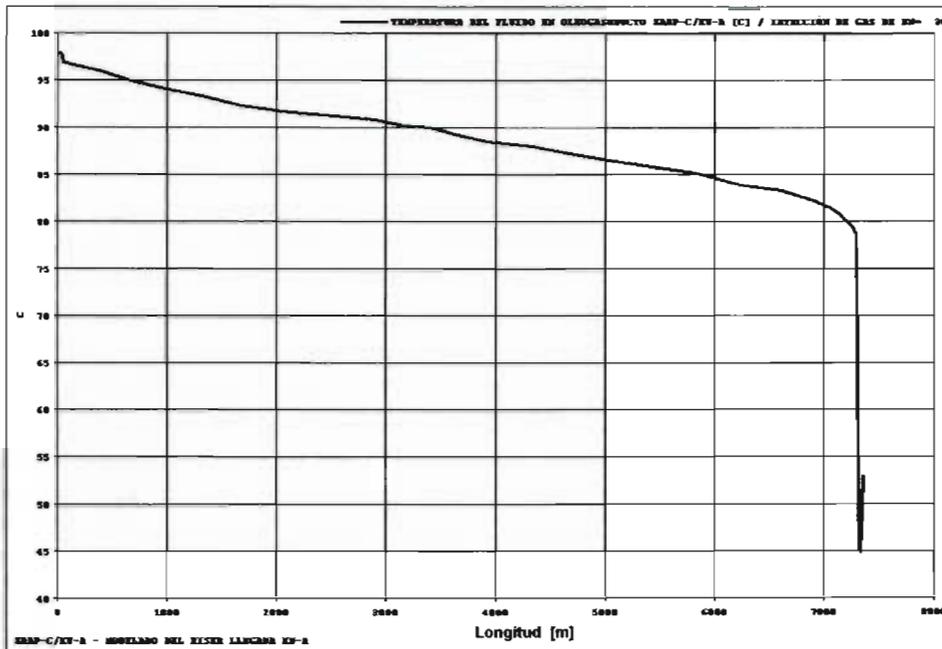


APÉNDICE B

GRÁFICAS ADICIONALES DEL MÉTODO DE ELEVACIÓN CON GAS

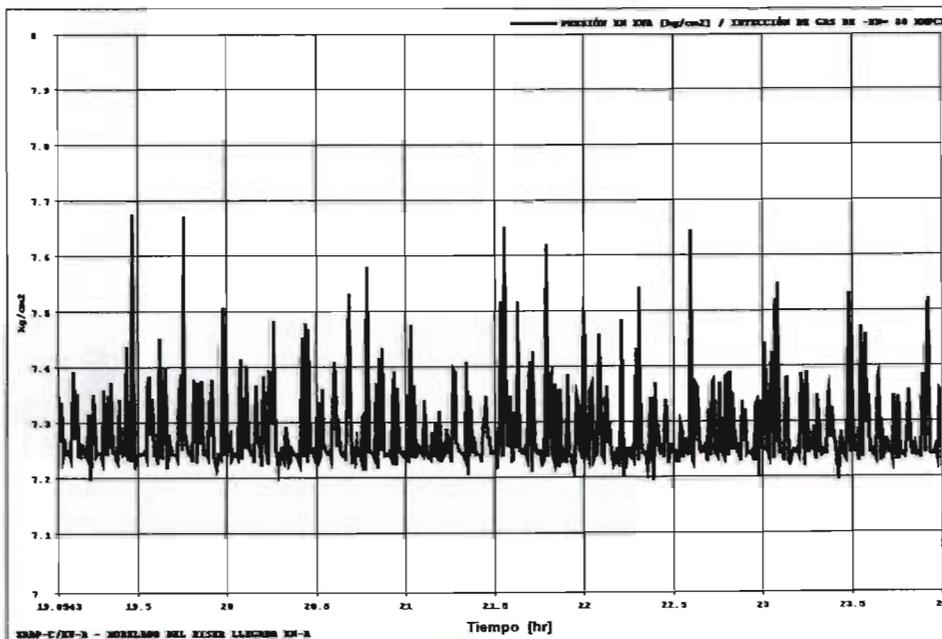
Perfil de temperatura en oleogasoducto Zaap-C/Ku-A.

Con la inyección de gas se observa una caída brusca de temperatura de flujo (98 a 45°C).



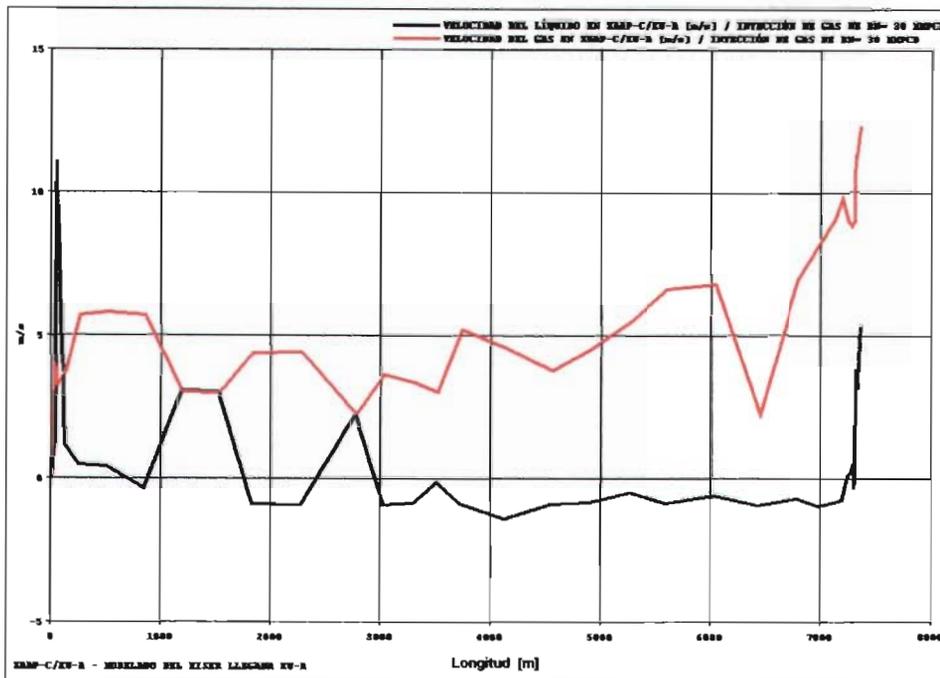
Gráfica de variación de presión en la cima del riser en Ku-A.

Con la inyección de 30 MMPCD de gas, se observa una variación de presión en la llegada en Ku-A de 7.25 a 7.5 kg/cm².



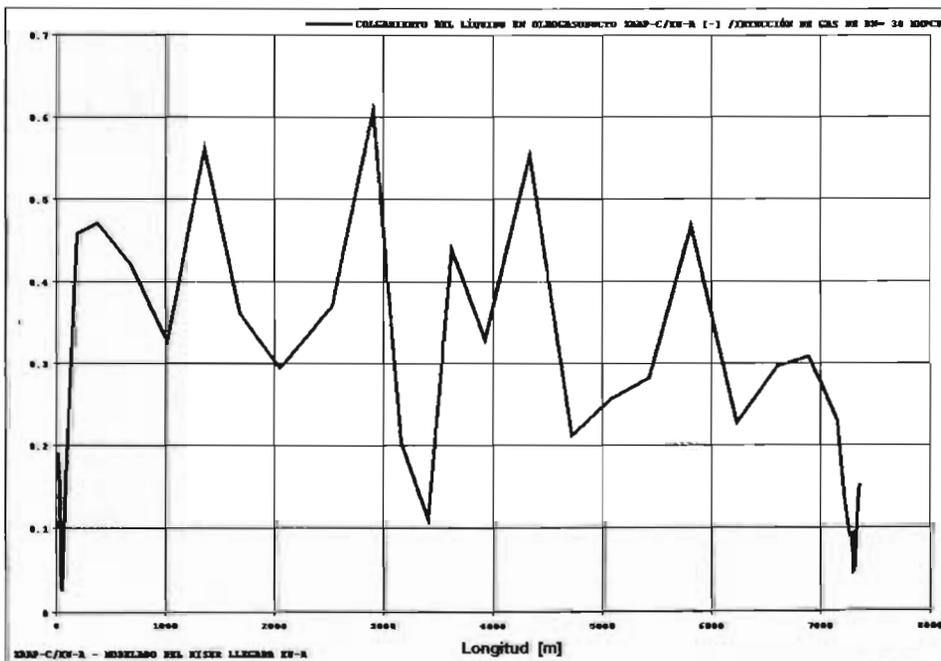
Perfil de velocidad de flujo del líquido y gas con inyección de gas de en Ku-A.

Con la inyección de 30 MMPCD gas en la base del riser se observa que ayuda a incrementar la velocidad del líquido.



Perfil del colgamiento con inyección de gas.

Al aumentar la velocidad del líquido (como se observó en la gráfica anterior), el colgamiento se reduce en el riser.

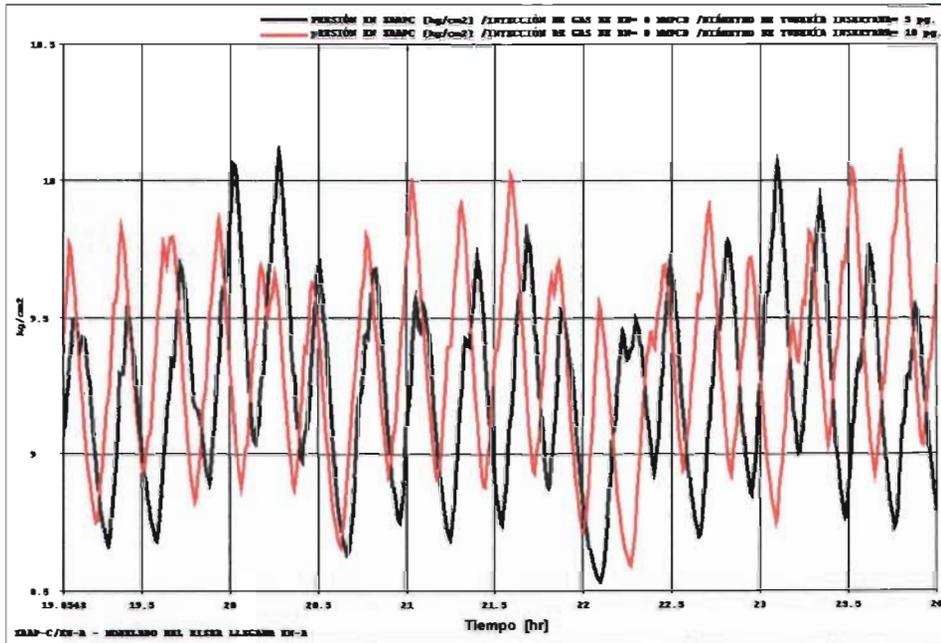


APÉNDICE C

GRÁFICAS ADICIONALES DEL MÉTODO DE TUBERÍA INSERTADA

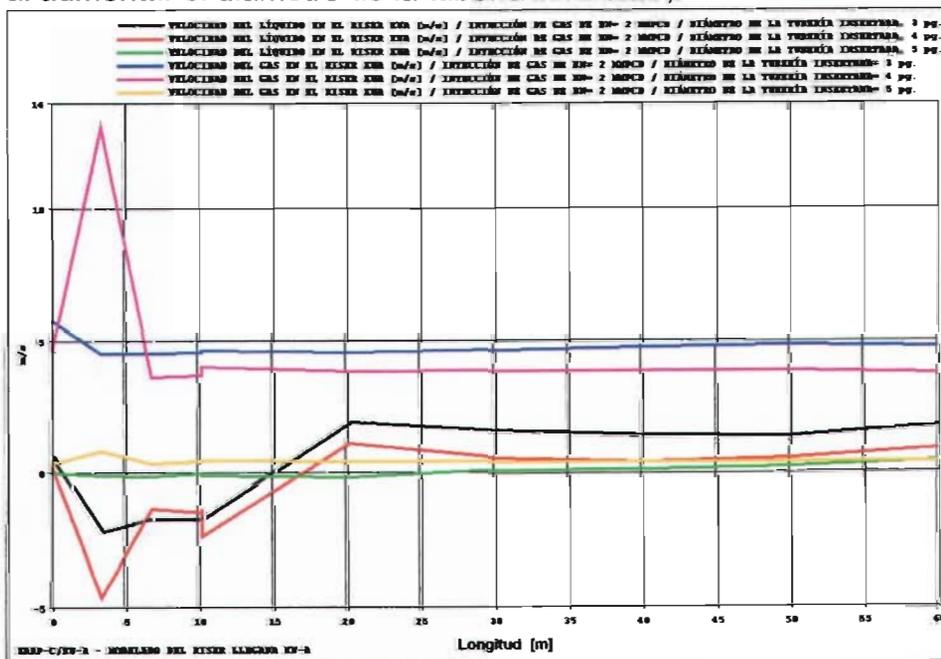
Gráfica de variación de presión en Zaap-C con tubería insertada de 5 y 10 pg.

El comportamiento es similar con tubería insertada de 5 y 10 pg. No registra reducción sustantiva en las oscilaciones de presión en la salida del oleogasoducto Zaap-C/Ku-A.



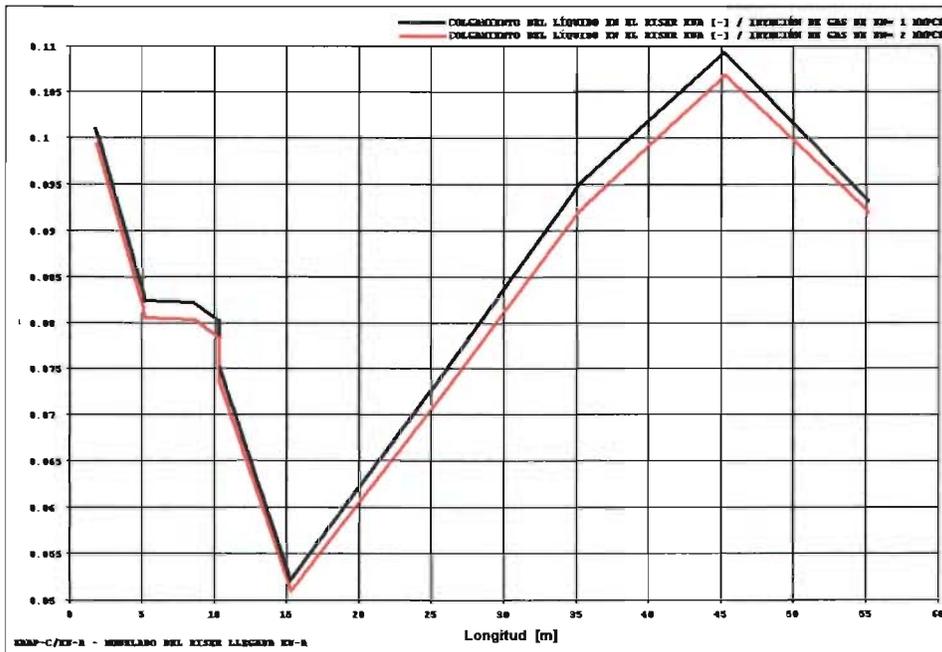
Perfil de velocidad de flujo de gas y líquido a diferentes diámetros tubería insertada.

Para un mismo volumen de gas de inyección, el perfil de velocidad del gas y el líquido disminuyen al aumentar el diámetro de la tubería insertada.



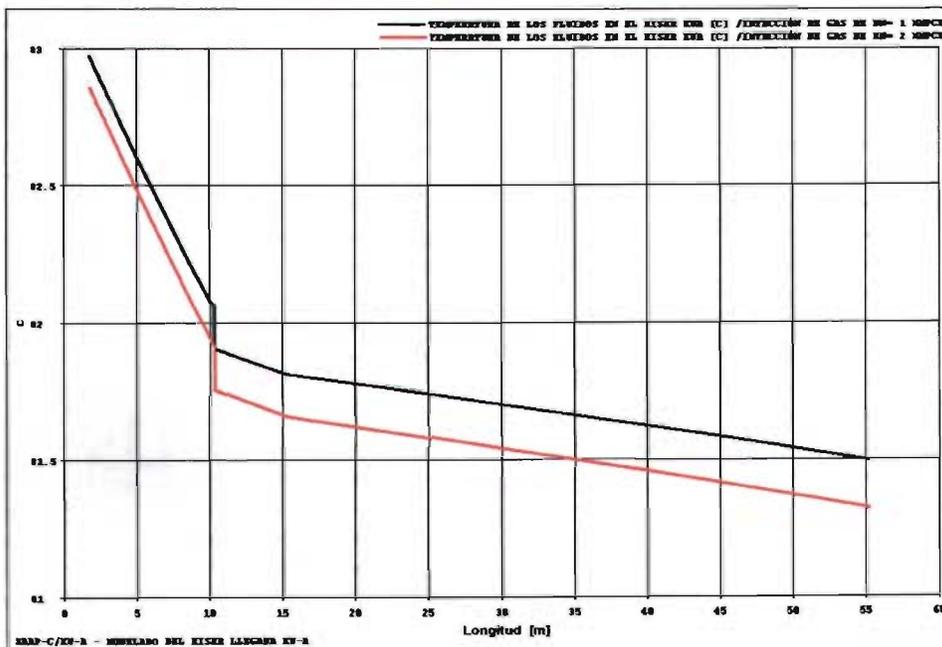
Perfil de colgamiento de líquido con tubería insertada de 2 pg. y con inyección de gas 1 y 2 MMPCD.

Al aumentar el volumen de gas de inyección, el colgamiento del líquido se reduce.



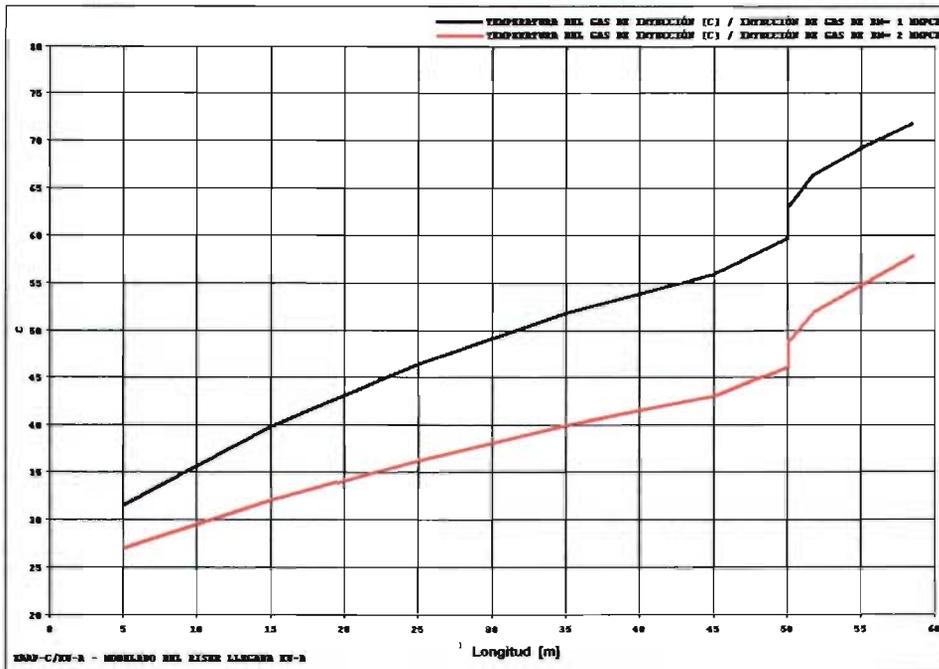
Perfil de temperatura de los fluidos en el riser de llegada en Ku-A con tubería insertada de 2 pg. y con inyección de gas 1 y 2 MMPCD.

La disminución de temperatura de los fluidos es uniforme a través del riser de llegada en Ku-A.



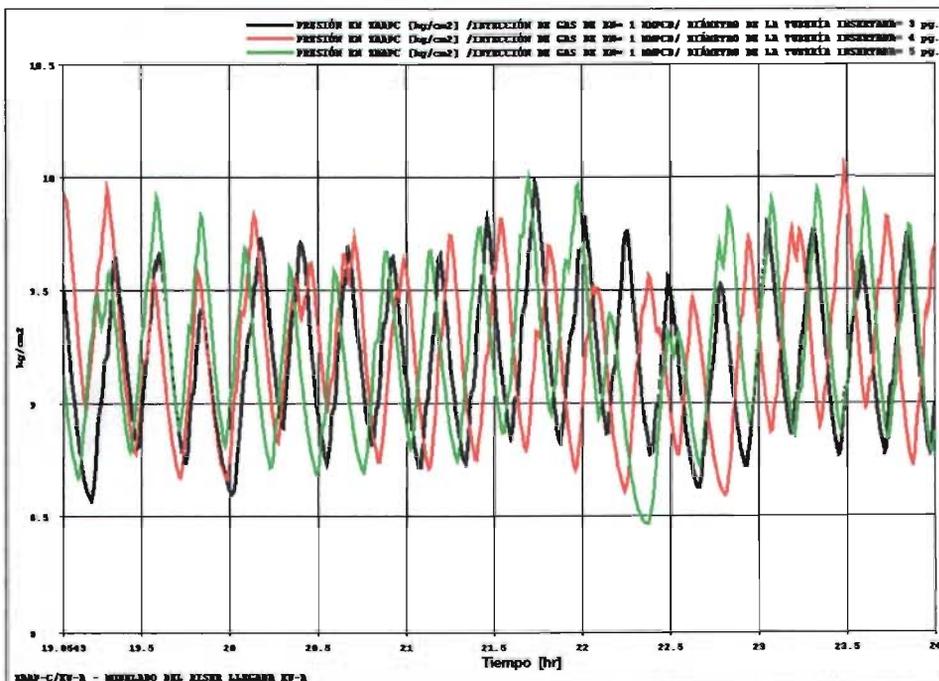
Perfil de temperatura del gas de inyección a través de la tubería insertada de 2 pg. y con inyección de gas 1 y 2 MMPCD.

La temperatura del gas de inyección se va calentando en su trayectoria al extremo de la tubería insertada.



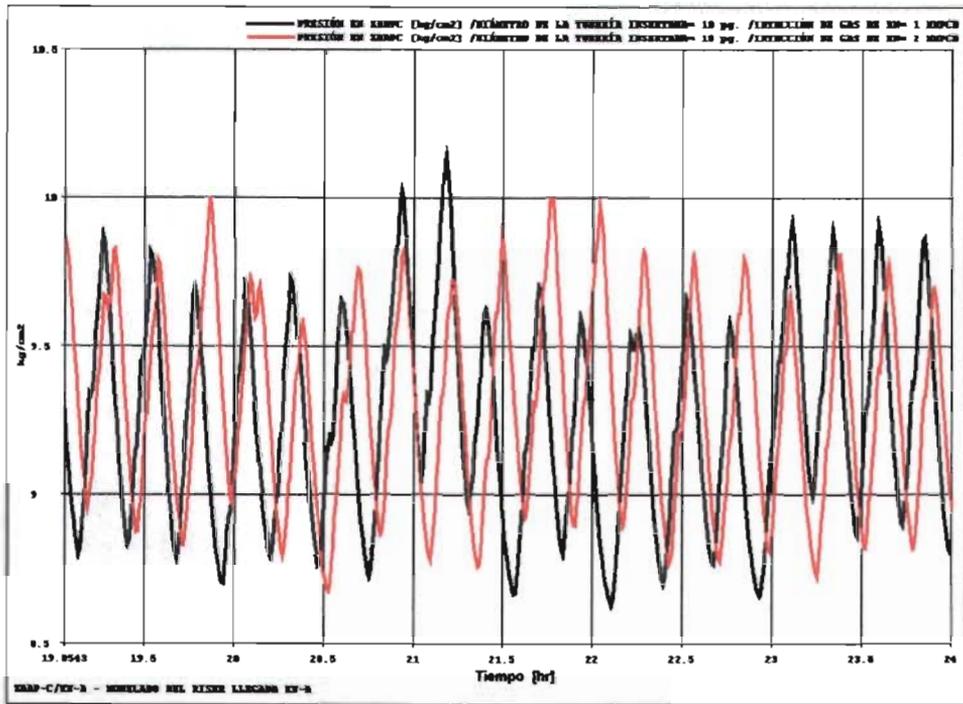
Gráfica de variación de presión en Zaap-C con tubería insertada de 3,4 y 5 pg con inyección de gas 1 MMPCD.

No se reduce la variación de presión en Zaap-C, continúa el flujo bache.



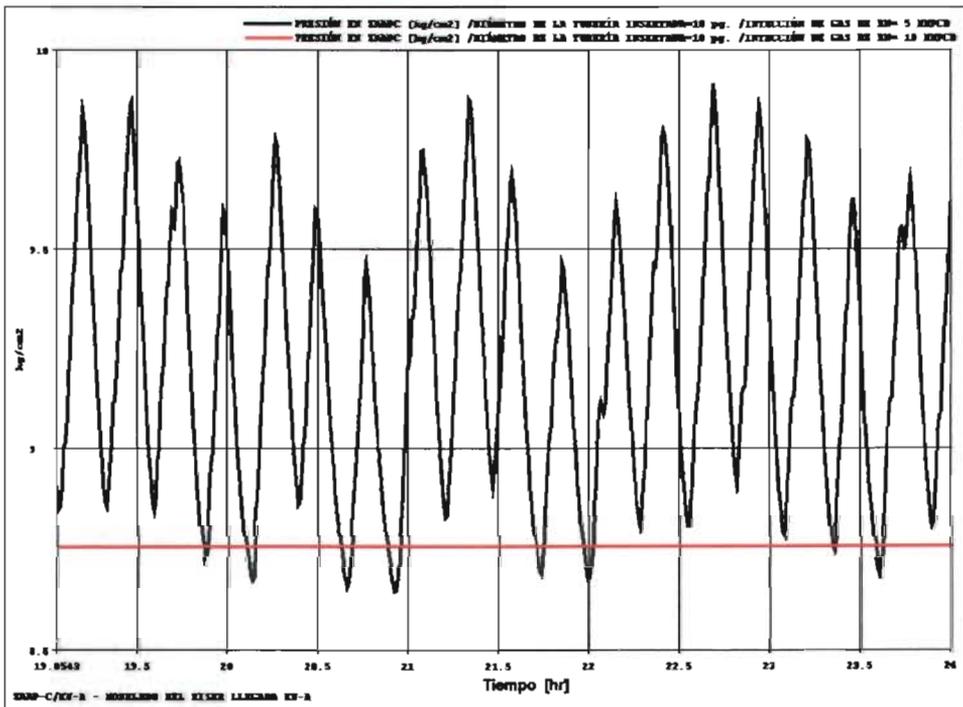
Gráfica de variación de presión en Zaap-C con tubería insertada de 10 pg con inyección de gas 1 y 2 MMPCD.

No se elimina la variación de presión, continúa el flujo bache.



Gráfica de variación de presión en Zaap-C con tubería insertada de 10 pg con inyección de gas 5 y 10 MMPCD.

Se elimina la variación de presión con una inyección de gas de 10 MMPCD.

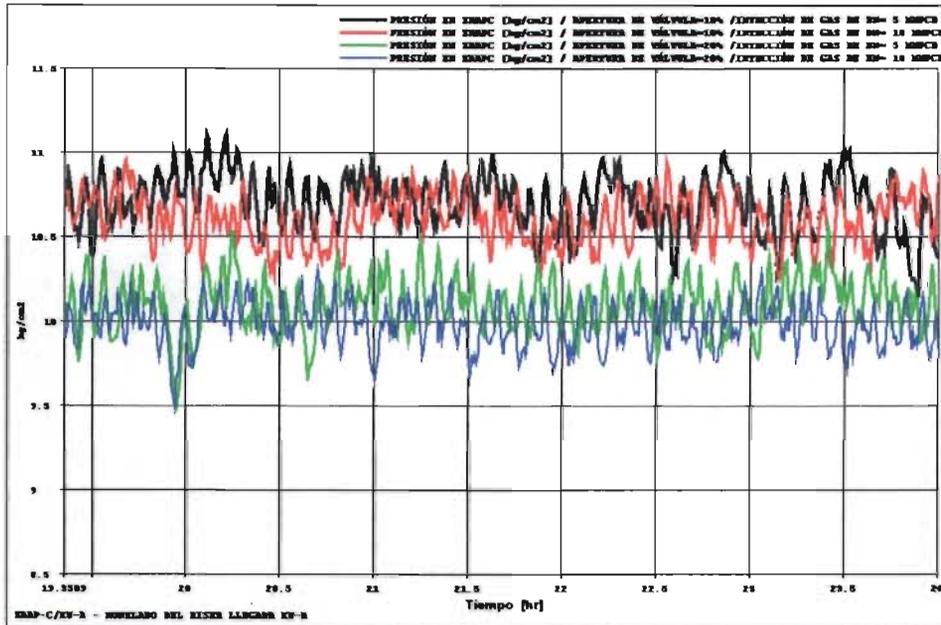


APÉNDICE D

GRÁFICAS ADICIONALES DEL MÉTODO COMBINADO DE ELEVACIÓN CON GAS Y ESTRANGULAMIENTO

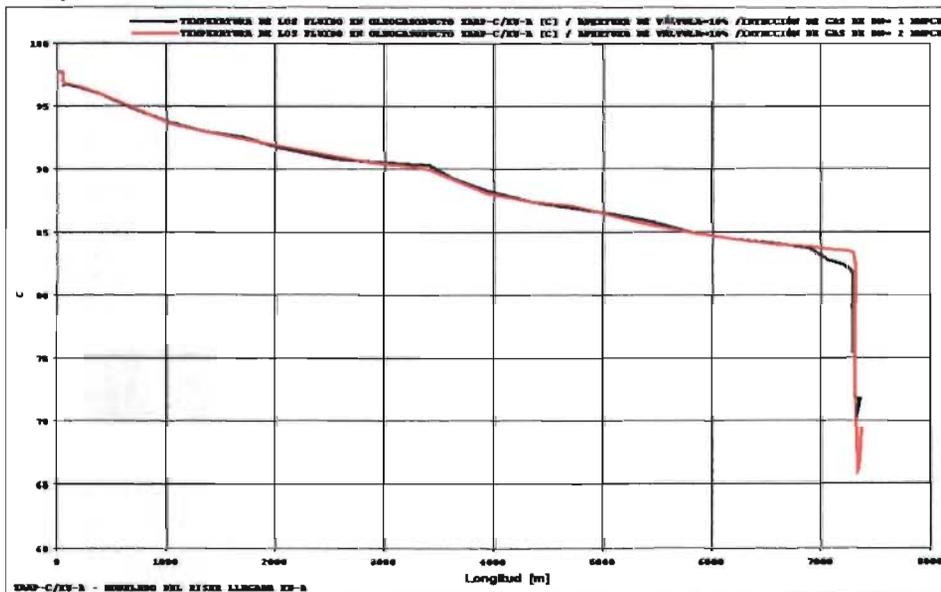
Gráfica de variación de presión en Zaap-C con apertura de válvula 10 y 20% y con inyección de gas de 5 y 10 MMPCD.

La presión requerida en Zaap-C es menor al aumentar la inyección de gas.



Perfil de temperatura en oleogasoducto Zaap-C/Ku-A.Zaap-C.

La caída de temperatura en el riser es menor en comparación si se usa solo inyección de gas, debido a que se requiere mayor volumen de gas para tener las mismas condiciones de variación de presión en Ku-A.



Perfil del colgamiento de líquido en el oleogasoducto Zaap-C/Ku-A.

Debido a la inyección de gas y al estrangulamiento de la llegada en Ku-A el colgamiento del líquido se reduce en el riser.

