

Mejoramiento del transporte de la producción en ductos mediante inyección de gas

Cecilia Jiménez Gámez

Especialista de Diseño de Instalaciones

Activo de Producción Cantarell,

Subdirección de Producción Región Marina Noreste, México

cecilia.jimenezg@pemex.com

Carlos Alberto Corsi Regalado

Production Engineer, Schlumberger, México

ccorsi@slb.com

Información del artículo: Recibido: febrero de 2015-aceptado: abril de 2015

Resumen

Se presenta el análisis técnico de los distintos escenarios de manejo de la producción de la estructura recuperadora de pozos Ixtoc-TA con el objetivo de definir la opción más apropiada para el transporte de los hidrocarburos. Este análisis es soportado por el modelado del flujo multifásico en régimen permanente y transitorio, con el cual ha sido posible dimensionar el ducto que transporta la producción hacia Ixtoc-A. De igual manera fue evaluada la inyección de gas residual en la entrada del ducto como alternativa de solución al problema de bacheo en líneas que manejan baja producción.

Palabras clave: Ducto, inyección de gas, transporte.

Oil & gas pipeline transport improvement by gas injection

Abstract

The technical analysis for different production scenarios of the Ixtoc-TA platform is presented. The objective is to define the best option of hydrocarbon transportation. The analysis is supported with transient and static simulation models, obtaining the optimum diameter of the pipeline that will transport production to Ixtoc-TA. Additionally, residual gas injection is evaluated in the inlet of the pipeline as a solution of slug flow in the pipelines with low production.

Keywords: Pipeline, gas injection, transport.

Introducción

El Activo de Producción Cantarell está desarrollando el campo Ixtoc ubicado en la Sonda de Campeche, dicho campo se encuentra bajo la jurisdicción de la Región de Producción Marina Noreste y está localizado aproximadamente a 90 Km al Noroeste de Ciudad del Carmen, Campeche en aguas territoriales del Golfo de México, al Occidente de la plataforma de Yucatán y al Oeste de la provincia geomorfológica conocida como Pilar de Akal; produce crudo ligero de 31°API y fue descubierto en junio de 1979. En total, hasta la fecha se han perforado diez pozos en el yacimiento: uno exploratorio Ixtoc-1, dos de alivio

Ixtoc-1A/B, (taponados), siete en la plataforma Ixtoc-A ubicada en el área sur del campo y uno en la plataforma Ixtoc-TA ubicada en el área norte del campo.

Antecedentes

En la actualidad Pemex trabaja la visualización para el desarrollo del área norte del campo Ixtoc, la cual se inició con la perforación del pozo Ixtoc-22, con la cual se confirmó la presencia de aceite a 5.2 km de la estructura Ixtoc-A y la comunicación entre Ixtoc Norte e Ixtoc Sur.

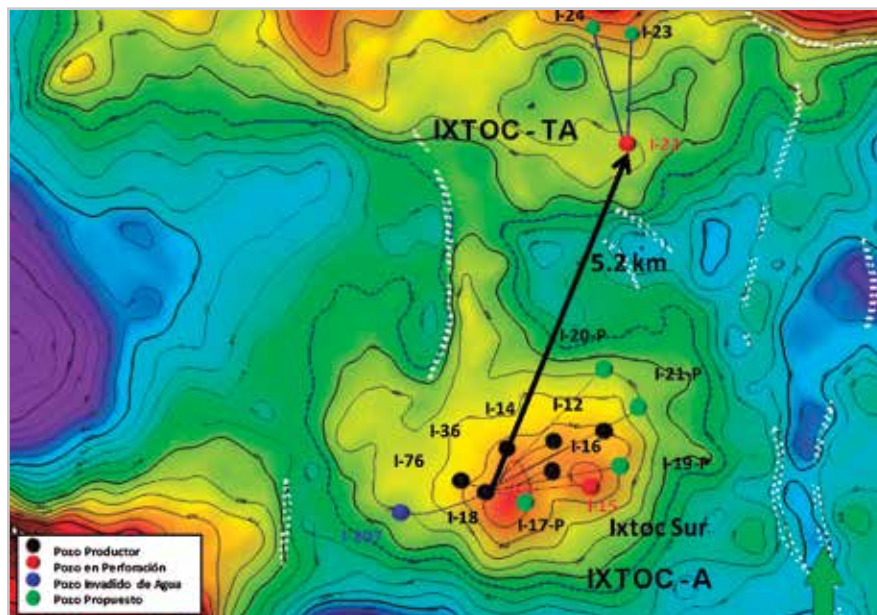


Figura 1. Visualización de desarrollo para el área norte del campo Ixtoc.

Con el volumen original y reserva calculada, se planeó el desarrollo, el cual consiste en instalar una estructura tipo trípode (Ixtoc-TA), a partir de la cual se perforarán tres pozos de desarrollo (incluyendo la recuperación del pozo Ixtoc-22), y una estructura tipo octápodo ubicada al noroeste de este trípode.

Con base en lo anterior, se planeó el desarrollo, la estrategia de manejo en superficie y el sistema de transporte requerido, mediante el planteamiento de distintos escenarios de manejo de los hidrocarburos hacia instalaciones estratégicas cercanas con el objeto de aprovechar al máximo la

infraestructura existente de la Región de producción Marina Noreste.

Para el análisis de los escenarios de visualización se utilizó la información técnica del fluido a transportar como composición, densidad API, viscosidad, relación gas aceite, así como información de la configuración de la tubería, diámetros nominal e interior y profundidades de las plataformas. Se desarrolló inicialmente un modelo de simulación en régimen estacionario del sistema actual representando las condiciones de operación del sistema de transporte de aceite, gas y mezcla.

Posteriormente se elaboraron los modelos de los sistemas de recolección y transporte de hidrocarburos de los pozos de las nuevas plataformas que representan los escenarios de producción del caso futuro.

Objetivo

Analizar y evaluar escenarios de transporte de la producción de la plataforma Ixtoc-TA con la premisa de aprovechar recursos existentes y poder contar con la infraestructura a la brevedad para incorporar producción.

Desarrollo del tema

La plataforma Ixtoc-TA es un trípode de quemador adecuado para funcionar como estructura recuperadora de pozos a partir de la cual se perforarán tres pozos de desarrollo (incluyendo la recuperación del pozo Ixtoc-22), con un gasto de aceite aproximado de 3 Mbd cada uno.

Para la realización de los análisis del manejo de la producción de la plataforma Ixtoc-TA se visualizó el envío de la producción a la plataforma existente más cercana que es la plataforma de perforación Ixtoc-A, la cual se encuentra ubicada a 5,241.46 m y recibir el gas residual como sistema artificial de producción de la plataforma Kambesah ubicada a 6,518.85 m, **Figuras 2 y 3.**

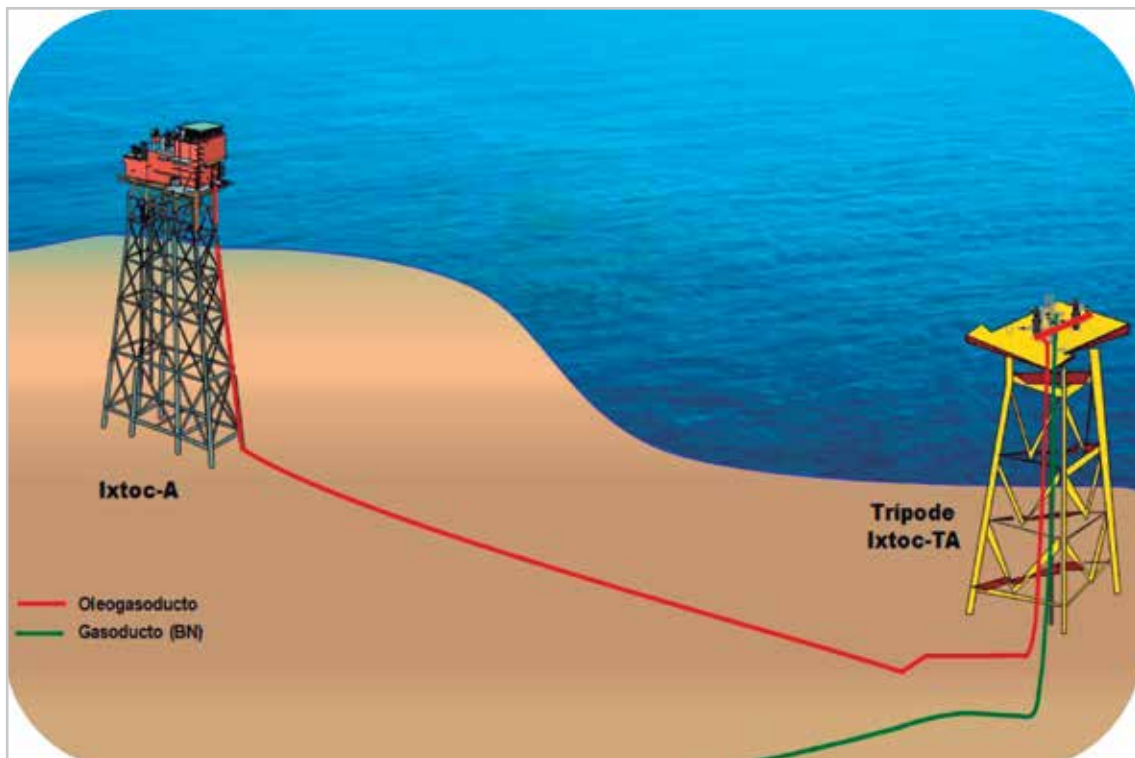


Figura 2. Manejo de la producción de Ixtoc-TA hacia Ixtoc-A.

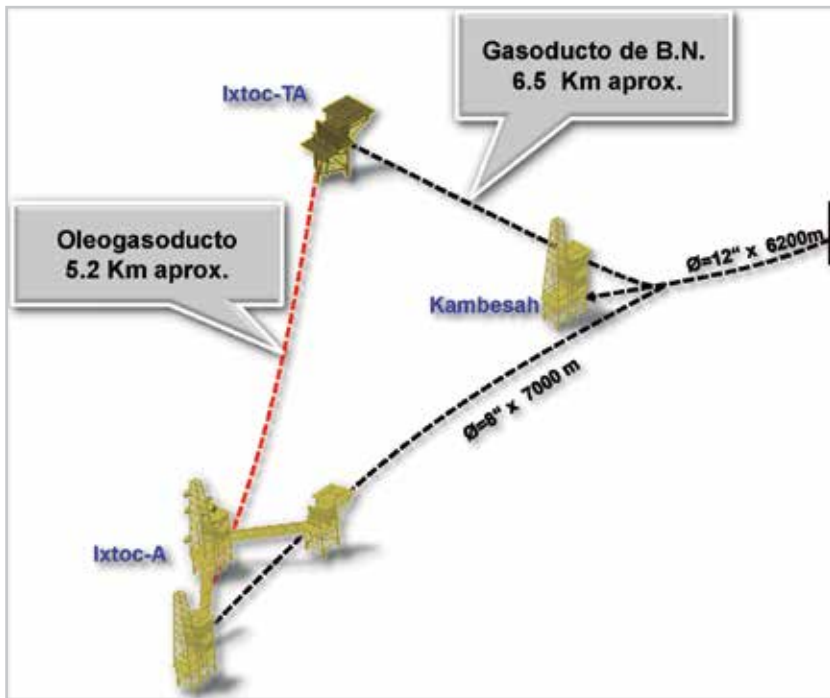


Figura 3. Esquema de ductos de Trípole Ixtoc-TA.

Adicional a las premisas anteriores se propone considerar dentro de los análisis la factibilidad de aprovechar recursos constructivos existentes a fin de acortar los tiempos de construcción, tendido e instalación del ducto para el transporte de la producción.

Con base en lo anterior, el planteamiento de los escenarios para el transporte de la producción de la plataforma Ixtoc-TA (9 Mbd) hacia la plataforma Ixtoc-A se realizó para tres diámetros diferentes 8, 12 y 24 in, este último fue

considerado en el análisis debido a que se contaba con disponibilidad de tubería de ese diámetro.

Para el caso del escenario que considera un ducto de 24 in, se cuenta con una variante, ya que la plataforma Ixtoc-TA debido a sus dimensiones y capacidad estructural máxima no puede soportar un riser mayor de 12 in, por lo que se evaluó el ducto de 24 in con un riser descendente de 12 in, Figura 4.

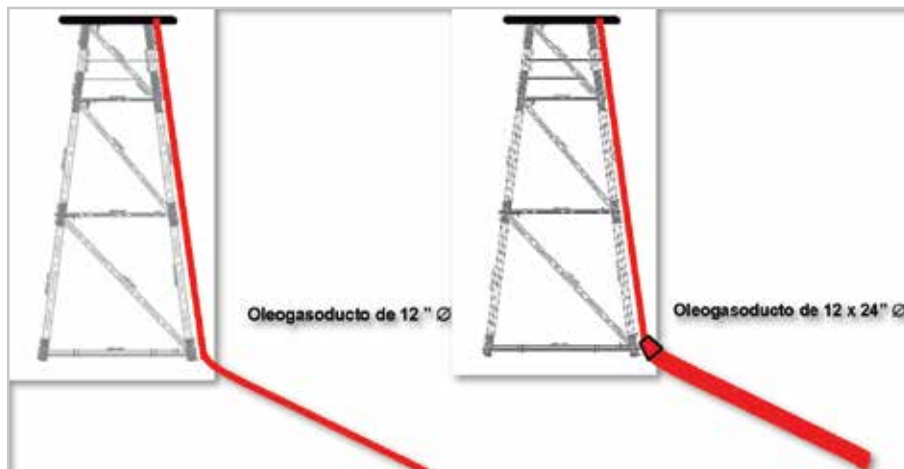
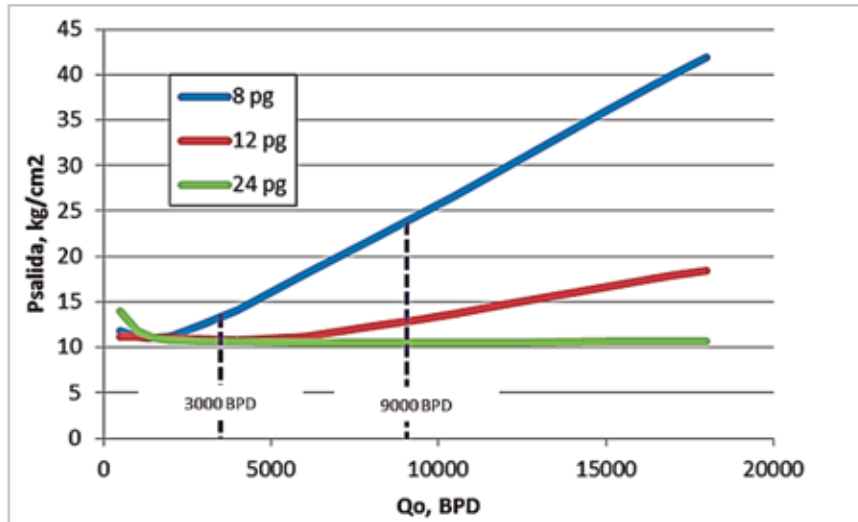


Figura 4. Ductos de trípole Ixtoc-TA.

Inicialmente se realizó el cálculo de las curvas de capacidad de transporte de las líneas hacia la plataforma Ixtoc-A, a fin de establecer las presiones a manejar para cada escenario, en donde se observó que el escenario de 8 in requiere altas presiones en Ixtoc-TA, las cuales afectarían el aporte de los pozos de esta plataforma, por lo cual este escenario es descartado en la siguiente fase del análisis, **Gráfica 1**. Se propone realizar la estabilización del flujo mediante la

inyección de gas residual al ducto de transporte desde la plataforma Ixtoc-TA hasta su llegada a la plataforma Ixtoc-A, el efecto deseado es el incremento de la velocidad de la mezcla evitando la acumulación de líquidos. Para lo cual se evaluaron distintos gastos de inyección de gas residual para cada escenario a fin de conocer el gasto apropiado para cada condición, (mínima y máxima).

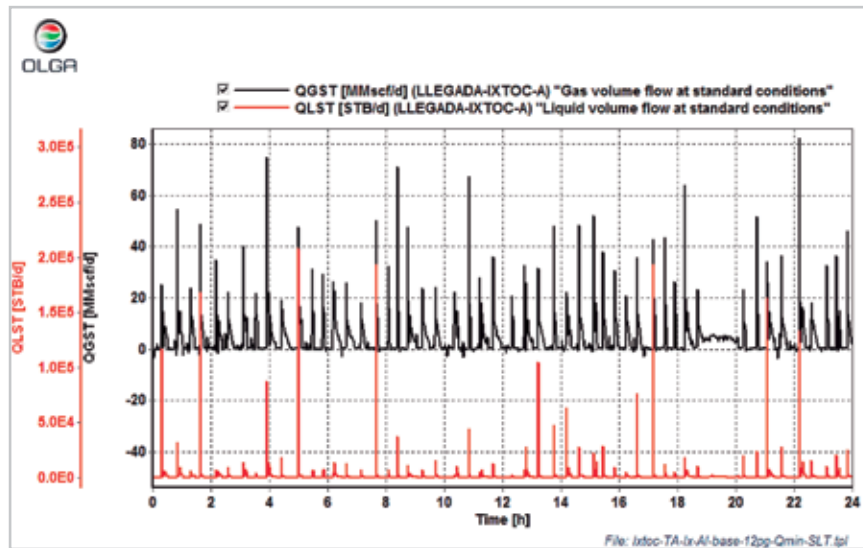


Nota: Diámetros de 8, 12 y 24 in; flujo de aceite 3 Mbd.

Gráfica 1. Curvas de capacidad de transporte para el oleogasoducto Ixtoc-TA - Ixtoc-A.

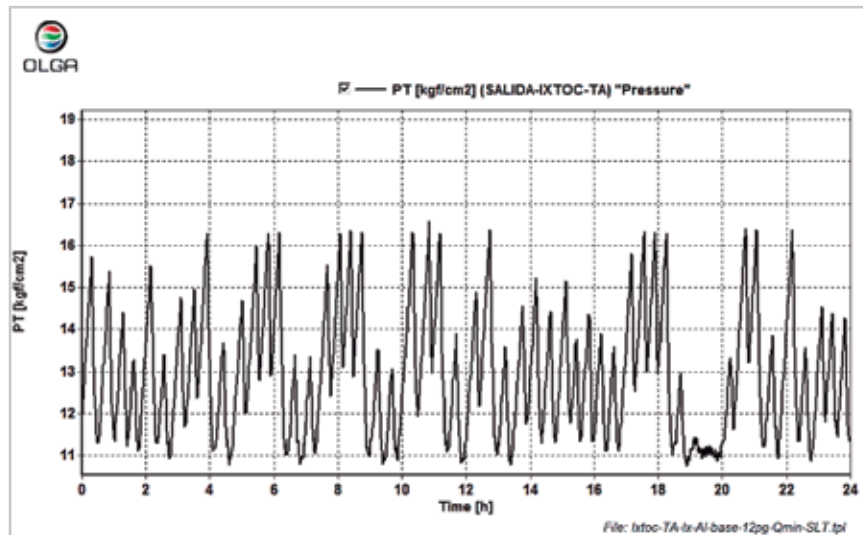
Posteriormente se realizó el modelo en régimen transitorio (OLGA) a fin de analizar el comportamiento del fluido multifásico a lo largo de toda la tubería considerando la variable del tiempo, así como la condición mínima y máxima en cada escenario en donde se evaluó el comportamiento del flujo multifásico a lo largo del ducto, en donde se observó que para el caso de las tuberías de 12 y 24 in se presenta flujo intermitente provocado por acumulación de líquido en la tubería, generando bacheo en el ducto afectando en la frecuencia de llegada a la plataforma Ixtoc-A.

La simulación del transporte de la producción por el ducto de 12 in para el caso de mínima producción indica que en la llegada de Ixtoc-A el flujo será intermitente presentándose en ciertos intervalos de tiempo, como lo indica la **Gráfica 2**, el flujo de aceite llegará de forma discontinua, es decir, periodos improductivos seguidos de un bache de aceite (línea roja), con gastos instantáneos que van de 0 a 200 Mbd, algo similar sucede con el gas, en este caso la frecuencia del flujo en la llegada es mayor, el gasto instantáneo de 0 a 80 MMpcd.



Nota: Oleogasoducto de 12 in; 3,000 bpd.
Gráfica 2. Flujo de gas y líquido a la llegada de Ixtoc-A.

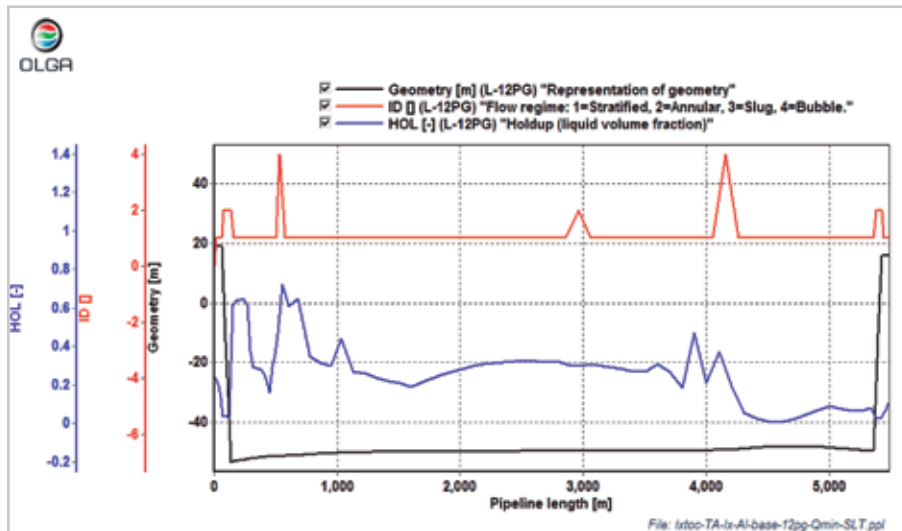
El efecto de la inestabilidad del ducto se ve reflejado en la presión en la salida de la plataforma Ixtoc-TA, la cual es variable con el tiempo para el caso del ducto de 12 in y producción de 3 Mbd, **Gráfica 3**, la cual va de 11 a 16 kg/cm² abs.



Nota: Oleogasoducto de 12 in; 3 Mbd.
Gráfica 3. Presión a la salida de Ixtoc-TA.

La **Gráfica 4** muestra los resultados de perfiles de colgamiento de líquido (línea azul) y patrón de flujo (línea roja), y el indicador de resultados "ID" en el ducto de 12 in, la curva de colgamiento indica que existe acumulación de líquido en las partes bajas de la línea llegando hasta un

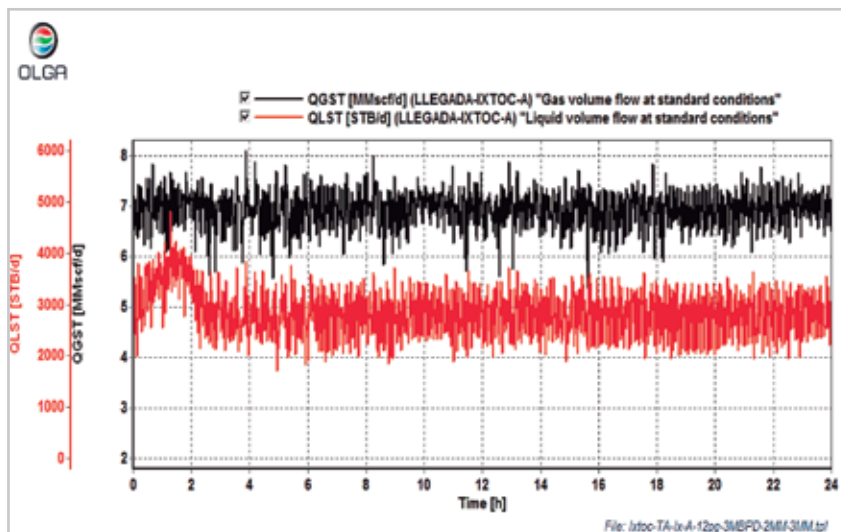
valor de 0.7; el patrón de flujo indica flujo estratificado casi en toda la línea (ID = 1) en algunos puntos este cambia a bache (ID = 3) y burbuja (ID = 4), estos baches van viajando a lo largo de la línea hasta llegar a la tubería ascendente de Ixtoc-A.



Nota: Oleogasoducto de 12 in; 3 Mbd.
Gráfica 4. Perfiles de colgamiento y patrón de flujo en el ducto.

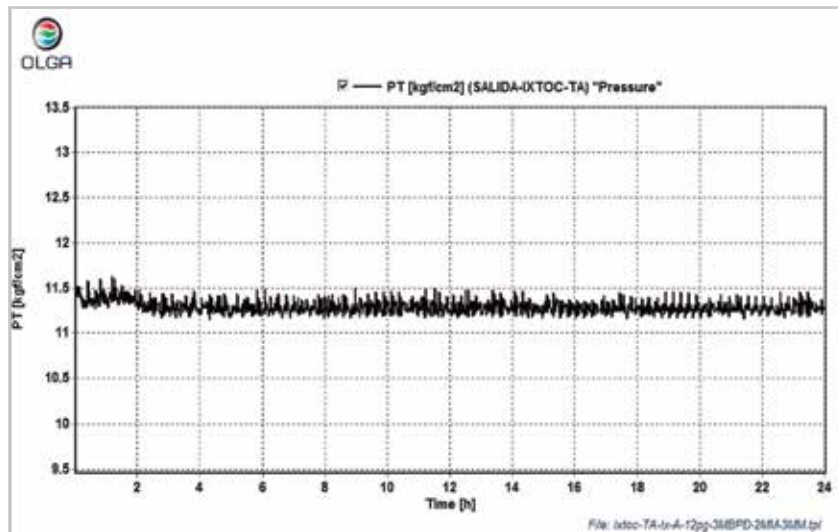
El comportamiento del flujo mejora al inyectar 3 MMpcd de gas residual en la entrada del ducto, ya que como se muestra en la **Gráfica 5**, el flujo en la llegada a Ixtoc-A para

el ducto de 12 in y 3 Mbd de aceite el flujo llega a Ixtoc-A sin presentar periodos improductivos, es decir de manera constante.



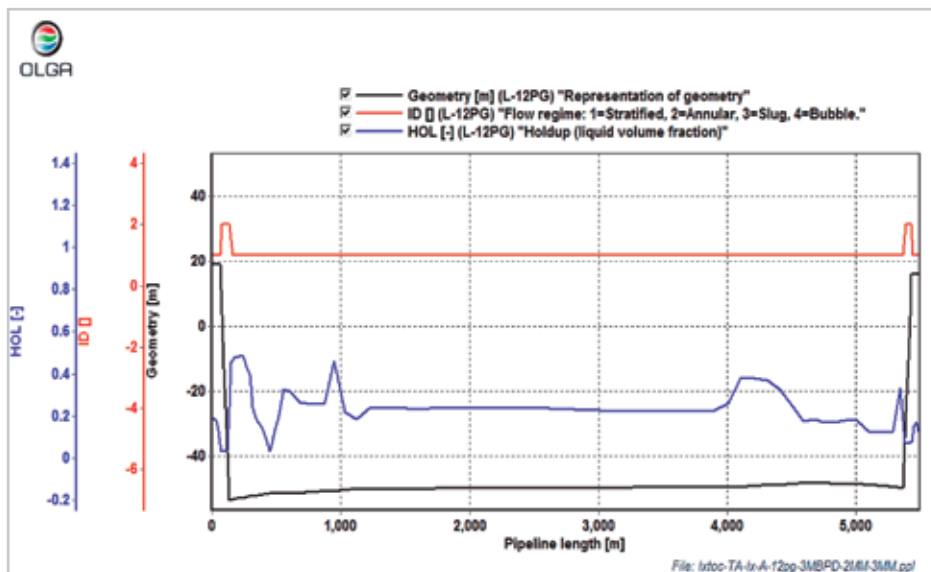
Nota: Oleogasoducto de 12 in; 3 Mbd con inyección de 3 MMpcd de gas residual.
Gráfica 5. Flujo de gas y líquido a la llegada de Ixtoc-A.

Las oscilaciones de presión en la salida de Ixtoc-TA disminuyen drásticamente después de la aplicación de 3 MMpcd de gas residual, esto debido a que la mezcla tiene una mayor velocidad y no se acumula en la línea, **Gráfica 6**.

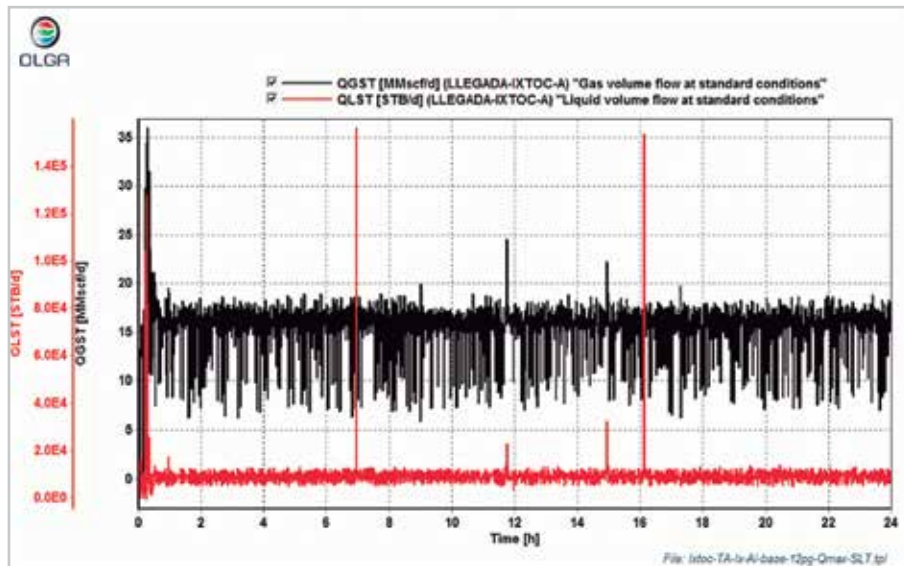


Nota: Oleogasoducto de 12 in; 3 Mbd con inyección de 3 MMpcd de gas residual.
Gráfica 6. Presión a la salida de Ixtoc-TA.

La inyección de gas residual provoca una menor acumulación de aceite en el ducto, lo cual se puede observar en la siguiente gráfica, en donde el colgamiento (línea azul) tiene un máximo de 0.4 en las partes más profundas o de perfil ascendente, el patrón de flujo, (línea roja), es estratificado (ID = 1), con algunos baches ocasionales (ID = 3), sobre todo en la tubería ascendente a Ixtoc-A.

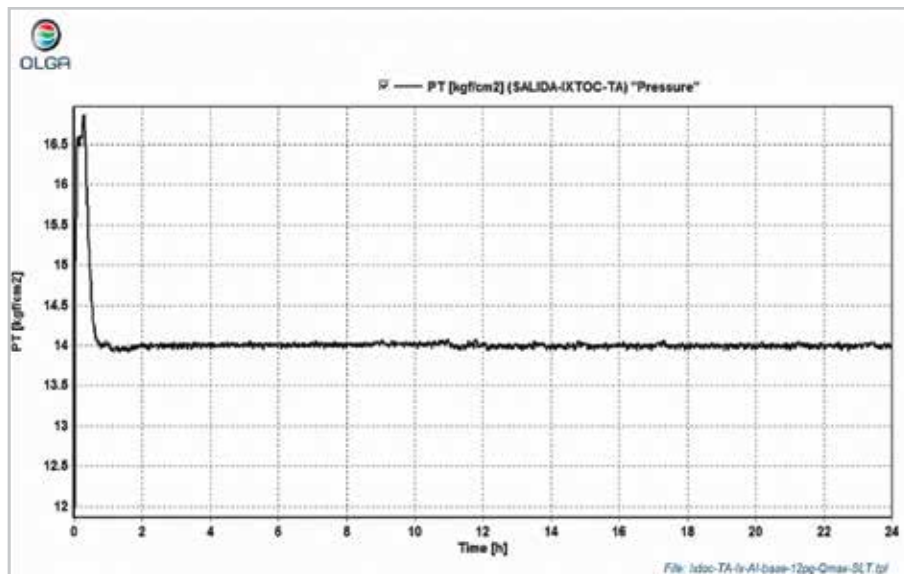


Nota: Oleogasoducto de 12 in; 3 Mbd con inyección de 3 MMpcd de gas residual.
Gráfica 7. Perfiles de colgamiento y patrón de flujo en el ducto.



Nota: Oleogasoducto de 12 in; 9 Mbd.
Gráfica 8. Flujo de gas y líquido a la llegada de Ixtoc-A.

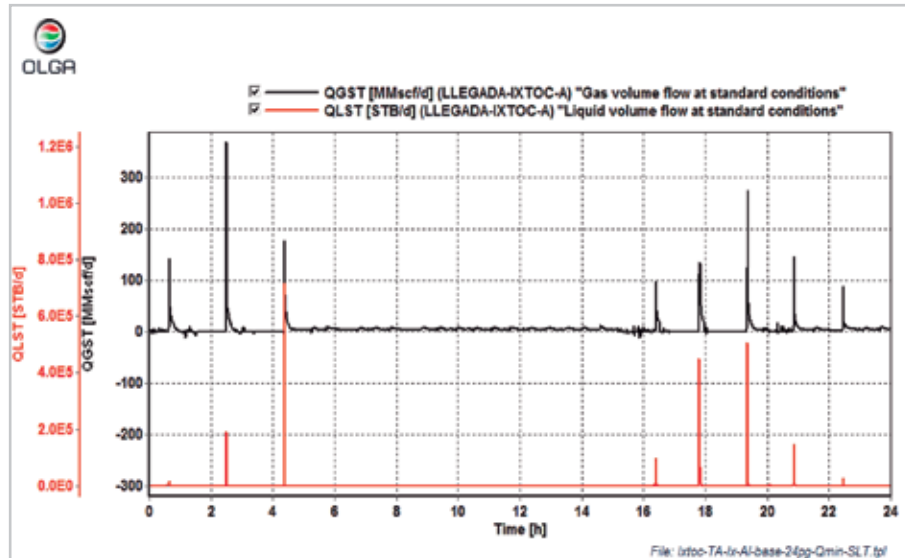
La aplicación del diámetro de 12 in transportando 9 Mbd de aceite muestra que no existe inestabilidad en la línea, por lo tanto, en este caso no se requiere la aplicación de gas residual, como se muestra en la **Gráfica 9**.



Nota: Oleogasoducto de 12 in; 9 Mbd.
Gráfica 9. Presión a la salida de Ixtoc-TA.

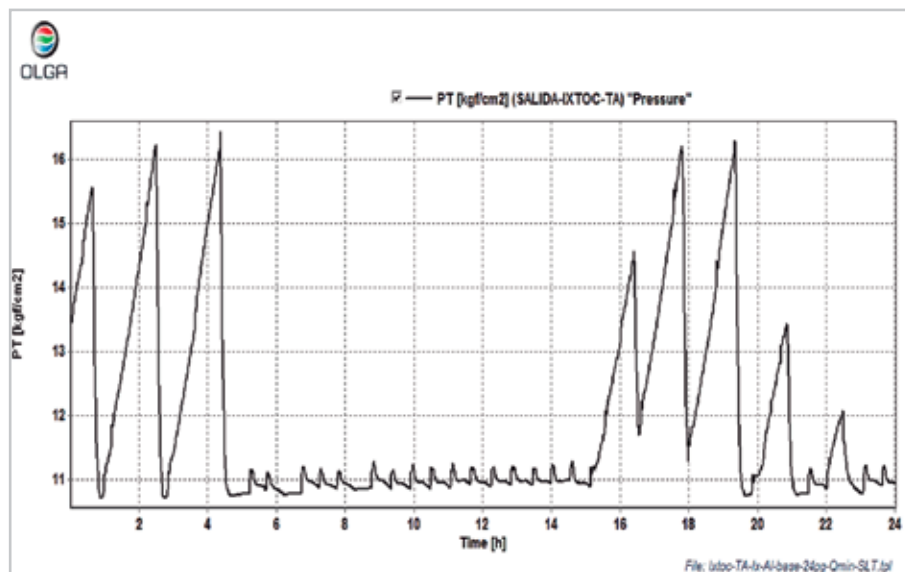
Como se puede apreciar en la **Gráfica 9**, la presión en la salida de Ixtoc-TA es de 14 kg/cm² y se mantiene estable, lo cual indica que el líquido es arrastrado hacia su destino de manera eficiente.

El modelo del ducto de Ixtoc-TA hacia Ixtoc-A utilizando un ducto de 24 in y flujo de 3 Mbd muestra el caso extremo en cuanto a flujo intermitente, ya que durante 24 h de simulación solamente se registran cinco baches de aceite llegando a Ixtoc-A, el mayor periodo improductivo es de 11 h, **Gráfica 10**.



Nota: Oleogasoducto de 12x24 in; 3 Mbd.
Gráfica 10. Flujo de gas y líquido a la llegada de Ixtoc-A.

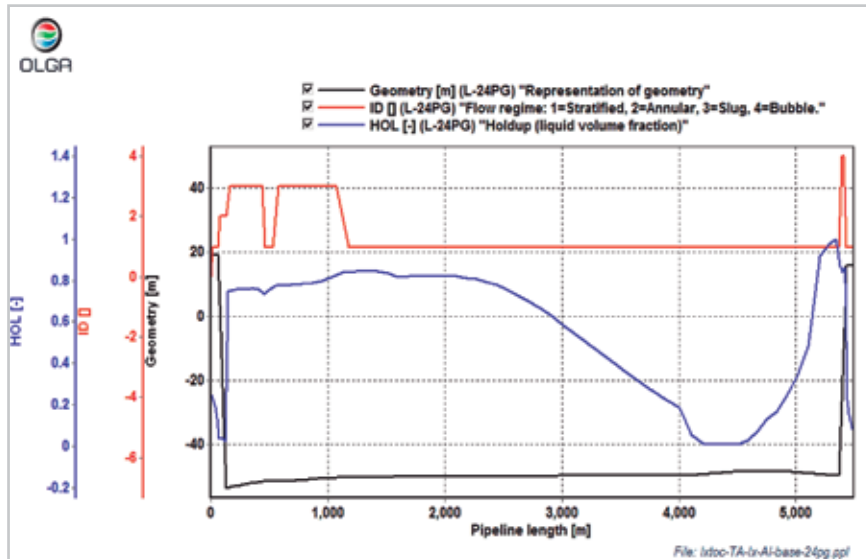
Los resultados en la salida de Ixtoc-TA, **Gráfica 11**, muestran un aumento súbito de presión, el cual coincide con los baches de aceite en la llegada a Ixtoc-A, esta variable oscila entre 11 a 16 kg/cm² abs.



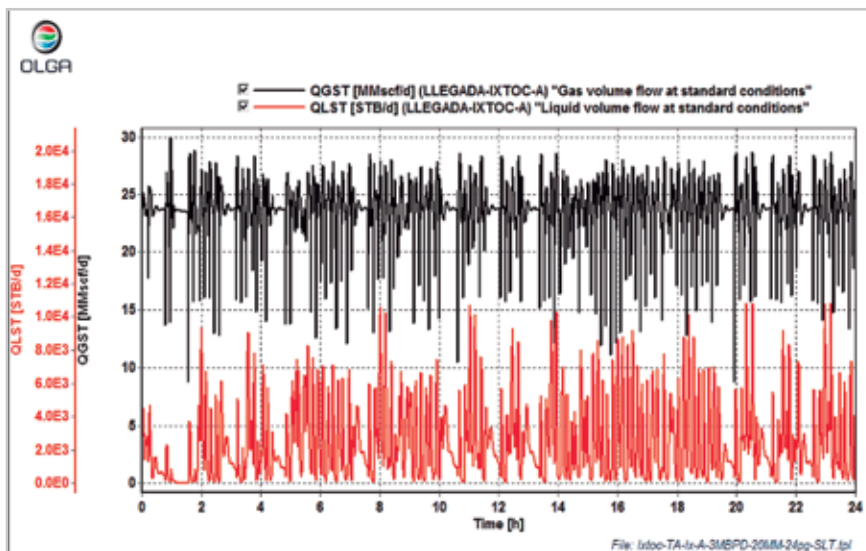
Nota: Oleogasoducto de 12x24 in; 3 Mbd.
Gráfica 11. Presión a la salida de Ixtoc-TA.

La **Gráfica 12** nos muestra la cantidad de líquido acumulada en la línea, es decir, el colgamiento, el cual alcanza un máximo de 0.8, en algunas zonas, esto indica que en esa parte la línea está prácticamente llena de aceite. Se formuló el modelo para estimar la cantidad de gas residual para

mejorar el comportamiento de la línea, sin embargo, la baja producción y el diámetro excesivo provocan que sea requerida una cantidad de gas considerable (20 MMpcd) para el manejo 3 Mbd de de aceite, lo cual hace inviable a esta opción, **Gráfica 13**.

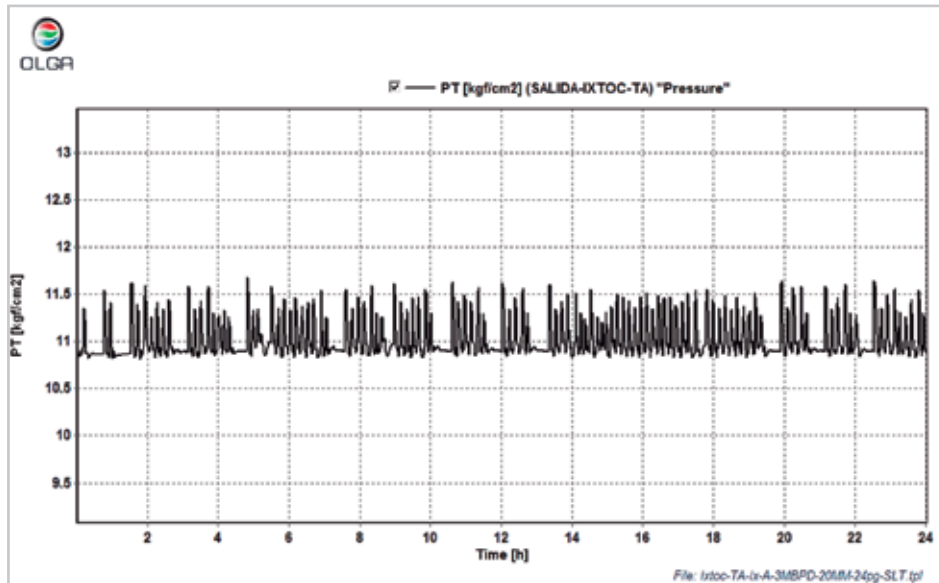


Nota: Oleogasduto de 12x24 in; 3 Mbd.
Gráfica 12. Perfiles de colgamiento y patrón de flujo en el ducto.



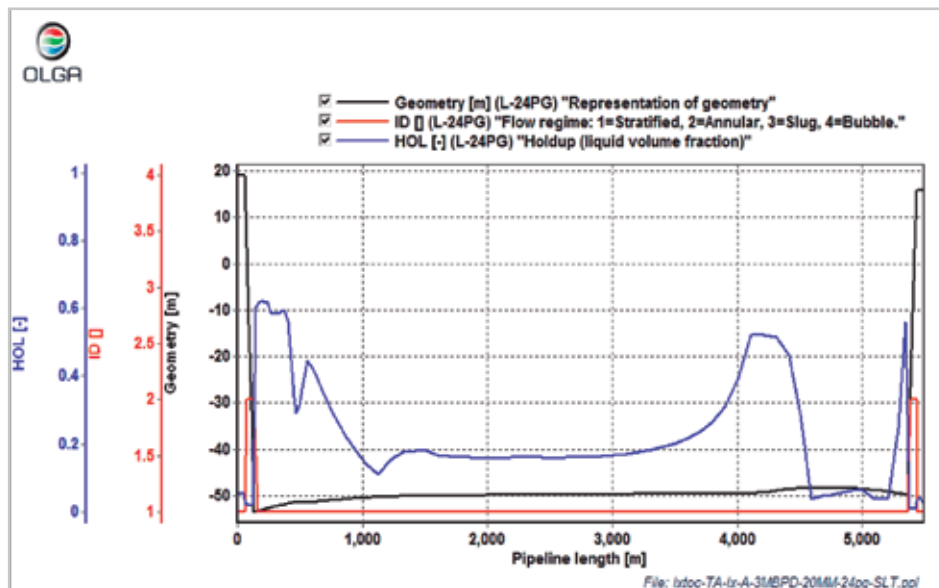
Gráfica 13. Flujo de gas y líquido a la llegada de Ixtoc-A.

Al inyectar 20 MMpcd de gas residual la presión en la salida de Ixtoc-TA se mantiene en su nivel mínimo (11 kg/cm²), tal como lo indica la **Gráfica 14**.



Nota: Oleogasoducto de 12x24 in; 3 Mbd, 20 MMpcd gas residual.
Gráfica 14. Flujo de gas y líquido a la llegada de Ixtoc-A.

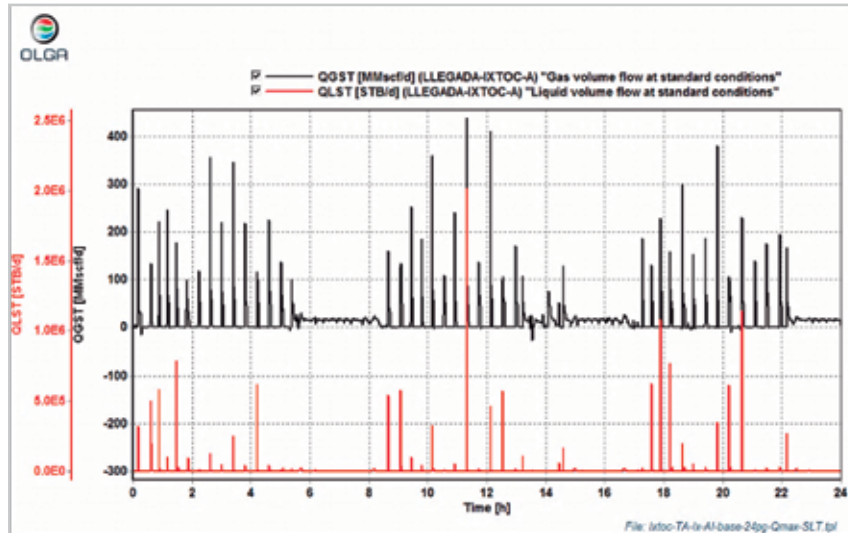
La inyección de gas residual provoca una disminución de líquido acumulado en la línea, **Gráfico 15**, ya que el valor del colgamiento máximo de 0.6, el cual es menor que el caso anterior.



Nota: Oleogasoducto de 12x24 in; 3 Mbd, 20 MMpcd gas residual.
Gráfica 15. Perfiles de colgamiento y patrón de flujo en el ducto.

Los resultados de la simulación del caso de 24 in y flujo de 9 Mbd pueden consultarse en la **Gráfica 16**, se observa una vez más que existe flujo intermitente en el punto de llegada a Ixtoc-A causado por las excesivas dimensiones del ducto, lo

cual provoca acumulación de aceite un baches ocasionales que llegan a dicha plataforma, los cuales se presentan de manera irregular y con baja frecuencia.

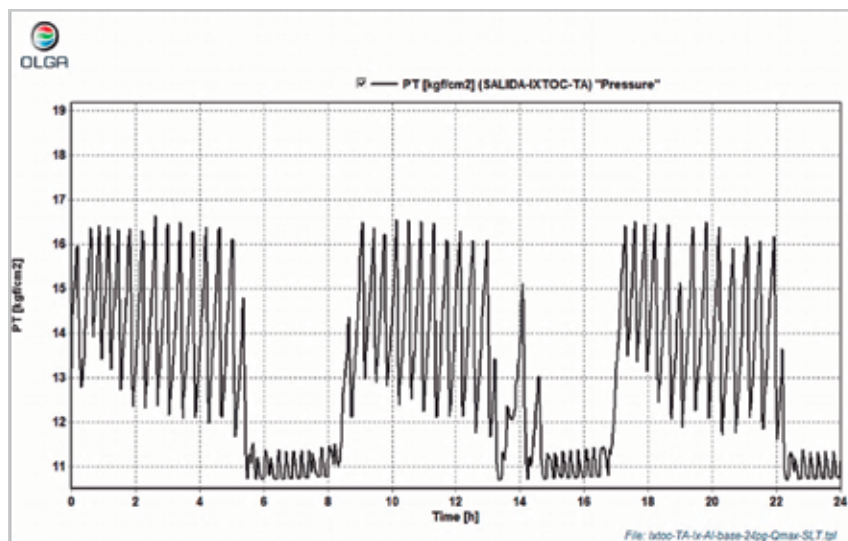


Nota: Oleogasoducto de 12x24" in; 9 Mbd.
Gráfica 16. Flujo de gas y líquido a la llegada de Ixtoc-A.

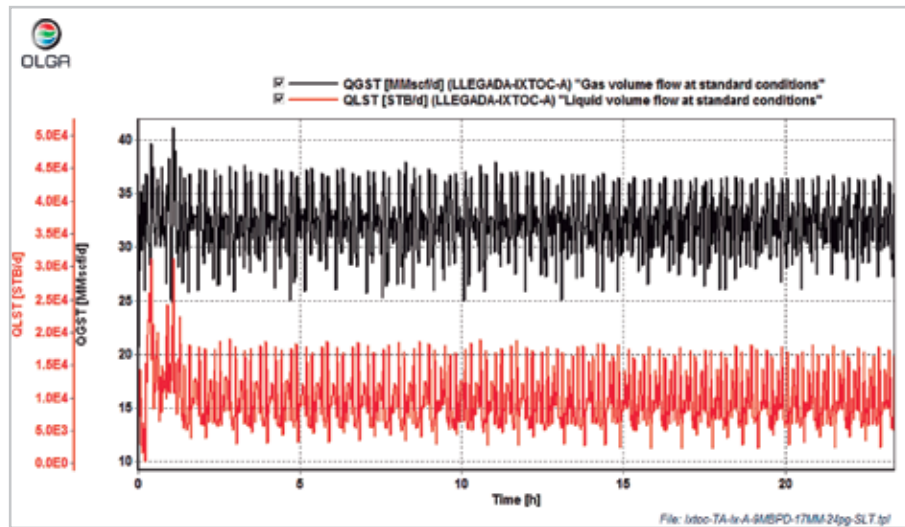
La presión de envío de la producción aumenta cuando los baches ascienden a la plataforma Ixtoc-A, la presión oscila entre 11 a 16 kg/cm², **Gráfica 17**.

de gas residual, cantidad considerable si se toma en cuenta la baja producción de aceite a transportar, en la **Gráfica 14** se observa que el flujo de aceite en la salida del ducto oscila entre 6 a 11 Mbd, a diferencia de casos sin gas residual no se presentan periodos improductivos, **Gráfica 18**.

Para mejorar las condiciones en el caso del ducto de 24 in y 9 Mbd de aceite se requiere una inyección de 17 MMPCD

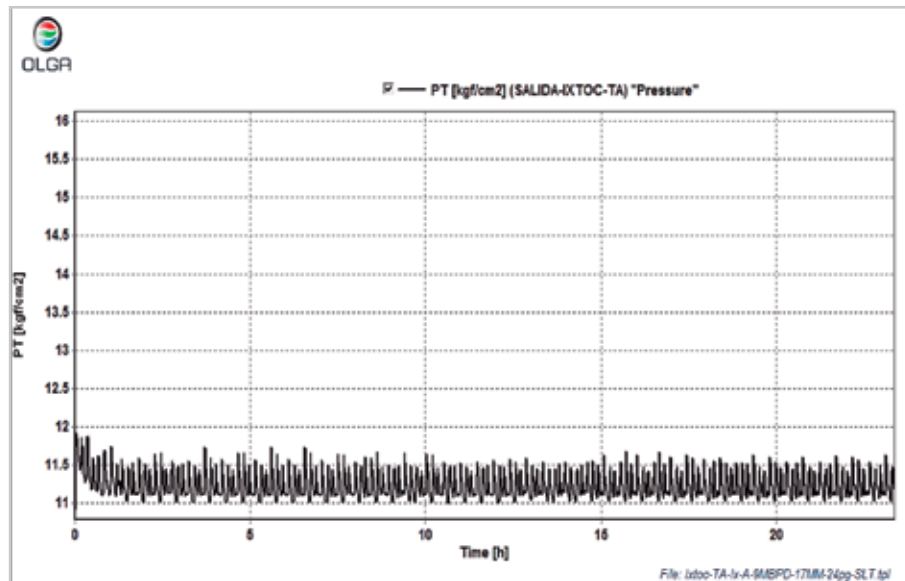


Nota: Oleogasoducto de 12x24 in; 9 Mbd.
Gráfica 17. Presión a la salida de Ixtoc-TA.



Nota: Oleogasoducto de 12x24 in; 9 Mbd con inyección de 17 MMpcd de gas residual.
Gráfica 18. Flujo de gas y líquido a la llegada de Ixtoc-A.

Debido a que el gas residual mejora el arrastre de aceite en la línea la presión de envío de la producción se mantiene en 11 kg/cm², **Gráfica 19.**



Nota: Oleogasoducto de 12x24 in; 9 Mbd con inyección de 17 MMpcd de gas residual.
Gráfica 19. Presión a la salida de Ixtoc-TA.

El análisis de los modelos de simulación en régimen transitorio permitió evaluar el comportamiento de la presión, colgamiento y patrón de flujo a lo largo del ducto, mostrándonos que en ambos escenarios se estabiliza el flujo mejorando considerablemente el transporte de la producción debido a la inyección de gas residual, el cual beneficia el transporte de la producción eliminando la inestabilidad provocada por el colgamiento de líquido. El escenario de 24 in requiere inyección de 17 y 20 MMPCD de gas para la condición mínima y máxima de flujo respectivamente, lo cual la hace inviable por la alta cantidad necesaria y para el caso del escenario de 12 in requiere inyección de 3 MMPCD de gas sólo para la mínima condición, esto aunado a la menor área disponible al flujo aumenta la velocidad de los fluidos disminuyendo la acumulación de aceite en el ducto.

Conclusiones

La inyección de gas residual es una alternativa para la solución al problema de bacheo en ductos que manejan baja producción, ya que el gas provoca un aumento en la velocidad de la mezcla, un mejor arrastre de líquidos y disminución de la acumulación de líquido en el ducto.

Se definió técnicamente como mejor escenario el envío de la producción del trípode Ixtoc-TA hacia la plataforma Ixtoc-A por medio de un oleogasoducto de 12 in para su separación y posterior envío al Centro de proceso Akal-C, debido a que es el escenario que requiere menor inyección de gas para la estabilización del flujo durante el transporte, eliminando la inestabilidad provocada por el colgamiento de líquido, asegurando un manejo óptimo, debido a que la presión en superficie no limitará la aportación de los pozos y se tendrá una operación estable sin grandes fluctuaciones de presión y gastos, ésto a su vez permite realizar un mantenimiento apropiado, ya que al estar conformado de un diámetro uniforme es posible realizar corridas de diablos.

El desarrollo de infraestructura para el manejo y transporte de la producción de esta zona del campo Ixtoc, permitirá

incorporar producción adicional en el Activo de Producción Cantarell, cumpliendo así con los compromisos adquiridos y el plan integral de transporte y acondicionamiento de hidrocarburos de Pemex Exploración y Producción.

Cabe mencionar que las estrategias de manejo de la producción y de desarrollo de infraestructura superficial consideraron las premisas mencionadas anteriormente y fueron definidos de forma multidisciplinaria.

Nomenclatura

Símbolo	Descripción
Mbd	Miles de barriles diarios
MMpcd	millones de pies cúbicos diarios
h	Hora
kg/cm ²	kilogramos por centímetro cuadrado
km	kilometro
m	metro
in	pulgadas

Referencias bibliográficas

- Brill, J.P. y Beggs, D. 1991. *Two-Phase Flow in Pipes*, sixth edition.
- Garaicochea Petrirena, F., Bernal Huicochea, C. y López Ortiz, O. 1991. *Transporte de Hidrocarburos por Ductos*. México: Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C.

Semblanza de los autores

Cecilia Jiménez Gámez

Ingeniera Química egresada del Instituto Tecnológico de Orizaba. Inició su actividad profesional en la industria de empaque primario para bebidas realizando análisis físicos de la producción; posteriormente en la industria cervecera en la implantación de normas mexicanas en el área de ecología; en el 2003 en la industria petrolera ingresa al Instituto Mexicano del Petróleo, en el área de Exploración y Producción, desarrollando estudios y análisis de tecnologías para resolver problemáticas operativas; y desde hace 10 años labora en Pemex Exploración y Producción en el Activo de Producción Cantarell de la RPMNE en la Coordinación del Grupo Multidisciplinario de Especialistas Técnicos de Diseño de Proyectos como especialista de diseño de instalaciones superficiales de producción, participando en el proyecto de desarrollo y explotación de los campos Kambesah, Ixtoc, Sihil, Chac y Nohoch.

Carlos Alberto Corsi Regalado

Estudió la Licenciatura en Ingeniería Química en la Universidad Nacional Autónoma de México. Actualmente se encuentra en proceso de titulación en la Maestría en Ingeniería Petrolera y Gas Natural en la misma institución.

Cuenta con 11 años de experiencia en el área de producción, se especializa en el modelado de flujo multifásico en régimen permanente y transitorio, así como aseguramiento de flujo, caracterización de fluidos, simulación de procesos y dinámica de fluidos computacional. Ha impartido diversos cursos de capacitación en el manejo de herramientas de simulación de flujo multifásico. A lo largo de su carrera ha participado en múltiples proyectos para Pemex Exploración y Producción relacionados con el modelado del transporte de la producción en pozos, ductos, redes y equipos de proceso para campos en tierra y costa afuera y para distintos tipos de fluidos, desde gas y condensado hasta aceite extrapesado. Ha participado en proyectos para la definición de la infraestructura necesaria para el desarrollo de campos, así como para sistemas de recuperación mejorada. Es líder del grupo de consultoría del simulador de flujo multifásico en régimen transitorio OLGA para México y Centroamérica en la compañía Schlumberger.