Simulación de las Redes de Producción del CPF y EPF del Bloque 15

Ernesto Hurtado Domínguez
Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra
Espol
Km. 30.5 Vía Perimetral, Campus Prosperina, Guayaquil, Ecuador
fict@espol.edu.ec, ehurtado@espol.edu.ec

Resumen

En el presente trabajo se plantea la alternativa de la aplicación de simulación de redes de producción de petróleo como una herramienta de diagnóstico a implementarse para la toma de decisiones en escenarios reales de operación, de toda la información que se tiene, tales como configuraciones de tubería, parámetros de operación actual, proyecciones de producción, etc., se hace una verificación de las redes y un diagnóstico con las condiciones actuales de operación, así también se realiza verificaciones del estado de operación planteando escenarios futuros críticos, en los que se llega a determinar cambios fundamentales en las configuraciones de las redes para permitir que trabajen dentro de parámetros recomendables y no se encuentre fuera de especificación como se llega a diagnosticar con este estudio. Estos cambios servirán para que cubran las demandas del transporte de la producción desde el 2006 hasta el 2010, sin embargo de contarse con mayor información puede llegar a tomarse decisiones que prevean situaciones en lapsos de tiempo mayores. Este estudio se realizó con la información proporcionada la Unidad de Operación y Administración Temporal Bloque 15 (UAOT BLOQUE 15) donde ya se están implementando algunas de las alternativas de cambio en configuraciones planteadas en el presente trabajo.

Palabras Claves: *Flujo multifásico, EPF, CPF, Bloque 15, levantamiento artificial, bombeo electrosumergible, múltiple de producción, islas de producción, líneas, P&ID, WOR, Wcut, BHA, loop.*

Abstract

This paper propose as an alternative the use of simulation models, applied to oil production gathering systems as a problem-solving tool to be implemented in taking decisions in real operation scenarios, about all data involved, such as piping arrays, actual operation data, production forecasts, etc., a network gathering system verification is done, also a verification considering critical future scenarios; as a result some changes in piping network arrays are recommended, this way gathering networks will work on appropriate operation parameters and will not be out of specifications as this paper concludes. These changes are going to cover production gathering system demands from 2006 to 2010, anyway if more data would be available, decisions which include larger periods of time could be taken. This paper was developed with the data given by the "Unidad de Operación y Adminitración Temporal Bloque 15 (UAOT BLOQUE15) where some of the array changes recommended have been implemented.

Keywords: *Multiphase Flow, EPF, CPF, Block 15th., artificial lift, electro submergible pumping, production manifold, well island, lines, P&ID, WOR, Wcut, BHA, loop.*

1. Introducción

Este trabajo explicará la manera en que se construyó modelos de simulación para las redes de transporte, la forma en que se resuelven y también cómo se aplica los resultados obtenidos a situaciones reales de operación para redes de transporte corrientes de hidrocarburos, es decir, flujo mutifásico en tuberías (gas, petróleo y agua), bajo las condiciones actuales de operación se hace un diagnóstico y así también se verificará para escenarios contemplados bajo los pronósticos de producción que se tienen.

2. Generalidades

Las redes de transporte de fluido en estudio son las de EPF y CPF del Bloque 15, el sistema de levantamiento artificial de fluido que se utiliza para todos los pozos es el bombeo electrosumergible, este sistema le da al fluido la energía necesaria para ser transportada hasta la cabeza del pozo, luego pasar al múltiple de producción y posteriormente entrar a la red de transporte. La organización de los pozos se ha hecho por islas, de tal manera que el fluido producido por varios pozos pertenecientes a una misma isla, se une por una sola línea a la red de transporte para luego ser llevada a las centrales de facilidades de producción de CPF y EPF según la red en la que aportan.

3. Construcción de modelos

Para la construcción de los modelo se define la clase de data a ingresar por medio de la definición del modelo Black Oil para resolver los sistemas, con lo que se define también qué clase de información se va a utilizar para resolverlos.

Por cada pozo, dependiendo de la zona productora se hizo la caracterización del fluido que aportaba cada uno y de la configuración del pozo, esta información incluye, tasa actual y futura de producción, índice de productividad de la zona, tendencia de producción de gas (GOR), tendencia de producción de agua (Wcut), grados API del crudo, gravedad específica del gas, gravedad específica del agua, presión de burbuja y temperatura de burbuja, gas disuelto en petróleo a condiciones de burbuja, presión de fondo fluyente, presión estática, temperatura del fondo del pozo, detalles de BHA de fondo, incluyendo tuberías de producción, bombas electrosumergibles y ángulos de inclinación para pozos desviados y horizontales. Además de toda esta información se requirió definir los arreglos de tubería que constituyen los múltiples de producción y las redes de transporte en superficie, en donde se caracterizó las líneas según su longitud, diámetros, cédula, aislamiento, topografía de líneas, para líneas aéreas y enterradas se tomó información de estudios anteriores para considerar las pérdidas de calor, P&ID, planos isométricos, etc. Toda la información no estuvo disponible por lo que en muchas ocasiones se verificó en campo la información para validarla de manera adecuada.

Para posteriormente hacer pronósticos de comportamiento de las redes también se consideró las proyecciones que se tienen hasta el año 2010, considerando los picos máximos por cada año para evaluar las condiciones operativas a futuro. Al procesar toda esta información, se crean los modelos bidimensionales en espacio, creando un sistema de producción y transporte de fluido, por donde se transportará flujo multifásico.

Para resolver los sistemas y determinar los parámetros operativos instantáneos para los picos de producción de cada año y las condiciones actuales se resuelven entre otras dos correlaciones principales, la correlación de Hagedorn & Brown y la correlación de Beggs and Brill revisado, que precisamente determinan las pérdidas de presión de acuerdo a las características del flujo por la tubería en sitios puntuales, estas características se basan en las condiciones termodinámicas de la sección en estudio y de las condiciones físicas del fluido que se está transportando, de esta forma se logra saber los patrones de comportamiento del fluido y su interacción con el sistema de transporte. El sistema se resuelve de forma integral, cada sección es estudiada y resuelta, determinando así parámetros importantes como patrones de flujo, velocidad del fluido, caídas de presión por pérdidas, cambios en las condiciones de flujo, contrapresiones, pérdidas de calor, liberación de gas y caracterización de la mezcla de fluido resultante en diferentes puntos.

Para poder hacer el ajuste del modelo se verifican los resultados de las condiciones actuales de operación y se los compara con las condiciones reales de operación, se comparan parámetros medibles en campo como presiones, temperaturas y tasas de flujo en determinados puntos, para este caso se consideraron las presiones de cabeza de los pozos, de lo que se puedo obtener lo siguiente:

Tabla 1. Ajuste de los modelos

AJUSTE DE MODELOS							
CPF				EPF			
ISLA	PRESION		ERROR	ISLA	PRESION		ERROR
	REAL	MODELO			REAL	MODELO	
	PSIA	PSIA	%		PSIA	PSIA	%
WIA	451	290.9	35.50	WIA	344	207	39.82558
WIB	444	270.6	39.05	WIB	211	208	1.421801
WIC	308	275.3	10.62	WIC	130	113	13.07692
WID	298	274.3	7.95	WID	239	228	4.60251
WIE	455	279.9	38.48	WIE	255	234	8.235294
WIF	240	279	16.25	WIG	305	233	23.60656
WIG	193	274.3	42.12				
WIH	225	292	29.78				
WII	291	330.6	13.61				
			25.93				**15.13**

El error en estos casos se justifica debido a que en algunos puntos los patrones de flujo tapón o burbuja ocasionan la presurización de las líneas en ciertas secciones, que precisamente se da en zonas de medición de los parámetros arriba indicados, además de que se consideró un sistema de transporte general y de que no se consideraron pérdidas por accesorios e instrumentos, a todo esto se suma la variabilidad de las condiciones ambientales en el oriente ecuatoriano, debido a que las temperaturas ambientales en las que trabajan los sistemas se deben fijar como constantes. De aquí se parte para el análisis de las proyecciones de producción.

4. Análisis de las corridas de los modelos

De los resultados obtenidos, verificando las redes en sus condiciones actuales de operación y haciendo un estudio incorporando los pronósticos de producción hasta el 2010 se verifican las falencias que tienen al momento las redes y las que tendrán en un futuro próximo si no se toman medidas.

Para el caso de la red de CPF se puede mencionar que el tramo L2 que es una tubería de 16”, con espesor de pared de 0.5” se va a sobrecargar en su capacidad de transporte hasta en un 39%. Además se detecta que la capacidad de transporte del colector de descarga de 8" con espesor de pared de 0.322" de la isla WII se va a sobrecargar en un 52%, a este arreglo pertenecen los tramos B47, B48, B49, B50, B51, B52, B37. Otra sección de la red en donde se detectan problemas es en el tramo L19, en donde la sobrecarga en capacidad de transporte es de 7.8% que se dará en el año 2010, este tramo transporta parte de los fluidos producidos por la isla WII.

Para el caso de la red de EPF hasta el 2010 se encontró anomalías solamente en los tramos L1 y L3, que son tramos de 18", con espesor de pared de 0.312", en donde la sobrecarga es del 52.6%, que es un parámetro alarmante y en el que urge tomar medidas para evitar que este factor provoque contrapresión a los pozos y merme su capacidad de producción.

Tabla 2. Producción Consolidada 2006-2010

	CPF					
AÑO	GROSS	OIL	WATER	Wcut	GAS	
	BFPD	BOPD	BWPD	%	MMSCFD	
2006	204160	18374	185786	91	6.253	
2007	226440	24908	201532	89	7.302	
2008	238190	26201	211989	89	8.771	
2009	260560	33873	226687	87	6.515	
2010	276000	35880	240120	87	8.771	
	EPF					TOTAL
AÑO	GROSS	OIL	WATER	Wcut	GAS	OIL
	BFPD	BOPD	BWPD	%	MMSCFD	BOPD
2006	245620	68774	176846	72	4.924	87148
2007	310720	68358	242362	78	5.767	93267
2008	324370	58387	265983	82	5.867	84588
2009	376900	60304	316596	84	5.838	94177
2010	417550	58457	359093	86	5.928	94337

De los resultado obtenidos se tiene el pronóstico de producción, como se puede ver el modelo resuelve la cantidad total de fluido producido, y caracteriza el fluido en sus fases de petróleo, gas y agua, con lo que además de ser una herramienta de diagnóstico se convierte en una herramienta para proyección de volúmenes de producción, con estos valores se puede estimar la producción consolidada que se tendrá y servirá para evaluar proyectos de acuerdo a estos perfiles, esta información es muy valiosa en la posterior elaboración de presupuestos y decisiones de ingeniería, se puede apreciar claramente las tendencias de crecimiento de las fases y permite tomar medidas en otras disciplinas a más de las estudiadas en este trabajo, tales como aplicaciones para la cantidad de gas que se producirá, o adaptación y ampliación de sistemas de tratamiento e inyección de agua debido al crecimiento esperado por mencionar algunas.

5. Conclusiones y Recomendaciones

De las observaciones realizadas en el punto anterior se tiene lo siguiente:

- La red de CPF actualmente está trabajando fuera de límites operativos recomendables y en los escenarios futuros se dará un incremento en esta deficiencia, por lo que se recomienda para el tramo L2, construir un loop (sección de tubería de iguales características que funcione en forma paralela), con lo que se logrará distribuir la carga uniformemente y se logrará bajarla a la mitad. Para el colector de descarga de la isla WII, se recomienda redimensionarlo y poner una línea de 10" que será suficiente para los requerimientos de crecimiento de la mencionada isla. En el caso del tramo L19, lo que se recomienda es realizar una medición periódica de espesores, con lo que se llegarían a tomar medidas sólo en caso de que sea necesarias, no se recomienda un cambio en el diámetro de la línea debido a que el pico se dará sólo en el año 2010 y además cambiar ese tramo implicaría una parada de producción de toda la isla para la instalación, lo que no es recomendable.
- En la red de EPF, debido a las condiciones actuales y a los escenarios futuros que incluyen puesta a producción de nuevas islas, se determina que la red no está en condiciones de transportar los volúmenes requeridos, por lo que en los tramos L1 y L3 se recomienda instalar un loop de 18"que funcione paralelo al tramo existente y con las mismas características, con esto se logrará bajar la carga a la mitad de la actual y la proyectada, permitiendo el flujo sin restricción de todas las islas de producción que aportan su fluido hasta el EPF, ya que este tramo colecta todo el fluido de las diferentes islas hasta llegar a la Central de Producción.
- Los modelos de simulación integrales sirven como una herramienta de diagnóstico, evaluación y pronóstico fundamental para la toma de decisiones de ingeniería que involucren prever situaciones de operaciones futuras.

7. Agradecimientos

Se agradece a Nelson Echeverría, Gerente de Facilidades y Construcciones de la UAOT BLOQUE 15, por la apertura y las facilidades brindadas para realizar este estudio y a todo el personal que permitió hacer este trabajo posible.

12. Referencias

[1] Beggs, H. D., and Brill, J. P., *A study of Two Phase Flow in Inclined Pipes,* J. Pet. Tech, 1973.

[2] Campbell, Jhon, *Petroleum Fluid Flow Systems,* First Edition, 1983, Campbell Petroleum Series.

[3] Dyke Kate Van, *Fundamentals of Petroleum,* Fourth Edition, 1997, Petroleum Extension Service Division of Continuing Education - The University of Texas at Austin.

[4] Hagedorn, A. R., and Brown, *Experimental Study of Pressure Gradientes Occurring During Constinuous Two-Phase Flow in Small-Diameter Vertical Conduits,* J. Pet. Tech., 1965.

[5] Mustang, *B15-CPF-50-SP-0004-4 Specification for Pipe Valves and Fittings,* UB-15.

[6] Mustang, *B15-EPF-50-SP-0004-00 Specification for Pipe Valves and Fittings,* UB-15.

[7] Netzsch, *Manual de sistemas PCP,* octubre 2002.

[8] Palmer, C. M., *Evaluation of Inclined Pipe Two-Phase Liquid Holdup Correlations Using Experimental Data,* M. S. Thesis, The University of Tulsa, 1975.

[9] Payne, G. A., *Experimental Evaluation of Two-Phase Pressure Loss Correlations for Inclined Pipe,* M. S. Thesis, The University of Tulsa, 1975.

[10] Schlumberger 2006, *Pipesim 2006.*

[11] Weatherford, *Weatherford Technical Data Handbook,* Digital version 2005.

[12] Schlumberger. Diciembre, 2006. Disponible en http://www.slb.com/content/services/software/production/pipesim/index.asp