OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE GAS LIFT DEL CAMPO LIBERTADOR

Félix S. Robledo Arteaga[1], Héctor Román[2]

[1] Ingeniero en Petróleos 2006

[2] Director del Tópico, Ingeniero en Petróleos, Escuela Superior Politécnica del Litoral, 1985, Profesor de la ESPOL desde 1999.

RESUMEN

En el presente trabajo optimizaremos el Sistema de Gas Lift del Campo Libertador. La optimización se la realiza debido a que en este campo hay pozos que funcionan con este sistema con una eficiencia relativamente baja, inyectando una gran cantidad de gas para obtener poca producción, siendo las instalaciones en superficie subutilizadas. Primeramente escogemos el caudal de inyección óptimo para producir la mayor cantidad de petróleo en los nuevos pozos y los que actualmente producen con bombeo neumático. Luego se diseñan las completaciones y se realizan las calibraciones de cada válvula.

Posteriormente analizamos que mejoras se deben hacer en superficie para optimizar los pozos existentes e incorporar pozos nuevos. Estudiamos el actual Balance de Gas que nos indica como se maneja el gas en la superficie y que uso y destino tiene.

Se realiza un nuevo Balance de Gas que nos señale los cambios en el uso del gas luego de la optimización así como las ganancias y pérdidas. Finalmente con todos los cambios realizados calculamos los gastos hechos y la ganancia obtenida en el proyecto.

ABSTRACT

In this project the Gas Lift System of Libertador field will be optimized. The reason of this job is because of the low efficient production of the Gas Lift wells in this field, it means that a big rate of gas is injected to obtain a low rate of oil. First of all, the wells that will work with Gas Lift system most be chosen. The best injection rate will be selected to produce most oil. Then, the valves position and the calibration will be designed.

Therefore, the new installations most be placed to optimize or change the wells. The actual Gas Balance will be studied in order to know how much gas is used and how it is used.

Then, a ‘hypothetic’ Gas Balance will be done to indicate how the balance changes with the optimization, the earnings and the losses that the new balance would have. Finally, with all these changes we will establish the cost of the project and its utilities.

INTRODUCCIÓN

El Campo Libertador se ha caracterizado por tener una alta producción de gas asociado al petróleo y buenas presiones de fondo por lo que ha favorecido la implementación de este sistema en la década de los 1990, sin embargo, debido al alto corte de agua el número de pozos que funcionan con Gas Lift en estos últimos años se ha ido disminuyendo, por lo que las instalaciones están subutilizadas.

En el transcurso de los años debido a la disminución de los pozos la Línea Madre que distribuía el gas ha sufrido cambios. Muchos de los pozos que anteriormente eran levantados con Gas Lift fueron cambiados a Bombeo Eléctrico por lo que el campo requería de electricidad a un bajo costo. Por esta razón parte del gas que circula en el sistema es usado para la generación lo que provoca salidas extras a un sistema que antes era cerrado.

En el presente trabajo tenemos el objetivo de optimizar los pozos escogidos para que produzcan con Gas Lift y así mejorar el manejo de gas en la superficie.

CONTENIDO

Actualmente producen 6 pozos con Gas Lift, en el presente trabajo se decidió que el pozo Sec 4, no producirá con Gas Lift continuo debido a que su producción es muy baja para producir con este sistema.

Serán convertidos a Gas Lift los pozos Sec 24 y Pic 02 (por tener buena producción y ser de los de menor corte de agua) que ahora son eléctricos y se cambiará el Sec 17 de la estación Secoya a la estación Shushuqui, debido a que hay la misma distancia del pozo a las dos estaciones y el gas inyectado en ese pozo posibilitaría el bombeo del gas desde Shushuqui hasta Secoya.

Tabla I

Producción de los pozos para abril de 2006

Pozo	Gas iny SCFD	BFPD	BSW	BPPD
Sec 4	1181	141	18	116
Sec 20	1066	188	18	154
Sec 17	1084	517	55	233
Sec 2	1184	612	72	171
Sec30	1121	811	64	385
Shu 3	1031	216	12	190
	6667	2485		1249

Ahora se expondrá el balance de gas realizado en Marzo de 2006 para fines prácticos y debido a que composición del gas varía debido a la condensación de líquidos, el Balance de gas se lo ha dividido en 3 partes:

Tabla II

Balance de Gas (Parte 1)

Antes de llegar a la Estación Sucumbíos

	Contado	**Quemado**	**Succión**	**Descarga**	**Combustible**
	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD
Shuara	1926	141	1785	1358	63
Shushuqui	829	829	0	0	
Secoya	9974	1035	8939	8939	
Pichincha	2711	282	2429	2056	295
Tot. Libert.	15440	2287	13153	12353	358

Balance de gas en la Estación Sucumbíos, antes de ser comprimido

Tabla III

Balance de Gas (Parte 2)

	Volumen MPCD
Captación (+)	12353
Petroindustrial (-)	2075
Ex. Comp. (-)	563
Succión (-)	9610
Saldo	105

* Fuente: Petroproducción Marzo de 2006.

Balance de gas en la Estación Sucumbíos, después de comprimir el gas.

Tabla IV

Balance de Gas (Parte 3)

	MPCD
Descarga Compresor (+)	8576
Gas Residual (+)	397
Combustible Gas Residual (-)	397
Combustible Gas Rico (-)	1716
Inyectado A Pozos (-)	6578
Perdida En Líneas (-)	282

Luego de calcular el volumen óptimo de inyección con el método de las curvas de equilibrio, calculamos la producción y el caudal de inyección estimados para los pozos de Gas Lift

Tabla V

Producción Estimada

Pozo	**Gas iny PCD**	**BFD**	**BSW (%)**	**BPD**
sec 24	600	571	45	314.22
Pic 02	715	500	3	485
sec 20	550	400	18	328.00
sec17	1060	1019	55	458.55
sec2	1150	780	72	218.40
sec30	1250	1430	76	343.20
shu3	1300	250	12	220.00
	6625	4950		2367.37

Tabla VI

Incremento de producción esperado por pozo

POZO	Producción Actual (BPD)	Producción Esperada (BPD)	Incremento Estimado (BPD)
SEC 02	151	218	67
SEC17	338	459	121
SEC 20	230	328	98
SEC 24	289	314	25
SEC 30	149	343	194
PIC 02	626	486	-140
SHU 03	177	220	43
Total	**1960**	**2368**	**408**

Con los cambios en la inyección y producción de los pozos también cambiará el Balance de Gas que los estimamos a continuación

Tabla VII

Balance de Gas Estimado (Parte 1)

Antes de llegar a la Estación Sucumbíos

	Contado	Quemado	Succión	Descarga[1]	Combust.
	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD
Shuara	2195	141	2054	1643	100
Shushuqui	1889	200	1689	1588	50
Secoya	7759	1035	6724	6724	
Pichincha	3555	282	3273	2848	270
Tot. Libert.	15398	1658	13740	12803	420

1Tomado del porcentaje de pérdida de los balances anteriores.

En la estación Sucumbíos, antes de comprimir

Tabla VIII

Balance de Gas Estimado (Parte 2)

	Volumen MPCD
Captación (+)	12803
Petroindustrial (-)	2648
Ex. Comp. (-)	563
Succión (-)	9697
Saldo (+)	105

En la estación Sucumbíos, ya comprimido.

Tabla XVII

Balance de Gas Estimado (Parte 3)

	MPCD
Descarga Compresor (+)	8727
Gas Residual[2] (+)	930
Combustible Gas Residual (-)	930
Combustible Gas Rico (-)	1820
Inyectado A Pozos (-)	6625
Perdida En Líneas (-)	282

El análisis económico se lo realiza considerando los costos de los reacondicionamientos, cambio y calibración de válvulas y las mejoras de superficie. Este proyecto va a ser pagado con el aumento de producción de petróleo y con el combustible ahorrado para la generación eléctrica teniendo en cuenta que la producción de los pozos declina con el tiempo.

IX

Flujo de Caja

Año	Egresos (US$)	Ingresos (US$)	Flujo Neto (US$)
0	1 556 000	0	-1 556 000
1	0	8 670 837	8 670 837
2	0	6 816 202	6 816 202
3	0	5 453 517	5 453 517
4	0	4 531 994	4 531 994
5	0	3 535 645	3 535 645

CONCLUSIONES

- Se logrará inicialmente un incremento en la producción de 400 BPD lo cual con el precio asumido del petróleo de US$ 46 va a generar un ingreso diario inicial de US$ 18 400 esto sin tomar en consideración los 170 BPPD ahorrado por el uso de gas para un generador Wärtsilä.

- El proyecto a un plazo de 5 años es conveniente ya que nos da un TIR de 536% anual invirtiendo únicamente US$ 1 556 000.

- El Corte de agua promedio del campo es de 75% y el porcentaje de agua de los pozos tiende a subir, por lo que a un corto plazo se tendrá que prescindir del sistema de Gas Lift de flujo continuo en este campo, e implementar otro método de levantamiento para unos 3 o 4 años, cuando algunos pozos produzcan por debajo del caudal que se pueda levantar con Gas Lift a flujo continuo.

- La planta de procesamiento de Petroindustrial, del gas que recibe solo regresa al sistema el gas residual que equivale al 30 % del volumen entregado. Por lo tanto no es conveniente entregarle todo el gas ya que no habría suficiente volumen para inyectar a los pozos.

<u>REFERENCIAS</u>

1. F. Robledo, “Optimización del Sistema de Gas Lift del Campo Libertador” (Tesis, Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Escuela Superior Politécnica del Litoral, 2006)
2. B. Kermit, “The Technology of Artificial Lift Methods.” Volume 2a & Volume 3a, 1998.