

Evaluación dinámica de la inyección de gas caliente como sistema artificial, a través del incremento de temperatura de descarga de los motocompresores instalados a boca de pozo y su efecto en el comportamiento de producción

Iván Velázquez Ramírez

Martín Viveros Valencia

Erick Ángeles Rosas

Pemex Exploración y Producción

Artículo recibido, revisado y aprobado 2020

Resumen

El presente trabajo tiene como objetivo, analizar el efecto de la inyección de gas caliente sobre la producción de aceite en pozos con bombeo neumático continuo. El estudio se llevó a cabo en el simulador de flujo multifásico en tuberías en estado estacionario y transitorio. Los alcances del trabajo se presentan a continuación:

1. Identificar pozos en los cuales se cuenten con MTC a boca de pozo como bombeo neumático continuo y que presenten oportunidad de optimización en su operación.
2. Generar y ajustar un modelo de simulación dinámica del pozo.
3. Analizar el efecto de la temperatura del gas de inyección en la temperatura del fluido.
4. Analizar el efecto de la temperatura del gas de inyección en la producción de aceite para tiempos largos.
5. Puesta en operación y monitoreo en tiempo real.

Palabras clave: Evaluación dinámica, inyección de gas caliente, sistema artificial, motocompresores, boca de pozo.

Dynamic evaluation of hot gas lift injection as an artificial lift through the increase in discharge temperature of the wellhead motocompressors and its effect on the production behavior

Abstract

The objective of the technical work: to analyze the effect of hot gas injection on oil production in wells with gas lift. The study was carried out in the multiphase flow simulator in steady and transient state pipes. The scope of the work is presented below:

1. Identify wells in which MTC is available at the wellhead and that present an opportunity for optimization in their operation.
2. Generate a dynamic simulation model of the well.
3. Analyze the effect of the injection gas temperature on the fluid temperature.
4. Analyze the effect of injection gas temperature on long-time.
5. Commissioning and monitoring in real time.

Keywords: Dynamic evaluation, gas lift injection, artificial lift, wellhead motocompressors.

Problemática

Actualmente en la Región Sur el sistema de producción por MTC representa más del 50%, **Figura 1**, de la producción en términos de sistemas artificiales de producción. Por lo que lo hace el sistema artificial de producción con un enorme

potencial para la optimización de la producción. Unos de los grandes retos que presentan la mayoría de los fluidos producidos es el mejoramiento de la viscosidad, además de mejorar la solubilidad del gas en la mezcla por efectos de incremento de temperatura en el punto de inyección.

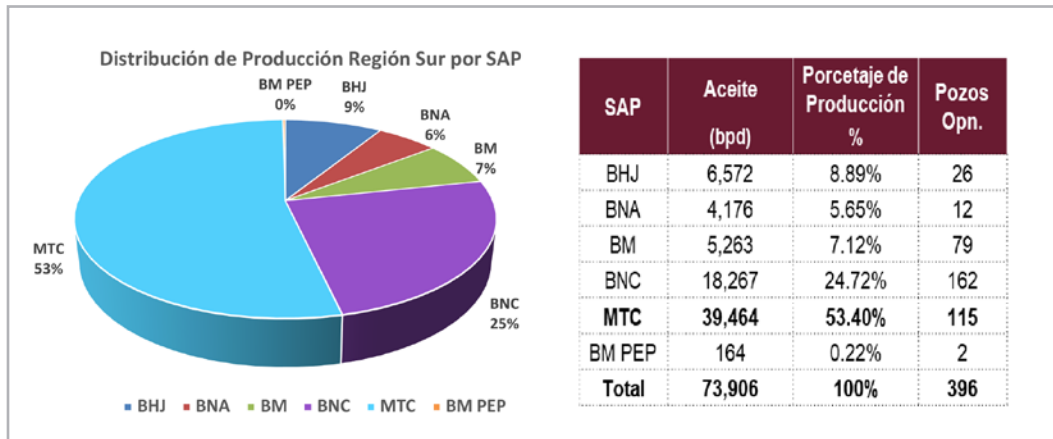


Figura 1. Estado de pozos Región Sur por SAP's, (9-nov-2020).

Incremento de la temperatura de descarga de los MTC

De la información de las condiciones de operación del MTC se realiza la división aritmética de la presión de succión entre la presión de descarga del motocompresor, de la misma manera se realiza la división de la temperatura de succión entre la temperatura de descarga del motocompresor. Los valores más cercanos a 1, son los pozos que presentan mayor oportunidad de optimización de las condiciones de operación del MTC. Es decir, el

objetivo principal del estrangulamiento de la succión del MTC, es reducir este valor adimensional de tal manera que exista mayor diferencia entre la presión de succión y presión de descarga, así como de la temperatura de succión y la temperatura de descarga. En la **Tabla 1** los valores adimensionales obtenidos en las columnas, se subrayaron en color rojo y con esta información permitirá realizar el mapa de regiones de operabilidad.

No.	TIPO	PATIN	POZO	CONDICIONES DE POZO				CONDICIONES DE MTC'S							
				T.P kg/cm ²	T.R kg/cm ²	L.D.D kg/cm ²	Temp. (°C)	P. Succ KG/CM ²	P. des KG/CM ²	RPM	Tem. Des (°C)	Tem. Succ (°C)	Q iny MMPCD	Relación Presión succ/des	Relación de temp succ-des
4	A	14123	A	9.4	46.4	8.4	34	48.4	47.2	1455	37	35	1.87	1.0236	0.95
11	MB		B	8.8	40.6	8.1	34	38.3	41.3	1345	39	31	1.43	0.9278	0.80
21	B	14044	C	10.6	50.7	8.4	37.0	42.5	52.2	1302	50	38	1.67	0.8146	0.75
6	A	14102	D	12.6	46.7	0.0	35	39.7	50.6	1349	41	33	1.06	0.7845	0.80
13	B	14132	E	46.1	9.6	9.7	35	34.3	46.3	1376	49	26	1.22	0.7405	0.52
14	B		F	13.6	57.2	8.6	40	42.7	57.8	1352	54	31	1.85	0.7382	0.58
9	B	14094	G	8.6	46.4	7.3	37	33.6	46.9	1316	56	29	0.84	0.7154	0.51
10	B		H	41.7	0.0	9.8	42	30.1	42.8	1361	52	23	0.96	0.7026	0.44
7	A	14075	I	70.6	22.2	11.6	47	47.9	70.7	1393	63	28	1.45	0.6776	0.45
20	B	14097	J	11.3	69.2	58.2	44	45.8	69.4	1417	69	38	0.96	0.6609	0.54
2	B	14074	K	25.1	82.5	7.6	47	53.8	83.2	1337	75	42	1.60	0.6461	0.55
5	A		L	59.6	10.4	0.0	37	38.0	60.2	1326	69	32	1.75	0.6304	0.46
26	MB		M	31.6	64.1	20.6	40	41.3	65.6	1534	58	26	1.16	0.6292	0.45
22	A	14038	N	7.7	54.3	7.9	38.9	33.7	54.3	1215	66	35	1.50	0.6195	0.52
34	B		Ñ	11.3	67.5	0.0	42	41.7	67.6	1580	89		1.90	0.6162	
17	A	14090	O	25.5	67.1	25.4	35	41.8	68.7	1334	59	24	1.99	0.6094	0.40
33	A	14118	P	35.5	84.4	50.9	46	49.4	84.4	1559	71	30	1.40	0.5850	0.42
8	B	14068	Q	32.2	77.7	8.6	43	43.9	77.9	1434	75	33	1.85	0.5636	0.44
16	MB		R	30.2	65.3	13.8	43	50.8	93.2	1347	76	35	1.60	0.5448	0.46
12	A	14101	S	4.3	107.0	55.1	49	54.4	106.9	1405	88	36	0.94	0.5089	0.41
3	A	14107	T	59.3	10.3	8.6	34	29.6	59.4	1367	86	32	1.54	0.4981	0.37
31	B	14128	U	38.0	96.7	20.4	47	46.0	96.8	1534	83	34	1.12	0.4750	0.41
15	MB	17065	V	41.5	80.2	7.8	33	42.3	89.0	1533	74	34	1.18	0.4748	0.45
28	B	14078	W	27.3	70.4	20.6	45	30.1	70.6	1366	85	26	0.97	0.4273	0.30
19	MB		X	37.3	110.6	25.7	44.1	48.9	114.6	1253	85	38	0.79	0.4266	0.44
27	B	14121	Y	116.8	26.2	24.6	61	48.7	116.9	1564	102	33	1.45	0.4171	0.32
24	MB	14143	Z	78.4	20.0	48.1	34	31.4	78.7	1645	68	32	1.88	0.3988	0.47
32	MB		AA	116.8	13.5	11.8	34	44.9	116.8	1313	84	35	2.65	0.3847	0.41
29	MB	14078	BB	21.1	128.3	19.0	54.8	50.5	131.4	1605	97	34	1.93	0.3846	0.35
30	MB		CC	0.0	0.0	0.0	0.0	46.7	122.0	1289	93		1.63	0.3830	0.00
18	MB		DD	31.6	119.9	26.1	42.3	43.6	119.9	1351	107	27	1.06	0.3632	0.25
25	B	14106	EE	21.3	115.4	0.5	49	37.6	115.3	1443	120	33	1.32	0.3256	0.28

Tabla 1. Condiciones de operación promedio diario de los MTC.

Con los valores adimensionales obtenidos de la Tabla 1, se genera el gráfico especializado para identificar visualmente los pozos candidatos a optimización. En el eje de las X se grafica el resultado de la relación de presión de succión entre la presión de descarga del motocompresor y en el eje

Y, se grafica el valor de la temperatura de succión entre la temperatura de descarga del motocompresor tal y como se observa en la **Figura 2**. El mapa es dividido en cuatro regiones, las cuales se describen a continuación:

Región inoperable: En este cuadrante se espera no encontrar puntos de operación, debido a que requiere de altas diferencias entre las presiones de succión y descarga, con temperaturas bajas de inyección, lo cual indicaría un problema en el proceso del MTC.

Región inestable: Pozos con alto potencial para realizar la optimización de las condiciones de operación del MTC.

Región semi-estable: Pozos con posible optimización en función del límite permisible de reducción de la presión de succión.

Región estable: Pozos operando de forma optimizada con altas temperaturas de inyección de gas.

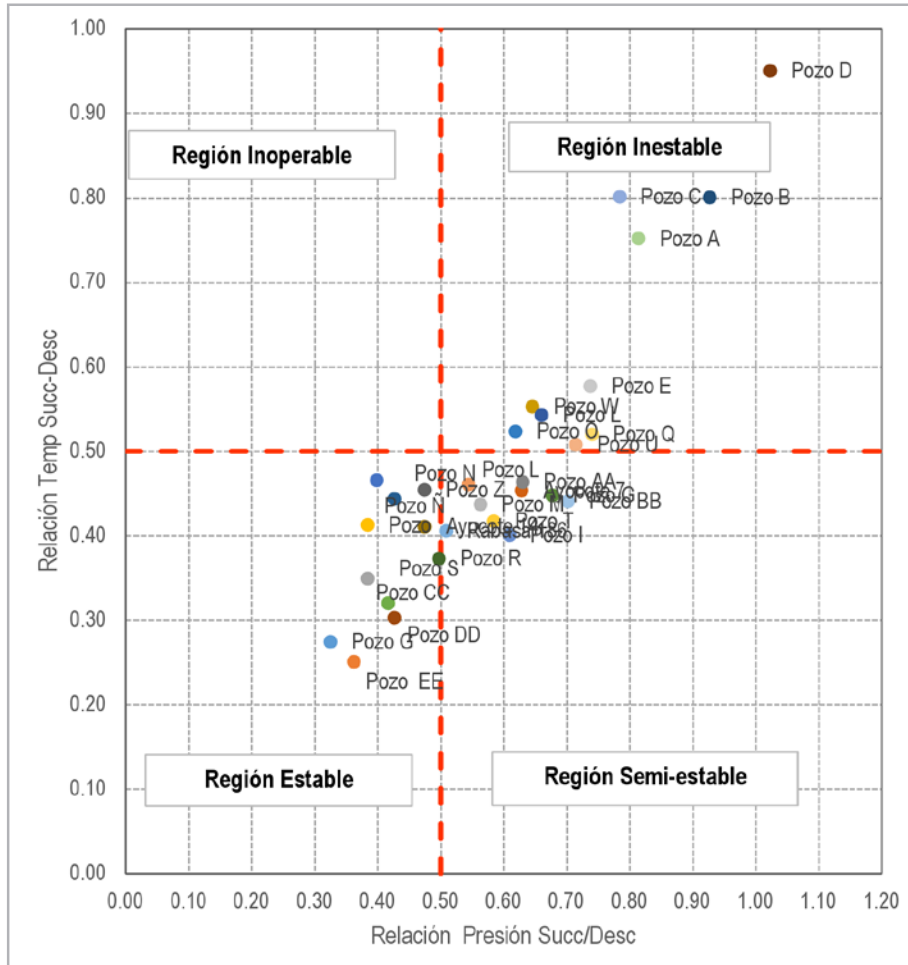


Figura 2. Mapa de regiones de operabilidad.

Con la obtención de la **Figura 3**, se visualizan los pozos candidatos para la optimización del MTC, tal y como se describió en los puntos anteriores, de forma práctica el objetivo es ir estrangulando la succión del MTC con la finalidad de incrementar la temperatura de descarga de éste, sin realizar la modificación del gasto de inyección de gas.

Con el estrangulamiento de la succión del MTC, se realiza una disminución del gasto de gas y un incremento de trabajo en el pistón del equipo; por lo tanto, partiendo de la premisa del ciclo de Carnot, Figura 3, lo cual implica mayor esfuerzo de la maquina y por consiguiente desprende calor.

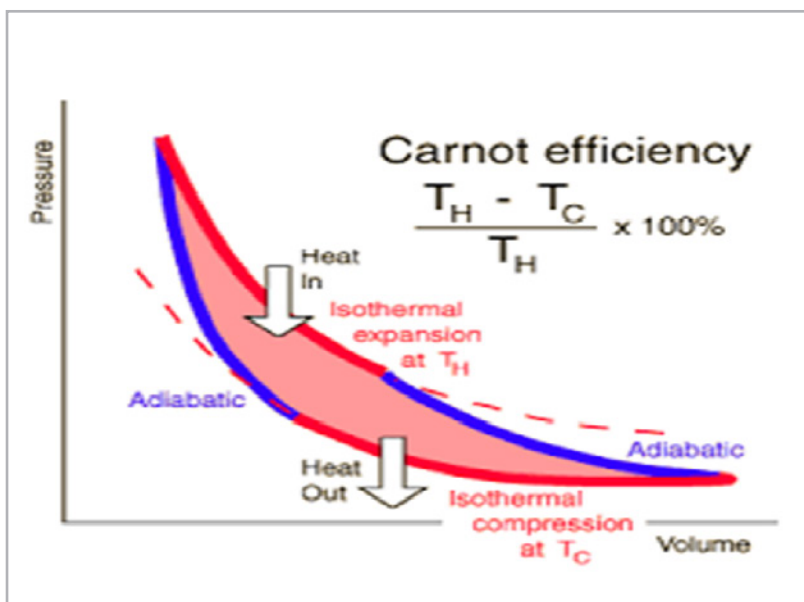


Figura 3. Ciclo de Carnot.

Dicho calor es cedido al fluido, (gas comprimido), lo cual genera un incremento en la temperatura de descarga del motocompresor. Esta condición queda en evidencia cuando se realiza el trabajo operativo en campo y se monitorea la temperatura de descarga del MTC.

Predicción de comportamiento por simulación de flujo estacionaria

El simulador de flujo en estado estacionario no tiene la capacidad de evaluar el efecto de temperatura de inyección del gas en el pozo, por lo que se tiene que evaluar en primer punto el flujo de gas a través de un orificio y considerando un pozo inyector. Para la evaluación del perfil y comportamiento del gas, se utilizan la composición del gas de BN, y se utiliza la correlación de Gray para evaluar los efectos de presión y temperatura del fluido inyectado, **Figura 4**.

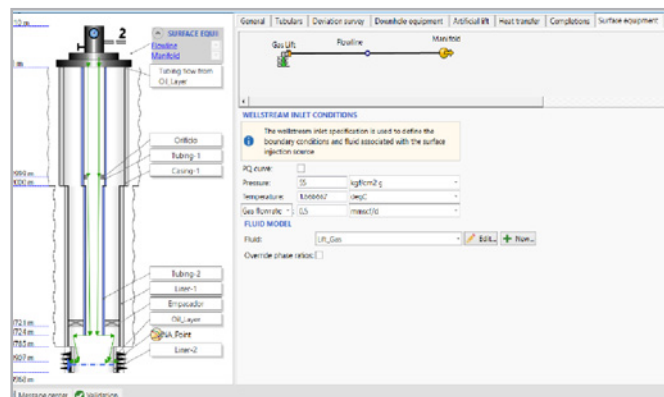


Figura 4. Modelo del comportamiento del gas de inyección a través un orificio.

Los resultados obtenidos de la simulación se muestran en la **Figura 5**, dichos resultados ilustran que el gas tiende a estabilizarse a la temperatura geotérmica, además de observar que las pérdidas de temperatura se incrementan en función de la reducción del diámetro de orificio.

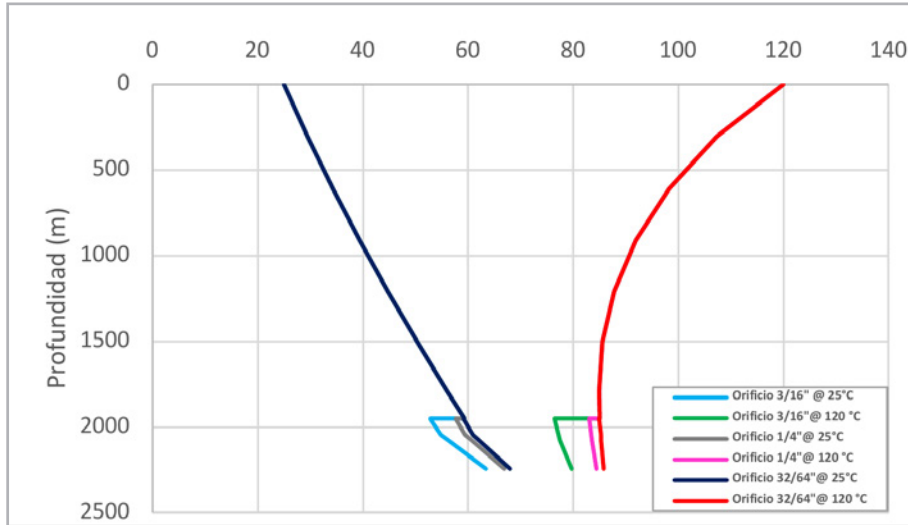


Figura 5. Perfiles de inyección de gas a diferentes temperaturas con variación del diámetro de orificio.

Con los valores obtenidos de la expansión del gas en el punto de operación, se procede a realizar el ajuste a nivel de pozo y evaluar el efecto de la inyección de gas, las consideraciones para realizar el ajuste del pozo se enuncian a continuación:

- Se realizó el ajuste del pozo de acuerdo con la información **PVT del campo**.
- Se consideró el punto de inyección (Injection Point) de gas a la altura de la válvula operante y se fija el valor de la temperatura del gas a esas condiciones evaluadas.
- Los coeficientes de transferencia de calor empleados para el ajuste térmico fueron de 2 y 8 BTU / h²,ft²

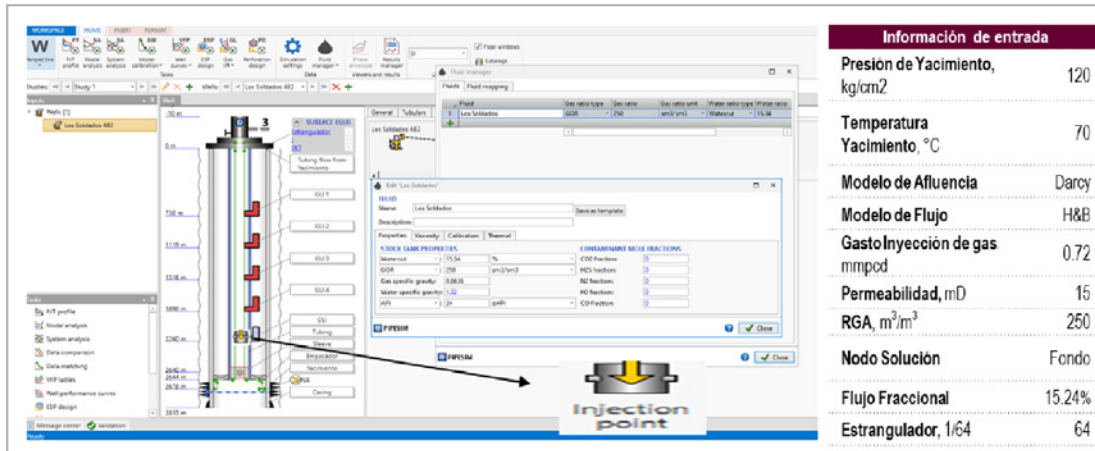


Figura 6. Modelo del pozo y localización del punto de operación.

El estado mecánico del pozo LS 482 se muestra en la **Figura 7**, así como el resultado de los perfiles hidrodinámicos del pozo y el efecto de sensibilizar la temperatura de inyección.

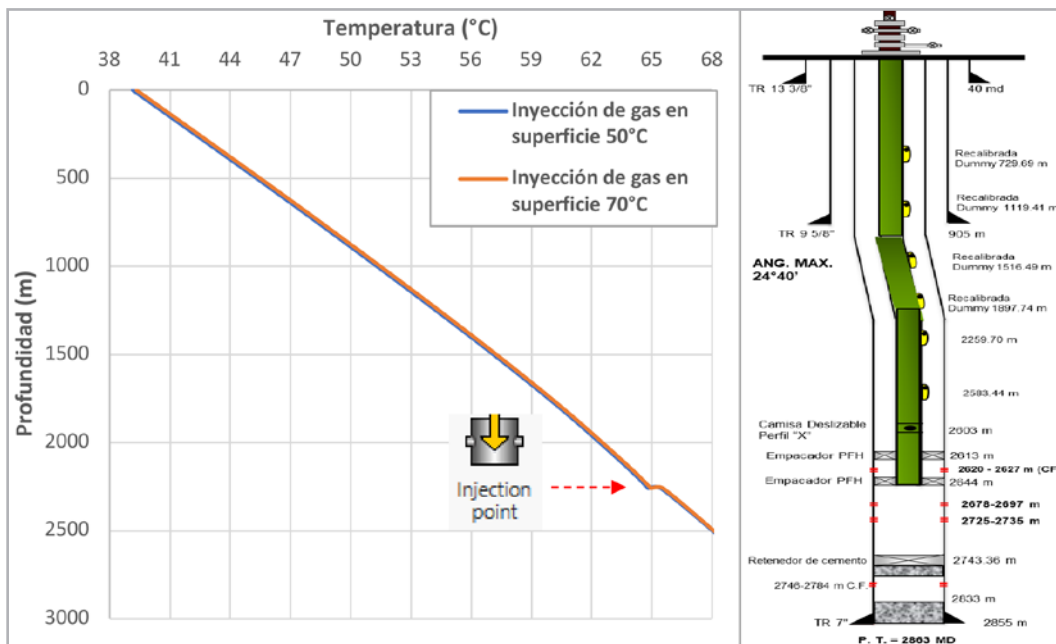


Figura 7. Perfil de temperatura de los fluidos producidos al sensibilizar la temperatura de inyección.

Afluencia	Pws (Kg/cm ²)	Ql (bpd)	Qo (bpd)	Temperatura cabeza(°C)	Estrang (1/64")	Temperatura inyección (°C)
PSS	120	162	137	39	64	50
		172	146	40	64	70
Campo	Pozo	SAP	Último aforo	Ql (bpd)	Qo (bpd)	% Agua
Los Soldados	482	MTC	13/05/2020	164	139	15.24

Tabla 2. Resultados obtenidos de la simulación del pozo vs último aforo.

La evaluación del pozo muestra un incremento de producción de aceite de nueve barriles, por efecto de incrementar la temperatura de inyección de gas 20°C.

Predicción de comportamiento por simulación de flujo transitoria

Para fines de demostrar y no de comparar los resultados obtenidos entre el simulador en estado estacionario y transitorio, se procedió a realizar la simulación del pozo LS 482 en el simulador OLGA, el cual cuenta con la función de evaluar los efectos de la temperatura de inyección de gas.

Las consideraciones para evaluar el pozo en el simulador se enuncian a continuación:

- Se emplean correlaciones estándar de transferencia de calor.
- Las propiedades del fluido son del PVT y se ajustan en el módulo multflash.
- La correlación de flujo para las caídas de presión es por default OLGA y no es posible realizar el cambio.
- Se toma en cuenta la conducción de calor en las direcciones axial y radial.

- Para la transferencia de calor por convección, se debe especificar la T ambiente, así como el coeficiente externo de transferencia de calor (h ambiente), o bien la velocidad del medio ambiente para este modelo se toma en cuenta la velocidad del medio ambiente.

- El modelo térmico permite calcular la transferencia de calor entre el fluido y el medio; de esta forma se podrá conocer la temperatura del fluido y la forma en que se ve afectada la producción por la temperatura.

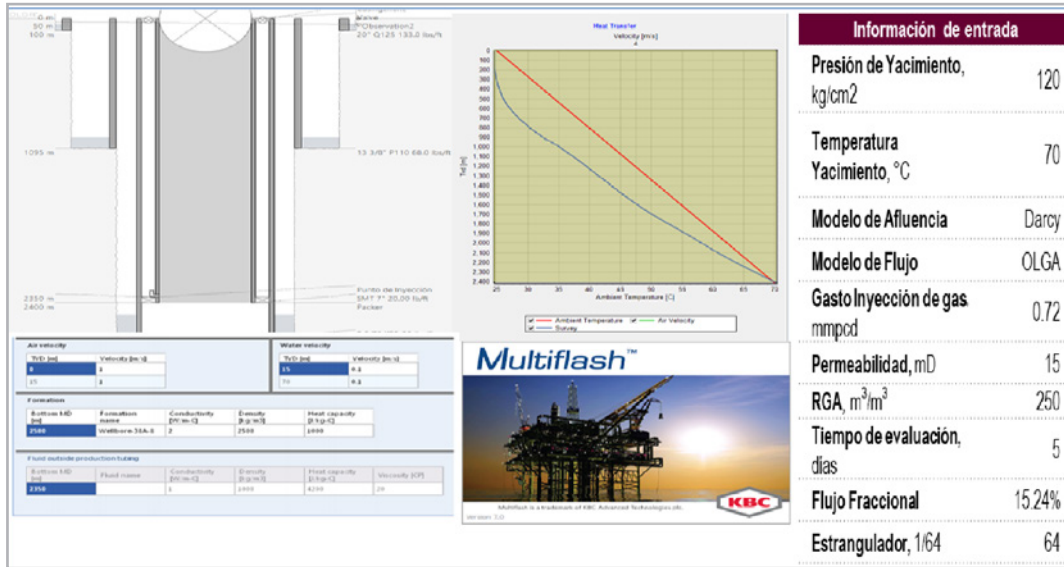


Figura 8. Ajuste del modelo en estado transitorio.

Se realiza el análisis del efecto del incremento de temperatura de inyección de gas en el simulador transitorio obteniendo **18 bpd de incremento**, tal y como se observa en la Figura 9.

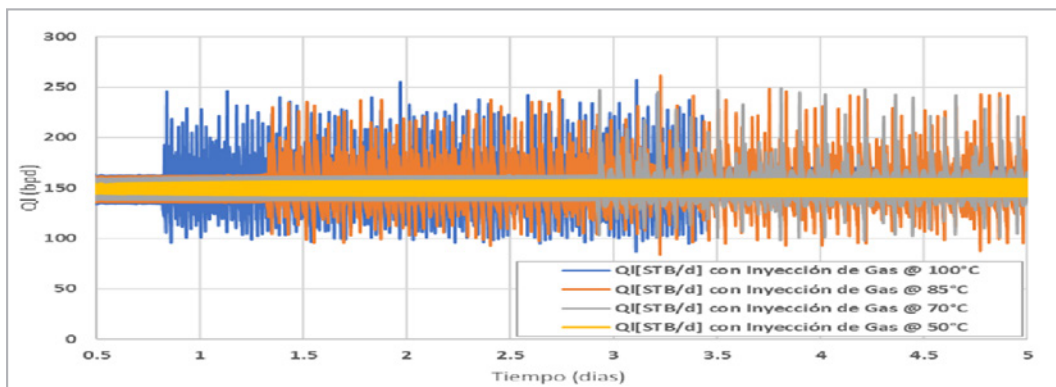


Figura 9. Gasto de aceite vs tiempo.

Los resultados muestran que el pozo es inestable en su operación y posterior a incrementar la temperatura de inyección de gas el pozo continuo inestable, sin embargo,

los picos de producción en tiempo incrementan, es decir, se obtiene mayor producción promedio por día.

Afluencia	Pws (Kg/cm ²)	Qi (bpd)	Qo (bpd)	Temperatura Cabeza(°C)	Estrang (1/64")	Temperatura Inyección (°C)
Darcy	120	162	137	35	64	50
		198	168	45	64	70
		205	174	55	64	85
		209	177	65	64	100

Tabla 3. Resultados obtenidos de la simulación transitoria.

Se evaluó el efecto que produce incrementar la temperatura de inyección de gas en la temperatura de cabeza del pozo, Figura 10.

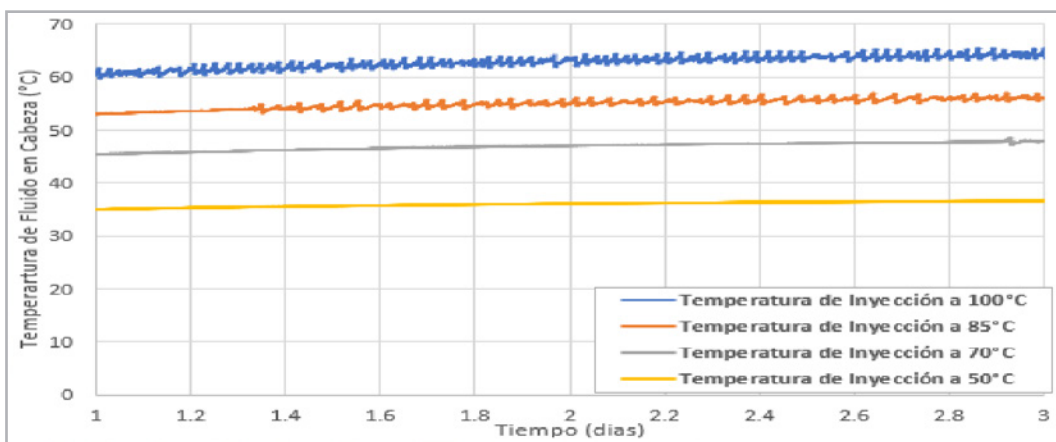


Figura 10. Temperatura de cabeza en función de sensibilizar la temperatura de inyección.

Aplicación de la metodología

Prueba # 1. Pozo Rabasa # 125

El día 15 de mayo del 2020, se realiza ajuste de condiciones operativas conforme a programa bajo las siguientes condiciones observadas en la **Tabla 4**:

Prueba del incremento de temperatura gas de inyección	
12:30 hrs	14:00 horas
Qginy= 1.3 mmpcd	Qginy= 0.85 mmpcd
Psuc= 48 kg/cm ²	Psuc= 38 kg/cm ²
Pdes= 65 kg/cm ²	Pdes= 57.8 kg/cm ²
Tdes= 60 °C	Tdes= 85 °C
Ptp=10.4 kg/cm ²	Ptp=10.6 kg/cm ²
Pld= 10 kg/cm ²	Pld= 10 kg/cm ²
Tld= 40.9 °C	Tld= 40 °C

Tabla 4. Condiciones de operación antes y después de incremento de temperatura de inyección, pozo Rabasa 125.

La **Figura 11** muestra el incremento de la temperatura de descarga durante el estrangulamiento de la succión del motocompresor, (May 15, 2020).



Figura 11. Incremento de temperatura de descarga posterior al estrangulamiento de la succión del motocompresor, pozo R-125.

Se realiza la medición del pozo el día 17 de mayo de 2020, observando los siguientes resultados mostrados en la **Tabla 5**.

13/05/2020	17/05/2020	Diferencias
MEDICIÓN EN TANQUE	MEDICIÓN EN TANQUE	
Medición en condiciones normales	Medición con modificación de la temperatura	
Pozo Rabasa # 125	Pozo Rabasa # 125	
Sistema MTC	Sistema MTC	
Prod Bruta = 308 bls/d	Prod Bruta = 245 bls/d	-63 bpd
Prod Neta = 139 bls/d	Prod Neta = 98 bls/d	-41 bpd
h ² o = 54.89 %	h ² o = 60 %	5 %

Tabla 5. Resultados de mediciones antes y después de optimización, pozo Rabasa 125.

Cabe señalar que, al momento de estrangular la succión, el volumen de gas suministrado disminuyó de **1.3 a 0.85 mmpcd**, sin embargo, inmediatamente se estranguló, la temperatura de descarga incrementó 15 grados centígrados, pasando de **60°C a 85°C**. Así mismo otro punto fue que al disminuir **0.45 mmpcd** en la inyección, el pozo disminuyó su presión de descarga de **66 kg/cm² a 58 kg/cm²**, reflejo de que estaba cargando menos columna de líquidos. Como lecciones aprendidas para lograr el incremento de temperatura de descarga del MTC se debe tener cuidado en no **modificar el gasto de gas suministrado**. Porque calentar el gas para inyección de gas, no estabiliza la producción, mientras que el efecto

del gasto de inyección sí modifica el patrón de flujo. Esta conclusión mostró un gran avance en la realización de los trabajos posteriores con el motocompresor.

Prueba # 2. Campo Los Soldados

Continuando con los trabajos de inyección de gas caliente, se propuso modificar las condiciones de operación del MTC y poder optimizar la temperatura de descarga, los pozos candidatos son LS 482, el cual cuenta con un MTC instalado y LS 477 que opera por BN de la red, los resultados de sus últimos aforos se muestran en la **Tabla 6**.

Campo	Pozo	SAP	Ultimo aforo	Ql (bpd)	Qo (bpd)	% Agua
Los Soldados	482	MTC	13-may-20	164	139	15.24%
Los Soldados	477	MTC	16-may-20	30	30	0.00%

Tabla 6. Reporte de mediciones de los pozos Los Soldados 482 y 477.

La **Figura 12** muestra el comportamiento del pozo Los Soldados 482 antes del incremento de temperatura de descarga del MTC.

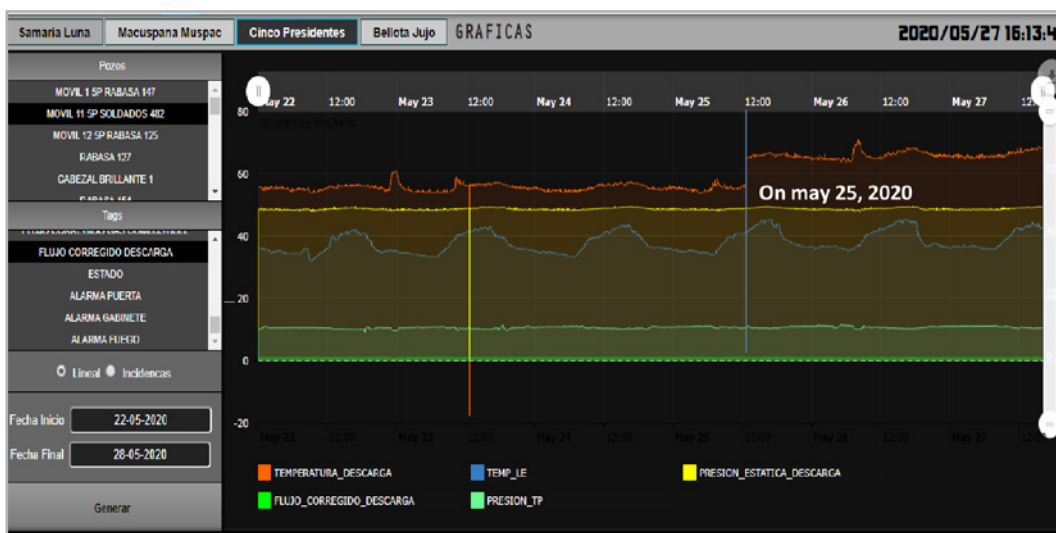


Figura 12. Gráficas de comportamiento del pozo Los Soldados 482.

La **Tabla 7** muestra los resultados posteriores al incremento de temperatura de inyección de gas en el pozo LS 482. Esta información fue reportada por personal en sitio durante la operación.

<i>Prueba de incremento de temperatura en gas de inyección</i>	
12:30 hrs	12:50 horas
Qginy= 0.7 mmpcd	Qginy= 0.7 mmpcd
Psuc= 29.7 kg/cm ²	Psuc= 25.6 kg/cm ²
Pdes= 48.6 kg/cm ²	Pdes= 48.8 kg/cm ²
Tdes= 56.2 °C	Tdes= 65.1 °C
Ptp=10.4 kg/cm ²	Ptp=10.6 kg/cm ²
Plid= 10 kg/cm ²	Plid= 10 kg/cm ²
Tld= 40.9 °C	Tld= 41.3 °C

Tabla 7. Reporte de condiciones operativas del pozo Los Soldados 482.

La **Figura 13** muestra el comportamiento antes del incremento de la temperatura de descarga del MTC (50 °C a 67°C), el pozo alcanzaba temperaturas máximas de 43°C, en lapsos sostenidos de 5 horas en promedio por arriba de los 40°C, posterior al incremento de temperatura de inyección a 67°C, el pozo alcanzó picos de temperatura en la LDD de

45.5 °C por lapsos sostenidos de 8 horas por arriba de 40°C, 3 horas más previo a la modificación de la temperatura de descarga. De igual manera la temperatura en LDD nunca cayó a menos de 35°C, no así antes de la optimización que dicha temperatura si presentaba valores cercanos y menos a 35°C.

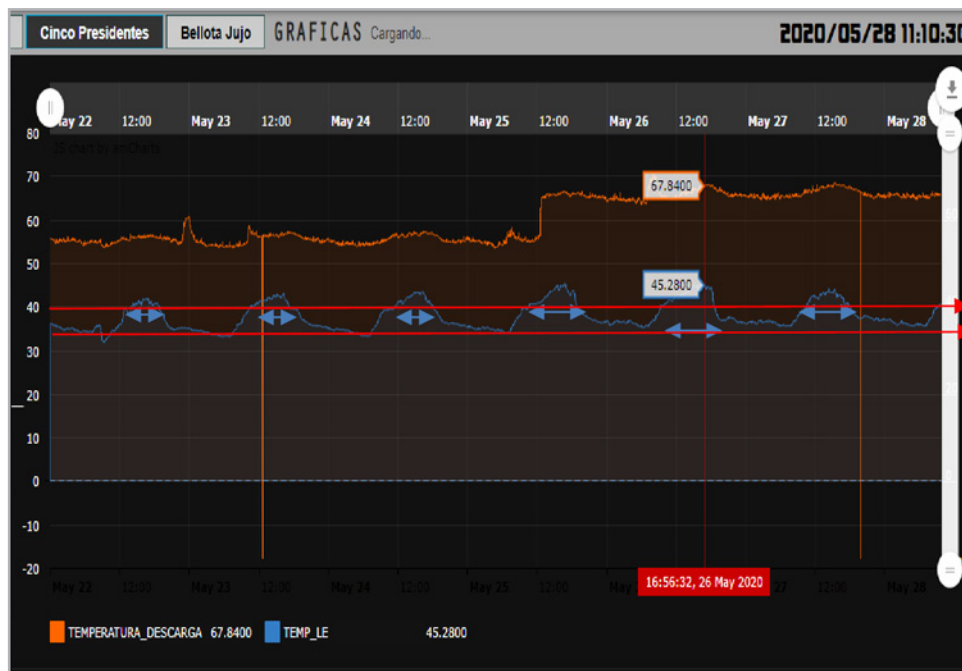


Figura 13. Gráfica de comportamiento del pozo LS-482.

A continuación, en la **Tabla 8**, se muestra la comparativa con el aforo realizado posterior al incremento de temperatura de descarga del MTC.

Campo	Pozo	SAP	Último aforo	Ql (bpd)	Qo (bpd)	% Agua	Comentarios
Los Soldados	482	MTC	13-may-20	164	139	15.24%	Gas de Inyección con MTC @ 50°C
Los Soldados	482	MTC	28-may-20	175	148	15.24%	Gas de Inyección con MTC @ 67°C
			Incrementos	11	9.33		

Tabla 8. Reporte de mediciones antes y después del pozo Los Soldados 482.

Prueba # 3. Campo Los Soldados

Para alcanzar las condiciones de calentamiento en el pozo Los Soldados 477 se alineó simultáneamente al motocompresor

que está operando en el pozo Los Soldados 482. La última medición realizada en el pozo se muestra en la **Tabla 9**.

Campo	Pozo	SAP	Último aforo	Ql (bpd)	Qo (bpd)	% Agua
Los Soldados	477	MTC	16-may-20	30	30	0.00%

Tabla 9. Reporte de mediciones del pozo Los Soldados 477.

En la **Figura 14** se muestran los trabajos realizados en superficie para generar los arreglos correspondientes.



Figura 14. Conexiones superficiales para la inyección de gas caliente utilizando el MTC operando en el pozo Los Soldados 482.

El día 27 de mayo se realizó la medición del pozo alineado a la inyección de gas caliente a 67°C, **Tabla 10**.

Campo	Pozo	SAP	Último aforo	Ql (bpd)	Qo (bpd)	% Agua
Los Soldados	477	MTC	16-may-20	30	30	0.00%
Los Soldados	477	MTC	27-may-20	41	41	0.00%

Tabla 10. Reporte de mediciones del pozo Los Soldados 477.

Prueba #4 Pozo R-168

Se optimizaron las condiciones de operación del MTC y se obtuvieron los resultados mostrados en la **Figura 15**.



Figura 15. Comportamiento de presión y temperatura de descarga del MTC. Pozo R-168.

10:30 hrs	13:20 hrs
Qginy= 0.8 mmpcd	Qginy= 0.8 mmpcd
Psuc= 33.6 kg/cm ²	Psuc= 24.4 kg/cm ²
Pdis= 45.7 kg/cm ²	Pdis= 46.9 kg/cm ²
Tdes= 56.0 °C	Tdes= 80 °C
Ptp= 8.6 kg/cm ²	Ptp= 8.6 kg/cm ²
Pld= 10 kg/cm ²	Pld= 10 kg/cm ²
Tld= 35 °C	Tld= 40 °C

Tabla 11. Reporte de condiciones de operación pozo R-168.

La comparación de los aforos posterior al aumento de la temperatura de descarga del MTC se muestra en la **Tabla 12**.

Campo	Pozo	SAP	Último aforo	Ql (bpd)	Qo (bpd)	% Agua	Comentarios
Rabasa	R-168	MTC	08-may-20	384	378	1.56%	Inyección de gas con MTC @ 50°C
Rabasa	R-168	MTC	20-may-20	450	442	1.78%	Inyección de gas con MTC @ 80°C

Tabla 12. Comparación de mediciones realizadas antes y después de la optimización de la temperatura de descarga en el pozo R-168.

Lecciones aprendidas y próximos pasos

En resumen, al final de las pruebas en los compresores candidatos a optimización, se obtuvieron los resultados presentados en la **Tabla 13**.

Campo	Pozo	SAP	Ql (bpd)	Qo (bpd)	% agua	Incrementos de aceite (bpd)
R	R-125	MTC	308	139	54.87%	-41
LS	LS-482	MTC	164	139	15.24%	9
LS	LS-477	MTC	30	30	0%	11
R	R-168	MTC	450	442	1.78%	64

Tabla 13. Reporte de mediciones con incremento.

- De acuerdo con el monitoreo de temperatura en superficie se observa un incremento en la temperatura en la línea de descarga, lo cual muestra el efecto de la **inyección de gas a alta temperatura**.
- **Se debe realizar un screening** de los pozos que operan con MTC a fin de llevarlos a las condiciones de operación óptima y temperatura de descarga adecuados.
- Existen pozos en los cuales la demanda para inyectar gas es mayor a **1.5 mmpcd**, por lo que no es posible el estrangulamiento de la succión para **incrementar la relación de presión de succión/descarga**, porque lo que se tendrá que evaluar entre la aplicación de inyectar gas caliente o aplicar la inyección de solventes.
- Para realizar la modificación de las relaciones de temperatura y presión de los motocompresores, es necesario tener **sustento técnico de los gastos de inyección requeridos**, debido a que una baja en el gasto de inyección de gas podría generar una **inestabilidad en cabeza del pozo**.
- Analizar la **eficiencia y efectos de inyección de gas caliente como sistema artificial de producción** para determinar el **esquema óptimo de producción** en los campos con MTC instalados.
- Realizar análisis de variaciones en los perfiles de viscosidad vs temperatura para predecir la profundidad de formación de parafinas y mitigar el problema.

- **Evaluar los resultados** de la prueba de **inyección de gas** caliente en los pozos de la SPBS y masificar su uso a fin de optimizar las condiciones de operación.
- **La inyección de gas caliente utilizado como gas lift, es una técnica probada en Pemex**, en pozos que no cuentan con aislamiento térmico. En el proyecto de explotación Samaria-somero los pozos producen por IAV, por lo que los aparejos de producción cuentan con aislamiento térmico y puntos de inyección someros, por esta razón la técnica puede entregar mejores rendimientos que en las pruebas realizadas en las otras regiones de PEP. Se cuenta con un programa de trabajo presentado al activo, sin embargo, la falta de disponibilidad de MTC ha retrasado su aplicación.

Density, and Temperature (en ruso). *Neftyanoe Khozaistvo* **46** (4): 36.

5. Velázquez Ramírez, I. 2020. Uso Eficiente de un Motocompresor a Boca de Pozo. *Voz Petrolera: Revista del Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C.*, (Julio).
<https://online.fliphtml5.com/ewbn/aplf/#p=18>

Nomenclatura

MTC =	Motocompresor.
BN =	Bombeo Neumático.
Succ =	Succión.
Des =	Descarga.
Psucc =	Presión de succión.
Pdes =	Presión de descarga.
Tsucc =	Temperatura de succión.
Tdes =	Temperatura de descarga.
Relación Psucc/Pdesc =	Relación de Presión de succión entre Presión de Descarga.
Relación Tsucc/Tdesc =	Relación de Temperatura de succión entre Temperatura de descarga.
Twh =	Temperatura en cabeza de pozo.
Pwh =	Presión en Cabeza de Pozo.
LDD =	Línea de descarga.
PLD =	Presión en la línea de descarga.
TLD =	Temperatura en la línea de descarga.

Bibliografía

1. Assad, V. 1955. *A Study of the Thermal Conductivity of Fluid Bearing Porous Rocks*. PhD dissertation, University of California, Berkeley, California.
2. Fleyfel, F., Meng, W. y Hernández, O. 2004. Production of Waxy Low Temperature Wells with Hot Gas Lift. Artículo presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, EUA, septiembre 26-29. SPE-89853-MS.
<https://doi.org/10.2118/89853-MS>.
3. Ramey, H. J., Jr. 1965. *Fundamentals of Thermal Oil Recovery*. Dallas, Texas: The Petroleum Engineer Publishing Company.
4. Tikhomirov, V. M. 1968. Thermal Conductivity of Rock Samples, and its Relation to Liquid Saturation,

Semblanza del autor

Iván Velázquez Ramírez

Ingeniero Petrolero egresado de la Universidad Veracruzana Campus Coatzacoalcos en abril de 2013, en ese mismo mes ingresó a la compañía Surpetrol como Ingeniero en entrenamiento y posteriormente como Ingeniero de Producción Jr.

Ingresa a Petróleos Mexicanos a través del Programa de Inducción para recién egresados en Ingeniería Petrolera y Geociencias 2014, donde se ha desempeñado como especialista técnico D en las áreas de recuperación secundaria y mejorada inicialmente y desde diciembre de 2015 en el área de productividad de pozos, primero en el Activo Cinco Presidentes y a partir de febrero de 2019 en la Gerencia de Planes de Explotación de la STEP, realizando propuestas de mejora en la aplicación y operación de los sistemas artificiales de producción.

Ha participado en diferentes foros y congresos nacionales, además de contar con publicaciones relacionados a la Ingeniería de Producción. Es miembro activo de la SPE y del CIPM.