Diseño de pozos de gas bajo la metodología de "Envolvente Operativa®"

Adela Mijangos Valerio
adela-mijangos@outlook.com
Petrolera Miahuapan (PEMISA)
Fernando Sebastián Flores Ávila
fernando.sebastian.flores@pemex.com
Pemex

Información del artículo: recibido: agosto de 2016-aceptado: septiembre de 2016

Resumen

En el presente trabajo se muestra el beneficio y las ventajas que se tienen al diseñar pozos de gas seco, gas húmedo y gas y condensado, empleando la metodología de "Envolvente Operativa®".

Esta metodología funciona como una herramienta que al implementarse permite realizar un diseño de pozo óptimo, que ayuda a aprovechar la energía propia del yacimiento/pozo y que la misma prolongue la vida productiva; previniendo problemas de erosión en tuberías y accesorios de producción, además de prevenir colgamiento de líquidos que lleguen a matar el pozo.

La metodología unifica tres conceptos fundamentales. A través de un análisis nodal convencional, se define el potencial productivo del pozo. Posteriormente, un análisis de gastos críticos erosivos define las condiciones de esta problemática, y finalmente los criterios del gasto crítico de remoción de líquidos garantizan la operación continua del pozo utilizando la ecuación propuesta por Flores-Ávila 2002. Con estos tres criterios se genera un gráfico de presión en cabeza de pozo contra gasto de gas medido a condiciones estándar, definiendo un área o "Envolvente Operativa®", que garantiza las condiciones seguras de operación del pozo y aseguran la vida fluyente del mismo, optimizando así la energía propia del yacimiento.

Palabras clave: Envolvente Operativa®, gasto crítico erosivo, gasto crítico de remoción, velocidad crítica de remoción de líquidos, potencial productivo del yacimiento.

Gas well design by the "Operating Envelope®" methodology

Abstract

This paper shows the benefit of designing a gas well by the "Operating Envelope®" methodology. The concept applies to a dry gas reservoir, wet gas and gas and condensate reservoirs.

This methodology works like a tool to ensure a proper gas well design to optimize the flowing life of the well and also avoiding erosion problems in pipes and production accessories, as well as preventing liquid load up that could kill the well.

The methodology is based in three fundamental concepts. First, through a conventional nodal analysis, the productive potential of the well is defined; second an erosional critical velocity analysis is conducted to determine the erosional critical flow rate. Finally a loading up critical flow rate is calculated based on the liquid droplet theory using Flores-Avila 2002 equation to prevent liquid load up in the well that eventually will kill it. These three concepts are concentrated in a unique plot of wellhead pressure vs. gas flow rate that will define an operating envelope which will ensure that the well will operate in an optimum and safe regimen, avoiding erosional and loading up problems.

Keywords: Operating Envelope®, erosive critical flow rate, liquid removal flow rate, liquid removal critical velocity, well productive potential.

Introducción

El gas natural es una alternativa importante de transición hacia energías limpias, emitiendo menos contaminantes en su combustión en comparación con el petróleo crudo, además de ser más eficiente energéticamente.

Dada su importancia, la industria petrolera busca aprovechar este recurso natural, para llevar a cabo el desarrollo de éstos, es necesario un diseño de pozos que satisfaga las necesidades del yacimiento desde su etapa inicial, hasta su etapa madura de producción, y finalmente su abandono de forma eficaz y segura.

Para garantizar la integridad y operación del pozo a lo largo de su vida productiva, será necesario realizar un diseño de pozos que prevenga las anomalías que puedan suscitarse.

Es por ello que se presenta la metodología de "Envolvente Operativa®", esta herramienta analiza las condiciones operativas de pozos ya existentes, definiendo la presión en cabeza y el estrangulador requerido para alcanzar condiciones de flujo que garanticen la integridad del pozo. Aparte de generar el diseño de pozos de gas a partir de un análisis nodal convencional que define el potencial productivo del pozo, con base en las propiedades de afluencia del yacimiento y la capacidad de transporte de la instalación, además de prevenir el abandono temprano del pozo debido a la erosión de tuberías o aparejo de producción, y al colgamiento de líquidos en el fondo del pozo; por ello la metodología considera de gran importancia controlar las velocidades, las cuales deben estar en un rango de operación a lo largo de la explotación del yacimiento. Este rango operativo dependerá de las velocidades críticas de remoción de líquidos, hasta las velocidades críticas de erosión de aparejo de producción, dando como resultado un diseño de pozo que permitirá prevenir anomalías o inclusive corregir problemas en su explotación, para así aprovechar al máximo el yacimiento.

"Envolvente Operativa®"

La presente metodología denominada "Envolvente Operativa®", permitirá diseñar un pozo de gas, integrando tres parámetros importantes como lo es el potencial productivo del pozo, obtenido previamente de un Análisis Nodal® convencional, las velocidades críticas erosivas y las velocidades críticas de remoción de líquidos, agrupadas entre sí, generando una gráfica, cuyas curvas asociadas forman una envolvente operativa, representada por un área que garantiza la integridad y operación del pozo a lo largo de su vida productiva.

La metodología está basada en un análisis del sistema de producción de un pozo de gas, considerando el pozo en estado estacionario y es aplicable para pozos en yacimientos de gas seco, gas húmedo y gas y condensado, que producen líquidos, ya sea agua de formación o condensados.

La aplicación de la metodología comienza al realizar un análisis del yacimiento, empezando por conocer la capacidad de aportación que tendrá, tomando en cuenta las propiedades petrofísicas de la formación y la de los fluidos producidos, a partir de las pruebas de presión-producción como flow after flow, isocronales o isocronales, modificadas a partir de la ecuación de afluencia. Ya obtenida la información se conseguirá generar la curva del Inflow Performance Relationship o curva IPR, **Figura 1,** que da a conocer el comportamiento del pozo y los límites de producción, y con base en ello definir el diseño del mismo.

$$q @ cs = C\,(Pwf^2 - pws^2)^n \qquad (1)$$

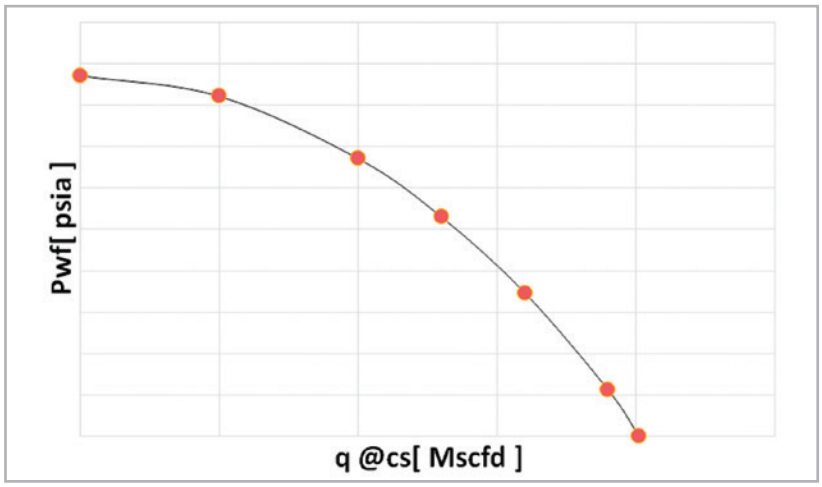

Figura 1. Curva IPR.

Una vez que se conoce el comportamiento del yacimiento y los parámetros de presión y gasto en los que se manejará, se realiza un análisis de sensibilidad para obtener el diámetro más conveniente de la tubería de producción, que se empleará dependiendo de la capacidad de transporte que presente cada uno de los diámetros propuestos.

Al obtener la información necesaria se construyen las curvas de capacidad de transporte (outflow performance), para una presión en cabeza del pozo constante, (Pth= Cte).

Posteriormente se grafican en conjunto con la curva IPR para generar las curvas tradicionales del análisis nodal; para el caso presente en particular, con un análisis de sensibilidad para diferentes diámetros de tubería de producción, **Figura 2**.

La intersección de la curva de IPR, con las diferentes curvas de capacidad de transporte para cada uno de los diámetros considerados, proporcionará el gasto de gas que el pozo es capaz de producir bajo las condiciones de diseño. Esto permitirá seleccionar el diámetro del aparejo de producción que más convenga a la instalación.

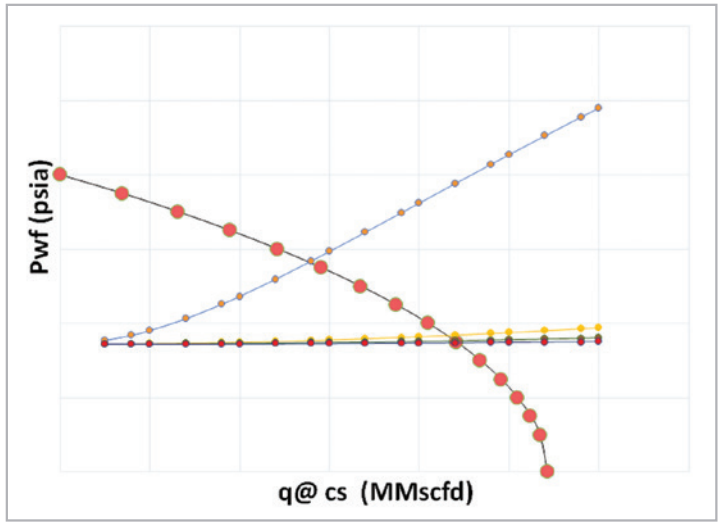

Figura 2. Análisis de sensibilidad para definir el diámetro del aparejo de producción.

VOL. 56 No. 9, SEPTIEMBRE 2016 · ISSN 0185-3899

Ya dimensionado el diámetro del yacimiento, se podrán obtener las presiones del fondo fluyente *Pwf,* que se presentarán en ciertas condiciones de gasto y presión en cabeza, que va rondado desde la presión máxima reportada en cabeza cuando el pozo se encuentre cerrado, obteniendo así una base de datos posible de graficar **Figura 3**, y obtener información de ella.

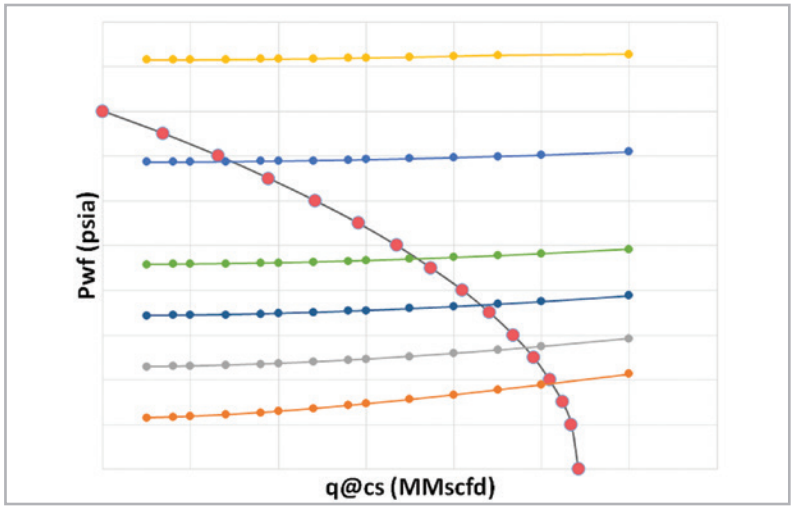

Figura 3. Análisis de sensibilidad con respecto a la P_{th} con el diámetro de TP seleccionado.

La información a observar de la **Figura 4,** será la propia del potencial productivo del pozo, la curva que pertenece a la "Envolvente operativa", se construirá a partir de la lectura de los puntos de P_{th} y q@cs, de los puntos de intersección de las curvas de capacidad de transporte para cada una de las P_{th} consideradas, con la curva IPR, siendo los puntos operativos para cada condición dada.

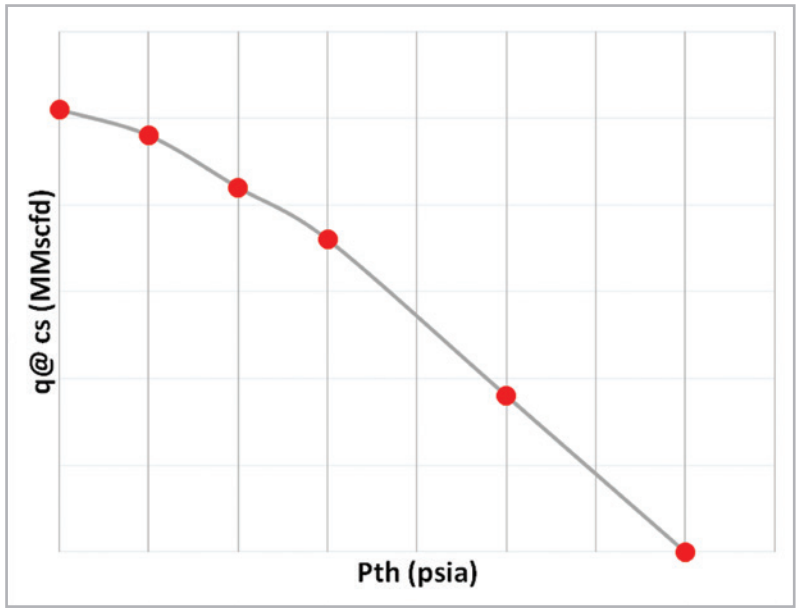

Figura 4. Curva del potencial productivo del pozo.

Conociendo el potencial productivo del pozo, es necesario conocer los rangos en los que se pueden operar sin tener imprevistos; estos rangos de los que se hablan serán los que den lugar a las curvas límites para obtener la “Envolvente Operativa®”.

Considerando los datos anteriores de P_{th}, se empleará la ecuación del gasto crítico erosivo, recomendado por el APR RP 14E, en la cual se calculará la velocidad crítica erosiva:

$$Vc = \frac{100}{\sqrt{\frac{29\,P\,\gamma g}{Z\,R\,T}}} \qquad (2)$$

El gasto crítico erosivo está definido por la ecuación siguiente:

$$qg\ crit = 1.86\times10^{2}\ A\left(\frac{Pth}{Z\,T\,\gamma g}\right)^{0.5} \qquad (3)$$

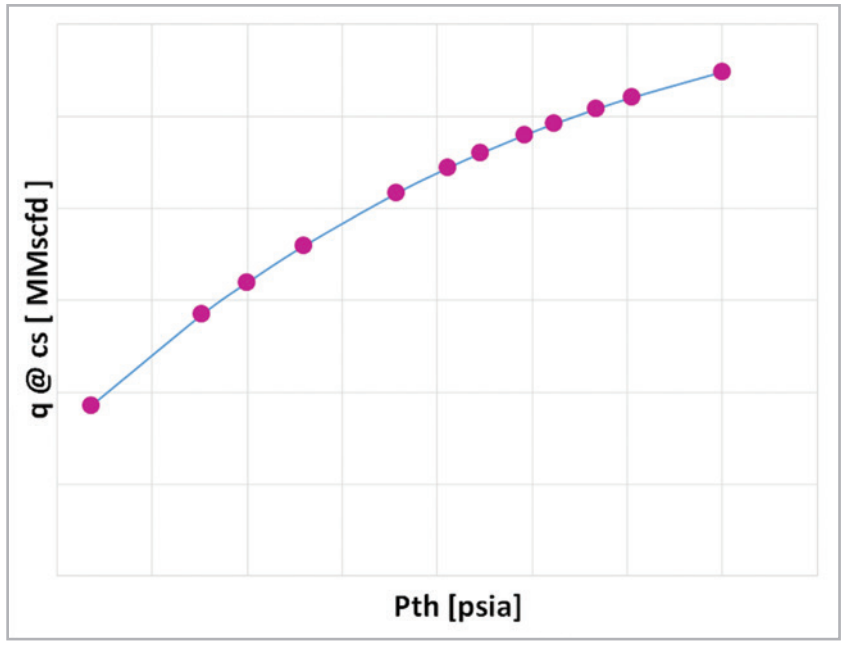

Figura 5. Curva del gasto crítico de erosión.

Obtenidos los valores correspondientes, se procede a la elaboración de la curva de gasto crítico y posteriormente se conjunta con la curva de la Figura 4, elaborando así la segunda curva de la “Envolvente Operativa®”, **Figura 6**.

VOL. 56 No. 9, SEPTIEMBRE 2016 · ISSN 0185-3899

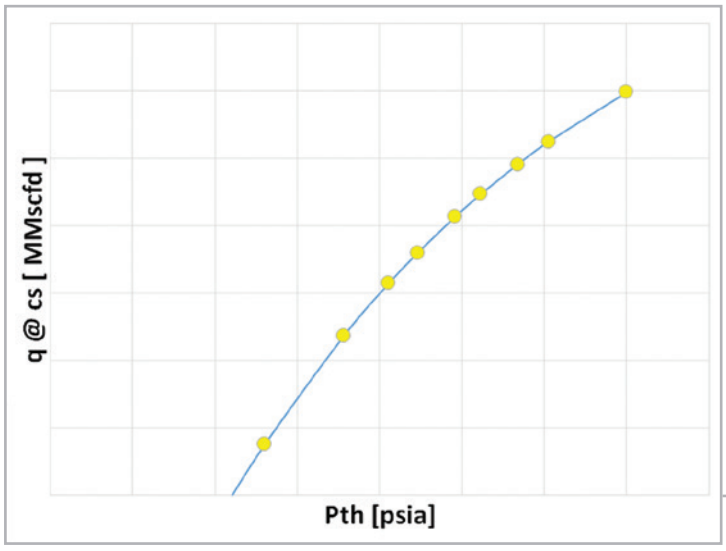

Figura 6. Curvas pertenecientes a la "Envolvente Operativa®".

La curva plasmada sobre el potencial productivo será la limitante de operación para evitar problemas de erosión del aparejo de producción, dicho en otras palabras, las velocidades del gasto y las presiones no deben rondar cerca ni mucho menos pasar de esas magnitudes establecidas, para evitar problemas que ocasionen inversiones innecesarias, abandono temprano del pozo e inclusive que atente a la seguridad del personal.

Por otro lado, la velocidad del flujo no puede ser tan baja para ocasionar el ahogamiento del pozo, ésta deberá ser suficiente para arrastrar las gotas de líquido que puedan presentarse en el yacimiento durante su explotación a superficie. Por ello, la metodología propone una tercera curva, la cual definirá el rango mínimo de presión y gasto con la que se trabajará

Al igual que en los casos anteriores, se considera el mismo rango de Pth´s, se calcularán las velocidades críticas de remoción de líquidos obtenidas a partir de la ecuación Flores-Ávila 2002.

$$Vs\ crit = 14.27\left(\frac{\sigma(\rho l-\rho g)}{Kd\cos\alpha\ \rho g^2}\right)^{\frac{1}{4}} \qquad (4)$$

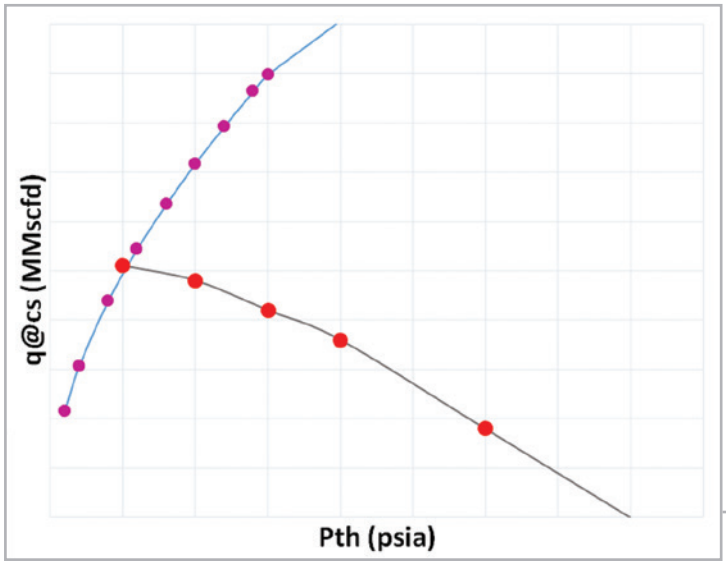

Figura 7. Curva de gasto crítico de remoción de líquidos.

Posteriormente se realizan los cálculos de gasto de gas crítico de remoción de líquidos.

$$qg\ crit - RemLiq@c.s. = \frac{3.06\ Vs\ crit\ A\ Pth}{TZ} \qquad (5)$$

Se tabulan los resultados y se obtiene la curva de gasto crítico de remoción de líquidos, teniendo en las coordenadas de las *y* los valores de P_{th} y en las coordenadas de las *x* el gasto crítico de remoción de líquidos.

Posteriormente se transpone sobre la curva del potencial productivo del pozo y junto con la curva de gasto crítico erosivo se obtiene la “Envolvente Operativa®”, **Figura 8**.

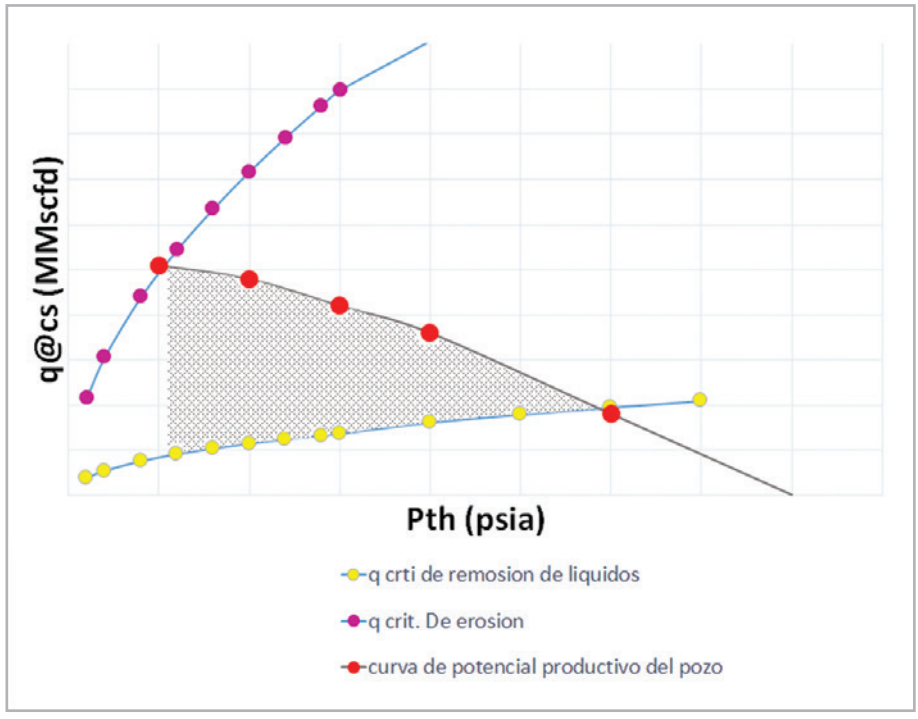

Figura 8. “Envolvente Operativa®”.

Caso de aplicación

El pozo podrá operar con presiones en la cabeza acotadas por la Envolvente y producir gastos de gas con sus respectivas P_{th}, garantizando que se trabajará sin problemas erosivos o problemas por acumulación de líquidos en el fondo del pozo. Además de ser una herramienta de diseño de un nuevo pozo, es útil para el análisis de la operación de pozos existentes.

Se realizó una prueba en el campo M1, el cual es un yacimiento de gas, se tomó una curva de incremento por 96 horas con el objetivo de obtener información, integrando los datos del aforo y la variación de presión, observando el siguiente comportamiento mostrado en la **Figura 9**.

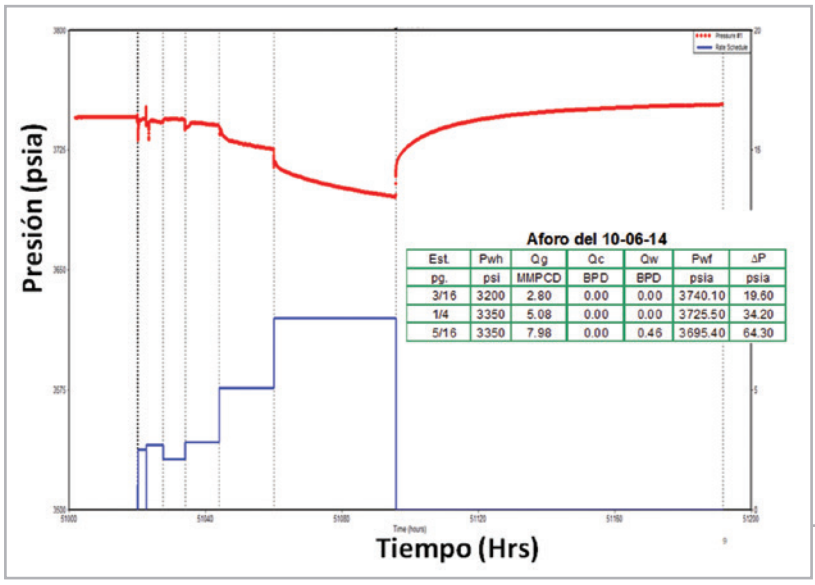

Figura 9. Comportamiento de flujo registrado del pozo.

El pozo es un yacimiento que ya se encuentra en explotación cuenta con presiones de fondo estáticos de 3759 psia, la profundidad vertical con la que cuenta es de 3276 ft es ligeramente desviado con un ángulo de desviación de 6.470° la profundidad medida es de 3297 ft, es un yacimiento de gas seco.

Se genera una prueba de "flow after flow" con la información anterior brindada de la **Tabla 1.**

Tabla 1. Datos de flujo y variaciones de presión registrados en el pozo M1.

Aforo tomado el 10-06-2015						
Ɵ Estrangulador (pulg)	Pwh (psia)	q g (MMpcd)	q c (BPD)	q w (BPD)	Pwf (psia)	Δp (psia)
3/16	3200	2.8	0	0	3740.1	19.6
1/4	3350	5.08	0	0	3725.5	34.2
5/16	3350	7.98	0	0	3695.4	64.3

Tabla 2. Datos obtenidos del aforo registrando la producción y las caídas de presión registrada en las pruebas realizadas.

Prueba	q @ cs [MMscfd]	Pwf [psia]	Δp^2 [psia]
0	0	3759.7	14 135 344.09
1	2.8	3740	146.996.08
2	5.08	3725.5	255,993.84
3	7.98	3695.4	479,362.93

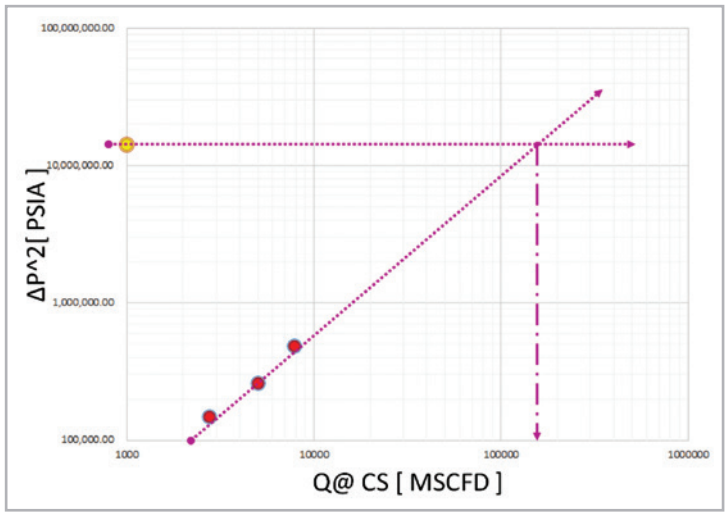

Figura 10. Gráfica de la prueba de potencial registrando los puntos de estabilización de presión y potencial de flujo abierto del pozo M1.

Obteniendo un potencial máximo del pozo de forma gráfica de AOF ≈160,000 Mscfd.

Empleando la ecuación de afluencia (Ecuación 1), se obtiene la curva de IPR.

$$q\ @\ cs = C\ (Pwf^2 - pws^2)^n \qquad (1)$$

Para obtener el valor del factor relacionado con la turbulencia n, se deben obtener dos pivotes correspondientes de la prueba, y sustituir sus respectivos valores en la ecuación (6).

Pivotes seleccionados:	X	Y
Pivote 1	2800	146996.08
Pivote 2	7980	479362.93

Se sustituyen los valores proporcionados, y se obtienen los valores de las contantes *n* y *C* correspondientes a la fórmula de afluencia descritos en la ecuación (1).

$$n = \frac{log q_1 - log q_2}{log \Delta p^2{}_1 - log \Delta} \qquad (6)$$

n=0.8860 [Mscfd/psia]

$$C = \frac{q_{cs}}{(Pws^2 - Pwf^2)^n} \qquad (7)$$

C= 0.07393

Por lo tanto, la ecuación de afluencia del pozo M1 para la construcción de la curva de IPR será: $q\ @cs = 0.07393\ [(3759.7\ psia)^2 - (Pwf)^2]^{0.8860}$

Para el cálculo del potencial máximo del pozo (AOF), se tiene lo siguiente:

$$\mathbf{AOF = 0.07393[(3759.7\ psia)^2 - (0)^2\ ]^{0.8860}}$$

$$\mathbf{AOF = 160004Mscfd=160.004MMscfd}$$

Una vez que se ha obtenido la ecuación de afluencia para el pozo M1 y el mayor aporte que tendría el yacimiento, se realiza una base de datos, **Tabla 3**, con la cual se variarán los valores de presión de fondo fluyente y se calcularán los valores de gasto presentes bajo esas mismas condiciones; esta tabla ayudará para la construcción de la curva de IPR, como se observa en la **Figura 11**.

Tabla 3. Base de datos registrada a partir de la ecuación de afluencia del pozo.

PWF [psia]	q@ cs [Mscfd]
0	160.0042729
100	159.9039766
500	157.4944215
1000	149.9335036
1500	137.2205684
2000	119.1599969
2314	104.9362161
2628	88.32754664
2942	69.10524948
3256	46.84818429
3570	20.50106302
3690	8.565525423
3725	4.636389639
3759.7	0

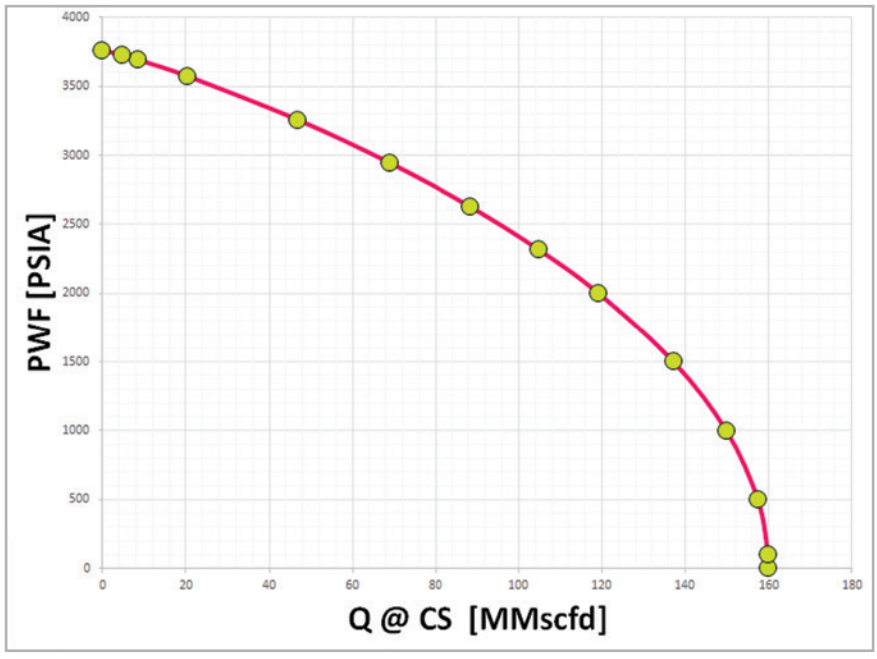

Figura 11. Curva IPR construida a partir de la Tabla 3, que representa el comportamiento del flujo en el pozo M1.

La curva generada anteriormente será de utilidad para conocer el rendimiento del pozo conociendo la tasa de producción del pozo contra la presión de flujo del fondo del pozo y las condiciones en las que opera.

Posteriormente se emplea la metodología de presión y temperatura media, calculando la presión presente en la cabeza del pozo considerando un drawdown del 43% para fines de diseño y seguridad.

Se tiene que:

$$P_{th} = 3527 \text{ psia}$$

Tomando en cuenta el decremento de 43%, para fines de diseño la presión es:

$$P_{th} = 1516.5987 \text{ psia}$$

Posteriormente es necesario obtener la curva de capacidad de transporte (outflow performance), realizando un análisis de sensibilidad para diferentes diámetros de tubería de producción (TP), a gastos diferentes.

Considerando la presión de cabeza calculada utilizando la metodología de Cullender-Smith, 1956, se obtiene lo siguiente:

Se varía el tamaño de diámetro de la TP y el gasto tomando como límite el mayor aporte que podría proporcionar el pozo (AOF), generándose la base de datos que se muestra en la **Tabla 4**.

Tabla 4. Base de datos obtenido de un software realizado que calcula la presión de fondo fluyente con la metodología de Cullender-Smith, 1956.

Ø tp =	2 3/8	2 7/8	3 1/2	4 1/2
Ø ID =	1.995	2.441	2.992	3.958
q @ cs [MMscfd]	Pwf[psia]	Pwf [psia]	Pwf [psia]	Pwf [psia]
1	1615.12	1614.52	1614.30	1614.21
12	1735.43	1657.26	1629.27	1617.75
33	2445.27	1922.96	1724.45	1640.40
46	3130.68	2192.77	1824.48	1664.63
59	3974.51	2530.61	1953.32	1696.45
72	4971.84	2928.98	2108.70	1735.66
85	6124.19	3383.43	2288.44	1782.01
98	7434.29	3891.85	2490.73	1835.27
111	8904.24	4453.63	2714.09	1895.18
124	10535.22	5068.94	2957.45	1961.47
137	12327.70	5738.32	3220.07	2033.89
150	14281.67	6462.35	3501.47	2112.20
163	16396.93	7241.57	3801.41	2196.15

Se generan una serie de curvas, **Figura 12**, obtenidas del análisis de la sensibilidad de los diámetros posibles de la tubería de producción, las cuales se sobreponen en la curva de IPR, (Figura 11).

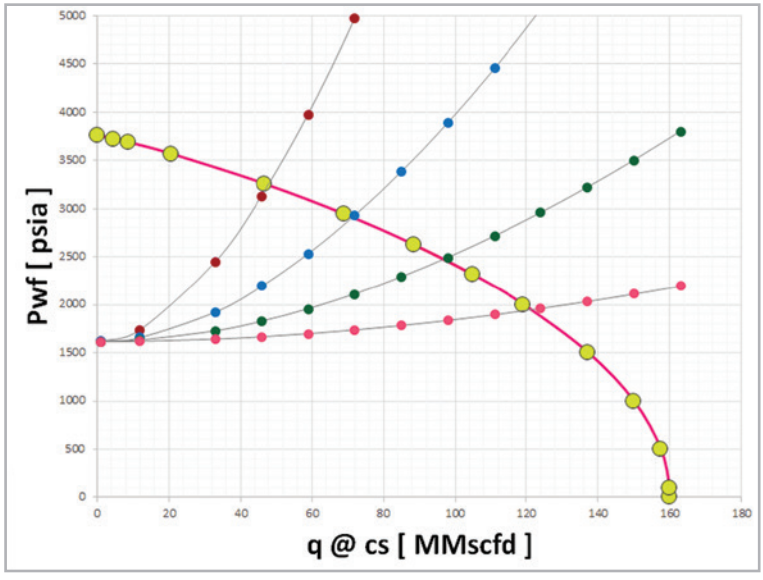

Figura 12. Análisis de sensibilidad con el diámetro de la tubería de producción.

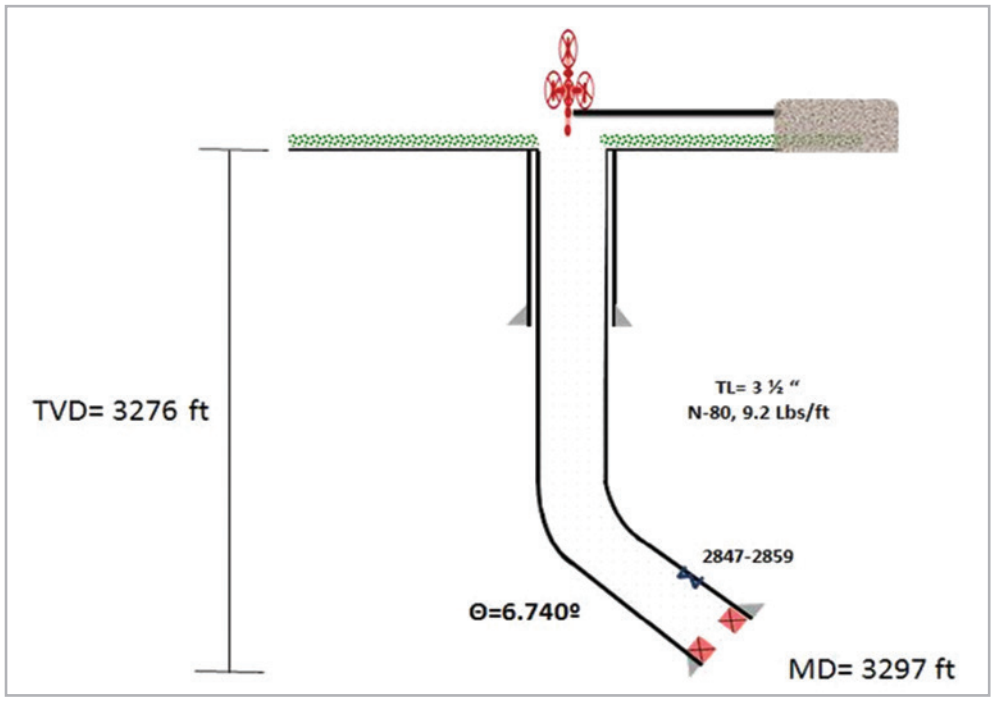

Figura 13. Estado mecánico del pozo.

Al observar el estado mecánico del pozo, se observa que se operó con una Tubing less de 3 ½“, lo cual, al revisar el análisis de sensibilidad se determina que se presentan caídas de presión por fricción considerable en comparación con el diámetro de 4 ½“, con un aumento de producción aproximadamente de 20 MMscfd. Por lo tanto, se determina que el diámetro óptimo para producir el pozo será de 4 ½”, con un diámetro interno de 3.9580”.

Una vez seleccionado el diámetro del aparejo de producción más conveniente, se realizará un análisis de sensibilidad con respecto a las presiones registradas en cabeza, con ayuda de la metodología de Cullender-Smith, 1956.

Para realizar el cálculo, se consideran presiones en cabeza que comprenden valores desde el máximo de la presión registrada en superficie al estar cerrado el pozo hasta un valor mínimo considerable.

Mecánicamente se introducen los datos al programa realizando una base de datos que contiene los valores de presión de fondo fluyente a condiciones en las que el gasto y la presión de cabeza varían, obteniéndose la información siguiente:

- ID = 3.958 IN
- OD= 4 1/2 IN

A partir de la **Tabla 5**, se generan las curvas de capacidad de transporte, **Figura 14**, de la cual se obtendrán los valores del potencial productivo del pozo, al realizar la lectura de los puntos en los cuales cada una de las curvas del análisis se intersecta con la curva de IPR.

Tabla 5. Base de datos obtenido a partir de la metodología de Cullender-Smith 1956, programada en macros de Excel.

Pth [psia]	3527	3300	3121	2942	2763	2584	2405	2226	2047	1868	1689	1510
Z	0.859	0.847	0.840	0.834	0.830	0.827	0.826	0.827	0.831	0.837	0.845	0.855
q @c.s. MMscfd	**Pwf**	**Pwf**	**Pwf**	**Pwf**	**Pwf**	**Pwf**	**Pwf**	**Pwf**	**Pwf**	**Pwf**	**Pwf**	**Pwf**
1	3753	3514	3324	3135	2945	2755	2564	2373	2182	1991	1799	1608
12	3754	3515	3326	3137	2947	2757	2566	2376	2185	1994	1803	1611
33	3764	3526	3337	3148	2959	2770	2581	2391	2201	2012	1823	1634
46	3775	3537	3349	3161	2973	2784	2596	2407	2219	2032	1845	1659
59	3789	3552	3365	3178	2990	2803	2616	2429	2243	2057	1873	1691
72	3807	3571	3385	3198	3012	2826	2641	2456	2272	2089	1909	1731
85	3828	3593	3408	3223	3038	2854	2670	2488	2307	2127	1951	1777
98	3852	3619	3435	3251	3068	2886	2705	2525	2347	2171	1999	1831
111	3880	3648	3466	3284	3103	2922	2743	2566	2392	2220	2053	1892
124	3911	3681	3500	3320	3141	2963	2787	2613	2442	2275	2113	1958
126	3917	3687	3506	3326	3147	2970	2794	2621	2450	2284	2123	1969

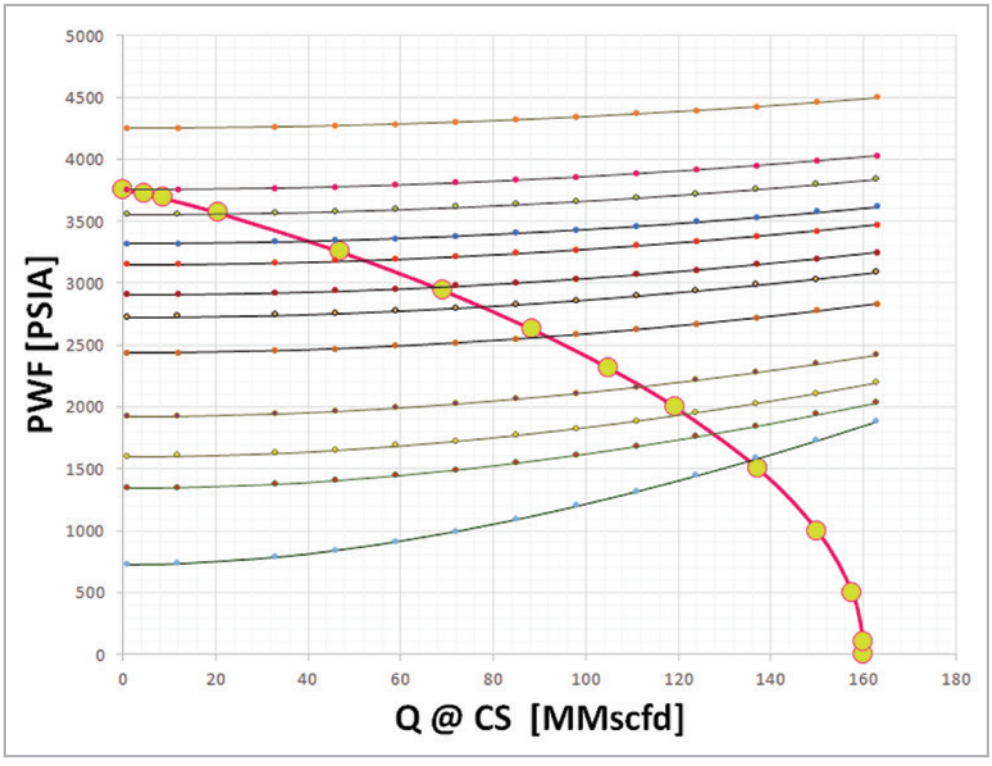

Figura 14. Curvas del analisis de sensibilidad con la presión en cabeza de pozo con el diámetro de TP seleccionado.

Se realiza la lectura de cada punto obteniéndose los resultados incluidos en la **Tabla 6**.

Tabla 6. Datos obtenidos de la lectura de intersección de curvas.

PTH [psia]	Q @ CS [MMscfd]
3527	0
3300	25
3121	40
2942	53
2763	65
2584	76
2405	86
2226	94
2047	102
1868	110
1689	116
1510	122

La **Figura 15** presenta la curva potencial productiva del pozo.

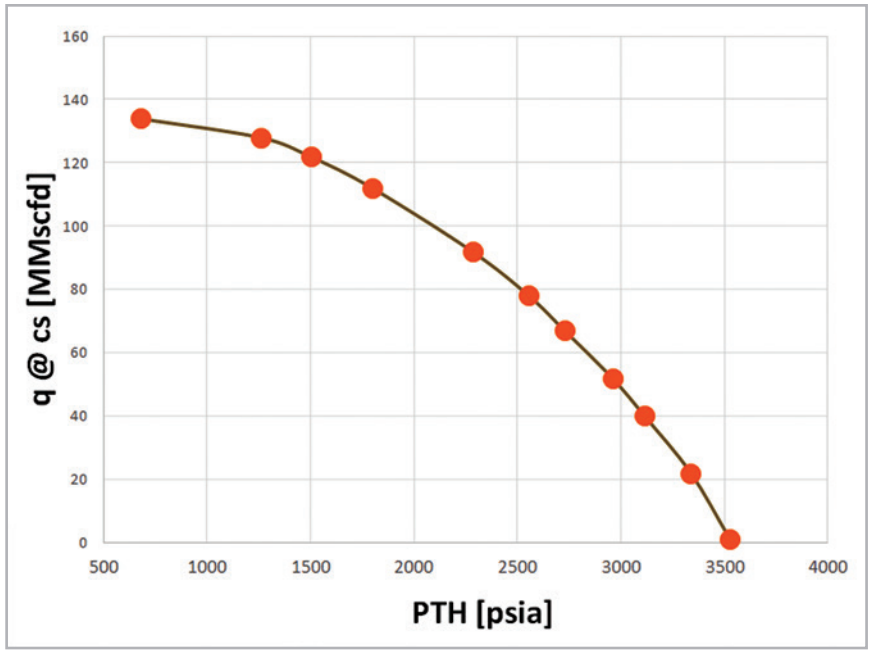

Figura 15. Curva del potencial productivo del pozo M1. (Primera curva perteneciente a la “Envolvente Operativa®”).

Posteriormente se dimensionan los diámetros tanto de fondo como de superficie, empleando la ecuación de Thornhill–Craver, se obtienen los diámetros óptimos en cada variación de presión y gasto, **Tabla 7**.

Tabla 7. Medida de los diámetros de estrangulador en superficie y de fondo dado a condiciones de presión y gastos, tanto de fondo como de superficie, respectivamente.

	ø estrangulador en fondo			ø estrangulador en superficie		
pwf[psia]	[in]	64 avos /in		[in]	65 avos /in	
4232	0.00	0.0		0.000	0.0	
3960	0.16	10.3	10/ 6 4	0.177	11.3	11/ 6 4
3745	0.21	13.5	13/64	0.230	14.7	15/ 6 4
3530	0.25	16.0	16/6 4	0.273	17.5	18/ 6 4
3315.6	0.28	18.2	18/ 64	0.312	20.0	20/6 4
3100.8	0.32	20.4	20/ 6 4	0.349	22.3	22/ 6 4
2886	0.35	22.5	22/ 6 4	0.385	24.6	25/6 4
2671.2	0.38	24.4	24/ 6 4	0.418	26.8	27/ 6 4
2456.4	0.41	26.5	26/ 6 4	0.454	29.1	29/ 6 4
2241.6	0.45	28.8	28/ 64	0.494	31.6	32/6 4
2026.8	0.49	31.2	31/ 64	0.533	34.1	34/ 6 4
1812	0.53	33.8	34/64	0.578	37.0	37/ 6 4

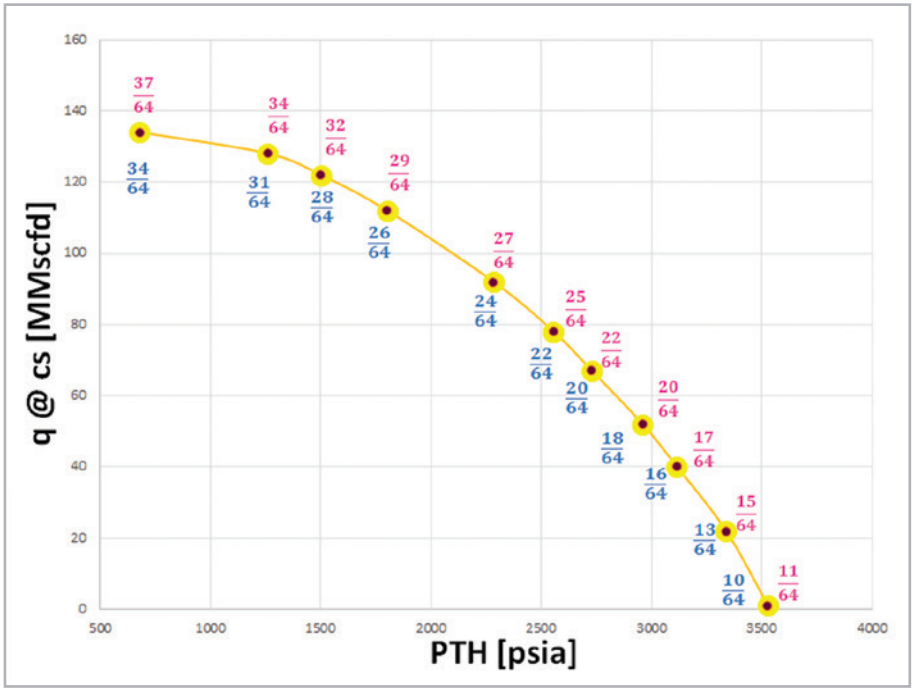

Figura 16. Potencial productivo del pozo, con los diámetros óptimos de estrangulador de fondo y superficie.

Ya obtenidos los diámetros posibles a emplear, se debe tomar en cuenta que existe la probabilidad de que se presenten problemas durante la explotación del pozo, los cuales se pueden evitar, o disminuir el riesgo de que se presenten cuando se toma un buen dimensionamiento de la herramienta y accesorios.

Para ello se toma en cuenta que el diámetro óptimo deberá estar dentro de ciertos límites para que no exista erosión en la tubería y para que haya remoción de líquidos; para evitar llegar a velocidades críticas de erosión en la tubería es necesario aplicar la fórmula dada por la norma API RP 14E (1), como se observa a continuación:

$$v_c = \frac{C}{\sqrt{\rho}} \qquad \text{(Ecuación 2)}$$

$$qe = 1.86\ x\ 10^5\ A \left(\frac{\rho}{Z\ T\ \gamma_g}\right) \qquad \text{(Ecuación 3)}$$

Se sustituyen los datos obtenidos y se genera una base de datos en la cual se registra la velocidad y el gato crítico que se obtendrá bajo ciertas condiciones de gasto y presión, tomando en cuenta la información siguiente:

ρ_L= 67 lb-m/ft^3

ρ_g= 11.27 lb-m/ft^3

σ= 60 dinas/cm ≈0.00411 lbf/ft

Se obtienen los resultados incluidos en la **Tabla 8**, los cuales están graficados en la **Figura 17**.

Tabla 8. Datos de velocidad crítica erosiva, obtenidos a partir de la ecuación de API RP14E.

PTH	Vc	q crit
[psia]	[ft/s]	[MMscfd]
3527	29.778	58.1042
3300	30.583	56.5742
3121	31.310	55.2618
2942	32.132	53.8474
2763	33.068	52.3233
2584	34.139	50.6822
2405	35.370	48.9179
2226	36.794	47.0242
2047	38.451	44.9980
1868	40.391	42.8366
1689	42.681	40.5382
1510	45.413	38.1003

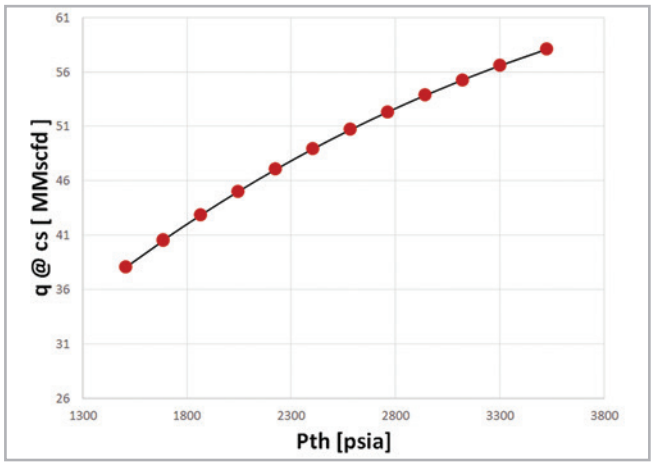

Figura 17. Curva de gasto crítico de erosión de tubería, (segunda curva de la "Envolvente Operativa®").

Dada la información siguiente, se procede al cálculo de la velocidad crítica de remoción de líquidos, por medio de las ecuaciones 4 y 5.

$$\boldsymbol{Vcrit} = 14.27\left[\frac{\sigma(\rho l-\rho g)}{Kd\,cos\alpha\,\rho g^2}\right]^{\frac{1}{4}} \qquad (4)$$

$$\boldsymbol{Qg\ crit} = \frac{3.06\,Vcrit\,A\,P}{ZT} \qquad (5)$$

Sustituyendo la información de campo en las ecuaciones anteriores, se genera la **Tabla 9**.

Tabla 9. Datos de velocidad y gasto crítico de remoción de líquidos, obtenidos a partir de la ecuación de Flores-Ávila, 2002.

PTH [psia]	v crit [ft/s]	Q g crit [MMscfd]
3527	4.4	8.6
3300	4.5	8.4
3121	4.7	8.2
2942	4.8	8.1
2763	4.9	7.8
2584	5.1	7.6
2405	5.3	7.4
2226	5.5	7.1
2047	5.8	6.8
1868	6.1	6.5
1689	6.5	6.2
1510	6.9	5.8

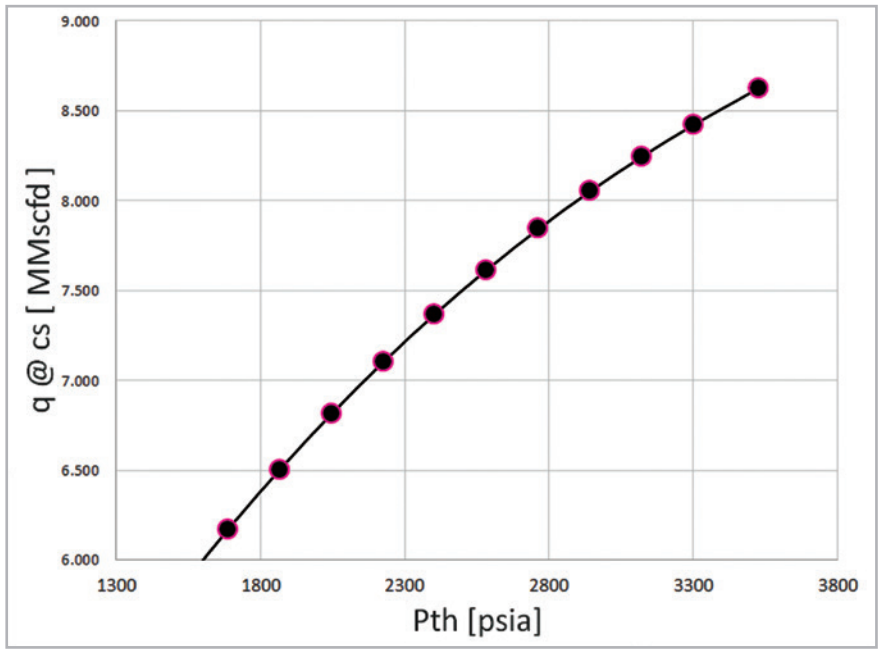

Figura 18. Curva de gasto crítico de remoción de líquidos, (tercera curva de la “Envolvente Operativa®”).

Ya obtenidas las curvas de gasto crítico de erosión de tubería y de remoción de líquidos, se construye la “Envolvente Operativa®”, **Figura 19**, relacionando las tres curvas fundamentales para su construcción, las cuales son la curva de potencial productivo (Figura 16), curva de gasto crítico de erosión en tubería (Figura 17) y la curva de remoción de líquidos, (Figura 18).

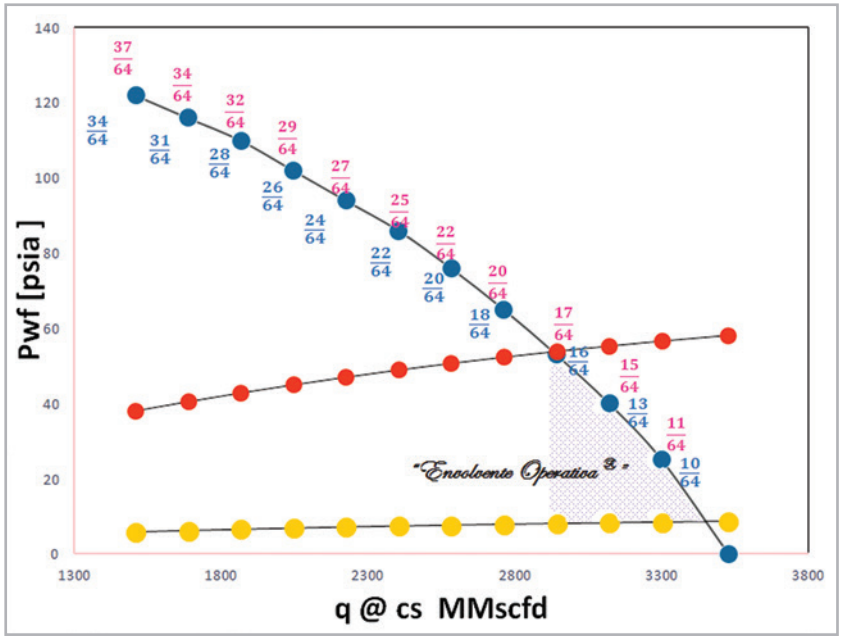

Figura 19. “Envolvente Operativa®”.

La parte sombreada representa el área en la cual es factible y recomendable trabajar, ya que se evitará las problemáticas antes mencionadas. Por lo tanto, se define que el diámetro óptimo de operación para el estrangulador será de:

D=10/64” para el estrangulador de fondo y para el estrangulador de superficie de D=11/64”.

Conclusiones

La metodología de “Envolvente Operativa®” es una herramienta que ayuda a diseñar un pozo de gas, presentándonos opciones para poder explotar el yacimiento de una forma segura y confiable, integrando tres criterios fundamentales para la producción del pozo en un solo gráfico que consigue identificar fácilmente y anticipar problemas que conlleve a entorpecer la explotación de la reserva.

Corrige las decisiones erróneas al dimensionar los diámetros del aparejo de producción y accesorios tomando en cuenta la energía propia del yacimiento y el aprovechamiento de la misma, logrando así prolongar la vida productiva del yacimiento.

Anticipa problemas de erosión de tuberías, visualizando el rango preferente de operación, que permita trabajar y explotar el yacimiento, sin necesidad de agotar la integridad del aparejo de producción en un corto periodo.

De la misma forma, esta herramienta advierte sobre las condiciones necesarias para que el pozo se ahogue por acumulación de líquidos en el fondo del pozo, en caso de que se llegara a presentar este caso implicaría un abandono del pozo, o bien una inversión más para recuperarlo debido a que se requiere el uso de sistemas artificiales para la extracción de los líquidos acumulados.

Es por ello la importancia que tiene la Metodología de Evolvente Operativa, debido a que el diseño de pozos de gas no sólo se basa en un análisis nodal convencional, también se toma en cuenta la importancia que tiene el control de las velocidades para evitar problemas erosivos y de colgamiento de líquidos, dando la oportunidad de prever el comportamiento del yacimiento durante su explotación, teniendo la opción de alargar su vida productiva.

Referencias

API RP14E, Recommended Practice for Design and Installation of Offshore Production Platform Piping Systems, third edition. Washington, D.C.: API.

Cullender, M. H. y Smith, R. V. 1956. Practical Solution of Gas-Flow Equations for Wells and Pipelines with Large Temperature Gradients. *Trans.* AIME **207**: 281-287.

Flores-Ávila, F. S. 2002. *Experimental Evaluation of Control Fluid Fallback During Off-Bottom Well Control in Vertical and Deviated Wells*. PhD dissertation, Louisiana State University, Baton Rouge, Louisiana.

Turner, R. G., Hubbard, M. G. y Dukler, A. E. 1969. Analysis and Prediction of Minimum Flow Rate for the Continuous Removal of Liquid from Gas Wells. *J Pet Technol* **21** (11): 1475-1482. http://dx.doi.org/10.2118/2198-PA.

Semblanza de los autores

Adela Mijangos Valerio

Lic. en Ingeniería Petrolera por la Universidad Veracruzana en 2015.

Participó en las Jornadas técnicas 2014 y 2015 de la AIPM, Delegación Poza Rica; y en el Congreso Mexicano del Petróleo 2016.

Actualmente labora en la empresa Petrolera Miahuapan (PEMISA), en Poza Rica Ver., con el cargo de SIOP´S y administración.

Fernando Sebastián Flores Ávila

Ingeniero Petrolero egresado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México, con mención honorífica en el año 1986.

En 1998 obtuvo el título de Maestro en Ingeniería Petrolera con mención honorífica, en la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería de la UNAM. En 2002 obtuvo el grado de Doctor en Filosofía con Honores en la rama de Ingeniería Petrolera de la Universidad Estatal de Louisiana en los Estados Unidos de Norteamérica.

Laboró 13 años para la compañía Halliburton Energy Services en México, Estados Unidos, Venezuela, Argentina y Trinidad y Tobago; como Ingeniero de campo y posteriormente como Asesor Técnico en Terminación de Pozos y Control de Pozos, así como Gerente de Distrito.

Ha sido profesor en la Universidad Estatal de Louisiana y en la Facultad de Ingeniería de la UNAM a nivel licenciatura y maestría, y actualmente en la Universidad Veracruzana, donde imparte las cátedras de Mecánica de Yacimientos, Yacimientos de Gas y Terminación de Pozos a nivel licenciatura.

Ha trabajado 18 años para Petróleos Mexicanos desempeñando diferentes cargos, desde su ingreso como Ingeniero de Yacimientos en Ciudad del Carmen, Campeche, hasta la actualidad como Coordinador de Gestión Tecnológica de la Región Norte en Poza Rica Veracruz y como Líder de la estrategia nacional de productividad de pozos en PEP para las RMNE y RMSO, dependiente de la Subdirección de Gestión de Recursos Tecnológicos. Es miembro de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, Society of Petroleum Engineers, PI-EPSILON-TAU Petroleum Engineering Honor Society y Colegio de Ingenieros Petroleros de México.

Actualmente es Gerente de Aseguramiento Técnico de Explotación en Pemex, en Villahermosa, Tabasco.