

Surgencia Con Bombeo

Por

**Ingeniero Eduardo Manuel Braganza, Departamento de Geología y Petróleo,
Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional del Comahue, Neuquén, Argentina
e Ingeniero Esteban González, Departamento de Geología y Petróleo, Facultad de
Ingeniería, Universidad Nacional del Comahue, Neuquén, Argentina**

Resumen

La forma de producción artificial estudiada es aquella por la cual, cuando un pozo que esta produciendo por bombeo a través de la tubería de producción, surge al mismo tiempo por el entrecaños entre la tubería de producción y la de revestimiento.

El trabajo consiste en definir la producción del pozo, la eficiencia del ancla de la bomba y el desplazamiento de la misma, para una correcta instalación de fondo del pozo en estudio, calcular la curva de producción por el entrecaños y definir las condiciones de flujo vertical que hacen posible que esta producción se eleve por surgencia natural, mientras por la tubería de producción continua la extracción por bombeo mecánico.

Este trabajo forma parte de análisis previos realizados en referencia al proyecto de Investigación No 74, auspiciado por el CIUNCOMAHUE.

Introducción

Cuando la presión del reservorio declina o cambian las condiciones de fluencia, acorde a los distintos regímenes de flujo que ocurren en las tuberías de producción, vale decir, a todas las configuraciones geométricas posibles

Entre las fases gas y líquidos y considerando que conforme la presión se reduce constantemente en su ascenso por la tubería de producción, el petróleo crudo desprende el gas que contiene en solución, decreciendo el volumen de líquido, modificando su relación con gas libre, generando rápidamente flujos tales como el de burbuja, baches, anular y/o niebla, que en conjunto con otras variables tales como viscosidad y su dependencia de la presión y temperatura, características PVT de los fluidos del yacimiento, presiones en boca de pozo, etc., terminan irremediablemente en la necesidad de establecer un sistema de producción artificial para optimizar la extracción de líquido de los pozos petroleros.

Uno de los sistemas de extracción artificial usado históricamente, es el

bombeo mecánico accionado con varillas.

Bajo este sistema de extracción, algunos pozos no presentan acción de bombeo ante el registro dinamométrico, pero sin embargo, tienen una producción continua, en muchos casos acordes con el diseño de fondo. Por otro lado si suponemos que el pozo volvió a su condición de surgente y detenemos el equipo de bombeo, observamos que el aporte de líquido por la tubería de producción decae inmediatamente y solo vuelve cuando comienza la acción del bombeador mecánico, vale decir, el pozo realmente fluye manteniendo las válvulas fija y viajera abiertas, pero solo cuando el equipo de bombeo esta funcionando. Este modo de producir, que puede ser casi continuo, durar muchos meses o aparecer intermitentemente, es conocido en la jerga petrolera como agitación.

En otras circunstancias, que es precisamente el tema que nos ocupa, el registro dinamométrico indica que el pozo sí produce normalmente por bombeo mecánico, pero al observar el entrecaños, o mejor dicho, verificar su condición operativa, encontramos que el pozo está surgiendo. Esta situación de surgencia con bombeo en la mayoría de los Yacimientos es fortuita y no responde a diseño alguno y por tanto, generalmente es intermitente y acorde únicamente al instante en particular en las que las condiciones de presión de fondo y relaciones gas petróleo, entre otras variables, permiten la surgencia por entrecaños.

El motivo de trabajo es normalizar un cálculo que permita de antemano, diseñar una instalación de fondo para bombeo mecánico conjuntamente con las condiciones de entrecaños necesaria para mantener una surgencia con bombeo.

Desarrollo

Al analizar la efectividad de la bomba en la parte inferior del pozo, es normal calcular la eficiencia volumétrica de la misma definida como la producción de líquido bombeada desde el pozo, referida al desplazamiento de la bomba en las condiciones de fondo de pozo.

Si se considera que el volumen de líquido producido, es el desplazado por la bomba, para una dada eficiencia del ancla de gas, se puede calcular este desplazamiento

$$D = q \cdot (1 + R \cdot p_a \cdot (1 - E_g)) / p_{wf}$$

siendo D el desplazamiento de la bomba para producir el líquido q y el gas no derivado al entrecaño, producido por el yacimiento para una presión de fondo p_{wf} , con una relación gas-petróleo R y con una eficiencia del ancla de Gas E_g .

Se considerará que la producción del pozo responde a la Curva de Vogel (Cada pozo tendrá su IPR propia).

Con referencia a la Relación gas petróleo, se recuerda que cuando un pozo se extrae por bombeo mecánico, se reducen las presiones de fondo a valores límites inferiores, y se puede considerar que la relación R instantánea dependerá exclusivamente de esta presión y mantendrá valores bajos y constantes, siempre que operemos en un yacimiento con empuje de gas disuelto, como es el de esta presentación.

La efectividad del ancla de gas, se expresa como la eficiencia E_g del ancla separadora de gas, que indica la proporción de gas libre presente que se desvía para el entrecaños. Esta proporción de gas desviado, es propia de cada pozo-instalación y debe ser estudiada en cada caso particular.

Se considera además que a las presiones que se manejan, será nula la proporción de gas disuelto que podría liberarse mas arriba que el fondo del pozo, y que además con el pozo en producción normalizado, no habrá variaciones en la temperatura de fondo.

Con las consideraciones previas, el volumen de gas presente en la entrada del ancla será igual a $q \cdot R \cdot p_a / p_{wf}$, siendo

q la producción del pozo a p_{wf}

R la relación gas petróleo

p_a la presión atmosférica

p_{wf} la presión de fondo en producción de tal modo que el volumen de gas que entra en la bomba es

$$D \cdot q = q \cdot R \cdot p_a \cdot (1 - E_g) / p_{wf} \quad \text{Nº 1}$$

siendo D el desplazamiento dinámico de la bomba

Si se define la eficiencia volumétrica de la bomba como

$$E_v = q / D$$

y reemplazando en la ecuación Nº1 luego de dividirla por q obtenemos

$$E_v = 1 / (1 + R \cdot p_a \cdot (1 - E_g) / p_{wf})$$

De esta manera determino el desplazamiento instantaneo que debería tener la bomba para extraer todo el petróleo producido más el gas no derivado por el ancla de gas al entrecaños.

La relación entre este desplazamiento y el desplazamiento mecánico de la bomba calculado según la siguiente ecuación Nº2, permite definir el factor F_1 , que establece a partir de que valor el diseño de fondo será capaz de bombear todo el fluido producido, y por tanto al haber líquido en el entrecaños, la posibilidad de estudiar una surgencia simultanea con el bombeo por la tubería de producción $[m^3/día] = 0,024 \cdot A_p \cdot N \cdot S_p$ ecuación Nº2

En esta oportunidad quedó definida la eficiencia del ancla de gas como una función inversa de la presión de fondo.

$$E_g = 1 / (1,25 + p_{wf} / \bar{p}) E_c^3$$

Volviendo a la Ecuacion Nº 2

A_p = área del pistón en pulgadas cuadradas

N = número de emboladas en golpes por minutos

S_p = la carrera del émbolo en pulgadas

Luego se calcula el Gas total producido en condiciones de fondo, como

$$V_{1gas} \text{ a } p_{wf} = q \cdot R \cdot T_1 \cdot p_a / (p_{wf} \cdot T)$$

siendo

q la producción de líquido para cada presión de fondo

R la relación gas petróleo

p_{wf} y T_1 las condiciones de presión y temperatura de fondo

y p_a y T las condiciones estándar de presión y temperatura

Con este valor y la eficiencia del ancla de gas, se calcula el volumen de gas derivado al entrecaños, a saber

$$q_{gas}' = E_g \cdot q_{gas} = E_g \cdot q \cdot R$$

Se obtiene la producción de líquido por entrecaños, a partir de la producción total de petróleo mas gas, para cada presión de fondo, restándole el desplazamiento mecánico de la bomba y la producción de gas derivada a entrecaños a saber

$$q' = q + V_1 - D' - q_{gas}'$$

Luego se calcula la relación gas petróleo por el entrecaños y con la presión de fondo correspondiente, usando Gilbert, se determina la presión de entrecaños necesaria para mantener la producción óptima tanto por bombeo por la tubería de producción, como por surgencia por el entrecaños.

A modo de ejemplo se eligió el siguiente pozo

Pozo N°1

Profundidad de punzados 6600 pies

Profundidad de la bomba 6600 pies

Producción potencial 40 m³

R.G.P. = 30

G.P.= 0,8

Presión media 140 Kg/cm²

Tipo de ancla de gas: 3 tubing de cola con caño mosquito.

A.I.B. 640-305-120

Carrera del vástago pulido en pulg 120

Sarta de varillas API 85

Diámetro del pistón en pulg 1,5

Nro. de golpes 8

M=0,26

Los cálculos se detallan en la Tabla de resultados.

Los marcados con rojo, son datos sin sentido físico.

Los señalados con azul, son los que intervienen en el desarrollo del pozo para lograr surgencia con bombeo simultaneo.

Las unidades fueron tomadas inicialmente como "unidades de campo" y luego llevadas a SI.

Conclusiones

Este trabajo se ha desarrollado con la certeza de que el bombeo con varilla de succión se ha considerado mucho tiempo como un mecanismo de bombeo fundamentalmente simple y entendido por todos. Esto lo demuestra quizás los logros reales en el diseño de sistemas mecánicos que operan con eficiencia en situaciones que demandan cada vez mayor profundidad del pozo o desviación del agujero, en los que se tiene mayor producción de arena o parafina, o con crudos con mayor o menor viscosidad, cantidades significativas de gas libre, etc.

Por otro lado los pozos a bombeo generalmente no son pozos espectaculares, sus producciones no siempre llaman a preocupación a los ingenieros de extracción ni a los intereses gerenciales puestos en pozos nuevos y de potenciales mas altos.

Es por esto y sin olvidar que el bombeo mecánico esta en el corazón de esta industria, se espera que la exposición de este trabajo estimule un interés renovado en algunos de los interrogantes y posibilidades que permanecen con respuestas y soluciones parciales o sin ellas.

Un método para mejorar la eficiencia de la bomba es desviar el gas libre hacia arriba en el espacio anular del pozo en cuestión y purgar este gas en el cabezal de la tubería de revestimiento, a través de una línea de conducción individual o por la misma línea que lleva el petróleo producido por la tubería de producción a la batería respectiva.

El gas libre puede utilizarse también para dar energía motor. No obstante siempre esta situación es de conflicto y un problema permanente en el bombeo mecánico, "el gas libre de entrecaños".

Ningún productor duda que ocasionalmente ha observado surgencia en boca de pozo por la tubería de revestimiento.

Por tanto, poder diseñar una instalación de bombeo considerando surgencia simultanea con la acción de la bomba, constituye un método eficaz de producir y de optimizar. Se agrega una tabla de resultados y el gráfico correspondiente para facilitar el cálculo.

Nomenclatura

D = desplazamiento de petróleo total producido según I.P.R., más gas no derivado por el ancla de gas

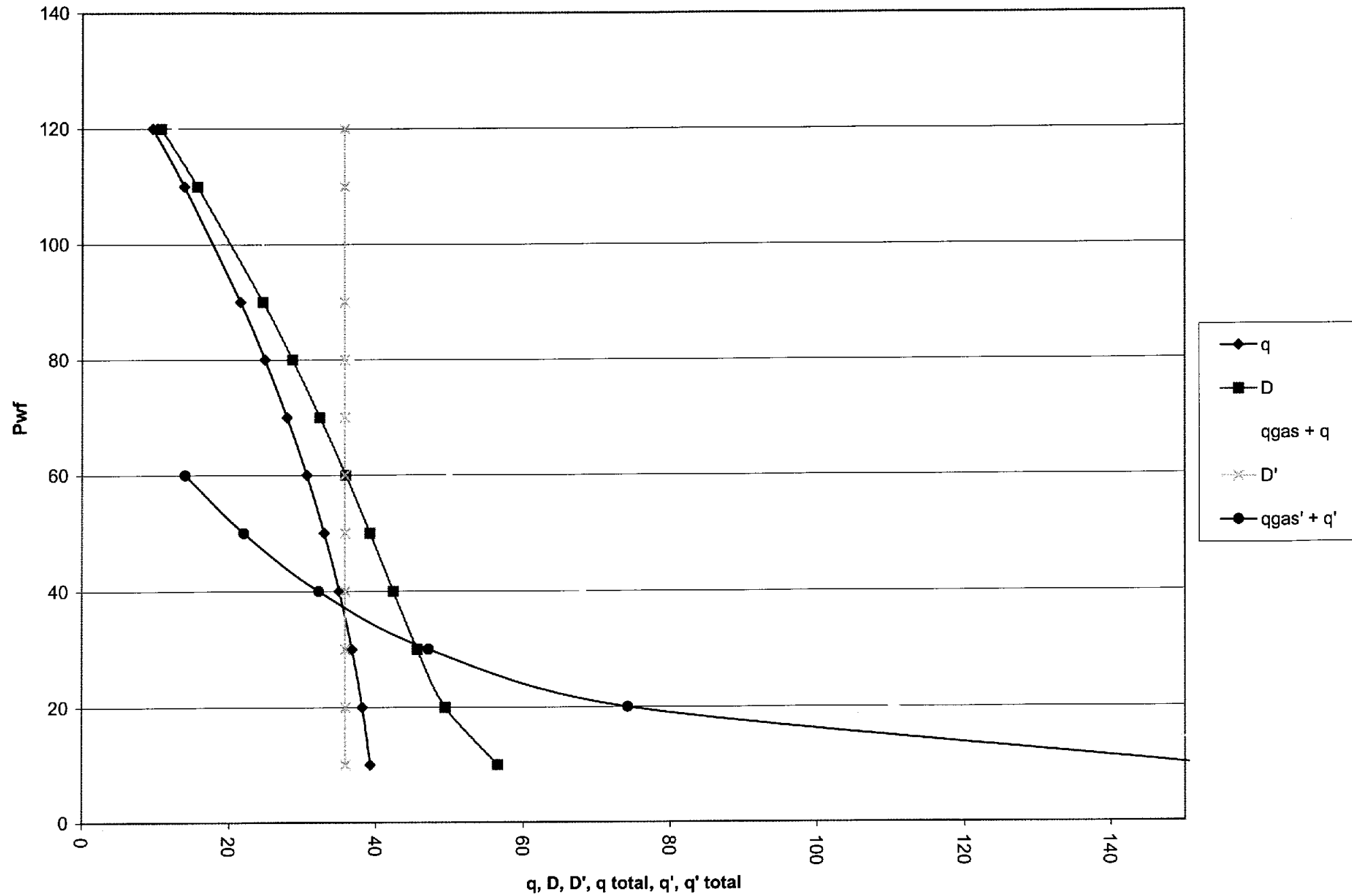
q' = producción potencial

q = producción del pozo a p_{wf}
 R = relación gas petróleo
 p_a = presión atmosférica
 p_{wf} = presión de fondo a la altura de la bomba
 $\bar{p}$ = presión media del yacimiento
 E_g = eficiencia del ancla de gas
 E_v = eficiencia volumétrica de la bomba
 A_p = área del pistón
 N = numero de golpes del A.I.P
 S_p = desplazamiento real del pistón de la bomba
 T_1 = Temperatura de fondo del pozo
 T = Temperatura estándar
 V_1 = Volumen del gas libre en fondo
 V = volumen del gas libre en condiciones estándar
 q_{gas} = producción total de gas
 q_{gas}' = producción de gas por entrecaños
 q' = liquido producido por entrecaños
 D' desplazamiento volumétrico real de la bomba instalada
 F_1 factor que define la posibilidad de producir liquido por entrecaños

Referencias

- Kermit E. Brown, " the technology of artificial lift methods" copyright 1984, Penn Well Books, Pennwell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma
- T.E.W.Nind, "Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros". Primera Edición 1987, Editorial Limusa, México.
- Francis S. Manning y Richard E.Thompson, "Oil Field Processing of petroleum, volume 2. Crude Oil", Copyright 1991, Penn Well Books, Pennwell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma

Grafico 1



presión de fondo eb kg/cm2	gas producido en m3	presión media en kg/cm2	Eg	D	produccion s/vogel
130	100	130	0,4	#jDIV/0!	0
120	100	130	0,412698413	3,832613256	0,133727811
110	100	130	0,426229508	6,97131368	0,257988166
100	100	130	0,440677966	9,878848661	0,372781065
90	100	130	0,456140351	12,55695122	0,478106509
80	100	130	0,472727273	15,00820334	0,573964497
70	100	130	0,490566038	17,23663854	0,66035503
60	100	130	0,509803922	19,24894613	0,737278107
50	100	130	0,530612245	21,05711871	0,804733728
40	100	130	0,553191489	22,68506861	0,862721893
30	100	130	0,577777778	24,1884725	0,911242604
20	100	130	0,604651163	25,73414064	0,950295858
10	100	130	0,634146341	28,15557801	0,979881657

TABLA DE RESULTADOS

pwf	q'	p media	q	Eg	Ev	D	qgas	qgas + q	D'	F1	qgas'	q'	qgas' + q'	RGP de e/c	RGP(pie3/bl)	Pc
120	40	140	9,6327	0,5109	0,8911	10,8104	3,0256	12,6583	35,8946	0,3012	1,5459	-24,7822	-23,2363	-5,9581	-0,1323	(kg/cm2)
110	40	140	13,9592	0,5303	0,8864	15,7473	4,7832	18,7424	35,8946	0,4387	2,5366	-19,6887	-17,1522	-11,2794	-0,2505	
90	40	140	21,6327	0,5738	0,8756	24,7061	9,0598	30,6925	35,8946	0,6883	5,1983	-10,4004	-5,2021	-35,8031	-0,7952	
80	40	140	24,9796	0,5983	0,8691	28,7425	11,7692	36,7488	35,8946	0,8007	7,0414	-6,1872	0,8542	-72,4646	-1,6095	
70	40	140	28,0000	0,6250	0,8615	32,5000	15,0769	43,0769	35,8946	0,9054	9,4231	-2,2407	7,1823	-234,2982	-5,2039	
60	40	140	30,6939	0,6542	0,8526	36,0008	19,2821	49,9759	35,8946	1,0030	12,6144	1,4669	14,0813	410,6577	9,1209	
50	40	140	33,0612	0,6863	0,8416	39,2845	24,9231	57,9843	35,8946	1,0944	17,1041	4,9856	22,0897	136,5263	3,0323	
40	40	140	35,1020	0,7216	0,8273	42,4300	33,0769	68,1790	35,8946	1,1821	23,8699	8,4144	32,2844	90,3139	2,0059	
30	40	140	36,8163	0,7609	0,8070	45,6202	46,2564	83,0727	35,8946	1,2710	35,1951	11,9831	47,1782	70,1300	1,5576	10
20	40	140	38,2041	0,8046	0,7733	49,4018	72,0000	110,2041	35,8946	1,3763	57,9310	16,3785	74,3095	56,3037	1,2505	
10	40	140	39,2653	0,8537	0,6949	56,5037	148,0000	187,2653	35,8946	1,5742	126,3415	25,0293	151,3707	40,1760	0,8923	