

El sentido común aplicado a la industria del petróleo

Por Humberto Leniek, Coil Tubing Americas

Hace años un amigo me dijo”el sentido común es el menos común de los sentidos”y el tiempo le ha dado la razón.

En infinidad de oportunidades asumimos que las cosas son como son sin ahondar sobre causas y origen.

Partiendo de esta base, me pregunte: porque los diámetros de los pozos de petróleo y/o gas son como son... donde y como se originan ¿?

Se me ocurre pensar que 100 años atrás, quien tenía la intención de perforar un pozo se enfrentaba con problemas tales como, tamaño de la “mecha” a utilizar y como accionar esta.

Sabemos que en un principio se aplicó el método de “percusión” para la perforación de pozos, que consistía en una “pala” en el extremo de una barra de peso (barra maestra) vinculada al extremo de un cable que accionado desde la superficie por un balancín movía la pala para arriba y para abajo haciendo que esta penetre en el fondo horadando el terreno. Cada tanto se reemplazaba el conjunto de fondo, por una “cuchara” para extraer los recortes de terreno a la superficie. En la jerga de aquellos tiempos a esta acción se la llamaba “cucharear” Este método se utilizó hasta los primeros años del siglo pasado y ya en la década del veinte se comenzó a aplicar el método de “rotación” que consistía en una “mecha” que solidaria al extremo de una tubería se rotaba desde la superficie. (Howard Hughes Sr)

Si tenemos en cuenta que en aquellos años se le echo mano a “cualquier “ tubería que permitiera el propósito, podemos asumir entonces que el diámetro del pozo y el consecuente revestimiento (entubado) respondía a ello. Es así como el diámetro del pozo comienza a obedecer a los diámetros de tubería disponible para la construcción de pozos.

A mediados del siglo pasado nació lo que hoy conocemos como tubería de perforación y o tubería de sondeo (drill pipe) y que actualmente continua relacionada con el diámetro del pozo.

Hoy se perfora como hace cien años atrás, por ende los diámetros de pozo siguen dependiendo de los diámetros de la tubería de perforación, y los de entubado obedecen a la misma causa.

Como consecuencia directa, el tamaño y capacidad del equipo perforador también esta interrelacionado con los diámetros y profundidad del pozo.

Si hoy quisiéramos modificar el tamaño de los equipos perforadores o los diámetros de pozo, estaremos ante una situación de “ que viene primero, el huevo o la gallina”

Usando el sentido común, la pregunta es:..... realmente es necesario perforar los diámetros actuales, que a juzgar por este razonamiento parecería ser que son consecuencia del pasado, o existen alternativas de reducción de diámetros y con ello el costo de construcción de pozos, incluido el tamaño del equipo de perforación ¿?...

Y a esta pregunta habría que sumarle una segunda:..... y si se reducen los diámetros es posible la extracción de fluidos del pozo en forma asistida (artificial lift) ¿?

La somera descripción de cómo tuvo comienzo la perforación de pozos de por sí nos

indica él porque de los diámetros típicos, pero para dar respuesta a la segunda pregunta analicemos el impacto de los diámetros de pozo referidos a la producción.

Si hoy se le pide a un ingeniero de producción partir de cero y diseñar un diámetro de pozo, este sé vera en la disyuntiva de diseñar un diámetro tal que le permita correr dentro del pozo la ultima columna a utilizar para elevar fluidos a la superficie. Algo así como comenzar una obra por el final.

Aplicando el sentido común; por un lado se podría llegar a reducir el diámetro de la perforación, pero ahora tenemos que compatibilizar este con lo ultimo a correr dentro del pozo.

Tomando como ejemplo un proyecto de perforación que demandara, una ves completado el pozo, correr varillas de bombeo para accionar una bomba mecánica de subsuelo, las varillas y sus correspondientes acoples dictaran el primer diámetro a tener en cuenta. El bombeo mecánico consiste en usar varillas de menor diámetro abajo y de mayor diámetro a medida que nos acercamos a la superficie. La tabla de la Fig. 1 indica los distintos diámetros de varillas normalizadas por el API.

De necesitar varillas de 1" los acoples o culpas tendrán un diámetro exterior de 2", lo que nos esta dictando que la tubería de producción (producción tubing) tendrá que tener un diámetro interior tal que permita correr dentro de la misma las varillas de bombeo, y un huelgo suficiente para permitir el paso del fluido.

Analizando los diámetros de tubería de producción API disponibles (ver Fig. 2) vemos que para poder acomodar un diámetro de 2" necesitamos, como mínimo, de una tubería de producción 2.7/8" OD cuyo diámetro interior es de 2.4" y en la misma tabla podemos ver que él acople o cupla que une tubo con tubo tiene un diámetro exterior de 3.5" OD, diámetro que ahora dictara el diámetro de la tubería de entubación (casing). De la Fig. 3 podemos deducir que el diámetro de entubación que podemos utilizar es el nominal 5.1/2" cuyo diámetro interior es 4.9" y de la misma tabla podemos extraer el diámetro exterior de las culpas, que a sus ves dictaran el diámetro del pozo. O sea que para que la tubería de entubación pueda ser corrida dentro del pozo necesitaremos perforar un diámetro de por lo menos 7". Por si todo esto fuere poco, sabemos que para hacer una perforación controlada necesitamos primero hacer un pozo guía que nos permita tener un control de la perforación hasta llegar a la profundidad final. De allí entonces que el pozo guía tendrá que ser de un diámetro tal que permita el paso de la mecha o trepano hasta la profundidad final, pozo que además deberá ser entubado.

Cómo se puede apreciar, comenzamos este razonamiento teniendo en cuenta lo ultimo a correr en el pozo y terminamos con un pozo en superficie de no menos de 12"!!!...

Este no necesariamente es el caso de algunos pozos de gas donde hemos visto que son de diámetro reducido (slim hole) y entubados con 2.7/8" o 3.1/2", porque el gas surge sin necesidad de levantamiento artificial..No obstante, debemos aclarar que si bien esto es cierto, en ocasiones hay que extraer agua, en cuyo caso se hace necesario el levantamiento artificial.

En vista de todas estas consideraciones sobreviene nuevamente la pregunta: ¿es posible reducir costos en pozos para petróleo, a partir de la reducción de diámetros....??

Revisando historia, en la década del 1950 sé hecho mano a tubería de pequeño diámetro (macaroni tubing) tanto para perforar como para producir pozos de diámetros reducidos

(slim hole). Su uso, salvo aplicaciones muy puntuales, no prospero. Y no prospero por culpa de las conexiones.

Las conexiones o roscas tienen una ingeniería muy compleja, particularmente en aquellos casos donde el espesor de la tubería no deja suficiente lugar para el tallado de la rosca. Desde el punto de vista de diseño, el diseñador se encuentra con la siguiente disyuntiva; 1) no cuenta con un espesor suficiente, porque si por el contrario se incrementa el diámetro exterior de la tubería, 2) o se reduce el diámetro interior, 3) la combinación de ambos aumenta el peso de la tubería lo que también impondrá un límite; por ejemplo, de profundidad de pozo. Este compromiso geométrico obliga al diseñador de roscas a moverse dentro de estrechos límites que a su vez limitan la resistencia de las roscas.

Desde el punto de vista de la perforación rotary, y en él supuesto que el macaroni tubing y o slim drill tubing fuese confiable, tenemos otro problema, esta vez relacionado con la hidráulica. Las prácticas de perforación, indican que para poder perforar eficientemente necesitamos un diámetro interior del sondeo que minimice las pérdidas de carga por circulación de fluido por el interior del mismo y permita una buena ascensional en el anular entre el sondeo y las paredes del pozo.

Como el tallado de las roscas exige contar con extremos con cierto espesor (recalques/upset) si aumentamos el diámetro de la tubería, simultáneamente aumentamos el diámetro de los recalques

Una vez más vemos como se suman las variables a considerar para la elección del diámetro del pozo.

Hoy se perfora con barras de 4.1/2" un pozo entre 7 y 9 pulgadas hasta el fondo, y se entuba con 4.1/2" y o 5.1/2". Todos los demás diámetros, caso de guía y/o tubería intermedia estarán relacionados, porque desde el punto de vista de la perforación y posterior producción, tanto infraestructura de servicios como ingeniería y materiales esta acorde a estos diámetros.

Si bien el sentido común nos obliga a revisar alternativas para seguir optimizando la pregunta es: seguimos como estamos, o es posible innovar.....

Si vemos que las varillas de bombeo, por más que mejoremos su capacidad física (tracción, elongación, etc.) mantienen sus dimensiones – norma API -, y lo mismo ocurre con la tubería de perforación, realmente no hay mucho que se pueda hacer. Estas dos columnas, de distinta aplicación, una para perforar y la otra para producir, siguen dictando los diámetros de pozo y los equipos de superficie.

Sin embargo, en la búsqueda de innovación, hoy existe un producto que en principio fue diseñado para servicios dentro del pozo. Se trata de "tubería continua", sin conexiones, que para su manipuleo y transporte se almacena en un carretel, tubería que denominamos coiled tubing (CT) precisamente por estar enrollada en un carretel.

En la ausencia de conexiones residen las posibilidades de la tan buscada innovación. El CT permite hoy, tanto la perforación (limitada a profundidad) como la producción de pozos de diámetro reducido (slim holes), pozos normales, y la rehabilitación de pozos viejos.

Analizando las opciones, la primera pregunta que nos hacemos es:..... podemos perforar un pozo de diámetro reducido con CT..?? y la respuesta es, Si podemos.

La industria dispone de CT que va desde 1" hasta 3.1/2" de diámetro que como hemos mencionado, viene enrollada sobre un carretel. La primera limitación, en cuanto a profundidad de pozo, estará relacionada con la cantidad de tubería que se pueda almacenar en el carretel, y ello dependerá de las dimensiones del carretel (diámetros y peso) que legalmente pueda transitar por carreteras.

La segunda limitación, será consecuencia de la primera; cuanto mayor sea el diámetro del CT, menor será la longitud de tubería a almacenar en el carretel.

Y si bien un menor diámetro de tubería nos permitirá perforar a mayor profundidad, tendrá desventajas desde el punto de vista de la hidráulica.

Tratando de compatibilizar todas las variables posibles, hoy podemos perforar slim holes con CT de 2" o 2.7/8" a profundidades de 1,000 a 1,300 mts.

Como se puede apreciar, la perforación con CT no puede ser masificada, pero es una excelente opción en el caso de pozos someros..

Otra posibilidad es profundizar pozos viejos. Aquí si, por tratarse de unos pocos metros, el CT nos permite trabajar con pequeños diámetros Ej. CT de 1.1/2" con trépanos de 4" o menos donde la hidráulica si bien sigue siendo importante no es excluyente.

Hasta aquí entonces las posibilidades de innovar en cuanto a perforación.

En cuanto a la producción se refiere, las ventajas del CT van mucho mas allá de lo que hoy podemos imaginar.

Desde 1994 venimos trabajando para adaptar nuevos sistemas de producción utilizando un producto, que hoy solo se utiliza para servicios a los pozos. De las experiencias que venimos realizando, no es una exageración asumir que en un futuro podemos prescindir de las varillas de bombeo y reemplazar estas por CT.

Este radical cambio traerá aparejado un sin número de ventajas, tales como la eliminación de todas las conexiones, que son causas permanentes de pescas en los pozos con el consiguiente costo y pérdida de producción

Al reemplazar las varillas de bombeo y el tubing de producción, no solo eliminamos geometrías innecesarias sino que además eliminamos conexiones. Las cuplas y la flexibilidad de las varillas producen el efecto "rod wear". Esta situación queda minimizada mediante el uso del CT dado que no existen cuplas.

La extracción de fluidos mediante CT representa un menor peso de la columna (acero + fluido) lo que permite utilizar unidades de bombeo de menor capacidad.

La velocidad ascensional del fluido a la superficie es mas del doble de la velocidad por extracción con varillas, y esto puede representar una ventaja tanto para mantener la temperatura de fondo del fluido como para el acarreo de arena.

La falta de acoples permite una menor resistencia de la columna de bombeo en su movimiento reciproco.

Los diámetros de pozo de hoy en día obedecen a la necesidad de acomodar "fierros", y no tienen nada que ver con la hidráulica. Los volúmenes de extracción de fluidos típicos en levantamiento artificial pueden ser extraídos a través de un área no mayor de 1.2 pul²....!!

Y por ultimo, en materia de seguridad y medioambiente el CT es ideal.

Conclusiones

El CT no solo puede perforar (limitado a profundidad) sino que además puede servir para producir en pozos normales y pozos slim hole.

Nuestro sentido común indica que se puede innovar perforando con CT a profundidades de hasta 1,300 mts.

Hemos probado que el CT de acero puede reemplazar varillas de bombeo hasta una profundidad de 2,300 mts. Nuevos ensayos y la incorporación de mejoras en la fabricación de CT permitirán ampliar el futuro rango de profundidades

También, en el mediano plazo, existe la posibilidad de utilizar CT de fibra de carbono (composite) lo que sumaría ventajas tales como columna de extracción más liviana, equipo de bombeo de menor capacidad (menor consumo de energía) y resistente a la corrosión.

Si bien los fabricantes de CT dedican continuos esfuerzos para mejorar el producto, la industria necesita una respuesta en cuanto a equipos de CT que puedan correr CT competitivamente. Este es el desafío del siglo 21.

Sucker Rod Sizes

Dimensiones y pesos						Varilla de Bombeo			
Diámetro		Largo		Peso total con cupla					
Pulg.	mm	Pies	Metros	Libras	Kg				
5/8	15,88	25	7,62	28,41	12,87				
3/4	19,05	25	7,62	40,64	18,41				
7/8	22,23	25	7,62	54,77	24,81				
1	25,40	25	7,62	72,25	32,73				
1 ^{1/8}	28,58	25	7,62	93,00	42,13				
5/8	15,88	30	9,14	33,62	15,23				
3/4	19,05	30	9,14	48,17	21,82				
7/8	22,23	30	9,14	65,01	29,45				
1	25,40	30	9,14	85,63	38,79				
1 ^{1/8}	28,58	30	9,14	106,98	48,46				

Dimensiones de las cuplas API clase T y SM									
Diámetro nominal		Cupla normal				Cupla de diámetro reducido			
		Diámetro externo		Largo		Diámetro externo		Largo	
Pulg.	mm	Pulg.	mm	Pulg.	mm	Pulg.	mm	Pulg.	mm
5/8	15,9	1,500	38,1	4	101,6	1,125	31,8	4	101,6
3/4	19,1	1,625	41,3	4	101,6	1,5	38,1	4	101,6
7/8	22,2	1,812	46,0	4	101,6	1,625	41,3	4	101,6
1	25,4	2,187	55,6	4	101,6	2	50,8	4	101,6
1 ^{1/8}	28,6	2,375	60,3	4,5	114,3				

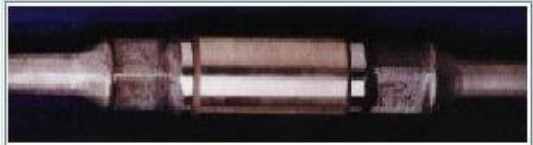


Grafico 1

Tubing Sizes

Size (In.)		Wall (In.)	Wt/Ft (Lbs.)	Metal Area (Sq. In.)	Drift (In.)
Nom.	O.D.				
3/4	1.050	0.113	1.2	0.333	0.730
1	1.315	0.133	1.8	0.494	0.955
1-1/4	1.660	0.140	2.4	0.668	1.286
1-1/2	1.900	0.145	2.9	0.799	1.516
2-1/16*	2.063	0.156	3.25	0.934	1.751
2	2.375	0.190	4.7	1.304	1.901
2	2.375	0.254	5.95	1.692	1.773
2-1/2	2.875	0.217	6.5	1.812	2.347
2-1/2	2.875	0.308	8.7	2.483	2.165
3	3.500	0.254	9.3	2.589	2.867
3	3.500	0.375	12.95	3.680	2.625
3-1/2	4.000	0.262	11.00	3.075	3.351
4	4.500	0.271	12.75	3.599	3.833

*Integral Joint Tubing. All Other Sizes API Thread

Grafico 2

Casing Sizes

O.D.		I.D. In.	Wt. Per Ft.		Coupling Dia.	
In.	MM		Plain	Thd. & Cplg.	Rnd.	"V"
4-1/2	114,3	4.090	9.40	9.50	5.000	5.021
		4.052	10.23	10.50	5.000	—
		4.000	11.35	11.60	5.000	—
		3.920	13.04	13.50	5.000	—
5	127,0	4.560	11.23	11.50	5.563	—
		4.494	12.83	13.00	5.563	5.491
		4.408	14.87	15.00	5.563	5.750
		4.276	17.93	18.00	5.563	5.750
5-1/2	139,7	5.012	13.70	14.00	6.050	6.155
		4.950	15.35	15.50	6.050	—
		4.892	16.87	17.00	6.050	6.155
		4.778	19.81	20.00	6.050	6.155
		4.670	22.54	23.00	6.050	—
6-5/8	168,3	6.049	19.49	20.00	7.390	7.390
		5.921	23.58	24.00	7.390	7.390
		5.791	27.65	28.00	7.390	7.390
		5.675	31.20	32.00	7.390	—
7	177,8	6.538	16.70	17.00	7.656	—
		6.456	19.54	20.00	7.656	7.750
		6.366	22.63	23.00	7.656	7.750
		6.276	25.66	26.00	7.656	7.750
		6.184	28.72	29.00	7.656	—
		6.094	31.68	32.00	7.656	—
		6.004	34.58	35.00	7.656	—
5.920	37.26	38.00	7.656	—		

Grafico 3