

Guía para la prevención de reventones - version de español

Primera edición
Well Control School
Houston, Texas

© 2017 de Well Control School (WCS)
Todos los derechos reservados.
Publicada en 2017
Impreso en los Estados Unidos de América

Well Control School
16770 Imperial Valley Drive, Suite 290
Houston, TX 77060

Phone: 713.849.7400
Fax: 713.849.7474
Correo electrónico: staff@wellcontrol.com
Sitio: www.wellcontrol.com

WCS MAN-009

ÍNDICE DE CAPÍTULOS

<i>Prólogo</i>	<i>iv</i>
<i>Agradecimientos</i>	<i>vi</i>
<i>Abreviaturas</i>	<i>vii</i>
<i>Elementos químicos</i>	<i>viii</i>
Conceptos sobre presión	1-1
Causas de los golpes de presión	2-1
Detección de los golpes de presión	3-1
Procedimientos de control de pozo	4-1
Comportamiento del gas	5-1
Métodos para mantener constante la presión de fondo de pozo	6-1
Situaciones especiales y complicaciones	7-1
Fluidos	8-1
Equipos de superficie	9-1
Operaciones de terminación de pozos y reparación	10-1
Apéndices	
Ejercicios de simulación	A-1
Hoja de fórmulas	B-1
Guía matemática para el control de pozos	C-1
Procedimientos para probar equipos	D-1
Aumentar/disminuir el peso del lodo para lodos a base de agua	E-1
Procedimientos para confirmar hinchamiento	F-1
Barreras	G-1
Respuestas a las preguntas de los capítulos	H1
Glosario	I-1
Índice	J-1

PRÓLOGO

Este manual fue compilado para ser utilizado como texto principal en los cursos de prevención de reventones que Well Control School (WCS) imparte alrededor del mundo. Su alcance es amplio, y las recomendaciones o sugerencias de buenas prácticas están diseñadas para cumplir con los requisitos de capacitación establecidos por la Asociación Internacional de Contratistas de Perforación (IADC, por sus siglas en inglés), el Instituto Americano del Petróleo, (API, por sus siglas en inglés) y otros organismos gubernamentales y de la industria, así como para abordar la base de conocimientos necesarios para desempeñar competentemente las habilidades que exige el Foro Internacional de Control de Pozos (IWCF, por sus siglas en inglés). Además, WCS espera que el personal de campo encuentre en este libro una referencia útil y práctica que cubra una amplia gama de prácticas de control de pozos aceptadas para el uso en el emplazamiento.

Se han hecho todos los esfuerzos para utilizar terminología estándar y universal. Aun así, los términos de uso común varían entre los distintos segmentos de la industria. La tubería de perforación de los obreros de perforación se convierte en la tubería de producción para los obreros de reparación. Los términos se mantienen uniformes a través de los capítulos y los significados deben hacerse evidentes dentro del contexto del tema que se esté analizando.

Los capítulos de este libro están organizados por orden de presentación para nuestro curso certificado de Control de pozos de perforación; no obstante, cada sección del manual es independiente. Los candidatos inscritos en cursos que no sean de perforación, por ejemplo, los de reparación o servicio técnico de pozos, pueden percatarse de que están siendo dirigidos a secciones del texto que parecen fuera de secuencia. Esto es inevitable debido a la naturaleza exhaustiva del manual.

Las fórmulas matemáticas que aparecen en el manual se presentan linealmente, es decir, en el orden que los valores y operadores se ingresan en una calculadora de mano. En algunos casos, esta forma de presentación puede diferir de los formatos matemáticos escritos aceptados. Nuestro objetivo es que el alumno llegue a la respuesta correcta de la forma más simple y directa posible, sin importar sus antecedentes educativos.

También se incluye un glosario y situaciones especiales. Estos capítulos pretenden ofrecer referencia técnica e información útil para trabajadores de la industria de todas las disciplinas.

Aunque el manual no busca ser un trabajo científico, WCS está en deuda con muchos ingenieros y científicos de la industria por su asesoría y asistencia técnica. Es imposible agradecer individualmente a todas las empresas y personas que contribuyeron con material para esta compilación. Esperamos sinceramente que el agradecimiento que les debemos provenga de saber que, de algún modo, todos hemos ayudado a evitar la mayor de todas las tragedias que pueden ocurrir en un campo petrolífero, el reventón.

AGRADECIMIENTOS

Well Control School (WCS) expresa su agradecimiento a todas las empresas y personas que contribuyeron a este texto. El material aquí presentado, por consenso general de aquellos que se involucraron en la elaboración del curso, se basa en las mejores fuentes de conocimiento disponibles para los autores. WCS no asegura ni garantiza ningún procedimiento o información presentados en este texto.

Debido a la naturaleza misma de la industria petrolera, los procedimientos, equipos y normas prácticas varían en gran medida. WCS no tiene la intención de endosar políticas y procedimientos, sino comunicar a los lectores las prácticas aceptadas generalmente. Este manual está destinado para el uso individual y no puede utilizarse para impartir un curso sin el permiso expreso por escrito de Well Control School.

ABREVIATURAS

bbl.	barril(es)	seg.	segundo
BTU	unidad térmica británica	segs.	segundos
bhp	caballos de fuerza al freno (potencia al freno)	Σ	sigma
d./día	día	stk	carrera
cu.	cúbico	spm	carreras por minuto
cm ³	centímetro cúbico (en contexto científico)	cuad. (²)	cuadrado(a)
cc	centímetro cúbico (en contexto clínico)	in. ²	pulgada cuadrada
°C	grados Celsius (centígrados)	ft. ²	pie(s) cuadrado(s)
°F	grados Fahrenheit	temp.	temperatura
Δ	delta	p.	peso (densidad)
ft.	pie/pies	añ.	año
pc	punto de congelación	años.	años
gal.	galón		
h./hr.	hora		
hrs.	horas		
hp	caballos de fuerza (potencia)		
in.	pulgada(s)		
K	Kelvin		
L	litro		
Mpa	megapascal		
pf	punto de fusión		
m	metro		
mes	mes		
Ω	ohm		
ppb	partes por mil millones		
ppm	partes por millón		
p	pascal		
Π	pi		
lb.	libra(s)		
ppg	libras por galón		
psi	libras por pulgada cuadrada		
rpm	revoluciones por minuto		
sx	sacos (costales)		

ELEMENTOS QUÍMICOS

Ac	actinio	Hs	hassio	Re	renio
Al	aluminio aluminium (IUPAC)	He	helio	Rh	rodio
Am	americio	Ho	holmio	Rg	roentgenio
Sb	antimonio	H	hidrógeno	Rb	rubidio
Ar	argón	In	indio	Ru	rutenio
As	arsénico	I	yodo	Rf	rutherfordio
At	astato	Ir	iridio	Sm	samario
Ba	bario	Fe	hierro	Sc	escandio
Bk	berkelio	Kr	kriptón	Sg	seaborgio
Be	berilio	La	lantano	Se	selenio
Bi	bismuto	Lr	laurencio	Si	silicio
Bh	bohrio	Pb	plomo	Ag	plata
B	boro	Li	litio	Na	sodio
Br	bromo	Lu	lutecio	Sr	estroncio
Cd	cadmio	Mg	magnesio	S	azufre
Ca	calcio	Mn	manganeso	Ta	tantalio
Cf	californio	Mt	meitnerio	Tc	tecnecio
C	carbono	Md	mendelevio	Te	telurio
Ce	cerio	Hg	mercurio	Tb	terbio
Cs	cesio	Mo	molibdeno	Tl	talio
Cl	cloro	Nd	neodimio	Th	torio
Cr	cromo	Ne	neón	Tm	tulio
Co	cobalto	Np	neptunio	Sn	estaño
Cu	cobre	Ni	níquel	Ti	titanio
Cm	curio	N	nitrógeno	W	wolframio
Ds	darmstadtio	No	nobelio	Uub	ununbio
Db	dubnio	Os	osmio	Uuh	ununhexio
Dy	disprosio	O	oxígeno	Uuo	ununoctio
Es	einstenio	Pd	paladio	Uup	ununpentio
Eu	europio	P	fósforo	Uuq	ununquadio
Fm	fermio	Pt	platino	Uus	ununseptio
F	flúor	Pu	plutonio	Uut	ununtrio
Fr	francio	Po	polonio	U	uranio
Gd	gadolinio	K	potasio	V	vanadio
Ga	galio	Pr	praseodimio	Xe	xenón
Ge	germanio	Pm	prometio	Yb	Iterbio
Au	oro	Pa	protactinio	Y	itrio
Hf	hafnio	Ra	radio	Zn	zinc
		Rn	radón	Zr	circonio

CONCEPTOS SOBRE PRESIÓN

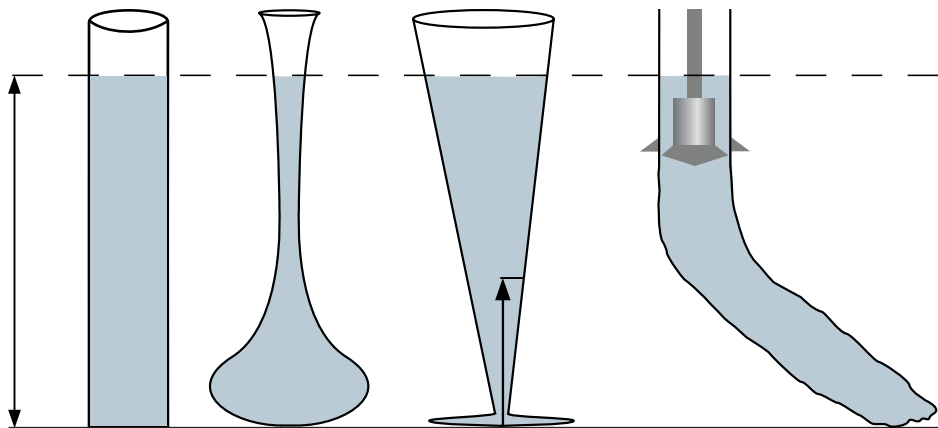
1

AL FINALIZAR ESTE CAPÍTULO, EL ALUMNO DEBE SER CAPAZ DE:

- Analizar y contestar preguntas sobre la presión hidrostática.
- Analizar y contestar preguntas sobre la presión de circulación.
- Identificar y explicar los aspectos que contribuyen a la presión de fondo de pozo.
- Realizar cálculos relacionados con los conceptos de presión utilizando la Hoja de fórmulas de WCS (Apéndice B):
 - Gradiente de presión
 - Presión hidrostática
 - Densidad de circulación equivalente (ECD, por sus siglas en inglés)
 - Nueva presión de bombeo para la nueva velocidad de bombeo
 - Nueva presión de bombeo para el nuevo peso del lodo

La presión es una medida de la fuerza que se ejerce sobre un área dada. Generalmente se expresa en libras por pulgadas cuadradas (psi) o en kilopascales (kPa). Es importante recordar que la presión no es un objeto físico, sino una magnitud. Lo siguiente es una exposición sobre cómo actúa la presión dentro de un pozo perforado.

Figura 1.1. La presión hidrostática varía con la densidad y la profundidad vertical verdadera (TVD).



PRESIÓN HIDROSTÁTICA (HP, POR SUS SIGLAS EN INGLÉS)

La presión hidrostática es la fuerza ejercida por un cuerpo fluido en REPOSO. La presión hidrostática aumenta o disminuye según las dos variables siguientes:

- *Peso del lodo*
- *Profundidad con respecto a la vertical verdadera.*

Casi todos los trabajadores de las plataformas de perforación de campos petrolíferos aprenden a verificar el “peso del lodo” (MW, por sus siglas en inglés), pero no es realmente práctico, ni siquiera deseable, conocer el peso real de todo el fluido dentro de un pozo; lo que realmente queremos saber es la densidad del fluido, es decir, el peso de un volumen dado, que muchas veces se expresa en libras por galón (ppg) o en gravedad específica (sp. gr., abreviatura en inglés). La densidad del fluido es una de las dos variables que afectan la presión hidrostática.

La otra variable que afecta la presión hidrostática es la profundidad (la altura de la columna de fluido). Debido a que el peso de una sustancia es una medida de la atracción de la gravedad en una línea recta imaginaria hacia el centro de la tierra, es la vertical, o la profundidad vertical verdadera (TVD, por sus siglas en inglés) de un pozo, lo que deberá usarse para determinar la presión hidrostática. La profundidad medida (MD, por sus siglas en inglés) de un pozo es la longitud de un pozo. Piense en pozos con mucha desviación. En estos pozos, la MD es mucho mayor que la TVD. Al considerar presión hidrostática, lo que debe usarse es la TVD. Con referencia a la definición anterior, puede decirse que a medida que la densidad del fluido o la TVD varíe en un pozo, la presión hidrostática también variará, y que la presión hidrostática se controla ajustando la densidad del fluido.

La definición expresa que la presión hidrostática es directamente proporcional a la densidad del fluido y a la profundidad. La profundidad vertical real se multiplica por la densidad con el objetivo de determinar la presión. Tenga en cuenta las unidades de medida. Si la densidad del fluido se mide en ppg, y la TVD en pies, entonces es obvio que estos valores disímiles no se pueden multiplicar para obtener la presión en psi. Si la densidad se convierte de modo que refleje un cambio uniforme de la presión con la profundidad, los resultados pueden usarse para determinar la presión hidrostática a cualquier profundidad de la vertical.

Imagine una columna de fluido de un pie de altura. Ahora imagine que el área de la columna de fluido es de una pulgada cuadrada y que la densidad del fluido es de 1,0 ppg. El peso de la columna sería aproximadamente 0,052 libras ejercidas sobre una pulgada cuadrada debajo de la columna, como se ilustra en la figura 1.3. Por consiguiente, si un fluido de 1,0 ppg de densidad ejerce 0,052 psi de presión por pie vertical (psi/ft), entonces un fluido de 9,0 ppg de densidad ejercería 9 veces más presión o $9 \times 0,052 = 0,468$ psi/ft, y un fluido de 9,5 ppg de densidad ejercería $9,5 \times 0,052 = 0,494$ psi/ft. La densidad del fluido, medida en ppg, multiplicada por 0,052 es igual a la presión en psi ejercida por una columna de fluido de un pie de altura vertical. Esta expresión es el gradiente de presión (o fluido) y se obtiene multiplicando la densidad del fluido en libras por galón por el factor de conversión 0,052.

Figura 1.2.
La presión hidrostática es igual tanto en el Pozo A como en el Pozo B.

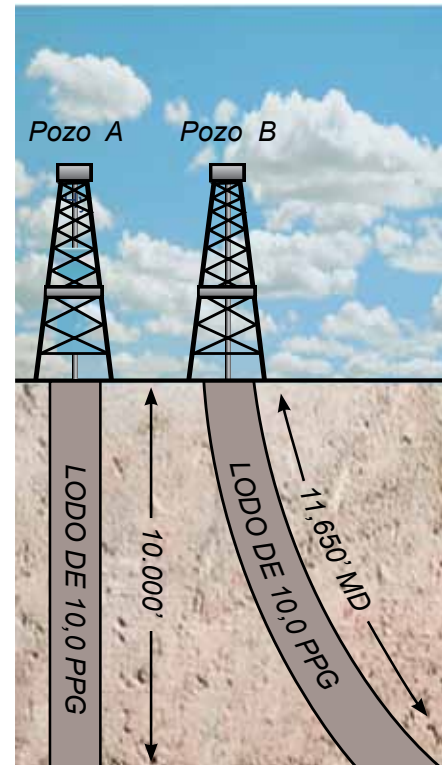
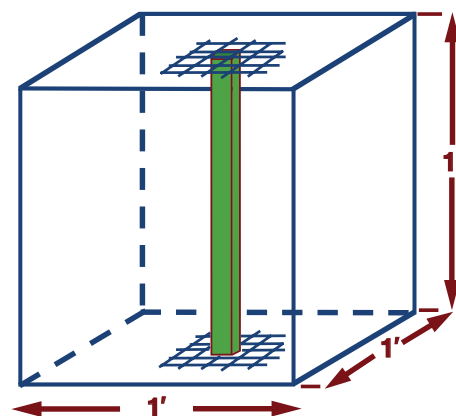


Figura 1.3.



$$\text{Gradiente}_{\text{psi/ft}} = \text{MW}_{\text{ppg}} * 0,052$$

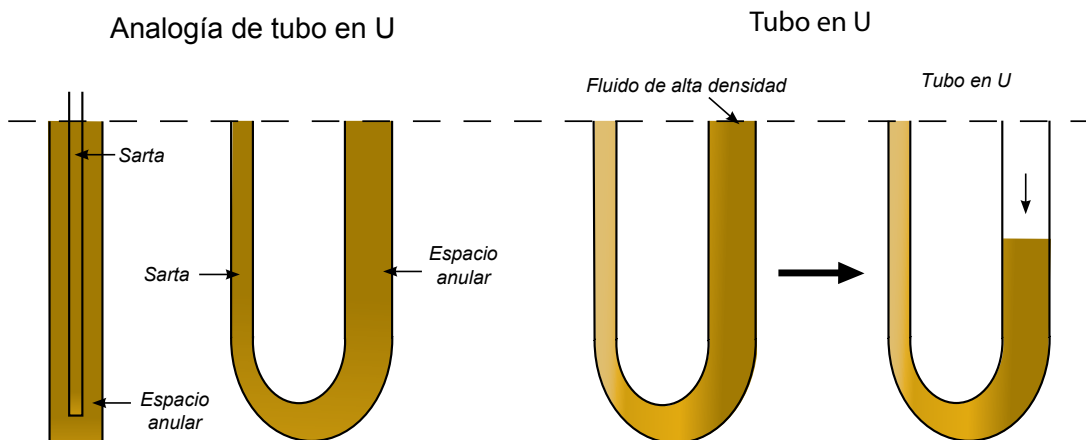
Para determinar la presión hidrostática a cualquier altura vertical dada, el gradiente de presión se multiplica por la TVD.

$$\text{HP}_{\text{psi}} = \text{MW}_{\text{ppg}} * 0,052 * \text{TVD}_{\text{ft}}$$

EL POZO COMO UN TUBO EN U

La presión que actúa dentro de un pozo muchas veces se explica pensando en el pozo como un tubo largo en forma de U. Uno de los lados del tubo representa la tubería de perforación o la tubería de producción y, el otro lado, el espacio anular; dos tubos con diferente diámetro conectados en la parte inferior según se ilustra en la figura 1.4. Si ambos lados del tubo se llenaran con un fluido de la misma densidad y se dejaran abiertos en ambos extremos, no habría movimiento de fluido dentro del tubo en U, ya que tanto la altura como la densidad se mantienen constantes a cada lado del tubo. Si un fluido de densidad diferente fuera introducido en uno de los lados, las columnas se desplazarían o moverían a medida que el fluido intentase equilibrarse. Cuando el tubo en U estuviese balanceado, el movimiento del fluido se detendría. El nivel del fluido en uno de los lados del tubo, el lado con el fluido más denso (más pesado), sería inferior al nivel del lado con el fluido menos denso (más ligero). La presión hidrostática a ambos lados del tubo sería la misma.

Figura 1.4.



El efecto de tubo en U se observa a menudo en el campo. Por ejemplo, si el espacio anular está lleno de recortes debido a una perforación rápida, el lodo podría fluir por fuera de la tubería de perforación cuando el vástago de perforación o la unidad de mando de perforación estén averiados para efectuar una conexión. En ese caso, la presión hidrostática del espacio anular es mayor que la presión hidrostática dentro de la tubería de perforación como consecuencia del aumento efectivo de densidad del fluido anular. El efecto opuesto en el tubo en U se observa cuando una pequeña cantidad de lodo pesado, una píldora, aparece en la parte superior de la sarta de trabajo antes de realizar un viaje “seco” hacia afuera de un pozo. En teoría, se puede utilizar el balance de presión

(fuerza) para calcular el tope de cemento luego de que éste se ha desplazado del extremo de la sarta de perforación. La presión hidrostática del fluido de arrastre más la presión de la bomba (cierre) deberán balancear la presión hidrostática de la columna de lodo desplazada más la presión hidrostática de la columna de cemento bombeada al espacio anular, más cualquier presión anular de cierre impuesta.

POROSIDAD Y PERMEABILIDAD

Los hidrocarburos se encuentran en rocas sedimentarias, tales como las areniscas, las arcillas, los carbonatos y las lutitas. Una roca puede verse sólida a simple vista; sin embargo, un examen microscópico revelaría la existencia de pequeñas aberturas en la roca. El nombre dado a las pequeñas microaberturas que se encuentran dentro de la roca es poro. La cantidad de espacio de poro dentro de una roca se llama *porosidad* y se expresa en porcentaje. Es dentro de esas microaberturas que el petróleo, el gas o el agua pueden estar embebidos en la formación. La mezcla de partículas de roca sólida y espacio de poro dentro de la roca se llama *roca matriz*. Otra característica de las formaciones es la *permeabilidad*. Si los espacios de poro dentro de la roca están conectados, se dice que la roca es permeable. En otras palabras, los fluidos de la formación se pueden mover de un poro a otro. Casi todas las rocas sedimentarias tienen porosidad, pero muchas (la lutita, por ejemplo) tienen poca o ninguna permeabilidad. Si hay fluido dentro de esas rocas, éste se mantiene encerrado en su lugar y no puede fluir a un pozo.

Figura 1.5. Dos características importantes de las rocas de yacimiento son:



PRESIÓN DE LA FORMACIÓN (FP, POR SUS SIGLAS EN INGLÉS)

La presión de la formación es la presión dentro del espacio de poro de la roca de la formación. La presión de la formación es el resultado del peso de la sobrecarga (estratos de roca y fluido) por encima de la formación que ejerce presión sobre los granos y fluidos dentro de los poros. Los granos son el material rocoso sólido y los poros son el espacio entre los granos. Si los fluidos dentro de los poros pueden moverse libremente y escapar, los granos pierden cierta parte de su sostén y se juntan entre sí. Este proceso se conoce como *compactación*.

Las clasificaciones de la presión de la formación están relacionadas con la presión de poro de la roca de la formación y la densidad del fluido nativo contenido en los espacios entre los poros. Las formaciones presurizadas *normalmente* ejercen una presión igual a una columna de fluido nativo desde la formación hasta la superficie. El gradiente de presión de un fluido nativo suele ir de 0,433 psi/ft a 0,465 psi/ft y varía según la región geológica, p. ej., la costa del Golfo de México en comparación con el Mar del Norte. Los gradientes de presión de la formación dentro de ese rango se consideran normales, pero en formaciones con presión normal, los granos que conforman la roca soportan la mayor parte del peso

de la sobrecarga. A medida que la sobrecarga aumenta, el fluido de los poros es libre de moverse y la cantidad de espacio entre los poros se reduce debido a la compactación. Se dice que la formación es anormal si la presión del fluido de los poros excede el gradiente normal para esa área.

Las fallas, los domos salinos, los levantamientos y las diferencias de elevación de las formaciones subterráneas también pueden causar presión anormal. En muchas regiones, cientos de pies de capas rocosas preexistentes (sobrecarga) han sido quitados por la erosión. En profundidades menos bajas, esta pérdida por la erosión puede causar que la presión se reclasifique como presión anormal.

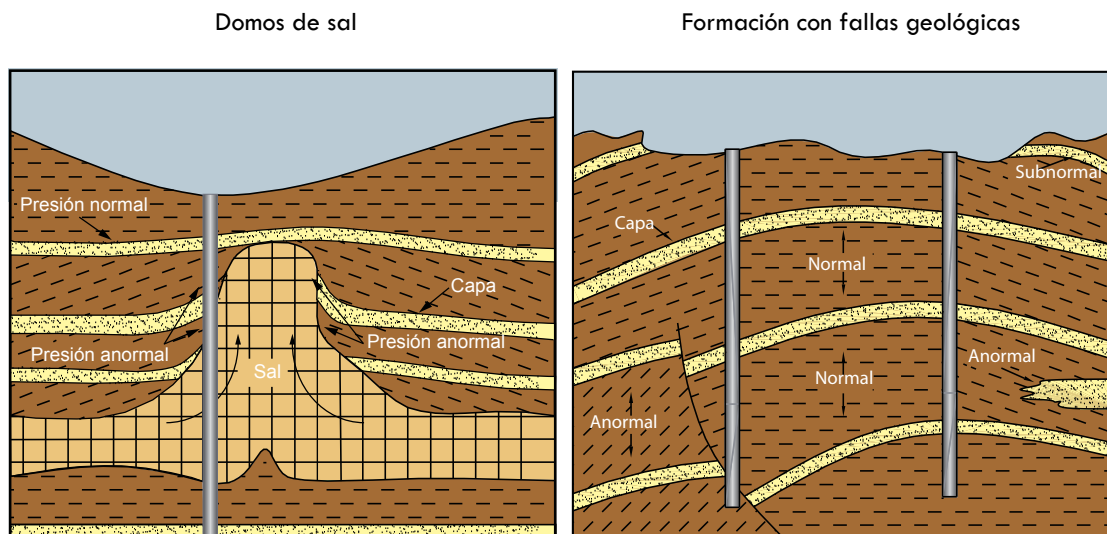
Cuando una formación de presión normal presenta fallas tectónicas, o se mueve hacia arriba a profundidades menores mientras se le impide perder fluido de los poros en el proceso, la presión cambia de normal (a una mayor profundidad) a anormal (a una menor profundidad). Ese proceso explica las múltiples zonas con presión anormal a poca profundidad en todo el mundo. Puede requerirse que el peso del lodo alcance las 20,0 ppg para controlar estas formaciones poco profundas.

La presión anormal también puede ocurrir como resultado de otros fenómenos geológicos que no sean fallas geológicas. Las capas de sal o los domos y los gradientes geotérmicos excesivos son dos ejemplos. El historial, la geología de la superficie, los registros de fondo y los estudios geofísicos de los pozos son herramientas que se utilizan para predecir la existencia de presión anormal en las formaciones.

Las formaciones con presión *subnormal* tienen gradientes de presión menores que los del agua dulce, es decir, inferiores a 0,433 psi/ft. El agotamiento del fluido original de los poros por evaporación, acción capilar y procesos de dilución produce gradientes hidrostáticos menores de 0,433 psi/ft. Las presiones subnormales también pueden inducirse a través de la producción de los fluidos de la formación.

Un pozo está balanceado cuando la presión hidrostática del pozo es igual a la presión de la formación. Si la presión hidrostática del pozo es mayor que la presión de la formación, el pozo está *sobrebalanceado*, como sucede en la mayoría de las operaciones de perforación convencional. Muchas veces, las operaciones de intervención de pozos (cable eléctrico, tubería flexible, entubación bajo presión) se llevan a cabo en condiciones de bajo balance, es decir, que la presión de formación de los pozos es mayor que la presión hidrostática. La diferencia entre la presión de la formación y la presión hidrostática es la presión *diferencial*.

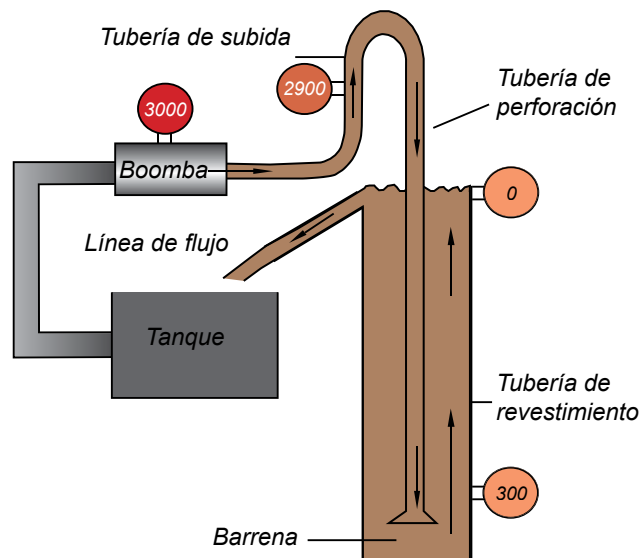
Figura 1.6. Domos de sal y formación con fallas geológicas.



PRESIÓN DE CIRCULACIÓN (FRICCIÓN)

Cuando se realiza la circulación de un pozo de forma convencional (el fluido baja por la sarta de trabajo y regresa por el espacio anular), la presión que se observa en la bomba o en el manómetro de la tubería de subida del perforador es el resultado de la fricción requerida para empujar el fluido a través de todo el sistema. Imagínese que el manómetro de la bomba y el manómetro de la tubería de subida fueran perfectamente exactos y estuvieran calibrados con la misma exactitud. Bombeando a cualquier velocidad dada, el valor de presión del manómetro de la tubería de subida sería menor que la presión que se lee en el manómetro de la bomba. La diferencia de presión entre las lecturas de los manómetros se conoce como la caída de presión o pérdida de presión y es el resultado de la fricción que tuvo que superarse para mover el fluido desde la succión de la bomba hasta el piso de perforación. La velocidad de bombeo, la densidad del fluido, la longitud y el diámetro de la tubería, la superficie interior de la tubería e incluso la temperatura del fluido son todos componentes de la pérdida total por fricción. No es necesario que los trabajadores de campo realicen cálculos complejos para determinar las presiones de fricción exactas que resultan del bombeo. Hoy en día, las pérdidas por fricción pueden predecirse utilizando programas de computación. En la práctica, el perforador simplemente lee la pérdida de presión del sistema en el manómetro de la bomba o de la tubería de subida.

Figura 1.7. Presión de circulación.

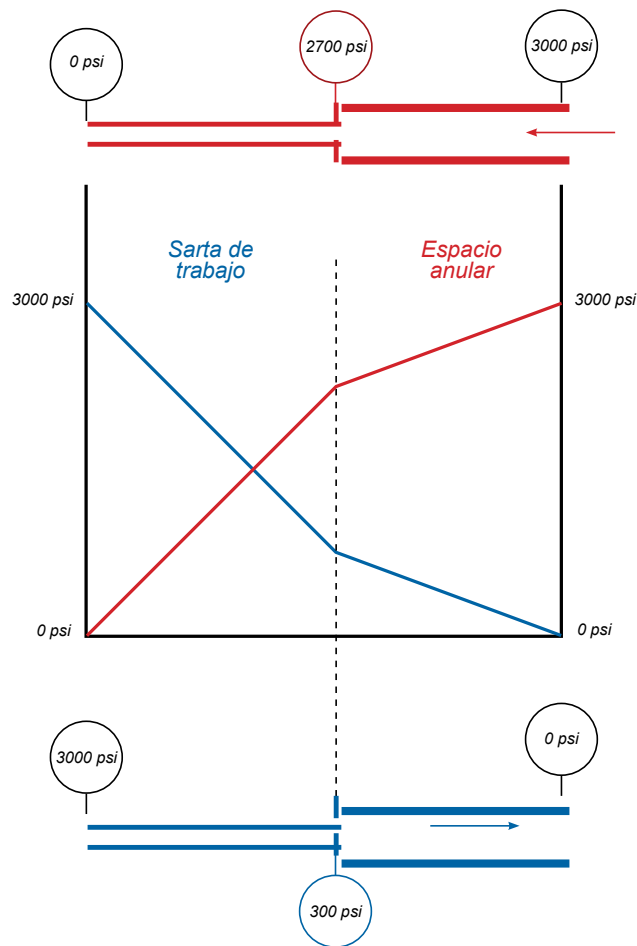


Puede observarse que si el segundo manómetro (en nuestro ejemplo, el manómetro de la tubería de subida) se colocara en otro lugar, la caída de presión sería diferente. Mientras más lejos esté el manómetro de la bomba, mayor será la caída de presión (o menor será la presión) que se lee en ese manómetro. Si el manómetro fuera colocado en la línea de flujo abierta, donde el fluido está cayendo a través de las zarandas vibratorias debido a la gravedad, la lectura del manómetro sería cero. La presión observada en el manómetro de la bomba representaría el total de la caída de presión en todo el sistema de circulación.

Cuando los ingenieros diseñan programas hidráulicos para una operación de perforación o reparación, están interesados en la caída de presión en varios lugares distintos del sistema, aunque no se coloquen manómetros en esos lugares. Por ejemplo, los ingenieros usan la caída de presión calculada en la

barrena cuando se seleccionan las boquillas de la barrena. La caída de presión en el espacio anular se estima con el fin de asegurar que los recortes lleguen a la superficie con la mayor eficiencia y el mínimo agrandamiento del orificio debido a derrumbes.

Figura 1.8
Caída de presión (fricción)
impuesta sobre el espacio anular.
Circulación convencional ———
Circulación inversa ———



Cuando se realiza una circulación bajando por la sarta de trabajo y volviendo por el espacio anular, las pérdidas de presión en un sistema circular ocurrirán generalmente en la sarta de trabajo y en las boquillas del final de la sarta. Si se cambia la dirección del flujo, es decir, si se invierte la circulación, las presiones de fricción se distribuirán de forma diferente, según se ilustra en la figura 1.8.

Considere la circulación convencional: bajar por la sarta de trabajo y volver por el espacio anular. Usualmente, la caída de presión en el espacio anular es una porción pequeña de la presión que se observa en el manómetro de la tubería de subida. Cuando un viejo perforador mira este manómetro y dice “Tengo 2.900 psi en el agujero”, no está en lo correcto. La mayor parte de esas 2.900 psi que él observa en su manómetro se gastan dentro de la sarta de trabajo, no en el agujero del pozo. Solamente una fracción de ese número se pierde realmente en el espacio anular o se ejerce sobre el agujero del pozo. Esta caída de presión en el espacio anular, llamada pérdida de presión anular (APL, por sus siglas en inglés), aunque es baja en comparación con la pérdida total del sistema, es una consideración importante en todas las operaciones que involucran circulación. No es importante que el personal de la plataforma sepa el valor real de la APL, pero sí es importante que comprendan de qué se trata y cómo puede afectar las operaciones con respecto al control del pozo y la pérdida de circulación. A veces se introducen instrumentos modernos sofisticados en la sarta de perforación.

Esos instrumentos, junto con las computadoras, son capaces de medir y transmitir la presión anular por fricción a la superficie con una gran precisión.

Debido a que la APL es presión ejercida sobre las paredes del pozo, el peso efectivo del lodo en el espacio anular es mayor cuando está circulando que cuando el pozo está estático. Si se conoce la APL (o se estima con precisión) el peso del lodo en circulación puede determinarse transponiendo la fórmula de la presión hidrostática. Por ejemplo, suponga que la APL es 200 psi a una cierta velocidad de circulación y que la densidad del fluido de trabajo es 10,0 ppg en un pozo de 10.000 pies de profundidad (TVD).

Use la fórmula para la presión hidrostática: **HP = MW * 0,052 * TVD**

Transponga la fórmula: **MW = HP ÷ 0,052 ÷ TVD**

Sustituya la fórmula transpuesta: **200 ÷ 0,052 ÷ 10.000 = 0,38 ppg**

Por lo tanto, cuando se hace circular este pozo, el peso efectivo del lodo es:

$$10,0 + 0,38 = 10,38 \text{ o } 10,4 \text{ ppg.}$$

Esto se llama *densidad de circulación equivalente* o *ECD* (por sus siglas en inglés).

$$\text{ECD} = (\text{APL} \div 0,052 \div \text{TVD}) + \text{CMW}$$

Si la presión de la tubería de subida de 2.900 psi realmente se ejerciera sobre el agujero del pozo como nuestro viejo perforador pensaba, el peso de lodo equivalente (EMW, por sus siglas en inglés) sería $(2.900 \div 0,052 \div 10.000) + 10,0 = 15,6$ ppg, un gran sobre balance que casi siempre podría resultar en pérdida de circulación y una sarta de perforación atascada.

Si todos los factores que afectan la fricción en un sistema de circulación se mantuvieran constantes, las presiones a lo largo de todo el sistema también se mantendrían constantes si se bombea a una velocidad constante. Por lo tanto, puede decirse que para cada velocidad de bombeo diferente en un sistema dado, hay una cierta pérdida por fricción. Mientras la velocidad no cambie, la presión de circulación no cambiará. Un pequeño aumento en la velocidad de la bomba resultará en un cambio relativamente grande en la presión. Esa es la naturaleza de las bombas de desplazamiento positivo (bombas de plataforma). De hecho, la relación entre la velocidad de bombeo y la presión por fricción es exponencial. Es decir, que si se duplica la velocidad de bombeo, la presión en el manómetro de la tubería de subida y en todo el sistema se incrementaría aproximadamente cuatro veces. El cambio en la presión de circulación se estima con la siguiente fórmula:

$$P_2 = (S_2 \div S_1)^2 * P_1$$

Donde:

S_1 = Velocidad de bombeo original

S_2 = Velocidad de bombeo deseada

P_1 = Presión de circulación original

P_2 = Presión de circulación resultante

Asuma que la presión en la tubería de subida fuera 1.000 psi a 30 spm. ¿Cuál sería la presión en la tubería de subida a 40 spm?

$$(40 \div 30)^2 * 1,000 = 1,778 \text{ psi}$$

¿Y a 20 spm?

$$(20 \div 30)^2 * 1,000 = 444 \text{ psi}$$

Los cambios en la densidad del fluido también afectarán la pérdida de presión en un sistema. Suponga que en el ejemplo anterior (presión de circulación de 444 psi), el peso del lodo haya sido 10,0 ppg pero luego se aumentó a 10,5 ppg mientras se continuó bombeando a 20 spm. El cambio de presión debido al mayor peso del lodo puede estimarse.

$$P_2 = W_2 \div W_1 * P_1$$

Donde:

W_1 = Densidad original

W_2 = Densidad nueva

P_1 = Presión original

P_2 = Presión nueva

$$10.5 \div 10.0 * 444 = 466 \text{ psi}$$

Con relación al control de pozo, hay tres puntos importante que recordar acerca de la presión de bombeo.

- Para cada velocidad de bombeo diferente en un sistema dado, existe una cierta presión de circulación.
- Un pequeño cambio en la velocidad de la bomba resulta en un cambio relativamente grande en la pérdida de presión.
- La pérdida de presión anular (APL, por sus siglas en inglés), aunque pequeña con relación a la pérdida de presión total del sistema, aumenta la densidad efectiva del fluido.

PRESIÓN DE FONDO DE POZO (BHP)

Cuando los ingenieros de yacimiento y los trabajadores de producción hablan de presión de fondo de pozo, pueden estarse refiriendo a la presión de los poros o de la formación, pero para el personal de perforación y reparación, la presión de fondo de pozo es algo bastante diferente. En este texto, la presión de fondo de pozo es la suma, es decir, el total de todas las presiones que se ejercen en el fondo de un pozo. De acuerdo con esta definición, la presión de fondo de pozo puede estar compuesta de varias presiones según la operación. Por ejemplo, cuando un pozo está estático, con el espacio anular abierto, la presión de fondo de pozo es igual a la presión hidrostática (BHP = HP). Sin embargo, cuando un pozo está en circulación, una porción de la presión total de circulación se ejerce en el espacio anular. En ese momento, la presión de fondo de pozo es igual a la presión hidrostática más la pérdida de presión anular (BHP = HP + APL). Además, si el pozo estuviera en circulación con un colector múltiple de estrangulamiento con las válvulas preventoras de reventones (BOP, por sus siglas en inglés) cerradas, el manómetro del colector o del panel del estrangulador reflejaría la contrapresión

en el espacio anular debido al flujo restringido por el estrangulador. Esta presión se llama presión de revestimiento o del cabezal del pozo (CP, por sus siglas en inglés). En este momento, la presión de fondo de pozo sería igual a la presión hidrostática más la APL, más la presión de revestimiento ($BHP = HP + APL + CP$). Rara vez es necesario calcular el valor exacto de la presión de fondo de pozo, pero es importante conocer su valor aproximado con relación a la presión de la formación.

PRESIONES DE SURGENCIA Y SUAVEO

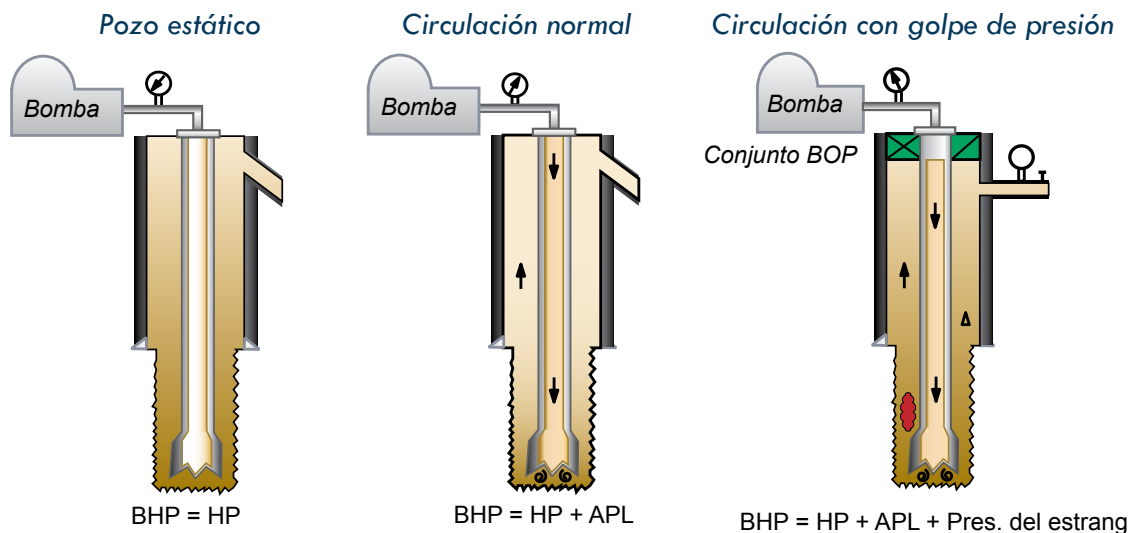
A medida que se sube o baja la tubería dentro de un pozo, el total de las presiones que actúan en un pozo cambia según se mueva la tubería.

- Suaveo (pistoneo): una de las situaciones más peligrosas que puede enfrentar la brigada de una plataforma cuando extrae la sarta fuera del pozo. El movimiento ascendente de la sarta de trabajo causa cierta reducción en la presión de fondo de pozo. Si el fluido no puede caer debajo de la sarta con la misma rapidez con que la sarta se mueve hacia arriba, fluidos de formación pueden absorberse hacia el pozo.
- Surgencia: si la sarta se baja más rápido de lo que el fluido puede moverse hacia afuera, la presión de fondo de pozo puede incrementarse al punto en que la formación se fracture.

Los tres factores fundamentales que determinan las presiones de suaveo y surgencia son:

- Velocidad de movimiento de la tubería
- Holgura entre la tubería y el agujero
- Propiedades del fluido

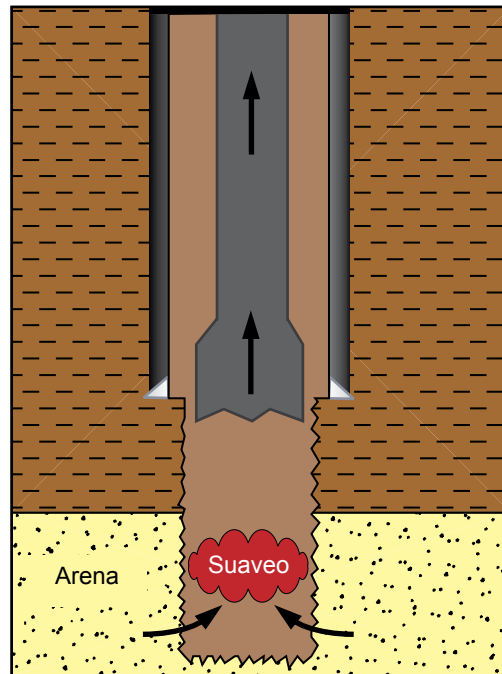
Figura 1.9. La presión de fondo de pozo varía durante las diferentes operaciones



MARGEN DE VIAJE

El *margen de viaje* es un aumento en la densidad del fluido antes de realizar un viaje (una maniobra) para compensar la pérdida de presión de circulación (ECD). A veces se usan otros márgenes de seguridad para compensar las presiones de suaveo a medida que se extrae la tubería. Algunas consideraciones cuando se seleccionan márgenes de seguridad son el diámetro del agujero del pozo, las condiciones del pozo, la velocidad de extracción de la tubería, el fluido y las propiedades de la formación. La selección de un margen de seguridad (o de viaje) debe hacerse con cuidado. Demasiado margen puede llevar a pérdida de retorno, mientras que muy poco margen puede causar influjo adicional.

Figura 1-10. Suaveo.



RESUMEN

Considerando un pozo como un cilindro vertical lleno de líquido, el total de todas las presiones que actúan en el fondo del pozo se denomina *presión de fondo de pozo*. El componente primario de la presión de fondo de pozo es la *presión hidrostática*, que depende de la densidad del fluido dentro del pozo y la profundidad vertical verdadera.

La presión hidrostática de un pozo se controla ajustando la densidad del fluido. Otras presiones, como la pérdida por fricción en circulación o la presión ejercida sobre el espacio anular, también contribuyen a la presión de fondo de pozo.

La presión proveniente de la formación como resultado de la profundidad y las características de la formación se ejerce hacia arriba desde el fondo del pozo y se opone a la presión de fondo de pozo. Cuando estas dos presiones contrarias son iguales, se dice que el pozo está *balanceado*.

Cálculos de práctica

1. ¿Cuál es el gradiente de presión de un fluido de perforación de 9,8 ppg?

2. ¿Qué peso del lodo tiene un gradiente de presión de 0,634 psi/ft?

3. Un pozo de una MD de 9.200 ft. y una TVD de 8.900 ft. se llena con un fluido de perforación de 13,2 ppg. ¿Cuál es la presión hidrostática en el fondo del pozo?

4. La presión de fondo de un pozo de una MD de 7.800 ft. y una TVD de 7.500 ft. es de 4.875 psi. ¿Cuál es la densidad del fluido dentro del pozo?

5. La pérdida de presión anular de un pozo de una TVD de 9.500 ft. que contiene un lodo de perforación de 10,7 ppg es 300 psi. ¿Cuál es la densidad de circulación equivalente (ECD) cuando el pozo está en circulación?

- 6a. Mientras se bombea a 50 carreras por minuto (spm, en inglés), se lee 1.250 psi en el manómetro de la tubería de subida. ¿Cuál sería la presión aproximada de la tubería de subida si usted aumenta la velocidad de la bomba a 60 spm?

- 6b. ¿Cuál sería la presión en la tubería de subida si la velocidad de bombeo se redujera a 40 spm?

Preguntas de repaso

1. ¿Cuáles son las dos variables que determinan la presión hidrostática?
2. ¿Cuál es el factor de conversión que se utiliza en los cálculos de presión hidrostática?
3. ¿Cuál es la unidad de medida para el gradiente de presión (del fluido).
4. Cuando una unidad de mando superior (o vástago de perforación) se desprende para realizar una conexión, ¿qué podría causar que el fluido de perforación fluyera hacia afuera de la sarta de perforación?
5. ¿Qué es la densidad de circulación equivalente (ECD)
6. ¿Por qué la densidad de circulación equivalente (ECD) es una consideración importante cuando se perfora o se realizan maniobras (viajes)?
7. Un cambio relativamente pequeño en la velocidad de la bomba puede tener un impacto drástico en la presión de circulación.
 - A. Verdadero
 - B. Falso

8. ¿Qué es el margen de viaje y cuándo se utiliza?

9. Un gradiente de 0,492 psi/ft. en una formación se consideraría:
 - A. Normal
 - B. Anormal
 - C. Subnormal

10. De acuerdo con el texto, ¿cuál es la diferencia entre la presión de fondo de pozo y la presión de la formación?

11. Defina la permeabilidad.

Notas

CAUSAS DE LOS GOLPES DE PRESIÓN

2

AL FINALIZAR ESTE CAPÍTULO, EL ALUMNO DEBE SER CAPAZ DE:

- Identificar y contestar preguntas acerca de las causas de los golpes de presión.
- Explicar la relación entre la presión hidrostática, de circulación y de formación.
- Comparar y calcular los volúmenes y las mediciones del viaje seco y el húmedo.
- Realizar cálculos relacionados con las maniobras de tubería utilizando la planilla de fórmulas de WCS (Apéndice B):
 - Barriles para llenar: viaje seco
 - Barriles para llenar: viaje húmedo
 - Caída de presión por pie: maniobra de tubería seca
 - Caída de presión por pie: maniobra de tubería húmeda

La frase “golpe de presión” es una expresión práctica que se usa en la industria de la exploración y producción de gas y petróleo para expresar que los fluidos de formación fluyen hacia un pozo. La Asociación Internacional de Contratistas de Perforación (IADC, por sus siglas en inglés) clasifica los golpes de presión como voluntarios o involuntarios. Un golpe de presión voluntario hace referencia a las operaciones que *deliberadamente* inducen al flujo controlado de fluidos de formación hacia un pozo. Obviamente, cuando un pozo está en producción, los fluidos de formación se traen a la superficie bajo condiciones controladas y aunque los pozos de producción no se describen como “con golpe de presión”, se adaptan a la definición de golpe de presión voluntario. Existen otras operaciones que también se adaptan a la definición como la prueba de formación efectuada a través de la columna de perforación, suaveo con cable eléctrico o bombeo de nitrógeno para poder producir un pozo.

Un golpe de presión involuntario es un flujo imprevisto e indeseado de fluidos de la formación hacia un pozo. Los golpes de presión involuntarios, si no se detectan o manejan correctamente, conducen a un reventón. *Un reventón es un flujo descontrolado de fluidos de formación hacia la superficie o en otra zona del mismo pozo abierto.* Los reventones de subsuelo o subterráneos suceden cuando una formación produce a partir de una formación e ingresa a una formación más débil o fracturada antes de que el fluido alcance la superficie.

Los reventones son los accidentes más trágicos de la industria de la perforación y reparación, ya que a menudo causan la muerte y lesión del personal, la pérdida del pozo y su posible producción, y daños graves al entorno. Los golpes de presión pueden ocurrir durante casi cualquier operación de un pozo de gas o petróleo y si no se manejan de manera adecuada, los golpes de presión pueden convertirse en reventones. La clave para la prevención de reventones es el reconocimiento y control de los golpes de presión, por lo tanto, aprender las causas y las indicaciones de los posibles golpes de presión y tomar las medidas indicadas para mantener el control del pozo es esencial para la prevención de reventones.

El capítulo anterior describía dos fuerzas opuestas que actúan en un pozo en el que la formación está expuesta a: 1) la presión de fondo de pozo, la suma de todas las presiones que se ejercen en el fondo de un pozo y 2) la presión de la formación que actúa en forma ascendente como consecuencia de la geología local. Se puede observar que un golpe de presión solo se puede producir cuando, por algún motivo, la presión de la formación es superior a la presión de fondo de pozo. Los siguientes análisis se relacionan con los golpes de presión involuntarios y algunas situaciones que pueden causarlos.

DENSIDAD INSUFICIENTE DE LOS FLUIDOS

El mayor componente de la presión del fondo es la presión hidrostática que genera la densidad del fluido en un pozo. De hecho, si el espacio anular de un pozo está abierto en la superficie y las bombas están apagadas, la presión del fondo y la presión hidrostática son iguales. Por lo tanto, el fluido en un pozo es la principal barrera contra los golpes de presión durante las operaciones de perforación y reparación convencionales. Es fundamental mantener el fluido en la densidad indicada para realizar operaciones seguras.

Cada pozo tiene un programa operativo que recomienda el peso del lodo para cada intervalo del pozo. Con frecuencia, se deben realizar ajustes al programa de fluidos para poder resolver situaciones específicas del pozo pero, por lo general, suelen ser pequeños. Los técnicos de fluidos (ingenieros de lodos) recomiendan material y procedimientos para ajustar las propiedades del lodo. El personal contratista es el responsable del trabajo real que se requiere para mantener el lodo de acuerdo con esas recomendaciones. Los perforadores experimentados son los encargados de asegurar la revisión frecuente de la densidad del fluido que entra y sale del pozo con una balanza precisa para lodo (báscula para lodo).

Figura 2.1. Laboratorio de análisis de campo con balanza para lodo.



Es posible que el peso del lodo se pueda reducir accidentalmente por error humano. Las grandes unidades marinas tienen diversas piletas de lodo, además del sistema activo. Los colectores múltiples que conducen el fluido a diversas bombas y tanques se componen de tuberías complejas con numerosas válvulas. Un trabajador inexperto puede abrir y cerrar fácilmente la válvula incorrecta, enviando así agua o fluido claro a las bombas de los equipos de perforación.

Una precipitación intensa en un sistema de pileta abierta puede reducir rápidamente el peso del lodo y alterar otras propiedades de los fluidos. Además, se usa una gran cantidad de agua para limpiar los filtros de las zarandas vibratorias cuando se perforan formaciones de arcilla blanda. En estos intervalos se debe verificar con frecuencia el peso del lodo en las piletas.

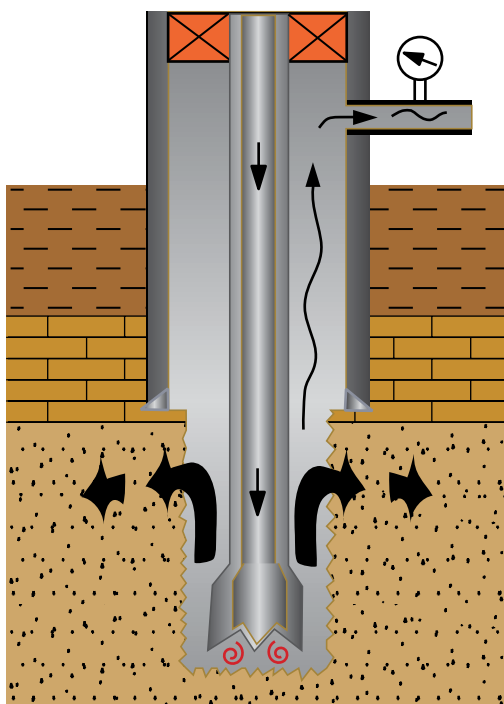
A veces, es necesario reducir el peso del lodo debido a las condiciones del pozo. Siempre es conveniente consultar a un ingeniero de lodos antes de empezar un trabajo. Reducir la densidad del fluido a la vez que se mantienen otras propiedades en el rango deseado, es por lo general, más difícil que aumentar la densidad simplemente al agregar barita u otro material densificante.

Otras causas de densidad incorrecta de fluido incluyen los errores que se cometen cuando se cambia el fluido presente en el pozo a raíz de tratamientos de fracturamiento o ácidos, colocación de píldoras especiales o cambiar a fluidos de terminación o de empaquetador. La densidad del fluido de trabajo que se bombea hacia el pozo y que regresa de éste se debería verificar frecuentemente con una balanza precisa para lodo.

PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN

Debido a que la altura de la columna de fluido de un pozo es un factor que determina la presión hidrostática total, la presión del fondo disminuirá si el pozo no pudiera resistir la presión que ejerce una columna completa del fluido. El pozo no “resistiría por completo”. En este caso, es posible que la presión del fondo se reduzca a un valor por debajo del de la presión de formación, lo que induce a un golpe de presión, usualmente de una zona en el pozo superior a la zona de pérdida de circulación. Ver la figura 2.2.

Figura 2.2. Pérdida de circulación.



La pérdida de circulación es uno de los problemas más comunes en la perforación que puede deberse a diversas situaciones diferentes:

- Algunas formaciones tienen una presión subnormal, es decir, no soportarán una columna de agua. Otras formaciones están demasiado fracturadas, incluso si las formaciones por arriba y por debajo de éstas son fuertes. En ese caso, perforar la formación fracturada resultaría en una pérdida de retorno.

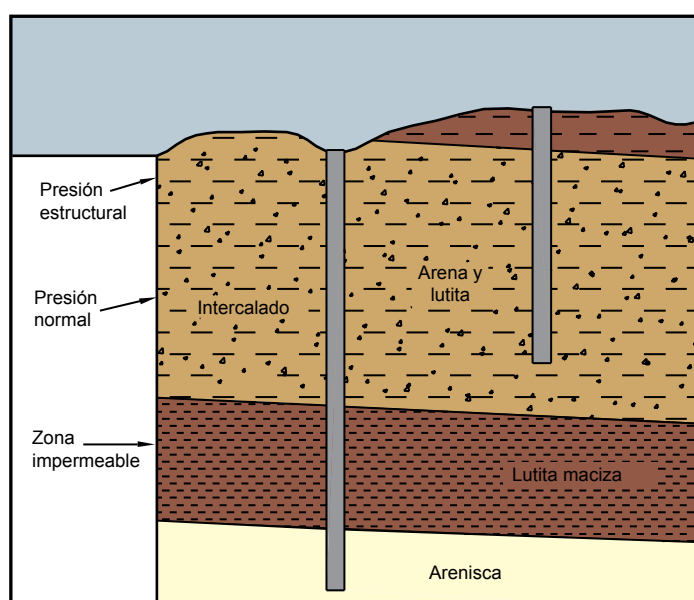
- Algunas formaciones toman fluido cuando el pozo está en circulación y, aun así, cuando la bomba está apagada, el espacio anular se mantiene por completo. Esto se debe a la presión que la bomba ejerce sobre el espacio anular. En estos casos, a menudo el peso del lodo se puede reducir con cuidado hasta un punto en el que pueden establecerse retornos completos.
- La presión de surgencia creada al bajar la sarta de trabajo en un pozo también puede inducir a la pérdida de circulación en formaciones frágiles.
- Con frecuencia se utiliza salmuera clara como fluidos de terminación. Estos fluidos tienen pocos o ningunos sólidos y por lo tanto, pueden ingresar fácilmente en formaciones permeables. La pérdida de circulación puede ser un problema de pozo complicado en cualquier momento. El hecho de que también pueda aumentar la posibilidad de que suceda un golpe de presión hace que sea doblemente importante para una cuadrilla estar alerta cuando el volumen de la pileta de lodo o el flujo de retorno cambia de manera imprevista.

PRESIÓN ANORMAL

Cómo se definió en el capítulo 1, la presión anormal es cualquier presión de formación superior a la presión que se considera normal en una determinada área geológica. Un gradiente de formación de 0,465 psi/ft se considera normal en muchas áreas y es equivalente a una densidad de fluido de 9,0 ppg ($0,465 \div 0,052 = 8,94$ o 9,0 ppg). En otras palabras, un peso de lodo de aproximadamente 9,0 ppg balancearía una formación “con presión normal”.

Si bien los programas de pozo proyectan las profundidades en las que se prevé una presión anormal, es imposible determinar la presión de formación exacta hasta que la barrena realmente ingresa a la zona anormal. Los recientes avances tecnológicos han mejorado la precisión de las predicciones de presión con respecto a épocas anteriores, pero el perforador aún no puede ver delante de la barrena. El personal de perforación están capacitadas para reconocer los indicios de presión anormal y tomar las medidas adecuadas cuando se reconocen estos indicios.

Figura 2.3. Lutita maciza como zona de transición.



Es frecuente encontrar en ciertas áreas que una formación permeable está atrapada de alguna manera por una larga formación de lutita impermeable (maciza). Al ir avanzando la perforación y la barrena se acerca a la zona anormal, se producen cambios en diversas condiciones de la perforación, es decir, la presión de la bomba, la velocidad de perforación, etc. Estos cambios se producen debido a que la presión diferencial, la diferencia entre la presión del fondo y la presión de formación, cambia a medida que aumenta la profundidad. La barrena ingresa a una zona de transición. *Una zona de transición es el área en la que las presiones subterráneas comienzan a cambiar de normales a anormales a medida que se profundiza el pozo.*

VELOCIDAD DE PERFORACIÓN EXCESIVA EN ARENAS GASÍFERAS

La densidad del gas de formación (2,0 ppg) es, por lo general, mucho menor que la densidad de cualquier líquido (9,0 ppg) que se usa para un fluido de perforación. Sería razonable pensar que si la velocidad de penetración en una arena gasífera es lo suficientemente alta, el espacio anular se cargaría con gas y disminuiría la presión del fondo. En muchas áreas, en especial en lugares marinos, se pueden alcanzar fácilmente velocidades de perforación superiores a los 100 pies por hora. Se podría decir que los golpes de presión de gas poco profundos son probablemente los más peligrosos de todos. Para lograr una protección contra golpes de presión poco profundos, se controlan las velocidades de perforación para que el espacio anular no se cargue de gas. A menudo se les indica a los perforadores que realicen una pausa de vez en cuando para que el gas (es decir, el gas de conexión) circule fuera del pozo antes de proseguir con la perforación.

PRÁCTICAS DE MANIOBRAS

Han sucedido más golpes de presión en los viajes que durante cualquier otra operación individual que se haya realizado por medio de equipos de perforación y reparación. Esta afirmación es cierta por diversos motivos. Piense en un viaje de rutina. Una vez que comienza el viaje, la presión del fondo se ve afectada de tres maneras distintas:

- La bomba está apagada, no hay presión en el espacio anular debido al bombeo.
- La presión del fondo cambia debido a los efectos del suaveo y de las surgencias que se producen al mover la sarta de trabajo en el pozo.
- A medida que la sarta de trabajo se hacia dentro y fuera del pozo, el nivel de fluido del pozo cambia, por lo tanto cambia la presión hidrostática.

La cuadrilla puede controlar dos de estos tres factores, las presiones de suaveo o surgencia y el nivel de fluido cambiante del pozo. Si un pozo está estable cuando se apaga la bomba antes de comenzar un viaje, es razonable suponer que la presión hidrostática será suficiente para balancearlo. Por lo tanto, si se produce un golpe de presión durante el viaje, éste es inducido, es decir, *las prácticas de maniobras de la cuadrilla causaron el golpe de presión.*

Cuando se realiza una circulación o perforación, un perforador y la cuadrilla tienen diversas maneras de supervisar el pozo. No obstante, cuando se realizan maniobras, no existen retornos en la línea de flujo, ni presión en la bomba, ni torque rotatorio, etc. Solo existe una manera en la que el personal puede supervisar el comportamiento del pozo durante los viajes y es midiendo y documentando de manera precisa el aumento y el descenso del nivel de fluido del pozo. En teoría, el pozo debería tomar un barril de fluido por cada barril de tubería de acero que se retira del pozo. Lo opuesto es verdadero en viajes hacia dentro del pozo.

Figura 2.4.



Existen factores humanos que afectan la detección de un golpe de presión cuando se realizan maniobras. Las prioridades del personal durante las maniobras cambian de la supervisión estable de retornos del pozo a realizar el viaje de la manera más rápida y segura posible. Las maniobras son una tarea ardua. Es un trabajo difícil y con frecuencia sucio que tal vez se deba hacer a cualquier hora del día o la noche. No es de sorprender que muchos de los peores incidentes de control de pozos tuvieran lugar en viajes a primera hora del día o los días en los que hubo cambios de personal.

Se realizan gráficos que indican el desplazamiento y la capacidad de todos los componentes que se utilizan en la sarta de perforación. Los valores teóricos de desplazamiento y capacidad dependen de muchas variables para cualquier pozo determinado. Un pozo rara vez tomará el volumen exacto calculado, por ello, deben realizarse comparaciones con los viajes recientes para asegurar que el pozo actúa “normalmente”.

Existe una diferencia significativa entre extraer una sarta “seca” que bombea un volumen pequeño de lodo más pesado (píldora o bolsón) en una sarta, para que el fluido de la tubería descienda cuando se eleve la tubería, y extraer “húmedo” cuando no se bombea el lodo pesado. Si se extrae la sarta seca, solo el acero tubular se retira del espacio anular de la tubería de revestimiento porque el fluido dentro de la sarta desciende debajo de la mesa rotativa cuando se extrae la tubería. En un viaje húmedo, se retira tanto el desplazamiento como la capacidad (el desplazamiento cerrado) de la sarta y esto establece una diferencia en los requisitos de llenado.

Por ejemplo, una tubería de perforación con un diámetro externo de 5 pulgadas (grado G, 19,5 lb/ft) con uniones de tubería se desplaza a 0,00827 bbl (barriles de petróleo)/ft. Si un tiro de este tubo fuera de 93 pies, el desplazamiento total en un viaje seco sería de $93 * 0,00827 = 0,769$ bbl/tiro. Muchos equipos de perforación hacen una pausa para completar el espacio anular cada 5 tiros, por lo que el llenado teórico sería de $0,769 * 5 = 3,845$ barriles. Ante la suposición de que en los equipos de perforación no se utilizó un tanque de viaje, sino que se contaron las carreras de bomba para

supervisar el llenado. Si el caudal de la bomba fuese de 0,105 bbl/carrera, deberían necesitarse 3,845 ÷ 0,105 = 36,6 o 37 carreras por cada 5 llenadas de tiros.

$$\begin{aligned} \text{Barriles para llenar}_{\text{tubería seca}} &= \text{Desplazamiento de tuberías}_{\text{bbl/ft}} * \text{Longitud extraída}_{\text{ft}} \\ \text{Carreras de bomba para llenado} &= \text{Barriles para llenar} \div \text{Caudal de la bomba}_{\text{bbl/soro}} \end{aligned}$$

Un viaje húmedo del mismo pozo cambia los requisitos de llenado de manera significativa. La capacidad de la tubería de perforación de 5 pulgadas con uniones de tubería es de 0,01719 bbl/ft. Debido a que el viaje es húmedo, tanto la capacidad como el desplazamiento se deberían retirar del espacio anular de la tubería de revestimiento. Por lo tanto, 0,00827 + 0,01719 = 0,0255 barriles se deberían retirar por cada pie de tubería extraída: 93 * 0,0255 = 2,37 bbl/tiro y 5 * 2,37 = 11,85 barriles por cada 5 tiros. Cómputo de carreras de bombas: 11,85 ÷ 0,105 = 112,85 o 113 carreras. Se puede observar que los requisitos de llenado para un viaje húmedo en este pozo (11,9 bbl) son mucho mayores que para un viaje seco (3,8 bbl).

$$\begin{aligned} \text{Barriles para llenar}_{\text{tubería húmeda}} &= (\text{Desplazamiento de tuberías}_{\text{bbl/ft}} + \text{Capacidad de tubería}_{\text{bbl/ft}}) * \text{Longitud extraída}_{\text{pies}} \\ \text{Carreras de bomba para llenado} &= \text{Barriles para llenar} \div \text{Caudal de la bomba}_{\text{bbl/carrera}} \end{aligned}$$

Todas las cuadrillas de los equipos de perforación odian los viajes húmedos. Los obreros de las plataformas de operación se empapan en una solución cáustica, el piso se torna resbaloso, lo que presenta un riesgo de seguridad, hay desmotivación y algunos fluidos siempre se pierden, incluso cuando se usa un cubo de lodo para atrapar la mayor parte del fluido y devolverlo al pozo. El llenado es mucho más difícil de supervisar que cuando se realizan maniobras secas. A esto se suman mayores requisitos de llenado y no es difícil comprender por qué los viajes húmedos pueden ser peligrosos, en especial, a primera hora de la mañana o en un día de cambio de personal.

A veces, los organismos reguladores locales tienen requisitos específicos con respecto a los viajes. Por ejemplo, en la parte estadounidense del Golfo de México estadounidense deben usarse tanques de viaje. Además, las normas de la Oficina de Aplicación de la Ley en Materia de Seguridad y Medio Ambiente (BSEE, por sus siglas en inglés) exigen que el pozo se llene antes de que la presión hidrostática disminuya a 75 psi o cada 5 tiros de tubería de perforación, lo que sea menos peligroso.

Suponga que una cuadrilla realiza maniobras con la tubería de perforación en los ejemplos anteriores con una tubería de revestimiento de 8 5/8 pulgadas que tiene una capacidad de 0,05648 bbl/ft y que la densidad del fluido fuese de 13,8 ppg. Para un viaje seco, usaríamos solo un desplazamiento de la tubería de perforación de acero.

TSe pueden usar las siguientes fórmulas para determinar cuánta presión hidrostática de un pozo disminuirá por cada pie de tubería que se extraiga del pozo. Con los datos de pozo de los ejemplos anteriores:

Extracción de tubería seca:

$$\text{psi/ft} = \frac{\text{MW (peso del lodo)}_{\text{ppg}} * 0,052 * \text{Desplazamiento}_{\text{bbl/ft}}}{\text{Capacidad de la tub. de revest}_{\text{bbl/ft}} - \text{Desplazamiento de la tub.}_{\text{bbl/ft}}}$$

$$(13,8 * 0,052 * 0,00827) \div (0,05648 - 0,00827) = 0,123 \text{ psi/ft}$$

$$0,123 * 93 * 5 = 57 \text{ psi por cada 5 tiros extraídos}$$

Extracción de tubería húmeda:

$$\text{psi/ft} = \frac{[MW_{\text{ppg}} * 0,052 * (\text{Extracción de tubería húmeda}_{\text{bbl/ft}} + \text{Capacidad de la tub}_{\text{bbl/ft}})]}{[\text{Casing Capacity}_{\text{bbl/ft}} - \text{Pipe Displacement}_{\text{bbl/ft}} - \text{Pipe Capacity}_{\text{bbl/ft}}]}$$

$$[13,8 * 0,052 * (0,00827 + 0,01719)] \div [0,05648 - (0,00827 + 0,01719)] = 0,589 \text{ psi/ft}$$

$$0,589 * 93 * 5 = 274 \text{ psi}$$

Se puede observar que, en lo que respecta a la detección de golpes de presión, los viajes húmedos son más difíciles de supervisar que los secos y, por lo tanto, pueden ser más peligrosos.

Los ejemplos anteriores solo abarcan las tuberías de perforación y suponen viajes fuera de un pozo. Obviamente, las cifras cambian dramáticamente cuando se considera un conjunto de fondo de pozo con un diámetro externo más amplio. La mayoría de los equipos de perforación llenan el espacio anular por cada tiro de collares de perforación que se extrae. Se debe recordar que estos ejemplos ilustran el llenado teórico que se requiere. En los pozos con secciones de pozo abierto, el desplazamiento real de volumen diferirá de los valores calculados. Las comparaciones con los viajes anteriores son esenciales para la precisión y la seguridad. Se deben conservar los registros de los viajes en el emplazamiento y usar para confirmar que el pozo recibe al menos la misma cantidad de lodo que en los viajes anteriores.

Figura 2.5.

Registro de viajes durante las maniobras fuera del pozo. Los registros precisos de viaje son obligatorios en cada trabajo.

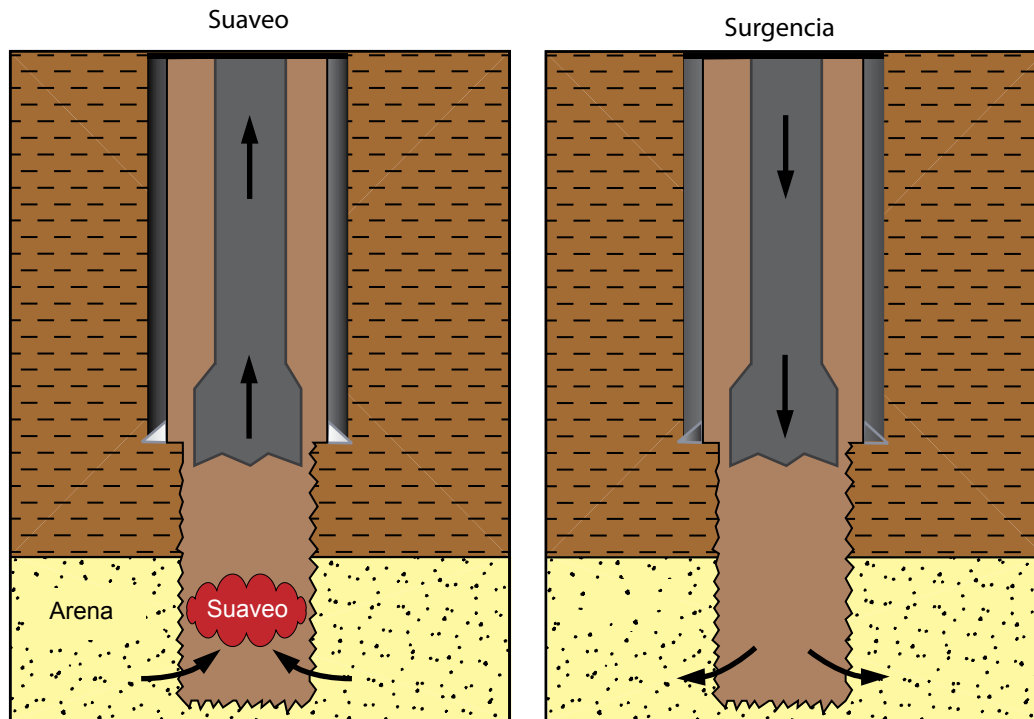
N.º de tiro	Lectura del tanque del viaje inicial	Lectura del tanque al final del viaje	Diferencia	Teórico (calculado)	Tendencia (diferencia)	Tendencia acumulada	Observaciones (comentarios sobre los cambios de la tubería, los problemas, etc.)
5	50	48,5	1,5	3,56	-2,06	-2,06	Extraer tubo de perf. del fondo, puede estar cubierto
10	48,5	42,9	5,6	3,56	+2,04	-0,02	Parece estar bien
15	42,9	39,2	3,7	3,56	+0,14	0,12	
20	39,2	35,9	3,3	3,56	0,26	-0,14	
25	35,9	33,2	2,7	3,56	-0,86	-1,0	Suaveo posible
30	33,2	32,3	0,9	3,56	-2,66	-3,66	El pozo no incorpora el fluido debido, detenerse
							Realizar maniobras y verificar el flujo

SUAVEO Y SURGENCIA

La mayoría de los golpes de presión que ocurren en los viajes son producto del suaveo, no obstante, las presiones de las surgencias excesivas pueden ocasionar una fractura en la formación, que a su vez, puede inducir a un golpe de presión debido a la reducción de presión hidrostática. El grado en el que se producen presiones de suaveo y surgencia depende de la velocidad a la cual se desplaza la tubería, las propiedades de flujo del fluido y el espacio libre del fondo del pozo entre la sarta y la tubería de revestimiento o el agujero descubierto.

Es común que los perforadores comiencen un viaje fuera de un pozo al extraer los primeros tiros lentamente. Se supone que el pozo “nuevo” tiene un calibre casi uniforme. Existe una gran posibilidad de suaveo. Una vez que el conjunto de fondo de pozo se extrae del agujero descubierto más antiguo y de mayor diámetro, el arrastre (sobretensión) se reduce debido al mayor espacio anular. En ese momento, la mayoría de los perforadores comienzan a encontrar el ritmo y extraen la sarta lo más rápido posible. Esto tal vez sea una práctica razonable, pero puede ignorar otros factores que afectan la presión de suaveo y surgencia.

Figura 2.6. Ilustraciones de suaveo y surgencia.



Los fluidos modernos de perforación pueden ser soluciones altamente complejas. Las dos características de los fluidos que más afectan la presión de suaveo y surgencia son la viscosidad (resistencia general al flujo) y la resistencia de gel del fluido. Estas características se relacionan entre sí. La resistencia de gel es una medición de la tendencia del fluido a formar un gel o una estructura similar a la sólida cuando no está en movimiento. Las propiedades del flujo de un fluido se ven afectadas por muchos factores como la densidad, la clase y la cantidad de sólidos en el fluido y la atracción química entre los sólidos. El estudio de los fluidos se denomina *reología* y le atañe a los científicos e ingenieros de lodo, no al trabajador de la plataforma de perforación promedio. Se puede decir que cuanto más se parezca el fluido al agua dulce, menos probable causará una presión excesiva de suaveo u surgencia. Al contrario, cuanto más viscoso (espeso) sea, mayor será la probabilidad de que presente un problema de suaveo y surgencia. Los perforadores rara vez tienen control sobre las propiedades de los fluidos que usan, pero pueden prestar atención a los informes de lodos y conversar frecuentemente con ingenieros de lodo. Muchos operadores acondicionan el fluido al agregar productos químicos y permitir la circulación del pozo limpio antes de comenzar un viaje fuera del pozo.

Cuanto más largo sea el conjunto del fondo de pozo y más estabilizadores contenga, mayores serán las probabilidades de que se produzca suaveo o surgencia en los viajes. Cuanto menor sea el espacio anular

alrededor del arreglo de fondo de pozo, mayores serán los efectos de suaveo o surgencia. En los pozos con espacios reducidos, hinchamiento o formaciones pegajosas, o lutita desmoronable (derrumbable), disminuirán los espacios libres y aumentará la posibilidad de suaveo en un golpe de presión.

Según se sabe, las formaciones salinas, que con frecuencia se describen como “plásticas”, rodean la sarta y apenas le brindan una luz para circular. Además, muchas clases de arcillas son permeables y se hidratan o “hinchán” cuando están expuestas al lodo de perforación a base de agua. El espacio libre del espacio anular se estrecha y aumentan los efectos de suaveo u surgencia en los viajes. Durante un viaje, los estabilizadores cubiertos y los collares de perforación pueden reducir mucho el espacio anular.

Cuando se realizan maniobras en formaciones blandas y pegajosas, se puede suavear un pozo a medida que el arreglo de fondo de pozo se extrae del revestimiento, aunque la barrena esté alejada del fondo. Imagínese un pozo en el que el agujero descubierto esté demasiado socavado, de manera que la primera parte del arrastre del viaje no presente problemas. Se puede extraer el tubo tan rápido como la cuadrilla pueda desunir las conexiones y sostenerlo detrás de la torre de perforación. Si el arreglo de fondo de pozo estuviera recubierto por arcilla blanda y se extrajera la tubería de revestimiento rápidamente, la arcilla excedente que estuviera adherida a este se desprendería y el arreglo de fondo de pozo tendría un diámetro externo que se aproximaría al diámetro interno de la tubería de revestimiento. Sería probable el suaveo. Se recomienda a los perforadores que tengan cuidado al extraer el arreglo de fondo de pozo en la tuberías de revestimiento y brinden especial atención al volumen de llenado en este punto del viaje, ya que los collares de perforación de mayor diámetro desplazan mucho más fluido que un tubo o tubería de perforación más pequeña.

Se debe tener especial cuidado al extraer o descender tubos en pozos muy desviados porque el arreglo de fondo de pozo se arrastra contra la parte superior del pozo en la parte donde se forma un ángulo, lo que reduce el espacio libre eficaz entre la sarta y el pozo abierto. En este caso, tal vez resulte difícil que el fluido vuelva a caer alrededor del conjunto. Además, los recortes de perforación tenderán a caer o permanecer en la parte inferior de los pozos desviados, lo cual seguirá reduciendo el diámetro interno del espacio anular.

Figura 2.7. Formación plástica.



OBSTRUCCIONES EN EL POZO

Muchas operaciones de rutina requieren retirar las obstrucciones de los pozos. Entre ellas, liberar los empacadores, perforar los tapones de cemento y pescar. Las cuadrillas con mucha experiencia siempre suponen la peor situación posible ya que siempre la presión puede quedar atrapada debajo de cualquier obstrucción anular. Una buena práctica al prepararse para una presión atrapada por anticipado es dirigir los retornos de trayectos por medio de un múltiple de estrangulador.

Considere un pozo de gas previamente tapado y abandonado que ahora se vuelve a perforar. Si la presión de formación fuese de 2.694 psi a 7.000 pies de profundidad vertical verdadera (TVD) una

densidad de fluido de 7,4 ppg debería balancear el pozo. ($2.694 \div 0,052 \div 7.000 = 7,4$ ppg). Si se estableciera un tapón de cemento a 2.000 pies y el tapón se perforara con un fluido a base de aceite con una densidad de 7,4 ppg, la presión hidrostática a 2.000 pies sería de aproximadamente 770 psi. ($7,4 * 0,052 * 2.000 = 770$ psi) Cuando una barrena atravesó el cemento, la presión de la formación de 2.694 se opondría a la presión hidrostática de tan solo 770 psi. En realidad, la densidad del fluido de formación reduciría algo la fuerza ascendente, pero, sin dudas, sería mucho mayor a la presión hidrostática del fluido. En otras palabras, el pozo sufriría un golpe de presión.

OPERACIONES DE CEMENTACIÓN

La mayoría de los golpes de presión que se produjeron durante las operaciones de cementación fueron causados por la disminución de la presión hidrostática durante la operación. Hay varias causas posibles:

- Generalmente, se bombea un espaciador o fluido de limpieza antes del cemento. La densidad del fluido de limpieza y, tal vez lo más importante, la altura se deben considerar cuando se planifica el trabajo.
- Si la densidad del cemento es demasiado grande, puede ocasionar la pérdida de circulación, lo cual produce un golpe de presión.
- Si se utiliza cemento liviano, la presión a lo largo del estrangulador se debería mantener para compensar la disminución en la presión hidrostática anular. Se puede usar una programación de presión/volumen para mantener una presión segura en el fondo del pozo.
- El cemento se deshidrata a medida que fragua. La deshidratación puede reducir la presión hidrostática eficaz hasta un punto en el que el pozo fluirá.
- El calor que genera el curado del cemento ocasionará que el revestimiento se expanda. Al enfriarse la tubería de revestimiento, un micro espacio anular entre la tubería de revestimiento y las paredes del pozo pueden crear un canal que permita el movimiento del fluido.

Figura 2.8. Operaciones de cementación.



- En algunos casos ha fallado el equipo flotante del revestimiento.
- Se deben supervisar de cerca los pozos durante todas las fases de las operaciones de cementación. Los BOP no se deben perforar hasta que esté totalmente determinado que el pozo no fluirá.

PERFORAR EN UN POZO ADYACENTE

Los avances en la tecnología de perforación direccional permiten que perforar un pozo de producción sea poco probable hoy en día, no obstante, existe la posibilidad, en especial en el mar, de que se perforen muchos pozos desde una sola plataforma. La industria de perforación de gas y petróleo ahora tiene más de 100 años y existen miles de pozos, muchos de los cuales no están debidamente documentados, en todo el mundo. Si un pozo penetrara otro, podríamos prever que el efecto de tubo en U ocasionado por las distintas densidades de fluidos afectaría mucho la presión de fondo de pozo en cada uno de ellos.

FORMACIONES ARTIFICIALES CARGADAS

Hay varias maneras en la que la presión de un pozo se puede cargar o sobrecargar de manera imprevista. A continuación damos algunos ejemplos:

- La adhesión inadecuada del cemento que permite que la presión de una zona migre o pase a otra zona.
- Las formaciones que se cargaron con los reventones subterráneos, es decir, el flujo descontrolado de una zona permeable a otra.
- Las zonas que se cargaron en proyectos de inyección, por ejemplo, inyección de vapor o agua.
- La falla de la tubería de revestimiento.
- La fractura de formación de una zona a otra, natural o artificial, a causa de tratamientos de fracturamiento.

PUNTOS DE TUBERÍA ATASCADA

El atascamiento por presión diferencial es un estado en el que la tubería de perforación (por lo general, el conjunto de fondo de pozo) se atasca contra el pozo de una formación permeable debido a la presión diferencial de la zona. Entre las técnicas para desprender el tubo se encuentra la colocación de diversas píldoras en el área atascada. La densidad del fluido de emplazamiento puede ser menor a la del fluido de trabajo en el pozo para poder reducir la presión diferencial. En más de un pozo se produjo un golpe de presión debido a estos puntos de baja densidad.

INQUIETUDES SUBMARINAS

Las unidades de flotación presentan diversas inquietudes que no se aplican a los equipos de perforación superficiales. Debido a que el conjunto de preventores de reventones (BOP) se instala sobre el lecho marino, el fluido de perforación es transportado de nuevo a la superficie por un tubo ascendente marino. Si por algún motivo el tubo ascendente marino se pierde o desconecta, la presión del fondo del pozo se reduce por la diferencia entre la presión hidrostática del tubo ascendente lleno de lodo y la presión hidrostática del agua marina.

Si circuló gas por la línea de estrangulamiento en una plataforma de perforación flotante, es casi seguro que una pequeña cantidad de gas permanezca debajo del preventor cerrado del conjunto. Se debe tener cuidado al extraer el gas atrapado sin correr peligro antes de que se abran los BOP. Cuanto más profunda sea el agua, mayor será el problema que genere este gas atrapado. Si se permite que el gas suba incontroladamente a la superficie, se expandirá muchas veces su volumen original, descargando el fluido de trabajo a medida que se eleva y expande.

PRUEBAS DE FORMACIÓN EFECTUADAS A TRAVÉS DE LA COLUMNA DE PERFORACIÓN

Una prueba de formación efectuada a través de la columna de perforación es esencialmente una terminación temporal en una zona de producción. Se permiten fluidos de formación en el pozo y en la sarta de la prueba de formación efectuada a través de la columna de perforación. Una vez que la prueba finaliza, se debe tener cuidado de restablecer la sarta de perforación y el espacio anular a una condición de sobre balance. Siempre existe la posibilidad de migración de gas o malfuncionamiento de los equipos y cualquiera de estas situaciones puede causar que un golpe de presión voluntario se torne rápidamente en un golpe de presión involuntario. La prueba de formación efectuada a través de la columna de perforación es un “momento de gran alerta” y siempre se debería realizar durante el día.

PERFORACIÓN EN CONDICIONES DE BAJO BALANCE

Cuando se realiza una perforación en condiciones de bajo balance o casi balanceada (presión controlada), se usa un cabezal giratorio o limpiador para retener la contrapresión en el espacio anular. Los retornos del pozo se realizan por una tubería de descarga (ventilación) perforada debajo del preventor a un colector múltiple de estrangulamiento. El programa del pozo contiene un rango de contrapresión u “oportunidad de diseño” que se considera segura para condiciones óptimas. Un golpe de presión involuntario se produce cuando la contrapresión supera el margen de diseño. A continuación se indican las tres causas principales de exceder la contrapresión máxima recomendada:

- Perforación demasiado rápida
- Reducción de la presión hidrostática más de lo deseado con el fluido de trabajo (frecuentemente gas o una mezcla de gas y agua)
- Falla de los equipos de superficie

RESUMEN

Los golpes de presión se clasifican como voluntarios o involuntarios. Un golpe de presión involuntario es un flujo imprevisto e indeseado de fluidos de la formación hacia un pozo. Si un golpe de presión no se controla de manera adecuada, puede producir un reventón. A pesar de que los golpes de presión se producen en casi todas las operaciones de perforación y reparación, no pueden presentarse si la presión de fondo de un pozo es superior a la de formación. Comprender qué puede causar un golpe de presión de un pozo es el primer paso para prevenirlo.

Cálculos de práctica

- 1a. Un equipo de perforación trabaja con una tubería de perforación de 3½ pulgadas con una capacidad de 0,0074 bbl/ft y un desplazamiento de 0,00515 bbl/ft. Cada tiro tiene 93 pies de largo. El caudal de una bomba de perforación es de 0,143 bbl/stk. ¿Cuántos barriles de lodo se necesitan para llenar el pozo si 5 tiros se extraen “secos”?

- 1b. ¿Cuántas carreras de bomba se necesitarán?

- 1c. ¿Cuántos barriles de lodo se necesitan para llenar el pozo si 5 tiros se extraen “húmedos”?

- 1d. ¿Cuántas carreras de bomba se necesitarán?

2. Datos:
 Una tubería de perforación de 5 pulgadas con una capacidad de 0,01776 bbl/ft y un desplazamiento de 0,00709 bbl/ft, una tubería de revestimiento de 1338 pulgadas con una capacidad de 0,15459 bbl/ft y un peso de lodo de 14,2 ppg.
 - 2a. ¿Cuánto disminuirá la presión hidrostática si 465 pies se extraen “secos”?

 - 2b. ¿Cuánto disminuirá la presión hidrostática si 465 pies se extraen “húmedos”?

3. Un equipo de perforación con lodo de 9,2 ppg a una profundidad de TVD de 7.320 pies realizará un viaje. El operador desea ajustar el peso del lodo antes del viaje para incluir un margen de seguridad (margen de viaje) de 75 psi en el fondo. La presión de formación estimada es de 3.480 psi. ¿Qué peso de lodo se necesita?

Preguntas de repaso

1. ¿Por qué es importante mantener el peso del lodo de acuerdo con el programa de pozo recomendado?
2. ¿En qué se relacionan la viscosidad y la resistencia de gel del lodo de perforación con el control de pozo?
3. ¿Cómo puede conducir la pérdida de circulación a un incidente de control de pozo?
4. Enumere algunas causas comunes para la pérdida de circulación.
5. ¿Cómo puede ser detectada la pérdida de circulación durante las operaciones de maniobras?
6. ¿Considera que la pérdida de circulación ocasionaría el uso de fluidos con salmuera o lodo de perforación? ¿Por qué?
7. Cuando se continúa con la perforación, ¿cuáles son algunos indicios de que la barrena puede estar ingresando a una zona de transición?
8. Si un perforador sospecha que perforó una zona de transición, ¿qué medidas debe tomar?

9. La presión de fondo de pozo se reduce de tres maneras distintas durante los viajes. ¿Cuáles son?
10. ¿Por qué es más difícil controlar el volumen de lodo que se necesita para llenar un pozo cuando se extrae una "sarta húmeda" que cuando se extrae una "sarta seca"?
11. ¿Por qué es importante mantener y usar registros precisos de viajes recientes?
12. Con respecto al control de pozo, ¿por qué se considera la extracción de una obstrucción de pozo un momento peligroso para la perforación y el personal?

DETECCIÓN DE UN GOLPE DE PRESIÓN

3

AL FINALIZAR ESTE CAPÍTULO, EL ALUMNO DEBE SER CAPAZ DE:

- Analizar y explicar la importancia de un aumento del flujo de retorno.
- Analizar y explicar la importancia de una pérdida del flujo de retorno.
- Identificar los pasos para realizar un control de flujo durante la perforación.
- Identificar los pasos para realizar un control de flujo durante las maniobras (viajes).
- Analizar el propósito y uso de una válvula de seguridad de apertura total (FOSV, por sus siglas en inglés) (válvula TIW).
- Analizar el propósito y uso de una válvula preventora de reventones interna (IBOP, por sus siglas en inglés) (válvula Gray).
 - Flotabilidad/Peso en la barrena
 - Formación con hinchamiento
 - Velocidad de penetración (ROP, por sus siglas en inglés)
 - Torque rotatorio

Los “golpes de presión” del pozo se definieron en el capítulo 2 y se analizaron algunas de las situaciones que podrían provocar que se produjera un golpe de presión en un pozo. En este capítulo se analizan las principales señales de advertencia que podrían indicarle al personal que un golpe de presión podría ser inminente. Si no se reconoce que se está por ocurrir un incidente de control del pozo y no se toman medidas rápidas, se pueden originar presiones excesivas en la superficie y, finalmente, un reventón y un incendio. El peligro para la vida humana y el medio ambiente es inaceptable.

Un golpe de presión se puede producir durante casi cualquier operación en el emplazamiento del pozo. A los perforadores se les enseña que cuando se detectan señales de advertencia de un golpe de presión, deben suspender inmediatamente la operación que estén realizando y observar el pozo para ver si hay un flujo después de que se hayan detenido las bombas. *Si un pozo fluye, aunque no se bombee nada al pozo, es una señal clara de que se está produciendo un golpe de presión.* Más adelante en este capítulo se analizan procedimientos detallados para realizar los controles de flujo.

Las señales de advertencia de un golpe de presión se pueden dividir en dos grupos principales:

- Señales de advertencia que se observan durante la perforación
- Señales de advertencia que se observan durante las maniobras

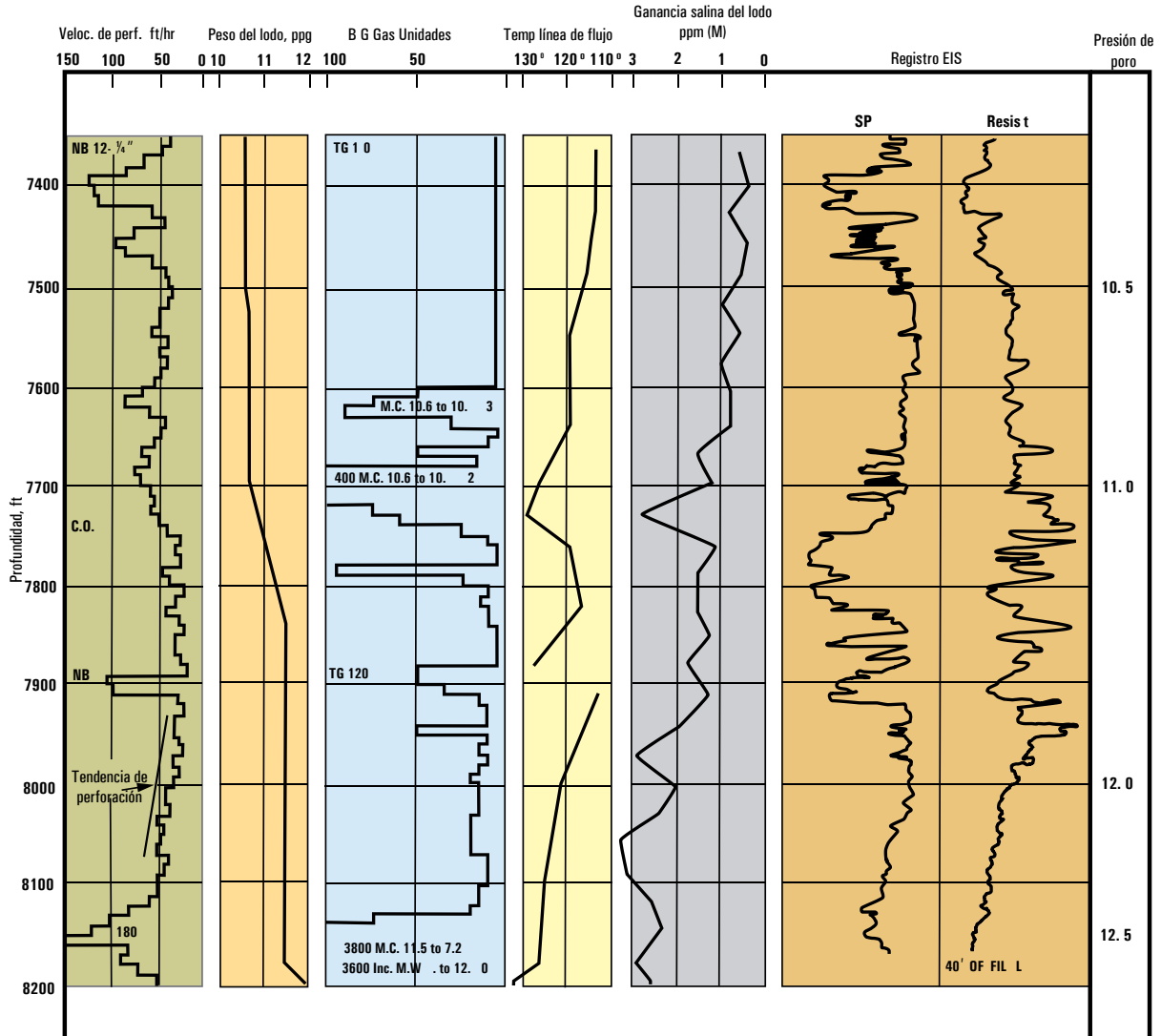
DETECCIÓN DE UN GOLPE DE PRESIÓN DURANTE LA CIRCULACIÓN

PRESIÓN ANORMAL

En la mayoría de los pozos, se les indica a los perforadores que perforen con un peso sobre la barrena (WOB, por sus siglas en inglés), una velocidad rotatoria y una presión de bombeo específicos. Cuando se usan motores de fondo, la velocidad a la que gira la barrena se controla por razones hidráulicas, que son la velocidad y la presión de bombeo recomendadas. Una vez definidos los parámetros, se establece una tendencia de perforación constante bastante razonable. De esa manera, las desviaciones

repentinamente o inesperadas en la velocidad de penetración (ROP) establecida indican que la barrena puede estar entrando a una formación diferente.

Figura 3.1.
Los registros eléctricos pueden identificar formaciones con presiones anormales.



Cuando se usan las barrenas de roca, se establece un desgaste definido de las barrenas o “tendencia de atenuación”. Esto es razonable porque a medida que las barrenas perforan, los dientes se desgastan y desafilan. Además, a medida que la perforación continúa, las formaciones más profundas están más compactadas. Se consideraría normal una disminución constante y leve de la ROP. Un aumento en la ROP puede ser un indicio de que se está perforando una zona de transición. Eso es debido a que la presión diferencial entre la presión de fondo de pozo y la presión de formación disminuye; la barrena debe superar menos resistencia. Al aumento repentino y rápido de la ROP se le denomina *cambio de la velocidad de avance de la perforación*.

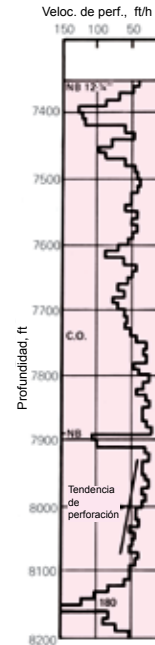
Las barrenas compactas de diamante policristalino (PDC, por sus siglas en inglés) y las barrenas de policristalino térmicamente estable (TSP, por sus siglas en inglés) reaccionan de manera diferente que

las barrenas de rodillos cuando ingresan a una zona de transición. De hecho, estas barrenas pueden perforar más lentamente que la tendencia establecida o incluso detener la perforación por completo a medida que cambian las características de la formación. En cualquier caso, un cambio definido en la ROP es una de las primeras señales que indican que la barrena puede estar aproximándose a una formación con presión anormal.

Figura 3.2.

A la derecha, un cambio en la velocidad de penetración; obsérvese el aumento repentino en la velocidad de avance de la perforación de aproximadamente 8 y 150 pies.

Abajo, un geólogo registra la ROP y la profundidad durante la perforación.



Es lógico que si la velocidad de perforación se modifica, la cantidad de recortes de la barrena que llegan a la superficie también se modifique. En las formaciones de lutita, muchos de los recortes pueden ser más grandes de lo normal y a menudo son curvos o tienen una forma extraña. Estos recortes deformes no son recortes de barrena verdaderos en absoluto, sino que son pedazos de lutita que se han derrumbado o “desprendido” de las paredes del pozo debido a la presión. Un cambio en el aspecto (la cantidad, el tamaño y la forma) de los recortes, junto con otros indicios, puede ser un indicador de presión anormal.

Figura 3.3

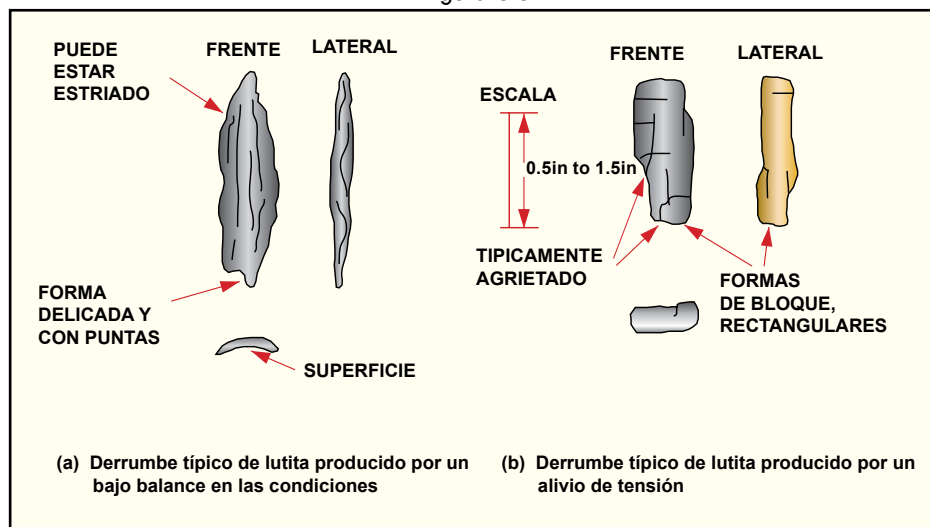
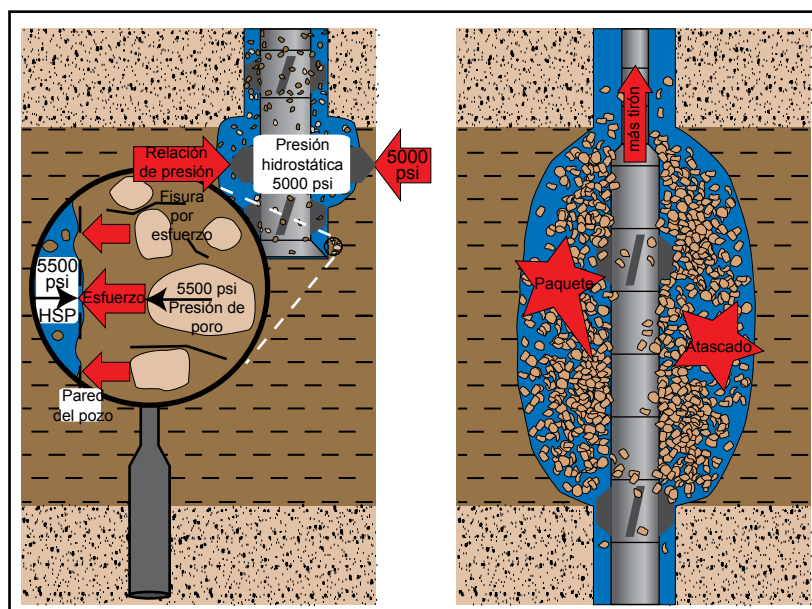


Figura 3.4.



Una acumulación de recortes alrededor del arreglo (conjunto) de fondo de pozo probablemente causará un aumento en el torque rotatorio y un aumento en el arrastre, una (sobretracción) cuando se levanta una sarta de trabajo, como cuando se hace una conexión. Estos también pueden indicar un cambio de formación. En resumen, muchos de los indicadores en el piso de perforación agrupados como “problemas del pozo” pueden indicar que la barrena se está aproximando o ha entrado a una formación con presión anormal.

Los aumentos en el contenido del gas de los retornos de fluido pueden ser un indicio de presión anormal. Si la velocidad de bombeo es estable, el contenido de gas debe mantenerse aproximadamente en el mismo nivel. La señal de advertencia no es el contenido de gas en sí; es el aumento lo que se debe comprobar. El gas que regresa constantemente a medida que avanza la perforación se llama gas de fondo. La cantidad que se considera “normal” depende totalmente de la velocidad de penetración y de las características de la formación que se está perforando.

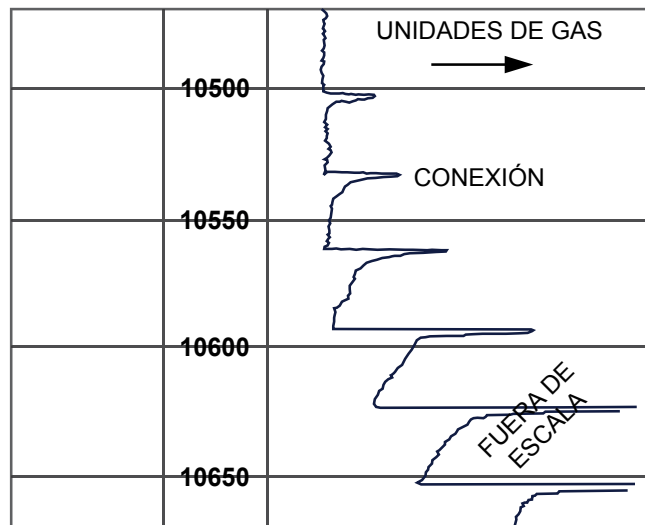
Es común ver aumentos en el gas al hacer circular los recortes a la superficie a partir de una conexión o después de los viajes. Estos “picos” en el contenido de gas en el fluido de trabajo ocurren porque la presión de fondo de pozo disminuye cuando se detiene el bombeo y porque puede haber algún efecto de suaveo (pistoneo) y de surgencia (pico de presión) cuando se mueve la sarta de trabajo. Al igual que el gas de fondo, el gas de conexión y el gas de viaje en sí mismos no son necesariamente un tema de preocupación. Es el aumento de las tendencias lo que puede indicar un cambio en la formación.

Muchos pozos tienen una unidad de “registro de lodo” en el lugar para analizar y documentar los datos de la formación a medida que se perfora el pozo. El registrador de lodo, a menudo un geólogo, utiliza instrumentos para generar gráficos y registros de diversos datos de perforación, entre ellos el gas de la línea de flujo. A continuación se presenta una breve lista de los datos que el registrador de lodo recopiló y correlacionó:

- Temperatura del fluido de la línea de flujo. Hay casi siempre un aumento en la temperatura de fondo en una zona de transición.
- Contenido cualitativo y cuantitativo del gas de la línea de flujo.
- Densidad de la lutita. Una tendencia decreciente en la densidad de la lutita puede ser un indicador de presión anormal.

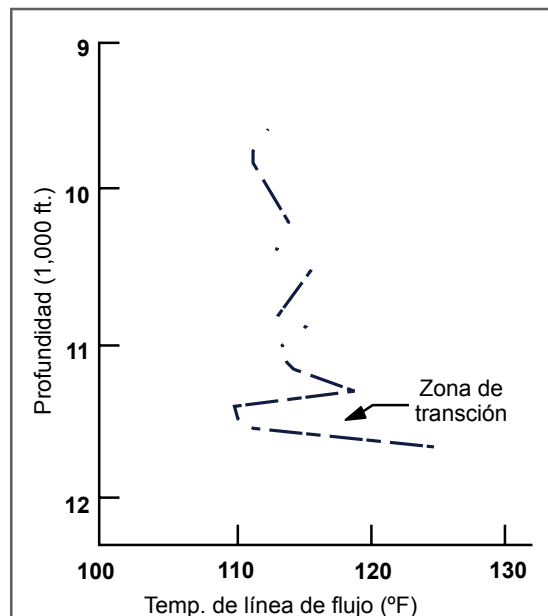
- El exponente “d” es una presentación gráfica generada por computadora de las tendencias de perforación desarrolladas a partir de las condiciones de perforación (ROP, torque, arrastre, tamaño de la barrena, etc.)
- Contenido de cloruro del fluido. A menudo hay un aumento de cloruros (sales) en el lodo cuando la barrena se aproxima a una zona con presión anormal. Los ingenieros de lodo analizan el fluido para ver si tiene cloruros, como parte de sus pruebas de rutina. Generalmente, hay una copia del último informe de lodo publicado en el “compartimento auxiliar” cerca del piso de perforación y en la oficina del jefe de perforadores y del representante del operador.

Figura 3.5



Hoy en día, muchos equipos de perforación y de reparación ejecutan herramientas de medición mientras perforan (MWD, por sus siglas en inglés) o realizan registros mientras perforan (LWD, por sus siglas en inglés) en la sarta de trabajo. Estas herramientas recopilan una gran cantidad de

Figura 3-6.



datos y los envían de vuelta a los monitores de la computadora montados en varios lugares alrededor del emplazamiento para que la presión de la formación, la presión de fondo de pozo, la temperatura y los datos de perforación se presenten instantáneamente a los perforadores y supervisores. Estas herramientas de alta tecnología están revolucionando la industria de la perforación y han demostrado ser invaluable para identificar formaciones con presión anormal.

Al entrar en una zona de transición, es importante manejar y controlar el peso adecuado del lodo. En una zona de transición, las presiones de poro están aumentando y, en última instancia, será necesario algún ajuste al alza en el peso del lodo para evitar perder el margen de sobre balance. Es importante que el conocimiento exacto del peso del lodo que entra en el pozo, es decir; p. ej., los gases disueltos o la dilución del lodo debido al agua de lluvia en las piletas de lodo, no hayan provocado una caída en la densidad del lodo que se bombea. Cualquiera puede generar una pérdida accidental del margen de sobre balance. Cuando el personal de perforación advierte cualquier señal de aumento en la presión de la formación, es responsabilidad del supervisor del emplazamiento buscar de manera diligente otras señales de advertencia, comparar las tendencias (si las hay) e implorar al perforador que suspenda la actividad y la realización en curso del control de flujo del pozo.

AUMENTO DEL FLUJO DE RETORNO

Cuando la bomba está funcionando a una velocidad constante, está desplazando una cantidad fija de fluido en el pozo cada minuto. Dado que la velocidad de inyección del fluido en el pozo es constante, la velocidad de retorno del fluido también debe ser constante. Si más fluido está retornando a la línea de flujo que lo que está bombeando la sarta de trabajo, es probable que los fluidos de formación entren al pozo y desplacen al fluido de trabajo. La mayoría de los equipos de perforación hoy en día tienen un detector de flujo instalado en la línea de flujo. El detector de flujo no es un medidor de caudal. No es necesariamente un instrumento exacto de medición. Es una simple paleta mecánica dentro de la línea de flujo que el fluido empuja hacia arriba al pasar. Los detectores de flujo miden los cambios relativos en los retornos. No importa si la lectura es en barriles por minuto o en porcentaje. La unidad de medida no es importante. Lo que sí es importante es que un perforador puede ver instantáneamente aumentos y disminuciones en los retornos. Si la velocidad de bombeo no cambia, el flujo de retorno no debe cambiar. La unidad de lectura de los detectores de flujo en el piso de perforación tiene alarmas de audio y visuales que se pueden ajustar una vez que se establece una velocidad de bombeo constante.

Los detectores de flujo son simples y requieren poco mantenimiento más allá de limpiar el área alrededor de la paleta para asegurarse de que puede moverse sin dificultad. La llegada de los detectores de flujo en toda la industria ha hecho una enorme contribución a la detección temprana de los golpes de presión. Un aumento en los retornos de flujo es a menudo la primera señal verdadera que indica

Figura 3.7.

A la izquierda, un detector de caudal.

A la derecha, un influjo del fluido de formación provocará un aumento en el flujo del pozo.



un golpe de presión inminente. Al igual que con la instrumentación, uno debe tener cuidado con las actividades o los sucesos externos que producirán una interpretación errónea del flujo de retorno. Por ejemplo, el derrumbe por presión debido a las olas provoca un cambio periódico de la longitud del tubo ascendente que afecta la velocidad del flujo de retorno. Además, el uso de la línea de impulso del lodo en el tubo marino ascendente aumenta el caudal del flujo de retorno.

AUMENTO DEL VOLUMEN DE LA PILETA

Dado que los fluidos de formación que entran a un pozo desplazan al líquido del pozo, un pozo con flujo natural aumentará el volumen total de las piletas activas. Cuando se produce un golpe de presión, el volumen del influjo puede estimarse comprobando el aumento total del volumen de la piletta. El aumento en el volumen total de la piletta advierte al personal que puede estar ocurriendo un golpe de presión. Es frecuente que los trabajadores responsables del mantenimiento del sistema de lodo supervisen el nivel cambiante en las piletas con una pesa colgando al final de una soga pequeña (línea blanda). Esta es una buena práctica de sentido común, pero no le brinda mucha información al perforador ni a otros supervisores.

La mayoría de los equipos de perforación hoy en día tienen sistemas como el totalizador de volumen de la piletta (PVT, por sus siglas en inglés). El PVT es un instrumento que muestra al piso de perforación y a otros lugares, los cambios totales en el volumen del sistema de lodo activo, independientemente de la operación actual. Aunque su modo de operación varía según el fabricante, todos los PVT comparten el mismo propósito. Una serie de flotadores están distribuidos por todo el sistema del lodo. A medida que cambia el nivel de fluido en las piletas, los flotadores se mueven hacia arriba o hacia abajo, enviando una señal a la pantalla. Los PVT también generan una impresión gráfica, de modo que la actividad al nivel de la piletta se puede documentar durante las veinticuatro horas. Al igual que los detectores de flujo, los PVT tienen alarmas auditivas y visuales que están configuradas para alertar al perforador sobre los cambios en el volumen de la piletta. Los cambios en el volumen de la piletta pueden ser especialmente difíciles de controlar en las unidades flotantes debido al movimiento del equipo de perforación. Se han desarrollado sistemas de detección láser y se usan en muchos equipos de perforación. Estos sistemas son precisos y eliminan el aparato de flotador común.

Muchas actividades del equipo de perforación originan cambios en el volumen de la piletta activa. Añadiendo líquido y material para el mantenimiento general, profundizando el pozo, etc. Por esta razón, no siempre es fácil reconocer el comienzo de un golpe de presión en el área de la piletta, como lo es en otros lugares como en la línea de flujo, por ejemplo. Una cosa es segura, el líquido que expulsa el pozo aparecerá como un aumento neto de líquido en la superficie. Un aumento inesperado en el volumen de la piletta es una señal de advertencia definitiva de que puede haber un golpe de presión.

Figura 3.8.

Un detector del nivel de la piletta tipo flotador.



CAMBIOS EN LA PRESIÓN Y/O LA VELOCIDAD

La perforación convencional requiere mantener un pozo ligeramente sobre balanceado. Cualquier fluido de formación que entre a un pozo casi siempre será más liviano (menos denso) que el fluido de trabajo. Si un influjo del fluido de formación entra a un pozo, la presión hidrostática en el espacio anular disminuiría. Se necesitaría menos presión para mover la columna anular de fluido hacia arriba a la misma velocidad de bombeo.

Un aumento en la velocidad de bombeo también puede acompañar a la reducción de la presión de circulación. Si el fluido del golpe de presión es principalmente gas, el cambio de presión puede ser más evidente a medida que el gas en expansión se mueve hacia arriba en el espacio anular. En algunos casos, se ha observado un aumento momentáneo en la presión de bombeo, seguido de una disminución gradual de la presión de bombeo acompañada por el aumento de la velocidad de bombeo. Este tipo de detalle es difícil de reconocer para un perforador desde su manómetro de la tubería de subida. Sin embargo, se puede ver fácilmente en los gráficos generados por los instrumentos de control de fluidos.

Por lo general, cuando un perforador nota una pérdida de presión y un aumento en la velocidad de bombeo, piensa que probablemente tiene un socavamiento en la sarta de trabajo o tal vez un suaveo con fugas en la bomba. De hecho, estaría en lo correcto en muchos casos; los problemas de derrumbe y de bombeo son más frecuentes que los golpes de presión. Un derrumbe es un problema serio, pero palidece en comparación con la gravedad de un reventón. Las desviaciones en la presión se pueden observar en otras ocasiones, por ejemplo, cuando un fluido más pesado es bombeado a la sarta de trabajo. Un perforador con mucha experiencia se asegurará de que en el pozo no se esté por producir un golpe de presión antes de ocuparse de otro problema menos peligroso.

Figura 3.9.
Cambios en la presión/velocidad de bombeo debido a un golpe de presión en un pozo.



CAMBIOS EN EL PESO DE LA SARTA

La flotabilidad es la tendencia de un líquido para soportar cualquier cosa que esté suspendida en dicho líquido. La flotabilidad que brinda el fluido de trabajo en un pozo es función de la densidad del fluido. Cuanto más pesado o más denso sea el líquido, más flotabilidad proporcionará. Otra manera de decir esto es que el peso de la sarta de la tubería en el fluido disminuye en una cantidad igual al peso del fluido desplazado por la tubería.

Cuando un influjo del fluido de formación entra a un pozo, la densidad del fluido que rodea la sarta de trabajo disminuye y por lo tanto se reduce el efecto flotante. En efecto, la sarta pesa más, y el aumento de peso se refleja en el indicador de peso del perforador. Es posible que en un pozo grande esto no sea marcado, pero en un pozo angosto, un influjo extenso y leve puede originar un cambio significativo en el peso de la sarta.

También es cierto que la tubería de producción de diámetro reducido o la tubería flexible con válvulas de retención en el conjunto de fondo de pozo podrían ser forzadas hacia arriba por un potente golpe de presión, provocando así una disminución en el peso efectivo de la sarta.

SE MUESTRA EL GAS /PETRÓLEO MIENTRAS CIRCULAN

A menudo, el fluido de retorno será “cortado con gas”. La densidad aparente se reduce debido a pequeñas burbujas de gas que son arrastradas en el fluido. El lodo cortado por gas, por lo general, tiene poco efecto sobre la presión de fondo de pozo, siempre y cuando el gas se elimine antes de que el líquido se bombee de nuevo al pozo. Sin embargo, algunas formaciones tienen una presión de poros muy alta pero prácticamente ninguna permeabilidad.

Al perforar estas formaciones, puede haber una alimentación lenta del fluido de formación. Aunque estas formaciones rara vez hacen que un pozo reviente, se denomina golpe de presión a la alimentación indeseada de fluido de formación en un pozo. El gas y el petróleo que aparecen en la superficie podrían ser indicadores de un golpe de presión, y deben tratarse como tales hasta que se demuestre lo contrario.

CONTROLAR EL FLUJO DEL POZO DURANTE LA CIRCULACIÓN

La única manera de identificar con certeza un golpe de presión es apagar la bomba, esperar a que el pozo se estabilice y luego observar el espacio anular. Si un pozo fluye, incluso cuando no se bombea líquido al espacio anular, es una señal segura de que se está produciendo un golpe de presión. Los controles de flujo se realizan deteniendo la rotación, levantando la tubería hasta la altura de la conexión, apagando las bombas de lodo y observando el pozo. Si el flujo persiste después del tiempo habitual que tarda el fluido en drenar la línea de flujo, entonces debe suponerse que está sucediendo un golpe de presión en la formación. Cualquiera de las señales de advertencia mencionadas en los debates anteriores debe impulsar a un perforador a realizar un control de flujo. Se puede observar que cada conexión, o cada vez que la bomba es apagada por alguna razón, brinda una oportunidad para controlar el flujo del pozo.

No siempre es fácil determinar si un pozo está realmente fluyendo porque el flujo puede estar enmascarado por la operación actual y las características de la formación. Cada pozo actúa de manera diferente, por lo que la experiencia es la única manera de saber cuánto tiempo durará un pozo para estabilizarse. A continuación se enumeran algunas circunstancias que pueden afectar a un control de flujo.

- Las bombas de carga que no se cerraron cuando se apagaron las bombas del equipo de perforación.

- Tubería en U con fluido más pesado en la sarta que en el espacio anular. Un indicio de tubería en U es que el caudal anular por lo general disminuye mucho después de solo unos pocos barriles.
- Ciertas formaciones toman algo de fluido cuando se lleva la bomba a la velocidad de operación. Una vez que se haya establecido la presión de circulación, el flujo de retorno finalmente se estabiliza. Más tarde, cuando se apaga la bomba, por ejemplo al realizar una conexión, el fluido continúa retornando hasta que la pérdida original casi se recupera del todo. Este fenómeno se denomina “hinchamiento”. El hinchamiento se ha atribuido al lodo que se pierde en fracturas, o a la elasticidad de la formación que parece “hinchar” el orificio del pozo debido a la presión anular por fricción. Sea cual sea la causa, el control del flujo de una formación con hinchamiento puede ser una experiencia enloquecedora, porque una gran cantidad de líquido puede retornar antes de que se estabilice el pozo. Generalmente, una observación minuciosa revelará que el flujo disminuye en una situación de hinchamiento. Si un golpe de presión ha ingresado a un pozo, el flujo probablemente aumentará porque el fluido de formación más liviano hace que la presión de fondo de pozo disminuya de forma continua. El mantenimiento de un registro de ganancia/pérdida de lodo puede ser útil para comprender lo que es “normal” para un pozo en particular. Algunos operadores tienen políticas que requieren que un pozo con hinchamiento se cierre. Después de que el flujo se detiene y la presión del pozo se estabiliza, expulsan el lodo de forma intermitente, observando los cambios de presión para llegar a una determinación verdadera sobre el flujo en el espacio anular. Sin importar cómo se manejen las situaciones de hinchamiento, estas deben ser tratadas con extrema precaución.
- La “impresión dactilar” del caudal del flujo de retorno durante las conexiones puede utilizarse como señal de advertencia e indicador de un golpe de presión. La mejor manera de lograrlo es alcanzando los retornos en el tanque de viaje durante las conexiones, registrando las mediciones precisas del volumen de retorno con el tiempo (véase la figura 3-9a). Se puede realizar un gráfico similar al expuesto en la Figura 3-9a. En este ejemplo de “impresión dactilar”, el caudal del flujo de retorno generalmente disminuye con el tiempo durante las conexiones, pero el caudal de retorno aumenta con cada conexión sucesiva. Esto es una advertencia de que un golpe de presión podría ser inminente. Durante la quinta conexión, el caudal de retorno comienza a aumentar unos cuatro minutos en la conexión, lo que indica que el pozo está fluyendo.

PROCEDIMIENTO DE CONTROL DE FLUJO EN CIRCULACIÓN

1. Alertar al personal.
2. Detener la rotación.
3. Levantar el vástago de perforación kelly o la unidad de mando superior para despejar la unión superior de la tubería sobre el piso de perforación.
4. Cerrar la(s) bomba(s).
5. Observar el pozo para ver el flujo.

Figura 3.9a. “Impresión dactilar” del caudal de retorno durante las conexiones

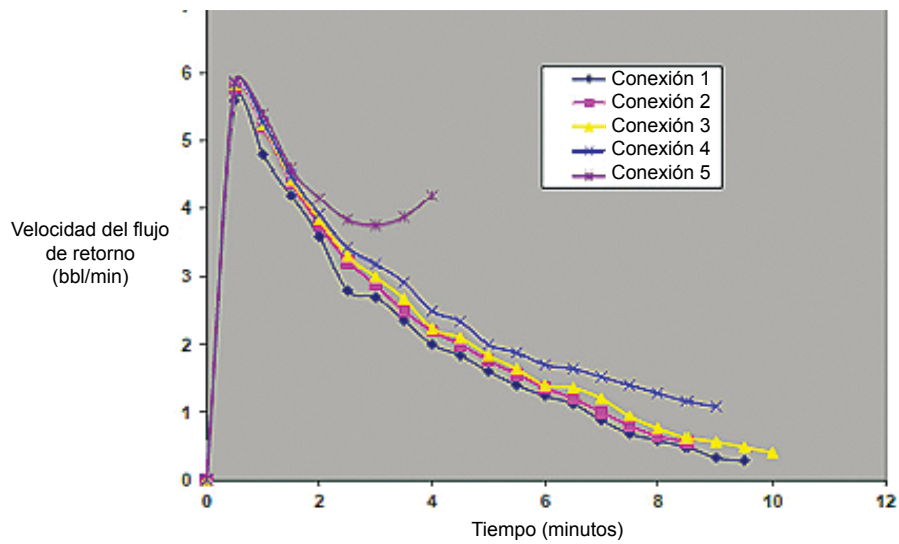


Figura 3.10.

El lodo emulsionado con gas no suele causar mucha reducción en la presión de fondo de pozo (BHP, por sus siglas en inglés).

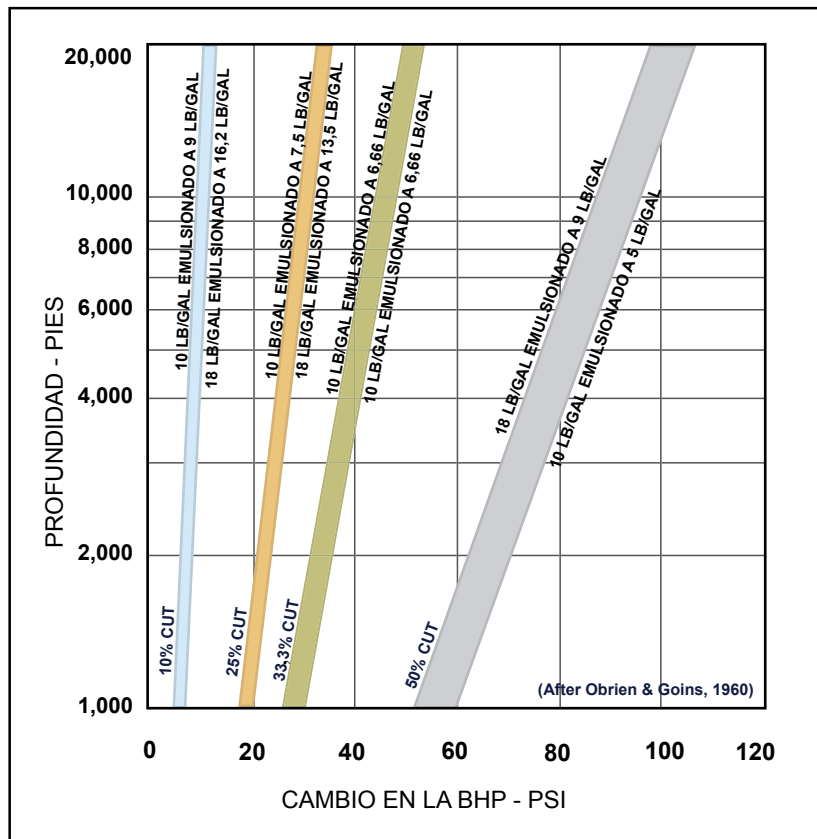
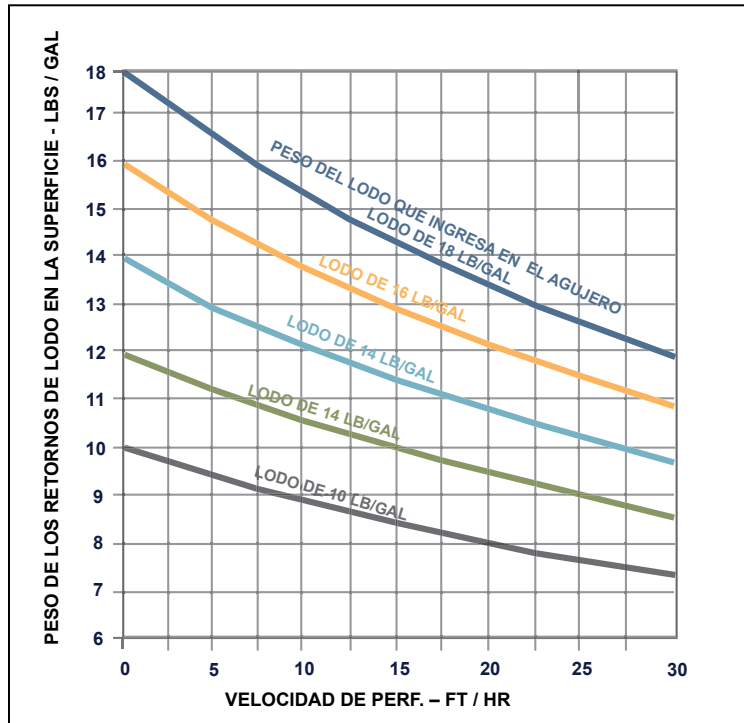


Figura 3.11.
Corte con gas causado por perforar arenas gasíferas.



DETECCIÓN DE UN GOLPE DE PRESIÓN DURANTE LAS MANIOBRAS

El capítulo anterior afirmó que la mayoría de los golpes de presión se producen durante los viajes (maniobras), específicamente en los viajes fuera del pozo. La presión de fondo de pozo se ve afectada de tres maneras distintas durante los viajes.

- Cuando las bombas se apagan no hay pérdida de presión anular.
- A medida que se mueve la sarta de trabajo, se desarrollan presiones de surgencia y de suaveo.
- Bajar la tubería adentro o extraer la tubería de un pozo afecta la altura de la columna de fluido en el espacio anular.

Estos tres factores cambian constantemente a medida que la tubería se desplaza a través de las diferentes secciones del pozo. El medio principal para detectar golpes de presión al hacer un viaje es controlando cuidadosamente el nivel cambiante del fluido en el espacio anular.

Se debe controlar el pozo para asegurar que no esté fluyendo antes de comenzar el viaje de salida del pozo. Dado que las bombas no funcionan durante los viajes, la presión de fondo de pozo se reduce por el valor de la pérdida de presión anular cuando hay circulación (densidad de circulación equivalente, ECD por sus siglas en inglés). Por lo tanto, se debe observar el pozo antes de extraer el fondo.

La única manera de controlar un pozo para ver si fluye durante las maniobras es medir con precisión el fluido desplazado en un viaje de entrada del pozo y el volumen de llenado anular en un viaje de salida del pozo.

- El indicador de un golpe de presión durante un viaje de salida del pozo es que el espacio anular toma menos líquido para llenarse de lo que se registró en esa profundidad en un viaje anterior. En este caso, se puede suponer que el fluido de formación está invadiendo el pozo.

- El indicador de un golpe de presión de un viaje de entrada del pozo es asumir que el fluido de formación está invadiendo el pozo. Se podría suponer que la formación está tomando fluidos si se requiere una mayor cantidad que el volumen calculado para llenar el espacio anular.

Se puede observar que controlar el nivel de fluido en el espacio anular es un trabajo crucial porque el único medio para detectar un golpe de presión en los viajes es medir constantemente y comparar los volúmenes con viajes anteriores.

Esto puede hacerse de varias maneras según el equipo disponible y las políticas del operador y contratista. La mejor manera de vigilar un pozo es usando un tanque de viaje. Un tanque de viaje es un tanque pequeño graduado de tal manera que permite tener medidas exactas al ir avanzando el viaje. Algunos tanques de viaje se instalan arriba del piso para que el pozo se llene por la gravedad. Otros utilizan bombas centrífugas para bombear continuamente a través del espacio anular. Otro método consiste en utilizar las bombas del equipo de perforación para llenar el pozo a varios intervalos. Los golpes de la bomba se cuentan como un medio para controlar el llenado. En el viaje de entrada del pozo, el fluido desplazado se mide a medida que vuelve a las piletas. Sea cual sea el método utilizado, es imprescindible que se realicen y registren mediciones precisas.

En los viajes de entrada al pozo, la tubería debe desplazar un volumen de fluidos igual al desplazamiento de la tubería si no se ejecuta ninguna flotación (válvula de retención). Al igual que en el viaje de salida del pozo, siempre debe medirse cuidadosamente el líquido que es desplazado fuera del pozo. Si la tubería se baja demasiado rápido, el fluido puede ser forzado hacia adentro de la formación delante de la tubería debido a las presiones excesivas. Esto puede dar como resultado la reducción de la columna de fluido y la reducción de la presión hidrostática a un valor por debajo de la presión de formación. Si el fluido de formación invade el pozo, se desplazará más volumen que el desplazamiento calculado. Esto puede deberse a la expansión del gas y/o a un pozo con flujo natural. Si el fluido desplazado hacia fuera no coincide con el desplazamiento de la tubería que entra, el viaje debe suspenderse y el pozo debe revisarse para ver si tiene flujo. La tubería debe ser corrida (o rectificada) hasta el fondo y la “circulación de los recortes a la superficie” debe circular a través de un estrangulador.

Es posible que los fluidos de formación entren en el pozo en los viajes a una velocidad lo suficientemente rápida como para evitar que el fluido dentro de la tubería se caiga. Si un pozo comienza a fluir, puede ser más fácil que el flujo ingrese a la sarta cuando se extraen herramientas de gran diámetro. Si la sarta sale “seca” al principio, pero empieza a salir “húmeda” más tarde, se debe suspender el viaje, instalar una válvula de seguridad en la tubería y evaluar el pozo.

Se puede ver que el control de un pozo durante los viajes no es tan fácil como cuando se perfora o circula cerca del fondo, pero la técnica básica para identificar un golpe de presión es la misma. Se debe interrumpir el viaje y controlar el flujo del pozo. Revisar el flujo durante los viajes es más complicado y requiere más tiempo que cuando se perfora, en especial cuando no se utiliza ninguna válvula de retención en la sarta. Si la sarta de trabajo está abierta, existe la posibilidad de que el golpe de presión ingrese en la sarta. El equipo especial de control de pozos utilizado si ocurre un golpe de presión durante los viajes se guarda en el piso de perforación en todo momento. El equipo consta de:

- *Válvula de seguridad de apertura total (FOSV)*, a veces llamada válvula TIW. La FOSV está integrada en la tubería de la mesa rotativa cuando se controla el flujo. La FOSV es pesada y con frecuencia se contrabalancea para facilitarle el manejo al personal. La válvula se cierra con una llave hexagonal grande guardada cerca de la válvula.

- *Preventor de reventones interno (IBOP*, por sus siglas en inglés), para la instalación si la rectificación es necesaria. Al IBOP a veces se lo denomina válvula Gray y en realidad es una válvula de retención (de no retorno). Si un pozo se cierra con los BOP y la tubería debe ser colocada nuevamente dentro del pozo a través del preventor cerrado, el IBOP se puede integrar por encima de la FOSV, en cuyo momento la FOSV puede ser reabierta y la tubería colocada de nuevo dentro del pozo. Dado que el IBOP es una válvula unidireccional, es posible bombear la sarta de manera convencional.
- *Adaptadores de combinación (XO)* con perfiles de rosca que coinciden con cualquier componente de la sarta de trabajo que pueda estar en la mesa rotativa.

PROCEDIMIENTO DE CONTROL DE FLUJO EN LAS MANIOBRAS

1. Alertar al personal.
2. Colocar las mordazas para que la última unión de la tubería esté a un nivel de trabajo normal sobre el piso de perforación.
3. Instalar la válvula de seguridad de apertura total en posición abierta.
4. Observar el pozo para ver el flujo.

En algunas situaciones es prudente bombear el pozo al comenzar un viaje para reducir el potencial de suaveo. Para ello, no se puede utilizar el tanque de viaje y se debe confiar en el sensor del totalizador de volumen de la piletta (PVT) del equipo de perforación para detectar ganancias o pérdidas. Para hacer el PVT más confiable, muchas veces se puede reducir el número de tanques en el sistema activo desactivando sus sensores del sistema. Luego, al desconectar los sensores en los tanques inactivos, los sensores del tanque activo se vuelven más sensibles a una ganancia o pérdida.

DETECCIÓN DE UN GOLPE DE PRESIÓN CUANDO ESTÁ FUERA DEL POZO

Los golpes de presión que se producen cuando se está fuera del pozo a menudo comenzaron durante el viaje de salida del pozo, pero no se notaron. El golpe de presión puede haber comenzado durante la primera parte del viaje, pero es más probable que el golpe de presión haya comenzado cuando el pozo no se llenó con la suficiente frecuencia hacia el final del viaje mientras se manipulaba el conjunto de fondo de pozo (BHA, por sus siglas en inglés).

Las operaciones largas de cable eléctrico, como las operaciones de adquisición de registros y de pesca, requieren un movimiento casi continuo de las herramientas dentro y fuera de un pozo. Los golpes de presión que se producen durante la adquisición de registros y la colocación de cables eléctricos son el resultado de

- la acción de suaveo de las herramientas que se extraen a través de una sección ajustada del pozo;
- el efecto del pistoneo de las herramientas que se extraen demasiado rápido y
- no vigilar el nivel de fluido en el espacio anular durante toda la operación.

Pequeños volúmenes de fluido de formación se pueden suavear en un pozo durante estas operaciones cuando las herramientas se ejecutan y extraen de repetidamente. Finalmente, el fluido acumulado puede hacer que la presión de fondo de pozo disminuya hasta el punto en el que el pozo fluirá. Siempre debe considerarse el uso de un lubricador de cables eléctricos. Un lubricador lo suficientemente largo como para abarcar las herramientas permitirá que sean jaladas del pozo sin tener que cortar el cable eléctrico si los BOP tienen que ser cerrados.

La señal de un golpe de presión cuando sale del pozo es flujo del pozo o la acumulación de presión si el pozo se cierra con los obturadores de cierre total. Es conveniente cerrar los obturadores de cierre total y controlar la presión en el estrangulador. El cierre de los obturadores de cierre total impedirá que los objetos caigan al pozo y evitará el flujo si el estrangulador está en posición cerrada. Si el estrangulador está cerrado, también es una buena idea tener una alarma sensible a la presión para controlar la acumulación de presión en el sistema de cierre. Si el estrangulador se deja abierto, debe ajustarse un reloj para vigilar el flujo desde el colector múltiple de estrangulamiento. La alarma del pozo debe ajustarse a la configuración mínima de la alarma. Algunos equipos de perforación bombean continuamente a través del conjunto de preventores de reventón cuando están fuera del pozo. Las piletas de lodo están alineadas de tal manera que permiten el bombeo desde y hacia el mismo tanque. Esta técnica garantiza que el pozo esté lleno en todo momento. Si es posible, las alarmas de ganancia y pérdida deben ajustarse en el único tanque activo.

Figura 3.12. Registro de un viaje mientras se realizan maniobras en el pozo;
son obligatorios los registros exactos del viaje en cada trabajo.

N.º de tiro	Lectura del tanque de viaje	Lectura del tanque de viaje	Diferencia	Teórica (calculada)	Tendencia (diferencia)	Tendencia acumulada	Observaciones (comentarios sobre cambios de la tubería, problemas, etc.)
67	5	8,7	3,7	3,7	-	-	Comienzo con los collares
66	8,7	12,3	3,6	3,7	-1		
65	12,3	14,2	1,9	3,7	-1,8	-1,9	
64	14,2	16,9	2,7	3,7	-1	-2,9	Disminución de la velocidad, posible presión excesiva
63	16,9	20,6	3,7	3,7	-	-2,9	Llenado de los collares y vigilancia del pozo: ok
62	20,6	22,1	1,5	2,43	-.93	-3,83	Colocación de los collares en
61	22,1	25,3	3,2	2,43	+77	-3,06	
60	25,3	27,6	2,3	2,43	-.13	-3,19	Llenado de la tubería con agua pesada
							Colocación con la tubería
55	27,6	36,9	9,3	11,5	-2,2	-5,39	Disminución de la velocidad de colocación
50	36,9	44,2	7,3	11,5	-4,2	-9,59	Tanque de viaje vacío, aún con pérdidas
45	0	12,7	12,7	11,5	+1,2	-8,39	
44	12,7	27	14,3	11,5	+2,8	-5,59	Detención del viaje y control de flujo

DETECCIÓN DE UN GOLPE DE PRESIÓN MIENTRAS SE COLOCA LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

Los golpes de presión que se producen mientras se ejecuta la tubería de revestimiento se identifican igual como los golpes de presión que ocurren durante las maniobras. Se trata de medir los cambios en el volumen del fluido. Sin embargo, un punto importante para recordar sobre los golpes de presión durante la colocación de la tubería de revestimiento es que las operaciones del equipo de perforación están orientadas al trabajo inmediato, no a la detección de un golpe de presión, por lo que la concientización del personal es una preocupación.

Al colocar la tubería de revestimiento, se puede detectar un golpe de presión observando que el flujo del lodo desplazado no se detiene entre las uniones de la tubería de revestimiento. El sensor de flujo y el totalizador de volumen de la pileta deben ser controlados de cerca. Es conveniente que se hagan cálculos para el desplazamiento de la tubería de revestimiento y los acoplamientos. Un registro que

compare los volúmenes teóricos y reales desplazados ayudará a determinar que los volúmenes adecuados están siendo desplazados. Deberá disponerse de un mandril de circulación en el piso de perforación para fijar la tubería de revestimiento que se está utilizando. Se debe integrar una válvula de alta presión y una válvula de torque bajo en el mandril. Debe comprobarse su funcionamiento correcto e indicar esto en el informe de perforación antes de comenzar el trabajo de la tubería de revestimiento.

Figura 3.13. Operaciones de la tubería de revestimiento.



Al colocar la tubería de revestimiento dentro del pozo, la tubería de revestimiento debe llenarse periódicamente para evitar el colapso y el efecto de tubería en U de la zapata del espacio anular a la falla del carril de zapata de la tubería de revestimiento. Hay varias herramientas disponibles para llenar automáticamente la tubería de revestimiento a medida que se coloca, pero algunos operadores han tenido problemas al convertir la herramienta de llenado automático en la válvula de retención, una vez que la tubería de revestimiento ha alcanzado la profundidad programada. Además, cuando se ejecuta la tubería de revestimiento, la posibilidad de incrementar y perder los retornos aumenta debido al pequeño espacio anular entre la tubería de revestimiento y el pozo abierto. Las velocidades de funcionamiento deben ser vigiladas cuidadosamente. Cuando el llenado automático (autollenado) no se convierte, es posible que el cemento y/o los fluidos de formación retrocedan hacia arriba dentro de la tubería de revestimiento. La tubería de revestimiento de operación (arriba y abajo) y la rotación pueden reducir las presiones de oleada y suaveo al reducir la gelificación del lodo.

Al colocar la tubería de revestimiento en el pozo, la tubería de revestimiento debe llenarse periódicamente para evitar el colapso y el efecto de tubería en U de la zapata del espacio anular a la falla del carril de zapata de tubería de revestimiento. Existen varias herramientas disponibles para llenar automáticamente la tubería de revestimiento mientras se está ejecutando, pero algunos operadores han tenido problemas al convertir la herramienta de llenado automático en la válvula de retención, una vez que la tubería de revestimiento ha alcanzado su profundidad programada. Además, cuando se ejecuta la tubería de revestimiento, la posibilidad de incrementar y perder los retornos aumenta debido al pequeño espacio anular entre la tubería de revestimiento y el pozo abierto. Las velocidades de funcionamiento deben ser vigiladas cuidadosamente. La tubería de revestimiento de operación (arriba y abajo) y la rotación pueden reducir las presiones de oleada y de suaveo reduciendo la gelificación del lodo.

DETECCIÓN DE UN GOLPE DE PRESIÓN DURANTE LA CEMENTACIÓN

Cuando se bombea cemento, el detector de flujo puede ser controlarse para ver si el flujo aumenta. El volumen del pozo aumenta y el cemento desplazado debe controlarse para garantizar que el volumen del lodo desplazado sea esencialmente igual al volumen de cemento bombeado. Una vez que el tapón superior ha sido bombeado, por lo general comienzan los procedimientos de desmontaje. Si se observa flujo, a veces es atribuido a la expansión de la temperatura. Esto puede ser así, pero el conjunto de preventores de reventones no debe desmontarse hasta que se elimine la posibilidad de un golpe de presión. El ensayo piloto de la lechada de cemento es importante para garantizar que se conozca el tiempo en que la lechada de cemento se asienta y que es adecuado para el proceso de desplazamiento. Debe asentarse y endurecerse el cemento antes de que pueda ser analizado. Si el cemento se endurece de forma demasiado lenta, a medida que se transforma de una lechada líquida a una sólida, se pierde presión hidrostática durante un período de tiempo y aumenta la posibilidad de que se produzca un golpe de presión. Mientras se espera que se asiente el cemento, la línea de flujo debe estar alineada como para atravesar cualquier posible retorno al tanque de viaje.

RESUMEN

El control de flujo es el primer paso para identificar un golpe de presión. Si un pozo fluye, aunque no se bombee nada al pozo, es una señal clara de que se está produciendo un golpe de presión. La manera de determinar si se está desarrollando un incidente de control de pozo es observar el pozo bajo condiciones estáticas, es decir, realizar un control de flujo. Cuando hay circulación, hay varias señales de advertencia que pueden inducir al personal a controlar el flujo del pozo:

- Indicaciones de presión anormal
- Un aumento en el flujo de retorno de un pozo.
- Un incremento en el volumen de la piletta de lodo
- Cambios en la velocidad de bombeo o en la presión de circulación
- Cambios en el peso de la sarta

Controlar el nivel cambiante del fluido en el espacio anular es la única manera de identificar un golpe de presión durante los viajes u otras operaciones sin circulación.

CONTROL DE FLUJO DURANTE LA PERFORACIÓN	CONTROL DE FLUJO DURANTE LA REALIZACIÓN DE MANIOBRAS
1. Alertar al personal. 2. Detener la rotación. 3. Levantar el vástago de perforación kelly o despejar la unión superior de la tubería sobre el piso de perforación. 4. Cerrar la bomba. 5. Observar el pozo para ver el flujo.	1. Alertar al personal. 2. Colocar las mordazas para que la última unión de tubería esté a un nivel de trabajo normal sobre el piso de perforación. 3. Instalar la válvula de seguridad de apertura total en posición abierta. 4. Observar el pozo para ver el flujo. Nota: Realizar el control de flujo antes de extraer el BHA.

Preguntas de repaso

1. ¿Qué tiene que ver la velocidad de penetración con la detección de un golpe de presión?
2. ¿Cómo se relaciona el torque rotatorio con la detección de golpes de presión?
3. ¿Cuál de las siguientes opciones indica que la barrena está entrando a una zona de transición?
 - a. Un cambio en la velocidad de penetración (ROP)
 - b. Un aumento del torque rotatorio
 - c. Un aumento en el contenido de gas de los retornos de lodo
 - d. Todo lo anterior
4. ¿Qué podría impedir que el sensor de la línea de flujo sea un buen indicador de un posible golpe de presión?
5. ¿Cuál de las siguientes opciones es verdadera?
 - a. Un incremento en el volumen de una pileta es una señal absoluta de que va a ocurrir un golpe de presión.
 - b. Un incremento en el volumen de una pileta pozo es una señal de que posiblemente se haya producido un golpe de presión en el pozo.
6. Durante la perforación, se observa que la velocidad de bombeo ha cambiado y que la presión de la tubería de subida ha disminuido. ¿Qué podría ocasionar estos cambios?
 - a. Un derrumbe en la sarta de perforación
 - b. Un suaveo con fugas en la bomba
 - c. Un influjo de fluido de formación en el pozod.
 - d. Todo lo anterior

7. Un golpe de presión de gas durante la perforación puede hacer que el indicador de peso refleje un aumento en el peso de la sarta de perforación. Explique por qué.
8. ¿Cuál es la única manera de reconocer realmente si los fluidos de formación han entrado o no en un pozo?
9. ¿Qué es una "formación con hinchamiento" y cómo puede afectar a los controles de flujo?
10. ¿Por qué se produce una mayor cantidad de golpes de presión en los viajes que después cuando se perfora adelante?
11. ¿Cuál es el mejor método para vigilar un pozo por si hay un golpe de presión durante un viaje?
12. ¿Por qué una "surgencia (pico de presión)" es un posible problema (con respecto al control de pozos) cuando se coloca la tubería en un pozo?
13. ¿Cuál es el propósito de una válvula de seguridad de apertura total (FOSV)?

14. ¿Qué es un BOP interno (IBOP)?

15. ¿Dónde se instala un IBOP?

16. ¿Cuándo se utiliza un IBOP?

PROCEDIMIENTOS DE CONTROL DE POZOS

4

AL FINALIZAR ESTE CAPÍTULO, EL ALUMNO SERÁ CAPAZ DE:

- Analizar y explicar la importancia de los procesos de preparación y disponibilidad del control de pozos.
- Identificar los pasos para el cierre de pozos cuando se realizan maniobras utilizando métodos de cierre blando y duro.
- Identificar los pasos para el cierre de pozos cuando se perfora utilizando métodos de cierre blando y duro.
- Identificar los pasos para el cierre de pozos cuando se está afuera del pozo.
- Analizar el proceso y la importancia de verificar si hay fugas después del cierre del pozo.
- Analizar y explicar el propósito de un sistema desviador.
- Explicar las perforaciones para el control de pozos y la frecuencia recomendada.
- Identificar y explicar el uso de los requisitos de datos registrados para el cierre, entre ellos:
 - Presión de cierre (estática) de la tubería de perforación (SIDPP, por sus siglas en inglés)
 - Presión de cierre (estática) de la tubería de revestimiento (SICP, por sus siglas en inglés)
 - Profundidad vertical verdadera (TVD, por sus siglas en inglés) al momento del golpe de presión
 - Peso del lodo actual (CMW, por sus siglas en inglés)
- Realizar cálculos utilizando la Hoja de fórmulas de WCS para obtener los siguientes cálculos:
 - Peso máximo de lodo permitido (MAMW, por sus siglas en inglés)
 - Presión anular máxima permitida en superficie (MAASP, por sus siglas en inglés).
 - Presiones de prueba
- Determinar la velocidad de circulación lenta para dos bombas a una velocidad de 3 spm cada una.
- Identificar y configurar las alarmas para los indicadores de flujo de retorno y ganancia en las piletas.
- Perforar hacia adelante manteniendo identificadas las revoluciones por minuto (RPM), la velocidad de la bomba y el peso en la barrena (WOB).
- Detectar y reconocer un golpe de presión.
- Cerrar el pozo utilizando los procedimientos de cierre duro.
- Determinar la SIDPP con un flotador en la sarta.
- Registrar la información de cierre: SIDPP, SICP, ganancia de la pileta, CMW.
- Record shut-in information - SIDPP, SICP, pit gain, CMW.

En el capítulo anterior, se habló de los procedimientos para observar un pozo con las bombas apagadas para determinar si el pozo fluye o no. Hay ocasiones en las que se verifica el flujo habitualmente como parte de la política estándar de la empresa. Los ejemplos incluyen, antes de iniciar un viaje hacia afuera del pozo, cuando se extrae el conjunto de fondo de pozo (BHA, por sus siglas en inglés) hacia la tubería de revestimiento y antes de extraer los collares a través de los BOP. Los controles del flujo también se realizan a criterio del perforador en función de los cambios en el rendimiento de la perforación o a petición de los supervisores, el técnico de lodos u otras personas que hayan notado indicadores de golpe de presión. No siempre es fácil determinar si un pozo realmente está fluyendo. La profundidad, el tipo de fluido, la permeabilidad de la formación, el grado de bajo balance y otros factores son todos característicos del pozo. La duración del control de flujo debería extenderse lo suficiente como para asegurarse definitivamente si el pozo fluye o no. Los controles de flujo pueden efectuarse mediante la observación directa en el piso de perforación, mediante equipos sensores de flujo, o en otros lugares según los equipos especiales que estén en uso. Es importante que el perforador emplee a todos los miembros del personal para detectar golpes de presión. Cada miembro del personal debe estar constantemente alerta para detectar signos de golpe de presión y alertar al perforador o supervisor si observara alguno. Cuantos más ojos estén sobre el pozo, mejor. Suspender el trabajo para informar sobre un posible golpe de presión es una pérdida de tiempo insignificante en comparación con el hecho de controlar un golpe de presión de gran envergadura.

En cuanto se determine que el pozo fluye, se debe cerrar el espacio anular con los BOP. El flujo de fluidos de la formación al pozo debe detenerse de la forma más rápida y segura posible. Este capítulo trata sobre los procedimientos de cierre que generalmente se aceptan en toda la industria. Las especificaciones de un procedimiento en particular se desarrollan según el equipo en uso, la operación en el momento del incidente y las políticas de los operadores y contratistas participantes.

Se logran cuatro cosas importantes simultáneamente cuando se cierra un pozo debidamente:

- El flujo del pozo se detiene.
- Se protege al personal y los equipos.
- Se pueden recopilar datos.
- Las presiones de los pozos se estabilizan, lo que da tiempo para analizar la situación.

Por definición, si un pozo fluye por el espacio anular, la presión de fondo de pozo es menor que la presión de la formación. La presión de fondo de pozo sigue descendiendo a medida que ingresan más y más fluidos de formación al pozo; en consecuencia, la velocidad del flujo aumentará en forma constante. Cuanto más tiempo lleve detener el flujo, mayor será el volumen del influjo y más elevada será la presión resultante en la tubería de revestimiento (espacio anular). Cuanto más grande sea el volumen del influjo, más peligrosa será la situación y más difícil será restablecer el control del pozo.

El personal, el equipo de perforación y el entorno peligran cuando se permite que los fluidos de la formación fluyan hacia un pozo sin control. No hay tiempo de hablar sobre el problema en desarrollo mientras el pozo fluye. Una vez que el pozo está cerrado y el flujo efectivamente se detiene, las cosas comenzarán a estabilizarse y habrá tiempo para debatir y analizar la situación.

Mientras un golpe de presión fluya a un pozo, la cuadrilla no está en control total. Una vez que el pozo se cierra sin riesgo, se recupera el control. Cuando un pozo se cierra, se pueden determinar las presiones estabilizadas en el espacio anular y en la tubería de perforación. La dimensión aproximada del influjo puede calcularse midiendo el aumento en las piletas de lodo. Con esta información y demás datos que podrían estar disponibles, se puede armar un plan de acción.

Los procedimientos específicos de cierre varían en toda la industria según la política empresarial, el tipo de equipo de perforación, las operaciones actuales y las presiones de formación anticipadas. Todos los pozos son distintos y los procedimientos se acuerdan, publican y ponen en práctica para cada pozo en particular.

En general, la empresa operadora y los representantes del contratista tendrán una o más reuniones previas, antes de que comience la perforación. Al debatir los incidentes de control de pozos de manera anticipada, se establecen los procedimientos y la preparación para identificar golpes de presión y el cierre del pozo. Las prácticas óptimas requieren probar el equipo debidamente y alinearlos de manera tal que la cuadrilla pueda cerrar el pozo con el máximo nivel de eficacia y seguridad. Según la operación en marcha, los procedimientos reales de cierre requieren que el perforador y su cuadrilla tomen varias medidas diferentes. La preparación es todo lo que importa.

Algunas de las preguntas que pueden surgir sone:

- ¿Qué preventores se cerrarán en el cierre inicial?
- ¿Qué estranguladores se usarán?
- ¿Estará el estrangulador en una posición cerrada o abierta durante las operaciones de rutina?
- ¿Cómo se transmitirá la información en el lugar?
- ¿Cuáles son las tareas de los distintos miembros de la cuadrilla?
- ¿Cuáles son cada uno de los pasos obligatorios para el procedimiento de cierre y quiénes los realizarán??

Una vez que las preguntas generales hayan sido respondidas y transmitidas a los perforadores, se llevan a cabo reuniones antes de cada turno en las que se puede debatir la operación en marcha específica.

Los controles habituales en cada cambio de personal podrían incluir:

- inspección visual del conjunto de BOP y la unidad de cierre de BOP (acumulador);
- inspección visual del múltiple del estrangulador para garantizar una alineación adecuada;
- configurar el sensor de flujos, el totalizador de volumen de la piletta (PVT), el detector de gas y demás alarmas que pudieran estar a disposición;
- conocer las distancias entre los ensambles (los espacios), es decir, la distancia desde la mesa rotativa hasta los componentes del conjunto de BOP y la ubicación de las uniones de tubería en el conjunto al momento del cierre.

Las perforaciones para el control de pozos se realizan con regularidad para que cada cuadrilla domine el reconocimiento de un golpe de presión y los procedimientos de cierre. En general, se recomienda que las perforaciones se realicen al menos una vez cada siete días por cuadrilla. Las normas específicas para la frecuencia de las perforaciones los dicta la política empresarial y las leyes locales. Más adelante en este capítulo se pueden encontrar ejemplos de las perforaciones habituales para el control de pozos.

Se puede observar que la detección anticipada de un golpe de presión y las medidas de cierre seguras y eficientes son una cuestión de preparación, comunicación y práctica. Se debe extender la buena comunicación desde los supervisores hasta llegar a cada miembro de la cuadrilla. Los procedimientos de cierre comienzan con el control de flujo y finalizan cuando el flujo hacia el pozo se detuvo y se pueden determinar las presiones exactas.

La publicación API RP59 del Instituto Estadounidense del Petróleo (American Petroleum Institute) clasifica los procedimientos de cierre como blandos o duros según el sistema del estrangulador alineado previamente y el orden de los pasos necesarios para detener el flujo del pozo.

CIERRE BLANDO

La alineación para el cierre blando exige que, con excepción de la válvula ubicada cerca del conjunto de BOP, haya una vía abierta por el múltiple del estrangulador hasta llegar al estrangulador abierto.

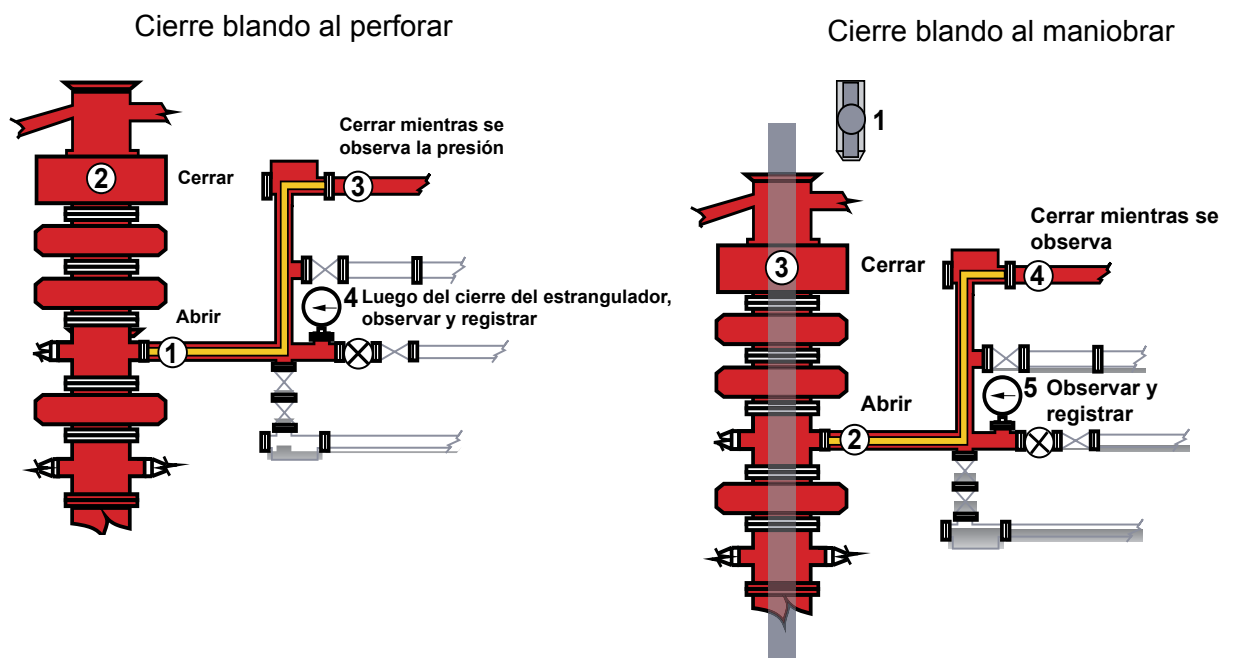
- Ventaja: La acumulación de presión en la tubería de revestimiento puede controlarse con respecto a la fractura de la formación y la máxima presión superficial permitida para el espacio anular. Esto también permite que el operador considere los distintos procedimientos alternativos antes de que se alcancen las presiones máximas.
- Desventaja: Posiblemente permita un mayor volumen de influjo pozo como resultado de una alta presión de cierre. Suponiendo que el equipo se alineó previamente en forma correcta, un cierre blando se logra en tres pasos:

1. Abrir la válvula de la línea del estrangulador (HCR) que está cerca del conjunto de BOP.
2. Cerrar el BOP.
3. Cerrar el estrangulador.

Los siguientes procedimientos suponen que se identificó un golpe de presión.

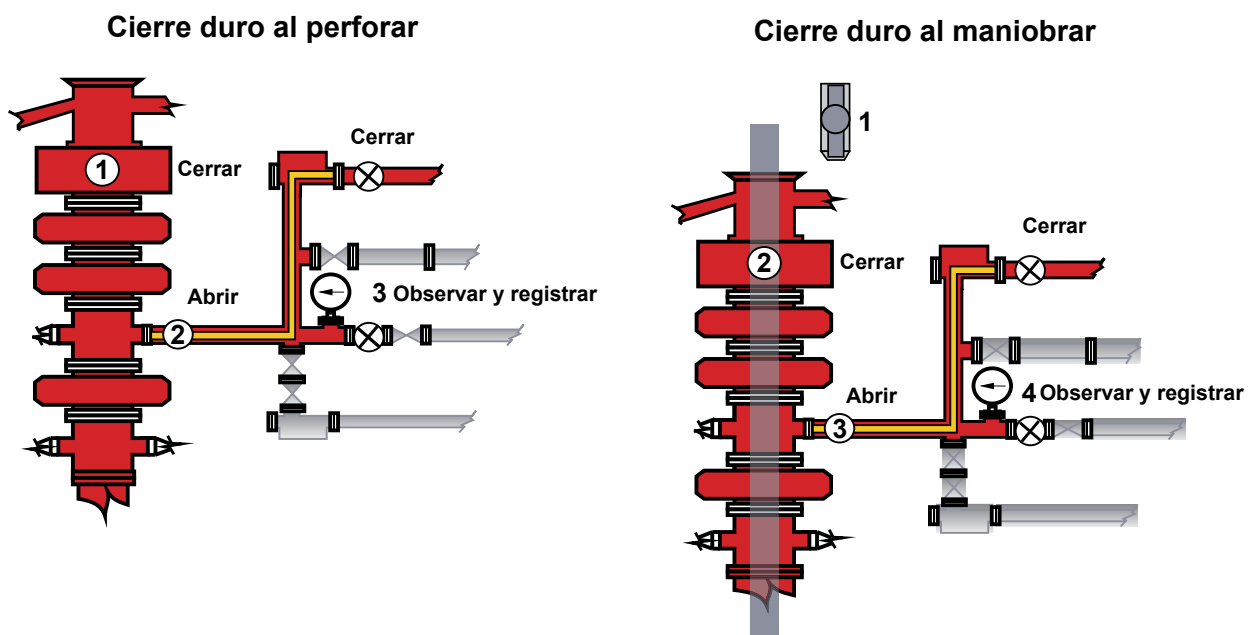
CIERRE BLANDO AL SE PERFORAR	CIERRE BLANDO AL MANIOBRAR
1. Abrir la válvula de línea del estrangulador (hydraulic control remote valve o HCR, por sus siglas en inglés) que está cerca del conjunto de BOP. 2. Cerrar el BOP designado. 3. Cerrar el estrangulador mientras se observa la presión de la tubería de revestimiento para asegurarse de que los límites de presión no se excedan ni que ésta quede atrapada. 4. Leer y registrar el aumento del volumen de la piletta, la SIDPP y la SICP cada minuto hasta que se estabilicen las presiones. 5. Avisar al personal de la empresa.	1. Cerrar la válvula de seguridad de apertura total (FOSV). 2. Abrir la válvula de la línea del estrangulador (HCR) que está cerca del conjunto de BOP. 3. Cerrar el BOP designado. 4. Cerrar el estrangulador mientras se observa la presión de la tubería de revestimiento para asegurarse de que los límites de presión no se excedan ni que ésta quede atrapada. 5. Conectar el vástago de perforación (kelly) o la unidad de mando superior y abrir la FOSV. 6. Leer y registrar el aumento del volumen de la piletta, la SIDPP y la SICP cada minuto hasta que se estabilicen las presiones. 7. Avisar al personal de la empresa.

Figura 4.1. Ilustración de un cierre blando.



CIERRE DURO AL PERFORAR.	CIERRE DURO AL MANIOBRAR
1. Cerrar el BOP designado. 2. Abrir la válvula de línea del estrangulador (hydraulic control remote valve o HCR, por sus siglas en inglés) que está cerca del conjunto de BOP. 3. Leer y registrar el aumento del volumen de la piletta, la SIDPP y la SICP cada minuto hasta que las presiones se estabilizan. 4. Avisar al personal de la empresa.	1. Cerrar la válvula de seguridad de apertura total (FOSV). 2. Cerrar el BOP designado. 3. Abrir la válvula de la línea del estrangulador (HCR) que está cerca del conjunto de BOP. 4. Conectar el vástago de perforación (kelly) o la unidad de mando superior y abrir la FOSV. 5. Leer y registrar el aumento del volumen de la piletta, la SIDPP y la SICP cada minuto hasta que se estabilicen las presiones. 6. Avisar al personal de la empresa

Figura 4.2. Ilustración de un cierre duro.



CIERRE DURO

Si bien hay una clara vía de flujo por el mismo múltiple del estrangulador, la válvula en el conjunto de BOP y el estrangulador principal quedan cerrados durante las operaciones habituales. Una vez que se determina que el pozo fluye, el BOP se cierra y de esta manera se detiene el flujo proveniente del pozo. Si la presión de la tubería de revestimiento no puede leerse en el cabezal del pozo, está abierta la válvula de línea del estrangulador (HCR) que está cerca del conjunto. *El estrangulador queda cerrado.*

- Ventaja: es más rápido que un cierre blando porque se eliminó un paso.
- Desventaja: está limitado a las condiciones del pozo en donde la presión anular máxima permitida en superficie (MAASP) es mayor que la presión de cierre inicial anticipada y la fractura de la formación.

Si el pozo fluye, la FOSV se cierra y se hace una conexión corta del tubo (tubo corto) en la parte superior de la válvula de seguridad antes de bajar y hacer girar la unidad de mando superior. Luego se vuelve a abrir la válvula de seguridad para que pueda leerse la SIDPP. Cuando se trabaja a poca profundidad, donde el tiempo es especialmente fundamental, la unidad de mando superior puede conectarse sin emplear el tubo corto.

UNIDADES DE MANDO SUPERIORS

Actualmente, numerosas unidades están equipadas con sistemas de unidades de mando superior (rotarias viajeras) que reemplazan al tradicional vástago de perforación (kelly). Las unidades de mando de perforación ofrecen varias ventajas sobre los vástagos de perforación. Tienen una válvula de seguridad de apertura total (FOSV) operada remotamente que siempre está colocada en la unidad de mando superior y, a veces, tienen otra FOSV manual en el extremo inferior. Si hay sospechas de un golpe de presión mientras se hace un viaje, el procedimiento de cierre puede ser levemente diferente que el de las unidades equipadas con vástago de perforación pero los principios son los mismos. La tubería se coloca en las cuñas y se realiza un control de flujo de la manera convencional colocando una FOSV en la sarta.

CONTROL DE FUGAS

Una vez que se cerró el pozo, todo, es decir el cabezal del pozo, los BOP, el estrangulador, los múltiples para ahogar el pozo y las líneas debe verificarse para detectar posibles fugas. Las plataformas de perforación marinas deben colocar una advertencia para detectar señales de gas alrededor del equipo de perforación. Hasta que se haya determinado la naturaleza del golpe de presión, se debe alertar a todo el equipo de perforación sobre la posibilidad de gases tóxicos y/o explosivos en la superficie. Según la situación concreta, el pozo y todos los equipos de control del pozo podrán operarse bajo presión por horas. Durante ese tiempo y hasta que se reanuden las operaciones habituales, el equipo debe vigilarse continuamente. Una lista de verificación parcial de los equipos podría consistir de lo siguiente::

- Controlar frecuentemente los detectores de gas, los dispositivos de respiración y los de advertencia para verificar su correcta operación.

Figura 4.3.



- Asegurarse de que el flujo del estrangulador esté alineado por un separador de gas y lodo y un desgasificador antes de que los fluidos del espacio anular ingresen al sistema principal de lodo.
- Cuando haya circulación, vigilar el separador para verificar la acumulación de presión y sobrecarga (soplo de gases).
- Verificar a menudo el funcionamiento del desgasificador.
- Asegurarse de que la ventilación a favor del viento/las líneas del quemador estén abiertas y que el dispositivo de encendido esté en condiciones operativas.
- Si debe utilizarse la línea del quemador de la torre de perforación, se debe tener precaución para asegurarse de que no se asienten en el equipo de perforación líquidos o gases pesados, que podrían ser tóxicos o explosivos.
- Asegurarse de que todas las posibles fuentes de ignición innecesarias estén extinguidas.
- Dirija a todo el personal que no sea necesario a una zona de espera para que no corra peligro.

PRESIONES DE CIERRE

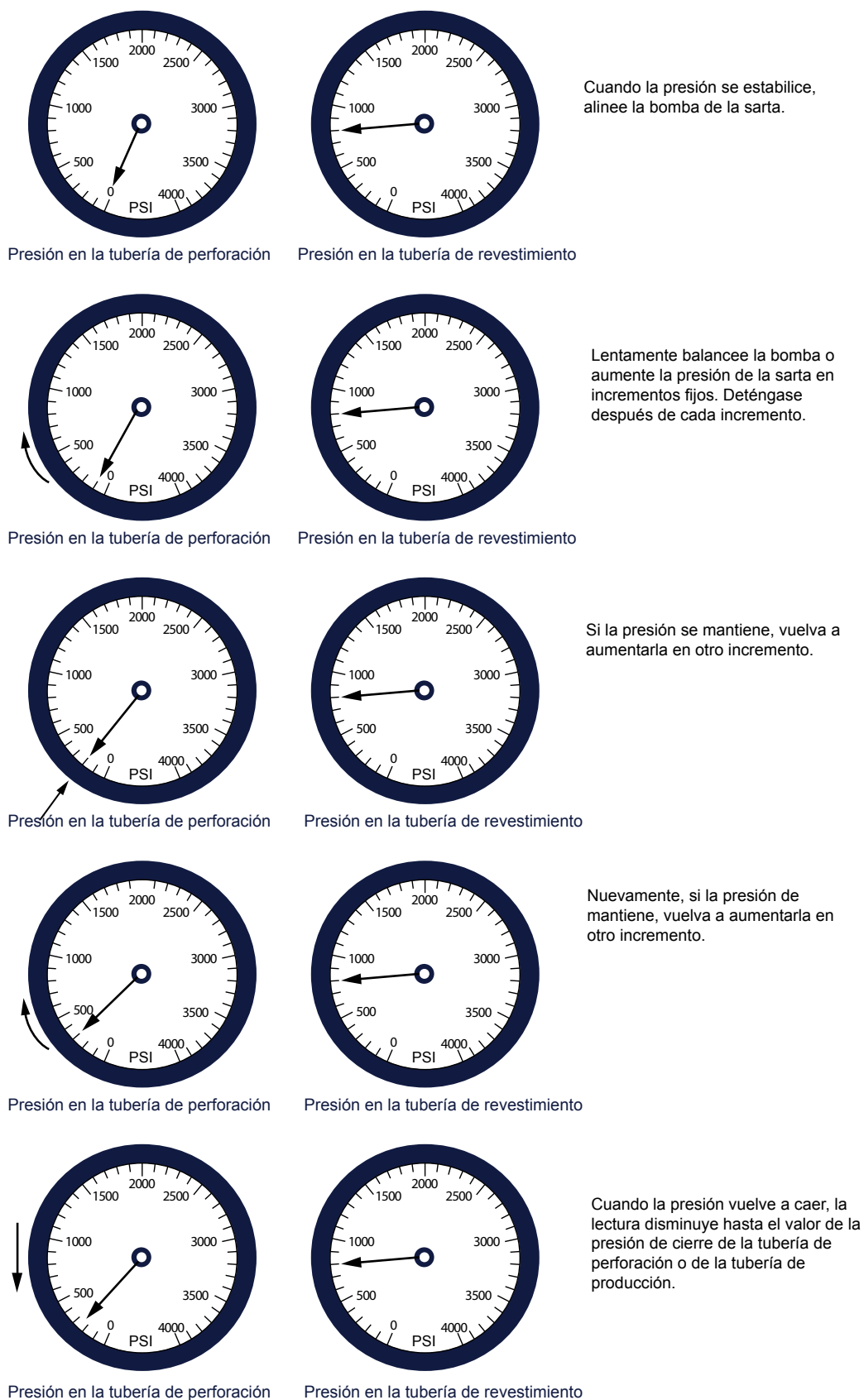
Si hay una válvula unidireccional (flotador) en la sarta de trabajo, la presión de la tubería de perforación del pozo tendrá una lectura de cero o algún otro valor no confiable. La presión correcta de la tubería de perforación de cierre puede determinarse aplicando presión en la bomba para abrir la válvula. Hay varias formas en las que se puede hacer esto, de acuerdo a los equipos de perforación. A continuación, se enumeran cuatro métodos para abrir una válvula de fondo.

1. Bombear a la sarta aumentando poco a poco, perforando o balanceando la bomba, haciendo una pausa para fijarse en la presión al final de cada ciclo. Cuando la válvula de fondo se abre, la presión descenderá o “se volverá a quebrar”. El valor al cual la presión desciende es la SIDPP.
2. Usando una bomba de alta presión/bajo volumen (como una bomba de cemento), presiona la sarta lentamente mientras controla el manómetro. Cuando la presión interior de la sarta iguale la presión del pozo, posiblemente note una pequeña caída o “quebradura” cuando abra la válvula. Ese es el valor de la SIDPP.
3. Si hace poco se tomaron las presiones a velocidad de circulación lenta (SCR) y se consideraron precisas, abra el estrangulador y eleve la bomba hasta llegar a la SCR más lenta registrada. Ajuste la presión de la tubería de revestimiento al valor de cierre. Cuando la presión de circulación se estabilice, reste la presión a SCR registrada de la presión de circulación. La SIDPP es la diferencia entre las dos presiones. Al usar esta técnica, es importante emplear la velocidad más lenta registrada previamente para evitar más fricción circulante.

$$\text{SIDPP} = \text{Presión de circulación} - \text{Presión de SCR}$$

4. Si la bomba puede controlarse con cuidado o se utilizan bombas de cementación, bombee el equivalente de medio barril y deténgase; verifique la presión de la tubería de revestimiento. Repita la operación hasta observar un aumento en la presión de la tubería de revestimiento. Reste el aumento en la presión de la tubería de revestimiento de la lectura de la presión en la sarta. Estos pasos deben repetirse después de purgar la presión de la tubería de revestimiento hasta llegar a su valor original. Las presiones deben estar dentro de los 100 psi..

Figura 4.4. Determinación de la presión de cierre.



PRESIÓN DEL ESPACIO ANULAR

Tres límites deben considerarse con respecto a la presión del espacio anular: 1) BOP y equipos del cabezal del pozo, 2) límite de fluencia interna (rotura por estallido) de la tubería de revestimiento, 3) resistencia de la formación/integridad del cemento.

Con regularidad, se ponen a prueba los preventores de reventones, los múltiples del estrangulador, las válvulas de acoplamiento a presión y demás equipos conectores superficiales, según las políticas del operador y los requisitos reglamentarios. Los límites de las pruebas se determinan según los componentes clasificados como más débiles del sistema. Un sistema con BOPs de 10 000 psi pero múltiples del estrangulador de 5 000 se calificaría en 5 000 psi.

La fluencia interna de las distintas sarta de las tuberías de revestimiento se determina a partir de los datos del fabricante y es bajada de categoría para obtener un margen de seguridad. Un margen de seguridad para una nueva tubería de revestimiento es generalmente del 70%. Al proseguir la perforación, es posible que baje más de categoría si los registros de calibre indican desgaste excesivo. Se debe prestar especial atención al desgaste de la tubería de revestimiento en los pozos direccionales.

El eslabón más débil en el sistema de prevención de reventones es la formación. La pérdida de circulación es uno de los problemas más costosos y que más tiempo lleva solucionar en la industria de la perforación. La pérdida de circulación durante una operación de control de pozos plantea incluso un problema mayor. Un pozo con fluidos de formación que fluyan desde una zona e ingresen a otra (reventón subterráneo) pone en peligro al pozo en sí, a la futura producción del pozo y al medio ambiente.

Después de establecer una nueva sarta de tuberías de revestimiento, las buenas prácticas de perforación, como también los reglamentos de muchas zonas, disponen que la resistencia de las formaciones abiertas deben calcularse antes de continuar con las operaciones de perforación. En las partes del pozo que tienen poca profundidad, antes de que los preventores de reventones se coloquen en las tuberías de revestimiento superficiales, la resistencia de la formación se calcula usando datos disponibles de los pozos cercanos. En el caso de los pozos exploratorios, posiblemente la información geológica y sísmica sea la única disponible. Una vez que se encuentra colocada la tubería de revestimiento superficial, se utilizan los equipos de perforación para determinar la resistencia de la formación inmediatamente debajo del asiento de la tubería de revestimiento (zapata).

La presión de fractura puede definirse como la presión requerida para deformar permanentemente la estructura de la roca de una formación. Una vez colocada la tubería de revestimiento, la resistencia de la formación puede calcularse mediante pruebas de fugas (LOT, por sus siglas en inglés) o pruebas de integridad de la formación (FIT, por sus siglas en inglés), según los requisitos del programa del pozo. Ambas pruebas se ejecutan de la misma manera. Difieren solo en los equipos de perforación disponibles y las preferencias del operador.

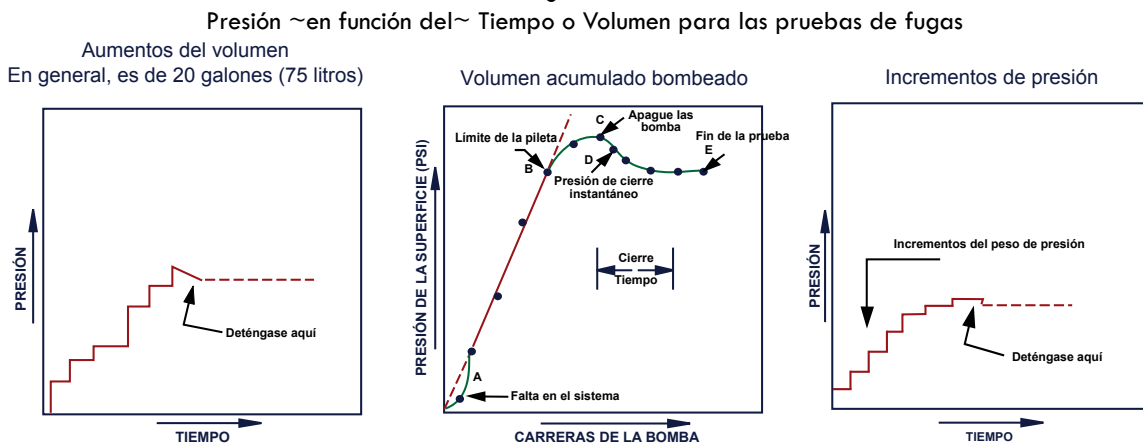
- Las pruebas de fugas aplican presión a la formación, lo más cerca posible a la presión de la fractura sin que haya peligro.
- Las pruebas de integridad de la formación aplican presión a un límite predeterminado en función de la experiencia anterior en un área en particular.

Se supone, en general, que la zona localizada inmediatamente por debajo de la última sarta de tubería de revestimiento es la parte más débil del pozo abierto. Esto es razonable dado que las formaciones tienden a ser más sólidas con la profundidad debido a la compactación. Supongamos que la tubería de revestimiento se estableció a una profundidad determinada y que una pequeña parte (menos de 50 pies) de la formación fue perforada y puesta en circulación sin inconvenientes. La presión total en la zapata de la tubería de revestimiento es igual a la presión hidrostática de la zapata cuando el espacio anular se abra en la superficie. Ahora bien, supongamos que los BOP están cerrados y el fluido se

bombea al pozo cerrado hasta que un poco de presión quede atrapada en el espacio anular. La presión total en la zapata, consecuentemente, se constituiría de la presión hidrostática en la zapata más la presión (tubería de revestimiento) de la superficie aplicada ($P(\text{zapata}) = PH(\text{zapata}) + P(\text{aplicada})$). La calidad del trabajo con cemento en la zapata y la resistencia de la formación se calculan así. El pozo se cierra y una bomba se utiliza para aplicar con cuidado la presión en el espacio anular, hasta que se concluya la prueba. Si es posible, se usan bombas de alta presión y bajo volumen, como las bombas de cementación, cuando se pone a prueba la resistencia de la formación. Además de los medidores, se utiliza un gráfico de presión en la unidad de bombeo para proporcionar documentación. Los resultados de las pruebas se registran y pasan a formar parte del registro general del pozo.

Se llevan a cabo las pruebas de fugas para calcular la presión máxima que el punto de la prueba puede soportar antes de que se produzca la ruptura de la formación. La prueba limitada de integridad de la formación (FIT), también conocida como la prueba del sismómetro, se realiza cuando no es necesario ni deseable provocar que la formación realmente reciba fluidos.

Figura 4.5.



Las siguientes secciones describen tres técnicas de pruebas.

TÉCNICA DE FUGA N.º 1

Se le aplica presión a un pozo en incrementos de 100 psi o se bombea fluido al pozo en etapas de aproximadamente un barril y medio. Después de cada aumento de presión, la bomba se detiene y se observa la presión durante unos 5 minutos. Mientras la presión siga aumentando, se prosigue con la operación. Si la presión no se mantiene, se vuelve a aumentar la presión con mucho cuidado y se analiza la situación. La prueba se considera terminada cuando la presión no se mantiene (se fuga) después de varios intentos o si la presión del pozo ya no aumenta más.

TÉCNICA DE FUGA N.º 2

Se abre el estrangulador del múltiple y se enciende la bomba inactiva. Luego, se cierra el estrangulador para aumentar la presión en incrementos de 100 psi. En cada intervalo de aumento de presión, el volumen de fluido en las piletas se anota para determinar si se pierde fluido o no hacia la formación. La prueba se considera terminada al llegar a la presión que provoca que el fluido se pierda continuamente hacia la formación. Cierta parte del fluido se perderá en cada aumento de presión. Si se debe emplear esta técnica, se debe utilizar un tanque pequeño para asegurarse de no forzar grandes cantidades de fluido hacia la formación. Las pequeñas pérdidas de presión por fricción de circulación que están presentes cuando se utiliza esta técnica añadirán más presión a la formación, lo que resulta en una presión de fractura levemente menor que la obtenida cuando se utiliza la técnica n.º 1 anterior.

PRUEBA DE INTEGRIDAD DE LA FORMACIÓN

En esta prueba, se aplica con cuidado presión en el espacio anular hasta llegar a una presión predeterminada o a una densidad de fluidos equivalente. Si la presión se mantiene, la prueba se considera exitosa. Las pruebas FIT y LOT tienen ventajas y desventajas. En la prueba FIT, la formación no está fracturada; no obstante, la presión máxima antes de que la formación comience a aceptar fluido no se determina con precisión. En la prueba LOT, se determina la presión en la que la formación comienza a aceptar fluido; sin embargo, siempre hay una posibilidad de que la formación se fracture.

Una vez determinada la resistencia de la formación, la presión final se convierte a una densidad equivalente, que generalmente se denomina peso máximo de lodo permitido (MAMW, por sus siglas en inglés).

Por ejemplo: Supongamos que la tubería de revestimiento está colocada, cementada y se perforó a una profundidad de 2.500 pies con un fluido de 8,6 ppg. Se aplicó presión en el espacio anular y se determinó que la formación tuvo una fuga cuando se aplicó una presión superficial de 1.050 psi.

1. Determinar la presión total que provocó la fuga.
La presión total en la zapata se compone de:

$$P_{\text{zapata}} = HP_{\text{zapata}} + \text{Presión aplicada calculada}$$

$$P_{(\text{zapata})} = (8,6 * 0,052 * 2.500) + 1.050 = 2.168 \text{ psi} \quad P(\text{zapata}) = HP(\text{zapata}) + \text{Presión aplicada (CP)}$$

Nota: si la presión calculada incluyó un número con decimales, es decir 2.168,6, este valor no se redondea hacia arriba porque la seguridad de la fractura yace en el valor menor.

2. Convierta la presión a una densidad equivalente o al peso máximo de lodo permitido.
Transponga la fórmula de la presión hidrostática:

$$\text{MAMW} = P_{\text{zapata}} \div 0,052 \div \text{TVD de la prueba}$$

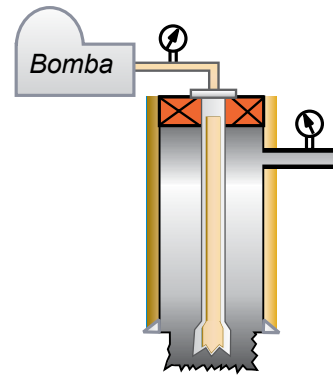
$$\text{MAMW} = 2.168 \div 0,052 \div 2.500 = 16,67 \text{ o } 16,6 \text{ ppg}$$

Nota: El MAMW *no* se redondea hacia arriba

Ahora se puede asumir que toda vez que la formación abierta cerca del asiento de la tubería de revestimiento de este pozo se exponga a 2.168 psi, el equivalente a un fluido de 16,6 ppg, la formación tomaría fluido. La presión que provocó la fuga (o FIT) y el MAMW se registran en el informe del perforador y se incorporan a la documentación del operador para el pozo. Esos valores probablemente se utilizarán en forma ocasional a medida que el pozo se perfora a partir de los 2.500 pies hasta que se llegue al siguiente punto de la tubería de revestimiento. Las pruebas de resistencia de la formación se realizarán a continuación de todas las sargas de tuberías de revestimiento subsiguientes.

El peso del lodo probablemente se aumentará cuando el pozo sea perforado a mayor profundidad. Se espera que se requiera un peso del lodo superior al MAMW; la perforación o el programa de trabajo

Figura 4.6



deben ajustarse para dar cabida a la resistencia a la fractura menor que la esperada anteriormente. Cuando la prueba de la formación se finaliza, se considera que la presión total que provocó la fuga no puede modificarse. Cuando la densidad del fluido de trabajo se modifica, la presión hidrostática en la zapata también se modifica. Por lo tanto, cuando la densidad del lodo se aumenta, la presión superficial teórica que causaría una fractura disminuye.

En el ejemplo, el MAMW se calculó con una densidad de fluido de prueba de 8,6 ppg. Con 1.050 psi de presión aplicada, la formación podría soportar alrededor de 2.168 psi antes de fallar. Supongamos que, a medida que avanzaron los procesos de perforación, la densidad del fluido se aumentó a 9,0 ppg. La presión hidrostática en la zapata de la tubería de revestimiento aumentaría y, dado que la presión de prueba no puede modificarse, se puede observar que la presión aplicada (la presión de la tubería de revestimiento), la que podría producir la fractura de la formación, sería de un valor menor. Para calcular una presión superficial menor, la diferencia entre el MAMW y la nueva densidad del fluido se determina y expresa como la presión en el asiento de la tubería de revestimiento.

$$3. \quad MAASP_{\text{psi}} = (MAMW_{\text{ppg}} - CMW_{\text{ppg}}) * 0,052 * TVD \text{ de la zapata}_{\text{pies}}$$

$$(16,6 - 9,0) * 0,052 * 2.500 = 988 \text{ psi}$$

Esta presión, 988 psi en el ejemplo anterior, es la presión anular máxima permitida en superficie (MAASP, por sus siglas en inglés). Algunos operadores abrevian incorrectamente MAASP a MASP. MASP es la sigla correcta en inglés para presión máxima anticipada en superficie (maximum anticipated surface pressure), que es un valor calculado por los ingenieros de diseño de pozo y que usan para seleccionar las clasificaciones de presión superficial para equipos tales como los BOP, los cabezales de pozo, estallidos de tubería de revestimiento y colectores múltiples de superficie. La MAASP es un cálculo de la presión máxima del espacio anular en superficie que puede soportar la formación antes de fracturarse o de tomar grandes cantidades de fluido. En este texto, se utilizará MAASP.

Supongamos que, en lugar de realizar la prueba de fuga, el operador tenía conocimientos del campo y optó por poner a prueba la formación con el peso del lodo equivalente preseleccionado de 15,0 ppg. A partir de los datos anteriores, el fluido de 8,6 ppg está en el pozo al momento de la prueba. Se aplica una presión equivalente a la diferencia entre 8,6 ppg y 15,0 ppg. Nuevamente, se utiliza la fórmula de la presión hidrostática.

$$4. \quad \text{Presión de prueba}_{\text{psi}} = (\text{peso del lodo equivalente}_{\text{ppg}} - CMW_{\text{ppg}}) * 0,052 * TVD \text{ de la zapata}_{\text{ft}}$$

$$\text{Reemplazamos: } (15,0 - 8,6) * 0,052 * 2.500 = 832 \text{ psi}$$

En este caso la MAASP ES de 832 psi. El peso del lodo equivalente (EMW, por sus siglas en inglés), es de 15,0 ppg, que es el peso del lodo usado para volver a calcular la MAASP si se cambia el peso del lodo.

TOLERANCIA AL GOLPE DE PRESIÓN

Un pozo se encuentra bajo constante presión durante un incidente de control de pozos. La MAASP forma parte de la información fundamental que se considera cuando se crea un plan de seguridad para volver a controlar el pozo. Cada vez que el peso del lodo se modifique durante las operaciones de

perforación, se vuelve a calcular la MAASP y se publica en el panel del estrangulador y demás lugares correspondientes. El equipo de perforación debe anticiparse constantemente dado que la presión de la formación probablemente aumentará a medida que se perfora el pozo con mayor profundidad. Para cualquier cambio en la presión de la formación estimada y/o en el peso del lodo mientras avanza la perforación, se debe determinar el volumen máximo del influjo de gas que puede cerrarse sin fracturar la zapata de la tubería de revestimiento. Esto requiere que primero se calcule la presión de formación máxima (convertida a peso del lodo equivalente) menos el peso del lodo planificado. Esta diferencia se define como la “intensidad del golpe de presión”. En otras palabras, la intensidad del golpe de presión es la cantidad del aumento del peso del lodo requerido para equilibrar la presión de la formación o una intensidad de golpe de presión dada, el volumen máximo del influjo de gas que no fracturará la zapata cuando se determine el cierre. Esta diferencia se define como la “tolerancia al golpe de presión”. La determinación del máximo volumen de influjo para una intensidad de golpe de presión dada requiere calcular la altura del influjo en función de la MAASP, la intensidad y el gradiente del golpe de presión, la TVD del pozo y el peso del lodo proyectado. Hay muchos motivos por los cuales la LOT y la FIT pueden ser inexactas. Los motivos de los resultados inexactos pueden ser: medidores no calibrados, bombeo muy lento en una formación altamente permeable, lodo altamente gelificado, densidad inconsistente del lodo, fugas superficiales de los equipos y error de cálculo del punto de quiebre en el gráfico trazado.

Figura 4.7



Durante la perforación, es importante que la BHP no supere la presión de fractura cuando el pozo se cierra ante un golpe de presión. Esto requiere un cálculo continuo de la tolerancia al golpe de presión a medida que aumenta la profundidad. Para una presión máxima posible de golpe de presión dada (ej., la intensidad del golpe de presión) y la resistencia de la formación en la última zapata de la tubería de revestimiento, se calcula el volumen máximo de golpe de presión admisible. La fórmula para la tolerancia al golpe de presión se proporciona en la hoja de fórmulas de WCS.

El equipo de perforación debe anticiparse constantemente dado que la presión de la formación probablemente aumente a medida que se perfora el pozo con mayor profundidad. Para cualquier cambio en la presión de la formación estimada y/o el peso del lodo mientras avanza la perforación, se debe determinar el volumen máximo del influjo de gas que puede cerrarse sin fracturar la zapata de la tubería de revestimiento. Esto requiere que primero se calcule la presión máxima de formación (convertida a peso del lodo equivalente) menos el peso del lodo planificado. Esta diferencia se define como la “intensidad del golpe de presión”. En otras palabras, la intensidad de golpe de presión es la cantidad de aumento del peso del lodo requerido para equilibrar la presión de la formación. Para una intensidad del golpe de presión dada, se determina el volumen máximo del influjo del gas que no fracture la zapata al momento del cierre. Esta diferencia se define como la “tolerancia al golpe de presión”.

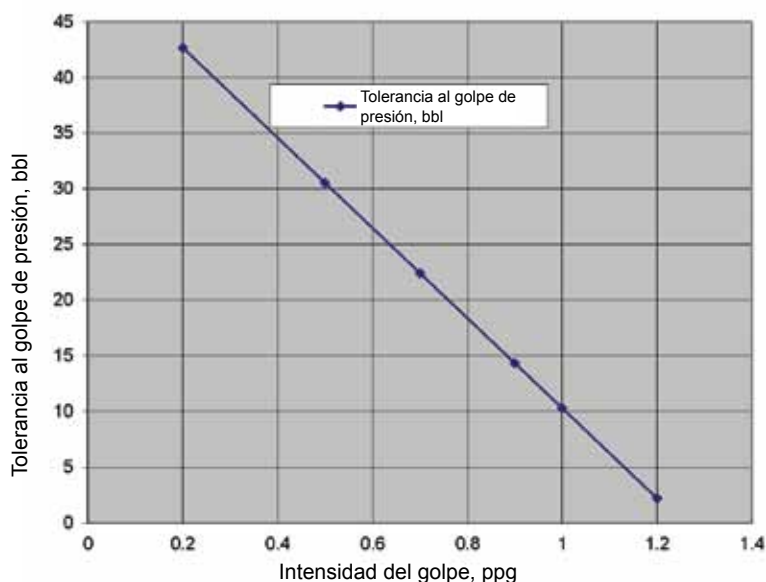
La determinación del volumen máximo de para una intensidad de golpe de presión dada requiere calcular la altura del influjo en función de la MAASP, la intensidad y el gradiente del golpe de presión, la TVD del pozo y el peso del lodo proyectado.

A medida que avanza la profundidad del pozo, la tolerancia al golpe de presión debe calcularse y trazarse. En general, la tolerancia al golpe de presión se verá disminuida cada vez que el peso del lodo aumente o haya pruebas de que la presión de los poros aumente en la formación. La Figura 4.8 proporciona un ejemplo de un gráfico preparado para el pozo descrito en los datos tabulados. Este ejemplo supone que el influjo será gas con un gradiente de 0,1 psi/pies. Los resultados calculados muestran que, a medida que la intensidad del golpe de presión aumente, la tolerancia al golpe de presión (el volumen máximo del influjo que puede cerrarse sin que se fracture la formación presente en la zapata de la tubería de recubrimiento) disminuye. En caso de que los cálculos dieran como resultado un volumen de golpe de presión muy bajo que pueda tolerarse, podría ser necesario detener los procesos de perforación, cerrar el pozo y realizar una modificación en el plan del pozo, como colocar una tubería de revestimiento, bajar una tubería de revestimiento corta o vigilar más el pozo para detectar signos de advertencia de golpe de presión.

Para resumir este análisis:

- La resistencia de una formación y la calidad de los trabajos principales con cementación se ponen a prueba después del proceso de perforación a corta distancia por debajo del asiento de la tubería de revestimiento y antes de seguir con la perforación.
- La prueba de formación ofrece un estimado del peso de lodo máximo permitido y la
- máxima presión superficial del espacio anular permitida que la formación puede soportar en el asiento de la tubería del revestimiento.
- Durante las operaciones de perforación, la MAASP se vuelve a calcular cada vez que la densidad del fluido de trabajo se modifica.

Figura 4.8. Ejemplo de datos y gráfico de tolerancia al golpe de presión.



Datos del pozo y del golpe de presión

MW	11 ppg
LOTMW	9 ppg
Presión de LOT	1.250 psi
TVD del pozo	8.000 ft
TVD de la zapata	7.000 ft
MAMW	12,43 ppg
Intensidad del golpe	1,2 ppg
SIDPP	499,2 psi
Presión de los poros	5.075,2 psi
Presión de la zapata	4.526 psi
Gradiente del influjo	0,1 psi/ft
Altura	48,31 pies
SICP	522 psi
OH	8,5 in
OD de la sarta	5 in
Cap. del espacio anular	0,0459 bbl/ft
Vol. máx. del golpe	2,217 bbl

Intensidad del golpe de presión	Tolerancia al golpe de presión
ppg	bbl
0,2	42,67
0,5	30,53
0,7	22,44
0,9	14,35
1	10,31
1,2	2,21

CONSIDERACIONES DE ENSAMBLE (ESPACIADO)

Los perforadores deben tener en cuenta la distancia del piso del equipo de perforación a todos los componentes del conjunto de BOP para evitar cerrar los BOP en una unión de tubería. El perforador y la cuadrilla deben conocer la longitud aproximada de la tubería que está sobre la mesa rotativa en todo momento. Deben determinarse las longitudes exactas en caso de que la tubería deba colgarse en un conjunto de preventores de arietes.

El ensamble (espaciado) en las unidades flotantes pueden presentar un problema más complejo porque la profundidad del agua, los cambios en la marea y las condiciones del mar complican los procedimientos para ensamblaje/colgar. Esto es especialmente cierto cuando un sistema de BOP submarino es más alto que la longitud promedio de la unión de tubería que se usa. La medición precisa de cada unión y tiro es algo indispensable.

CIERRE DE COLLARES

Una de las situaciones de cierre más críticas se desarrolla cuando se detecta un flujo mientras se extraen los collares de perforación a través de la mesa rotativa. Se podrá utilizar el preventor del espacio anular,

pero se deben considerar las situaciones que compliquen el proceso de cierre. Estas incluyen el uso de collares en espiral y estabilizadores y la falta de un flotante (válvula de contrapresión). Además, existe la posibilidad de que el influjo pueda estar cerca de la superficie. Si la fuerza que actúa de forma ascendente sobre los collares de perforación de gran diámetro es superior al peso de los collares que actúa en forma descendente, los collares podrían realmente volar hacia afuera del pozo.

Con frecuencia, los collares de perforación y demás tubulares sin cizallamiento tienen distintos tamaños y tipos de roscas; por ello, las uniones sustitutas intermediarias correspondientes en el piso del equipo de perforación, armadas con una válvula de seguridad y listas para instalar, deben estar disponibles. La cuadrilla debe comprender y practicar los procedimientos para armar y levantar este conjunto. Surgen otras preguntas operativas, por ejemplo:

- ¿Es más seguro retirar los collares restantes una vez que el flujo se detecta o instalar un conjunto de válvulas intermediarias / de seguridad?
- Si los collares comienzan a ser expulsados del pozo, ¿se empleará un estrangulador para aliviar la presión por debajo del espacio anular, lo que posiblemente permita que más influjo en al pozo?
- Si se deben descartar collares de perforación, ¿de qué manera se logrará esto?

El siguiente procedimiento se detalla en API RP59 cuando el BHA o las uniones de tubería pueden estar en los BOP.

1. Alerte al personal.
2. Coloque el collar de perforación superior o la unión de tubería y fije las cuñas.
3. Inserte una FOSV armada en una unión de tubería con la unión sustituta intermediaria correspondiente en los collares de perforación o en la unión de tubería.
4. Baje los collares con la unión de tubería hacia el pozo.
5. Cierre la FOSV.
6. Cierre los arietes de la tubería que están por encima de la unión de tubería.

Una consideración muy importante en un viaje es la ubicación de los collares en la torre de perforación. Se deben agrupar de manera tal que no bloqueen la tubería de perforación en el caso de que esta deba volver a bajarse al pozo..

CIERRE CUANDO SE ESTÁ AFUERA DEL POZO

Si el flujo se detecta después de que se retiró la sarta de trabajo, el pozo debe cerrarse con los obturadores de cierre total. Eso detiene el influjo, permite que las presiones puedan determinarse y da tiempo para desarrollar un plan de acción. Bajo ninguna circunstancia se debe bajar una tubería en un pozo abierto si un flujo significativo está presente o si hay gas en la superficie. La única manera de llevar el tubo nuevamente al pozo es con procedimientos de rectificación. Las operaciones de rectificación se tratan en detalle en el capítulo 7 (Situaciones especiales) de este texto.

CIERRE MIENTRAS SE OPERA UNA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

La filosofía de todos los procedimientos de cierre exige detener primero el posible flujo a través de la vía de flujo más pequeña y más vulnerable. Durante las operaciones habituales de perforación y maniobras, éste es el diámetro interno de la sarta de trabajo. La situación opuesta se presenta cuando se opera una tubería de revestimiento.

Figura 4.9. Operaciones de la tubería de revestimiento.



Antes de bajar la tubería de revestimiento, el conjunto BOP se equipa con arietes de tubería de revestimiento (o arietes variables interiores) probados antes de bajar la tubería de revestimiento. Un mandril circulante con una válvula de torque bajo/presión alta debe conformarse y colocarse cerca de la mesa rotativa para instalarse inmediatamente después de que se hayan cerrado los BOP, por si falla el equipo flotante de la tubería de revestimiento. La clasificación de la presión de colapso debe verificarse y la presión de cierre del acumulador del preventor anular debe ajustarse como corresponde. Una alternativa a esto es bajar una unión de la tubería de revestimiento en el preventor anular, purgar la presión de cierre del espacio anular y luego gradualmente incrementar la presión en etapas de 100 psi por vez hasta que se logre el cierre alrededor de la tubería de revestimiento. A partir de este punto, 100-200 psi adicionales deberían ser suficientes para formar un sello. Las unidades flotantes tienen uniones sustitutas intermediarias en el suelo que se utilizan para conectar la tubería de revestimiento con la tubería de perforación para que la sarta pueda colgarse de los arietes si es necesario.

PROCEDIMIENTOS PARA EL DESVIADOR

Probablemente, el intervalo más peligroso durante las operaciones de perforación es el momento desde la perforación inicial hasta que se opera y cementa exitosamente la tubería de revestimiento. Antes de ese momento, no hay una manera eficaz de detener el flujo del pozo. Los flujos de gas a poca profundidad alcanzan la superficie con una fuerza tremenda y escasa advertencia. Incluso si un pozo pudiera cerrarse, la formación posiblemente no tendría la resistencia suficiente para contener el flujo. El gas incontrolado puede romper con facilidad toda la subestructura de un equipo de perforación y las unidades flotantes podrían perder flotabilidad a medida que el flujo de gas gasifica el agua.

El sistema desviador consiste en preventores de reventones (en general, de tipo anular) diseñados para proteger al equipo de perforación de reventones mediante el cierre del espacio anular, a la vez que permiten que se evacúe el influjo sin riesgos por medio de las líneas de ventilación (de descarga para perforación neumática) que están por debajo del preventor. El sistema está equipado para que las líneas de descarga para perforación neumática se abran antes de que el empacador del desviador se cierre en torno al tubo. Los procedimientos del desviador deben implementarse rápidamente porque es posible que el tiempo que transcurre desde la detección del golpe de presión hasta que el gas llega a la superficie sea mínimo. Las señales de advertencia de un golpe de presión de gas a poca profundidad son:

- aumento del flujo (en general, muy drástico),
- pérdida de la presión del tubo vertical y aumento de las carreras de bomba,
- lodo que invade el niple campana y/o el piso del equipo de perforación.

Los perforadores y las cuadrillas deben analizar y comprender minuciosamente los procedimientos del sistema desviador en las reuniones previas a la perforación inicial con el fin de asegurarse de que todos comprendan el procedimiento y estén familiarizados con sus deberes y responsabilidades individuales

PROCEDIMIENTO DEL SISTEMA DE DESVIADOR AL PERFORAR

- Detenga la perforación pero no apague las bombas.
- Active el sistema desviador. La mayoría de los equipos de perforación se acoplaron con la línea del sistema desviador y el empaque del sistema desviador conjuntamente para asegurarse de que las líneas de descarga para perforación neumática se abran antes de que se cierre el empacador.
- Bombee a velocidad máxima con fluido de perforación, agua de mar o lodo denso si está disponible.
- Establezca una guardia que observe el sistema desviador para que detecte signos de falla.
- Establezca una guardia para que detecte señales de escariado en torno al lugar.

PROCEDIMIENTO DEL SISTEMA DESVIADOR AL MANIOBRAR

- Instale una válvula de seguridad de apertura total en posición abierta; cierre la válvula.
- Abra la línea del sistema desviador a favor del viento.
- Cierre el sistema desviador.
- Instale un vástago de perforación, un codo giratorio (chiksan) o una unidad de mando superior.
- Abra la válvula de seguridad.
- Bombee a velocidad máxima con lodo o cambie a agua de mar o lodo denso.

Fíjese que: los primeros tres pasos anteriores deban ejecutarse lo más rápidamente posible. En cuanto la cuadrilla coloque las cuñas y el perforador aplique el freno, ésta debe insertar y cerrar la FOSV mientras el perforador activa el sistema desviador.

CIERRE CON CABLES ELÉCTRICOS TRENZADOS

Las operaciones con cables eléctricos emplean un conjunto lubricador si puede haber presión en la superficie durante la operación. En general, el conjunto lubricador consiste en un prensaestopas, inyector de grasa, uniones lubricadoras o estructuras de tubos, válvulas de cables eléctricos (preventores de reventones) y una purga o válvula de bombeo de torque bajo/alta presión. Los equipos pueden montarse de varias formas según la aplicación; por ejemplo, podría ser:

- Bridado a un preventor anular
- Instalado dentro del preventor o de los arietes del espacio anular
- Conectado a una brida de manómetro (válvula de suaveo o corona) en un árbol de producción

Cuando una unidad con cables eléctricos está equipada en una perforación o en un equipo de perforación de reparación, es fundamental la cooperación directa entre la cuadrilla encargada del equipo de perforación y la cuadrilla encargada de los cables eléctricos. Una sugerencia para una secuencia de cierre podría ser:

- Se suspenden las operaciones con cables eléctricos.
- El perforador cierra la válvula de purga o bombeo.
- Se cierran los BOP de los cables eléctricos en forma manual o mediante una bomba hidráulica manual. En general, el perforador designará al obrero o los obreros para realizar esta tarea. (Se debe tener en cuenta que se pueden utilizar los dos BOP de tipo arietes de cables eléctricos, con el preventor inferior invertido. En esta situación, el ariete inferior se utiliza como un sello de alta presión contra la grasa que se inyectará entre los dos arietes cerrados para proporcionar un sello de grasa viscoso contra el cable eléctrico trenzado).
- Aviso a los supervisores de que el pozo está cerrado.

Debe existir un medio para cortar los cables eléctricos en caso de que surja la necesidad. Esto puede lograrse con los arietes de corte de cables eléctricos y la bomba manual hidráulica o un conjunto de cortes o de arietes de obturación/corte en los BOP del equipo de perforación. Las válvulas maestras presentes en el árbol de producción nunca deben usarse. El daño a estas válvulas podría hacer que sea imposible cerrar el pozo.

PERFORACIONES DE CONTROL DE POZOS

Las prácticas recomendadas y ciertos organismos reguladores disponen que cada cuadrilla realice simulacros de perforaciones de control de pozos al menos una vez por semana. Los simulacros de piletas se realizan para simular la detección de golpe de presión y el cierre mientras se perfora y los simulacros de maniobras simulan el reconocimiento de un golpe de presión durante los viajes. Los simulacros pueden ser anunciados o no anunciados. Tienen lugar en momentos en que no interfieran con la actividad actual del equipo de perforación. Los simulacros de maniobras en general no se llevan a cabo hasta que el BHA se introdujo en la tubería de revestimiento para reducir la posibilidad de que la tubería se atasque. El tiempo que le lleva a la cuadrilla finalizar la perforación podría documentarse y utilizarse como medida del dominio de la tarea por la cuadrilla. A continuación damos ejemplos de simulacros.

EJEMPLO: SIMULACRO DE PILETAS

- El encargado de turno o el supervisor ajusta el PVT o el sensor de flujo mientras toma nota de la hora.
- El perforador reconoce los cambios y alerta a la cuadrilla.
- La cuadrilla asume las estaciones previamente planificadas.
- El perforador detiene la perforación y realiza un control del flujo.
- El perforador informa que “no hay flujo” y el simulacro termina.

EJEMPLO: SIMULACRO DE MANIOBRA

- El jefe de turno o el supervisor ajusta el nivel del tanque de maniobras y toma nota de la hora.
- El perforador alerta a la cuadrilla.
- La cuadrilla introduce una válvula de seguridad de apertura total (FOSV).
- El perforador realiza un control del flujo.
- El perforador informa que “no hay flujo” y el simulacro concluye.

El objetivo de un simulacro de rectificación es practicar el inicio de una operación de rectificación. La rectificación es necesaria si se cierra un pozo y la barrena se encuentra por encima del fondo con presión del espacio anular para el cierre. Durante este simulacro, los miembros de la cuadrilla practican los procedimientos que se hacen durante la operación mediante una simulación. El momento ideal para realizar la perforación podría ser inmediatamente después del simulacro de maniobra. Los detalles de una perforación de rectificación varían entre los operadores y contratistas de perforación. Una perforación genérica podría incluir la reducción de la presión de cierre en el BOP del espacio anular, la instalación de una FOSV y un IBOP (si no se hizo durante el simulacro de perforación), la instalación de un grupo de tubos de perforación, la apertura del FOSV y luego la rectificación del tiro de tubería.

SIMULACRO DE DESVIADOR

Una perforación del sistema desviador podría requerir que el perforador vaya hasta la consola del desviador donde no activaría el sistema. El procedimiento de apertura de la línea del sistema desviador a favor del viento, el cierre del empaque del sistema desviador y el bombeo se explican detalladamente a la cuadrilla.

RESPONSABILIDADES DEL PERSONAL

Se puede observar que la planificación es el elemento principal de los procedimientos exitosos de control de pozos. Tanto como sea posible, las asignaciones de la cuadrilla deben publicarse y destacarse para que ésta reaccione eficazmente cuando exista una posible emergencia. Dado que las operaciones del equipo de perforación y los equipos varían ampliamente en toda la industria, no es posible especificar asignaciones universales para el personal de este texto. La distribución de la mano de obra a continuación es solo un ejemplo y no recomienda ni representa de manera alguna ninguna política reguladora.

REPRESENTANTE DE LA EMPRESA

- Tiene una responsabilidad general, a menos que el equipo de perforación tenga un gerente de instalaciones marinas (OIM, por sus siglas en inglés).
- Informa a la cuadrilla, supervisa las operaciones y se asegura de que ésta conozca sus responsabilidades.
- Notifica y mantiene comunicaciones abiertas con la oficina de operaciones.

JEFE DE TURNO/GERENTE DE EQUIPOS DE PERFORACIÓN

- Es responsable del equipo de perforación y del personal.
- Verifica el despliegue de la cuadrilla que sale y entra de turno, notifica al conductor del lanchón o al capitán de la embarcación (marina) de las operaciones de control de pozos.
- Puede tener la responsabilidad de operar el estrangulador o de designar un operador para el estrangulador.

PERFORADOR

- Su responsabilidad principal es la detección y verificación de los golpes de presión.
- Cierra el pozo.
- Avisas al supervisor.
- Organiza a la cuadrilla para las operaciones de ahogo de pozos.
- Permanece en la consola de perforación para dirigir el equipo de perforación y la bomba del equipo de perforación durante las operaciones de ahogo de pozos.

OPERADOR DE TORRE DE PERFORACIÓN/PERFORADOR SUPLENTE

- Se dirige a la zona del pozo de lodo, alinea el separador de gases, el desgasificador y las piletas.
- Es el enlace con el ingeniero de lodos para supervisar el material de mezcla de lodo, si es necesario.
- Confirma que las bombas del equipo de perforación y las bombas mezcladoras estén funcionando y se encuentren alineadas correctamente.

OBROS

- Responden a la estación de control de pozos asignada (piso del equipo de perforación, sala de bombas, consola del estrangulador, etc.).
- Siguen las instrucciones del perforador.

ELECTRICISTA/MECÁNICO

- Ayuda al mecánico/motorista, si es necesario.
- Está atento para cumplir órdenes.

CONDUCTOR DEL LANCHÓN (PLATAFORMA MARINA)

- Avisa a las embarcaciones de apoyo las operaciones.
- Está en la sala de control atento para recibir instrucciones.

PEONES

- Se dirigen a la zona de lodos o a la sala de bombas y siguen las instrucciones del supervisor.

MOTORISTA

- Apaga todos los equipos que no son esenciales.
- Mantiene la energía del equipo de perforación durante todas las operaciones.
- Se dirige a la estación asignada para las operaciones de control de pozos.
- Está atento para cumplir órdenes.

CUPLA DE CEMENTACIÓN

- Depende de la unidad de cementación.
- Se alinea para bombear el cemento.
- Está atento para cumplir órdenes.

INGENIERO DE LODOS

- Se dirige a las piletas de lodo.
- Supervisa las operaciones de densificación.
- Recomienda los materiales y las técnicas para el manejo del lodo, según corresponda.

INGENIERO DE OPERACIONES SUBMARINAS (OPERACIONES DE FLOTACIÓN)

- Depende del piso del equipo de perforación para inspeccionar el panel submarino.
- Verifica el surgimiento de posibles problemas.
- Está atento para cumplir órdenes del gerente del equipo de perforación.

PERSONAL DE SERVICIO

- Se dirige a las estaciones asignadas para las operaciones de control de pozos.
- Está atento para cumplir órdenes.

DOCUMENTOS DE ENLACE

Los documentos de enlace son acuerdos realizados entre dos empresas (con mayor frecuencia entre contratistas expertos en perforación y empresas operadoras) para definir una interfaz de políticas entre las empresas antes de que comience el trabajo real. Abordan políticas de salud, seguridad y medioambiente (HSE) así como otros temas como comunicaciones, organización laboral, políticas

de equipos y flujo de documentación. Los documentos de enlace se utilizan para conformar una interfaz más o menos integral entre dos sistemas separados que ya existen.

RESUMEN

Una vez que se identifica con certeza un golpe de presión, se debe cerrar el pozo para detener el flujo. Los procedimientos específicos de cierre varían según la operación actual pero el objetivo no se modifica. El flujo de fluidos de la formación al pozo debe detenerse lo más seguro y rápido posible. El dominio para reconocer y cerrar un pozo que tiene un golpe de presión se desarrolla mediante una minuciosa planificación y simulacros frecuentes que simulan los incidentes que surgen en el control de pozos. Una vez realizado el cierre, se deben controlar con mucho cuidado los equipos para detectar fugas con el fin de asegurarse de que ningún fluido peligroso o tóxico alcance la superficie sin ser controlado. Se debe tener especial cuidado cuando la columna de BOP se encuentra en un área cerrada o en un antepozo en donde podrían acumularse los gases tóxicos. La detección anticipada de golpes de presión y procedimientos de cierre sin riesgo es la clave para el control de pozos.

Preguntas de repaso

1. ¿Cuál es el componente de la columna de BOP que habitualmente se usa primero cuando se cierra un pozo con golpe de presión al perforar?
2. Con respecto a la posibilidad de recibir un golpe de presión mientras se desconecta un tubo, indique cuáles de las siguientes opciones se utiliza primero para los procedimientos de cierre.
 - a. Preventor anular
 - b. BOPs internos (IBOP)
 - c. Válvula de HCR
 - d. Válvula de seguridad de apertura total (FOSV)
3. Se realizó una TVD (una prueba de fuga) con una tubería de revestimiento colocada a 3.500 pies. La formación tuvo una fuga a una presión de 700 psi con el uso de un fluido de 9,2 ppg. Se reanudó la perforación y se produjo un golpe de presión a 10.005 pies con lodo de 10,0 ppg en el pozo. El pozo se cerró y la presión se estabilizó con una SIDPP de 200 psi y una SICP de 300 psi. ¿Cuánta más presión podría probablemente soportar la formación antes de quebrarse?
4. ¿Cuál es el último paso que se toma antes de realizar un cierre blando?
5. Inmediatamente después de que se cierra un pozo sin riesgo, ¿cuáles de las siguientes actividades debe ejecutarse primero?
 - a. Registrar el incremento de la pileta.
 - b. Calcular el peso del lodo de ahogo.
 - c. Controlar la presión en la tubería de perforación para determinar la presión de la formación.
 - d. Controlar los BOP y los equipos relacionados para detectar fugas mientras se espera que la presión se estabilice.

6. Al perforar adelante a una profundidad de 11.273 pies con un lodo de 10,0 ppg, se tomó un golpe de presión de 20 barriles y se cerró el pozo. La tubería de revestimiento está colocada a una profundidad de una TVD de 6.845 pies. Cuando las presiones de cierre se estabilizaron, los valores fueron 312 psi de SIDPP y 520 psi de SICP. ¿Cuál es la densidad de fluido equivalente en la zapata de la tubería de revestimiento?
7. ¿Cuál es la primera tarea de la cuadrilla de perforación durante un simulacro de desconexión después de que se coloca la sarta de perforación en las cuñas?
8. La tubería de revestimiento se colocó a una TVD de 4.355 pies. Después de perforar 15 pies de un pozo nuevo que tiene lodo de 10,0 ppg, el pozo circulaba sin inconvenientes. El programa de perforación exigía que se probara la formación en la zapata de la tubería de revestimiento con peso máximo de lodo permitido de 13,6 ppg. ¿Qué presión superficial será la requerida?
9. ¿Cuáles de las siguientes opciones describe el procedimiento para controlar un flujo al perforar?
 - a. Alertar al personal. Detener la rotativa. Levantar el fondo y retirar la unión de tubería superior que está por encima del piso del equipo de perforación. Apagar la bomba. Observar el pozo.
 - b. Alertar al personal. Levantar el fondo y retirar la unión de tubería superior que está por encima del piso del equipo de perforación. Detener la rotativa. Apagar la bomba. Observar el pozo.
 - c. Apagar la bomba. Levantar el fondo retirando la unión de tubería principal superior. Detener la rotativa. Observar el pozo.
 - d. Levantar el fondo. Observar el pozo. Alertar al personal.
10. ¿Qué es lo primero que debe hacer un perforador si se determina que un pozo con una profundidad de 9.200 pies tiene flujo?

11. Mientras se sigue la perforación con un lodo de 12,0 ppg, se recibió un golpe de presión de 20 barriles y se cerró el pozo. Cuando las presiones de cierre se estabilizaron, los valores fueron 260 psi de SIDPP y 520 psi de SICP. Anteriormente, se determinó que la presión de fractura de la formación en la zapata de la tubería de revestimiento (4000 pies) fue el equivalente a un fluido con una densidad de 15 ppg. ¿Cuál es la densidad de fluido equivalente en la zapata de la tubería de revestimiento?

12. Las buenas prácticas y ciertos organismos reguladores exigen que se realicen simulacros de BOP periódicamente. ¿Con qué frecuencia exige la mayoría de las empresas y organismos estos simulacros?

13. ¿Cuánta presión debe aplicarse para poner a prueba la resistencia de una formación a un equivalente de 13,2 ppg? La profundidad de la zapata de la tubería de revestimiento es de 2.760 pies TVD y la prueba de peso del lodo dio 8.6 ppg.

COMPORTAMIENTO DEL GAS

5

AL FINALIZAR ESTE CAPÍTULO, EL ALUMNO DEBE SER CAPAZ DE:

- Identificar y analizar las presiones de cierre (estáticas): (SIDPP, por sus siglas en inglés, SICP, por sus siglas en inglés) y su relación con la presión de fondo de pozo (BHP, por sus siglas en inglés).
- Identificar y analizar la BHP y los componentes de la suma de todas las presiones.
- Identificar las clases, las características y el comportamiento del gas de formación.
- Analizar la solubilidad del gas en su relación con el lodo a base de aceite.
- Explicar la migración del gas en pozos abiertos y cerrados.
- Describir el objetivo y la función de un estrangulador variable.
- Analizar la relación de la posición del golpe de presión y la presión máxima de un gas.
- Realizar cálculos usando la hoja de fórmulas de WCS:
 - Ley de Boyle
 - Presión de fondo de pozo (BHP)
 - Altura del influjo en un pozo vertical
 - Densidad del influjo

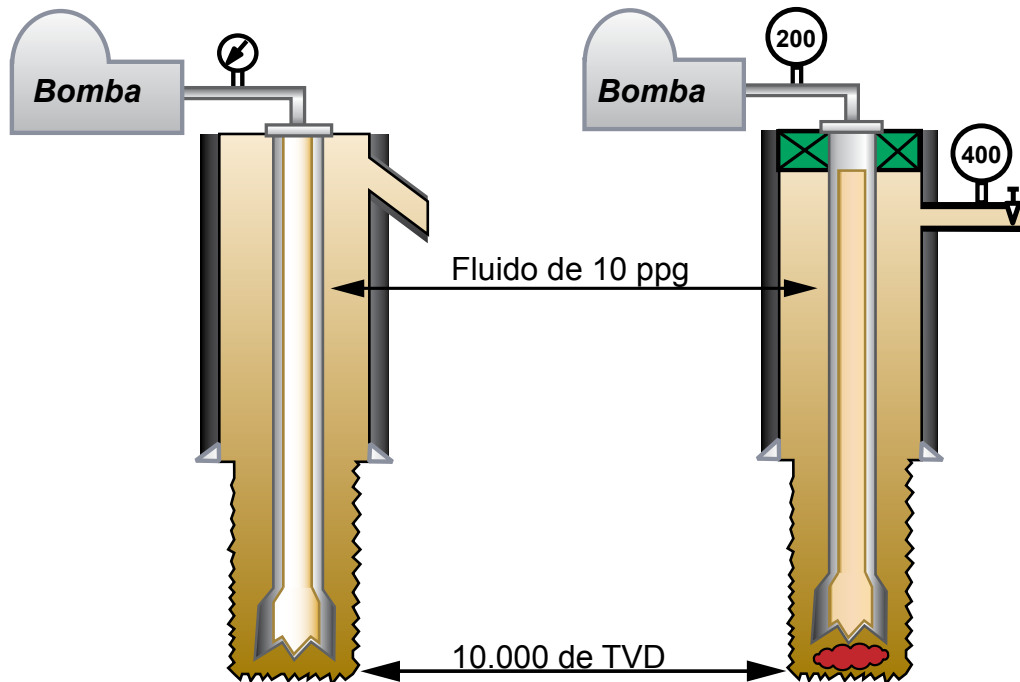
Cuando se cierra un pozo ante un golpe de presión y la presión se estabiliza, el pozo está balanceado. Se balancea mecánicamente con los preventores de reventones. En otras palabras, todas las fuerzas que se ejercen en forma descendente hacia el fondo del pozo equivalen a todas las fuerzas que se ejercen en forma ascendente de la formación. Esto se cumple siempre que no existan pérdidas en la superficie y que no se pierda fluido hacia la formación. Se puede observar que si este estado equilibrado se mantiene en las operaciones subsiguientes, no podrá ingresar más influjo al pozo. Debido a que el pozo mantiene las presiones estabilizadas en el momento del cierre, las probabilidades de que el golpe de presión pueda circular sin riesgo hacia afuera el pozo son altas, siempre que la presión del espacio anular no se aproxime a la presión a la cual la formación se fracturaría. Todos los métodos convencionales de control de pozos se basan en esta idea de presión constante de fondo.

Suponga que se produjo un golpe de presión durante la perforación de un pozo vertical, que el perforador lo reconoció y cerró los preventores de reventones. Después de unos minutos las presiones del pozo se estabilizan. No existe flotación (válvula de contrapresión) en la sarta y el influjo está cerca del fondo. El manómetro de circulación ahora indica una presión estabilizada de 200 psi. La presión sobre el espacio anular también se puede determinar porque los preventores de reventones se cerraron. Suponga que la presión del espacio anular es de 400 psi. En la mayoría de los equipos de perforación, estas presiones en realidad se leen en los manómetros de un panel remoto del estrangulador localizado en el piso de perforación. Los 200 psi se conocen como *la presión de cierre de la tubería de perforación (SIDPP)* o *la presión de cierre de la tubería (SITP)*. La presión del espacio anular, 400 psi, se denomina *la presión de cierre de la tubería de revestimiento (SICP)*.

Cuando el influjo ingresó al pozo, el espacio anular estaba abierto en la superficie, por lo tanto, los fluidos de formación forzaron la salida de cierto volumen de fluido de trabajo del pozo e ingresó a

las piletas de lodo. Si se considera el pozo como un tubo en U (capítulo 1), el lado de la columna de perforación del tubo se llena de un fluido de densidad conocida. Es poco probable que el influjo ingrese a la sarta de perforación por medio de las pequeñas boquillas de la barrena y que la sarta de perforación se conecte nuevamente a las bombas. El influjo hubiese seguido la trayectoria de menor resistencia hacia el espacio anular abierto. La columna de fluido en un lado del pozo cerrado, la tubería de perforación, tiene una densidad constante desde la superficie hasta la barrena. La columna del otro lado, el espacio anular, consta de fluido de perforación y de formación, cada uno con densidades distintas. La presión de cierre (estática) estabilizada refleja este estado.

Figura 5.1.



El pozo cerrado está equilibrado, por lo tanto, la presión del fondo del pozo equivale a la presión de formación ($BHP = FP$). En la sarta de perforación del tubo en U, la presión del fondo del pozo se compone de la presión hidrostática *dentro* de la sarta más el valor de la SIDPP; $BHP = HP(\text{tubería de perforación}) + SIDPP$. Debido a que la densidad del fluido de perforación y la TVD del pozo se conocen, se puede determinar la presión del fondo del pozo. Suponga que la densidad (peso del lodo) es de 10,0 ppg y la TVD es de 10.000 pies. La presión del fondo del pozo, que también es la presión de formación, es:

$$\text{Presión de formación}_{\text{psi}} = \text{Presión hidrostática en la sarta de perforación}_{\text{psi}} + \text{SIDPP}_{\text{psi}}$$

$$(10,0 * 0,052 * 10.000) + 200 = 5.400 \text{ psi}$$

Si se conoce la presión hidrostática en la sarta de perforación y la sarta está cerca del fondo, se puede determinar la presión de formación.

Las cosas son distintas en el lado del tubo en U que representa el espacio anular. La altura o densidad exactas del fluido invasor no se puede determinar con precisión. No se conoce la presión hidrostática

del espacio anular, por ende, no se puede usar la SICP para determinar la presión de la formación. No obstante, se puede usar la misma expresión para describir la presión del fondo del pozo del lado del espacio anular:

$$\text{Presión de formación}_{\text{psi (espacio anular)}} = \text{Presión hidrostática del espacio anular}_{\text{psi}} + \text{SICP}_{\text{psi}}$$

Ambos medidores indican la presión hidrostática que se requiere para equilibrar el pozo en los respectivos lados del tubo en U. La SICP es superior a la SIDPP porque la presión hidrostática del espacio anular es inferior a la presión hidrostática dentro de la tubería de perforación. La SICP se ejerce en el espacio anular cuando se excede la presión hidrostática, por lo tanto, entre más rápido se identifique un golpe de presión y se cierre, menor será la presión de la tubería de revestimiento y menor será la probabilidad que la formación se fracture. Es posible que la SIDPP sea superior a la SICP cuando se utiliza un lodo liviano o agua dulce como fluido de perforación y el golpe de presión es una inyección de agua salada a alta presión o si el fluido del espacio anular está muy cargado de recortes.

GOLPES DE PRESIÓN DE GAS A ALTA PRESIÓN

De las tres clases de fluidos de formación, el gas, el aceite y el agua, el gas es sin duda alguna el más peligroso debido a su naturaleza física.

- El gas es altamente compresible, por lo tanto, su volumen, presión y densidad tienden a cambiar si se exponen a fuerzas externas cambiantes.
- El gas es menos denso o más liviano que los líquidos. La baja densidad del gas crea una tendencia ascendente en un pozo (segregación gravitacional/migración).
- La mayoría de los gases de formación son inflamables y presentan un riesgo de incendio si el gas se libera a la superficie.
- Algunos gases de formación son altamente tóxicos y presentan riesgo de vida para el personal.
- En ciertas condiciones, el gas es soluble. Se puede disolver en el fluido de trabajo líquido, tornarse “invisible” en el momento en el que el gas ingresa al pozo. Después, al acercarse a la superficie, el gas en solución de repente se puede desprender del líquido y adoptar un estado gaseoso puro.
- Algunos gases de formación son altamente corrosivos para el acero y pueden dañar seriamente los componentes tubulares, la tubería de revestimiento, las bombas de perforación y demás equipos.

$$\frac{P_1 V_1}{T_1 Z_1} = \frac{P_2 V_2}{T_2 Z_2}$$

La naturaleza compresiva del gas se puede explicar con la *ley general de los gases*, que dice así:

La ley general de los gases en realidad es una combinación de dos leyes físicas. La primera parte de la expresión pertenece a la Ley de Boyle. Robert Boyle fue un físico británico que vivió hace unos 350 años. La Ley de Boyle explica la relación inversa entre el volumen de un gas y la presión dentro de ese gas. Es decir, si la presión aumenta, el volumen se reduce; si la presión se reduce, el volumen aumenta y si la presión no cambia, el volumen no cambia. P1 en la Ley de Boyle hay algo de la presión original del gas y V1 un poco del volumen original del gas. P2 y V2 representan la presión y

el volumen, respectivamente, con cualquier valor diferente. Si se conoce cualquiera de los tres valores, se puede determinar el cuarto valor.

Aproximadamente 100 años después del trabajo de Boyle, un científico francés, Jacques Charles, investigó la influencia de la temperatura sobre la relación presión-volumen del gas. La última parte de la ley general de gases se la conoce como la ley de Charles. La “T” representa la temperatura, pero no la temperatura en Fahrenheit ni en centígrados. La temperatura de la ley de Charles es la temperatura absoluta (Rankine), que se usa en estudios científicos y modelado informático, pero no en la vida diaria. La “Z” de la ley de Charles representa un factor de compresibilidad para un solo gas conocido. Al igual que el agua y la miel, ambos líquidos pero que fluyen de manera distinta, los distintos gases tienen características diferentes de compresión.

Se puede observar que la ley general de gases tiene poca aplicación directa práctica ya que nunca se sabe la temperatura cambiante del gas mientras asciende en un pozo. Además, el gas de formación siempre es una combinación de gases, asignarles un valor de compresibilidad verdadero es casi imposible. No obstante, la Ley de Boyle se puede usar para demostrar el comportamiento aproximado de un gas en un pozo e ilustrar los peligros que presenta. Debido a que los factores de temperatura y compresibilidad de la ley de Charles se dividen en la relación presión-volumen de la ley de Boyle, de ese modo reduciendo sus valores, aplicar la Ley de Boyle representa la peor situación posible.

Suponga los mismos datos de pozo que se usaron en la figura 5.1, es decir, un pozo de 10.000 pies de profundidad (TVD) y un fluido de trabajo de 10,0 ppg. Suponga que un solo barril de gas se suavea (pistonea) hacia adentro del pozo, desplazando un barril de líquido.

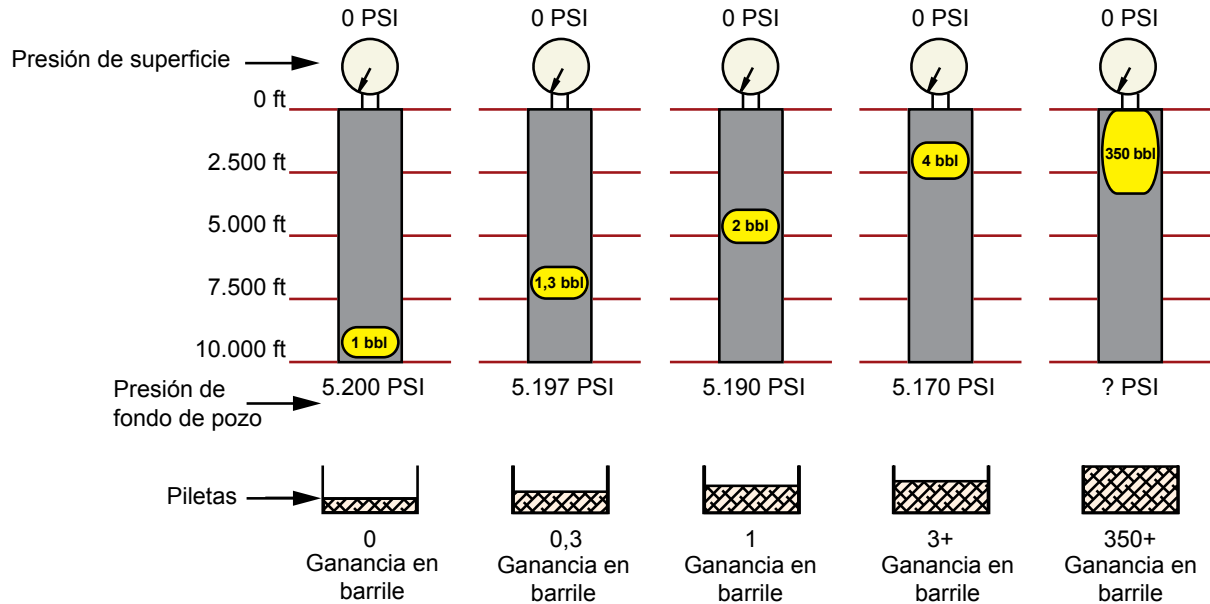
En el fondo, el gas es contenido por la presión hidrostática, 5.200 psi, que ejerce la columna de fluido de 10,0 ppg por encima de éste. Hay una gran diferencia entre la densidad del líquido del pozo y la del gas, por lo que el gas comenzará a ascender o migrar hacia la superficie. En realidad, no es probable que el influjo permanezca como una sola burbuja coherente. Parte del gas podría disolverse en el líquido y el restante probablemente se filtre a través del líquido, extendiéndose en longitud. No obstante a los fines ilustrativos, imagine que el influjo se quede como una sola burbuja de gas y que el pozo tenga un diámetro interno parejo de arriba a abajo.

GAS MIGRATION IN AN OPEN WELL

Cuando la burbuja ascendente alcanza los 5.000 pies, la presión hidrostática del líquido arriba de esta es de 2.600 psi ($10,0 * 0,052 * 5.000 = 2.600$ psi). De acuerdo con la ley de gases de Boyle, si la presión se reduce a la mitad, el volumen se duplicará. Por ende, el volumen del gas es de dos barriles cuando la burbuja alcanza los 5.000 pies. Las piletas de lodo contienen un barril más de fluido.

A medida que el gas sigue migrando, su volumen se duplicará en cada punto medio. Por ejemplo, a 2.500 pies, el volumen sería de cuatro barriles y a 1.250 pies sería de ocho barriles. A medida que el gas asciende, los puntos medios se tornan más frecuentes y el volumen se sigue duplicando. Con presión atmosférica en la superficie (aproximadamente 15 psi a nivel del mar) el influjo de ese mismo barril aumentaría aproximadamente a 350 barriles. En realidad, en algún punto de la migración, se reduciría la presión del fondo del pozo a un valor por debajo de la presión de la formación y el gas seguiría ingresando al pozo a una velocidad cada vez mayor. El fluido de trabajo del pozo se descargaría y el pozo reventaría. Si hubiera una tubería de perforación en este pozo y el gas circulara hacia afuera, sucedería lo mismo, solo que más rápidamente. *Los dos puntos importantes que se destacan en este ejemplo son que no se puede permitir que el gas ascienda sin control en un pozo abierto y que casi toda la expansión de gas se produce cerca de la superficie.*

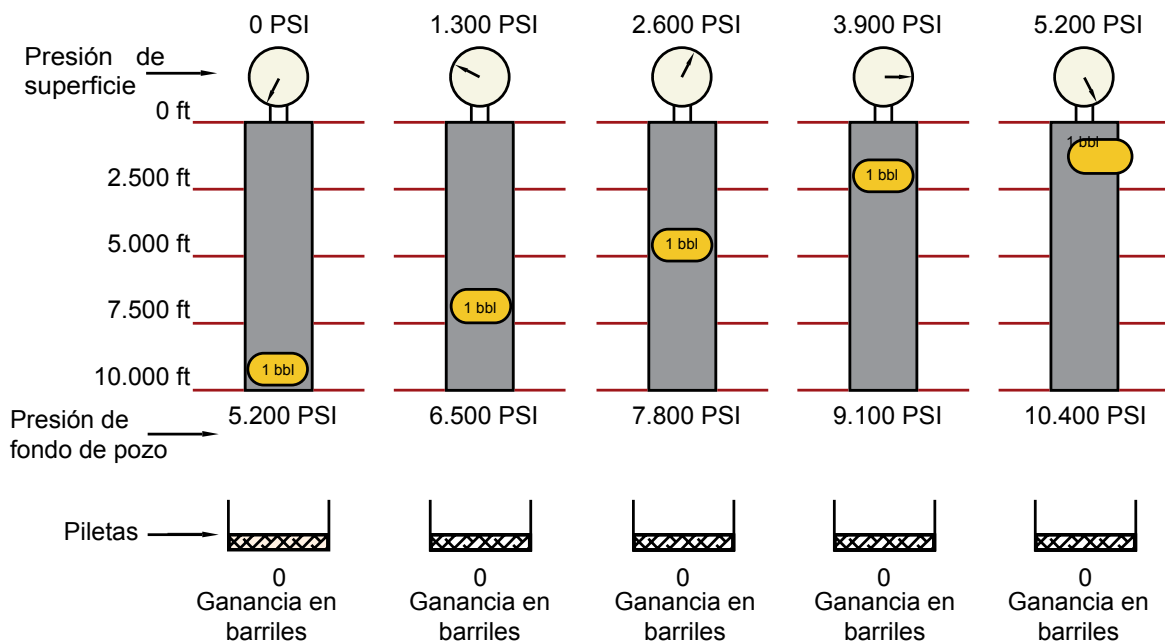
Figura 5.2. Expansión descontrolada del gas.



MIGRACIÓN DEL GAS EN UN POZO CERRADO

Suponga que el influjo de gas del único barril del pozo de ejemplo se reconociera cuando ingresara al pozo y que se cerraran los preventores de reventones. La diferencia de densidad entre el gas y el fluido de trabajo es la misma que en el ejemplo anterior de manera que la burbuja seguiría con la tendencia de ascender en el pozo cerrado, aunque a una velocidad un poco menor. Cuando el influjo alcance los 5,000 pies, la presión hidrostática por encima y por debajo del gas sería de aproximadamente 2,600 psi. De acuerdo con la Ley de Boyle, si el volumen del gas no cambiara, la presión del gas tampoco. La presión dentro del influjo era de 5,200 psi cuando ingresó al pozo y debido a que el gas no puede

Figura 5.3. Sin expansión de gas.



forzar el líquido fuera del pozo cerrado, el gas no se puede expandir y la presión de la burbuja de gas sigue igual a medida que el gas asciende.

La presión se ejerce de manera pareja en todas las direcciones de un recipiente cerrado. Esta afirmación se aplica al gas ascendente en el pozo de ejemplo. La presión hidrostática del líquido por encima del gas es de aproximadamente 2.600 psi ejercida de manera descendente, que se opone a los 5.200 psi del gas que se ejerce en forma ascendente. La diferencia entre las dos presiones aparece en el manómetro de la superficie (SICP): $5.200 - 2600 = 2.600$ psi. La presión en la tubería de revestimiento en aumento indica que el gas está ascendiendo a la superficie.

La presión hidrostática debajo del influjo también es de aproximadamente 2.600 psi, así que la presión del fondo del pozo en este punto sería de 2.600 psi más la presión dentro del gas, 5.200 psi; $2.600 + 5.200 = 7.800$ psi. El gas que migra trae la presión de formación a la superficie. Cuando un barril de gas llega a la parte superior del pozo, la SICP sería de 5.200 psi porque no existe presión hidrostática que se ejerza contra ella y la presión del fondo del pozo aumentaría hasta la suma de la presión del influjo de 5.200 psi más la presión hidrostática debajo del gas, $5.200 + 5.200 = 10.400$ psi. Las probabilidades son que la formación o la tubería de revestimiento, o incluso los equipos del cabezal de pozo fallen debido a estas presiones enormes. El efecto sería el mismo si el pozo se circulara barril por barril, bombeando un barril al pozo por cada barril extraído. No se puede permitir que el gas migre sin control en un pozo cerrado porque las presiones ejercidas en el pozo alcanzarán niveles inaceptables. En el caso del gas que migra, la presión de la superficie aumentará, lo cual indica que el gas asciende en el pozo.

CONTROLAR LA EXPANSIÓN DEL GAS CON UN ESTRANGULADOR AJUSTABLE

Suponga que se decidió mantener constante la presión original de la tubería de revestimiento al purgar líquido por un estrangulador ajustable a medida que la presión de la tubería de revestimiento aumentaba debido a la migración (o la circulación) del gas. Esta técnica podría funcionar por corto tiempo porque hay poco efecto en la presión del pozo al principio, pero, con el tiempo, la presión del fondo del pozo disminuiría, lo cual permitiría más influjo al pozo. Cuando se abre el estrangulador para mantener constante la presión de la tubería de revestimiento en aumento, la presión hidrostática del pozo se reduciría. Debido a que la presión del fondo del pozo es la suma de la presión de la tubería de revestimiento más la presión hidrostática, la disminución de la presión hidrostática ocasionaría una disminución en la presión del fondo del pozo, lo que permitiría un mayor influjo al pozo.

$$\begin{array}{c} \text{HP(esp. anular)} + \text{CsgP} = \text{BHP} \\ \downarrow \qquad \qquad \downarrow \\ \text{ } \end{array}$$

No se puede permitir que un gas ascienda en un pozo cerrado mientras se purga fluido para mantener la presión de la tubería de revestimiento constante debido a que la pérdida de presión hidrostática del espacio anular reduciría la presión del fondo del pozo.

La única manera no riesgosa de manejar los golpes de presión de gas es permitir que el gas ascendente se expanda lo suficiente para mantener la presión del fondo del pozo constante en la válvula de paso original. Eso puede lograrse con un estrangulador ajustable para controlar la contrapresión ejercida en el pozo. En la práctica, la presión del fondo del pozo se mantiene a un valor levemente superior a la presión de la formación. El capítulo 6, “Métodos para controlar los pozos”, tratan en detalle las técnicas específicas para controlar los golpes de presión de gas a alta presión en diversas condiciones.

TIPOS DE GASES DE FORMACIÓN

CIERRE BLANDO

A pesar de que la mayoría de los golpes de presión contienen una mezcla de gases, el componente más común del “gas natural” de formación es el metano. Este gas es altamente inflamable y menos denso que el aire. Aunque considerado no tóxico en general, las altas concentraciones de metano en un área cerrada no solo presentan un riesgo grave de explosión, sino que también pueden producir asfixia. El metano y otros gases de hidrocarburos afines pueden ingresar a un pozo profundo en forma líquida debido a la presión y temperatura. En algún punto, más arriba en el pozo, pueden revertirse a un estado gaseoso al reducirse la presión y temperatura. Esta es la influencia de la última parte de la ley general de gases a la que se conoce como la ley de Charles. Esta característica del gas (estado cambiante de la materia) puede conducir a un error de criterio con respecto al volumen del golpe de presión. El incremento de volumen original en las piletas de lodo no reflejaría el volumen real del influjo de gas.

ÁCIDO SULFÚDRICO

El gas más peligroso de una formación perforada es el ácido sulfhídrico (H_2S), que se encuentra en muchos carbonatos del mundo, p. ej., en formaciones de caliza. El H_2S es extremadamente tóxico en concentraciones relativamente bajas. El H_2S es inflamable, corrosivo y levemente más denso que el aire. A pesar de que el H_2S a bajas concentraciones tiene un olor parecido al sulfuro (como a huevo podrido), los nervios olfatorios se aplacan rápidamente y después no se puede detectar. Rápidamente se producen convulsiones, inconsciencia e incluso la muerte. Debido a que el H_2S es más pesado que el aire, cuando alcanza la superficie, suele permanecer en áreas bajas alrededor del lugar.

La única defensa contra el ácido sulfhídrico es la preparación integral. Se pueden colocar equipos de respiración especiales y detectores de H_2S en lugares estratégicos del sitio. Los miembros de la cuadrilla deben estar al tanto de los peligros y realizar simulacros de práctica constantemente para anticipar una liberación de gas en la superficie. Si se prevé la presencia de H_2S , los programas de fluidos de perforación están diseñados para secuestrarlo o, en su defecto, controlarlo y limitar los efectos corrosivos en los equipos. El ácido sulfhídrico es tan peligroso que un pequeño error puede ocasionar una gran tragedia.

DIÓXIDO DE AZUFRE

Si se quema ácido sulfhídrico, el producto derivado es el dióxido de azufre (SO_2). El SO_2 , al igual que el H_2S , tiene un olor a azufre, similar al huevo podrido y es extremadamente tóxico. Es aproximadamente dos veces más denso que el aire, de manera que si el ácido sulfhídrico se quema, se debe tener en cuenta la dirección del viento.

DIÓXIDO DE CARBONO

El dióxido de carbono (CO_2) también puede estar presente en formaciones de carbonatos. El CO_2 , como el H_2S , es más pesado que el aire y es corrosivo. Si queda atrapado en un área confinada, el CO_2 puede reemplazar el oxígeno y las personas del área corren riesgo de asfixia. El CO_2 no es combustible y por ende no presenta riesgo de explosión.

SOLUBILIDAD DEL GAS

El comportamiento y la solubilidad de los gases de formación en los fluidos de trabajo líquidos que se usan en un pozo son un inconveniente complejo. No es posible predecir con exactitud la solubilidad porque simplemente existen demasiados factores desconocidos que considerar. La clase de lodo que se está usando, la presión, la temperatura, el pH, y los tipos y proporciones de gases que se encontraron, todos afectan la solubilidad. Se debe conocer el tiempo en el que el gas estuvo expuesto al líquido para poder determinar con exactitud los aspectos concretos de la solubilidad y el comportamiento del influjo. No obstante, se pueden realizar afirmaciones generales acerca de la solubilidad.

Los gases de hidrocarburos son mucho más solubles en líquidos a base de aceite que de agua. Esto es razonable ya que son similares desde el punto de vista químico. Al igual que el agua salada se mezcla fácilmente con agua dulce, los hidrocarburos gaseosos se mezclan fácilmente con hidrocarburos líquidos. Se calculó que hasta un 60% o 70% del gas se disolverá si el fluido de trabajo es un lodo a base de aceite. Con el fluido a base de agua, el incremento en la piletta reflejará el tamaño del influjo del gas. Por ejemplo, si un pozo se cerrara con un incremento de 10 barriles en la piletta, esto ocasionaría un influjo de gas de 10 barriles. Con un fluido a base de aceite, el mismo golpe de presión de 10 barriles podría ocasionar un incremento en las piletas de apenas 2 o 3 barriles. La gravedad del golpe de presión se ocultaría. El lodo a base de aceite sintético, que es un hidrocarburo artificial usado por motivos ambientales, demostrará las mismas características de absorción del gas que otro lodo a base de aceite, pero a un nivel menor, según la composición.

Una vez que se cierra, el gas de la solución no migrará en ningún grado considerable, por eso aparenta ser un golpe de presión de líquido a alta presión. La suposición de que el golpe de presión es petróleo o agua salada a alta presión no se haría si se usara un fluido a base de aceite. El influjo no se expandiría ya que se circula hasta que el golpe de presión esté cerca de la superficie. Cuando el gas se desprende de la solución, se expandirá rápidamente. Si se circula el pozo, esto ocasionará la descarga repentina del líquido por encima del gas al expandirse. Si se circula el golpe de presión a través del estrangulador, esta expansión rápida requerirá ajustes del estrangulador para mantener una presión de fondo de pozo constante. El operador del estrangulador debe prever el cambio de un líquido a un gas cuando el golpe de presión se aproxima a la superficie y prepararse para realizar los ajustes necesarios.

PARA RESUMIR:

- Si se ejerce la presión suficiente, el gas se puede comprimir a un estado líquido. Si un golpe de presión de gas a alta presión ingresa a un pozo en estado líquido, el fluido del golpe de presión no tenderá a migrar ni expandirse hasta que ascienda por el pozo hasta un punto en el que el gas ya no puede permanecer en forma líquida. En ese punto (denominado punto de burbujeo), el gas se desprenderá del líquido y su volumen se expandirá rápidamente.
- La solubilidad del gas no se puede prever con exactitud. Depende de muchas variables, como la temperatura, el pH, la presión y la clase de fluido de trabajo del pozo.
- El metano y el ácido sulfhídrico son más solubles que los lodos a base de aceite que los lodos a base de agua.
- Un poco de gas, por lo general, está presente en todos los golpes de presión. Todos los golpes de presión se deben tratar como inyecciones de gas a alta presión, a menos que exista un motivo para considerar lo contrario.

FLUIDO EMULSIONADO CON GAS

Cuando la densidad del lodo que regresa a la línea de flujo se reduce debido a burbujas pequeñas que arrastra el fluido, se dice que el lodo está “emulsionado con gas”. El lodo emulsionado (o cortado) con gas, incluso si aparentemente es grave, no causa por lo general una gran reducción en la presión del fondo del pozo. Un pequeño volumen de gas en el fondo de un pozo puede causar una gran reducción de la densidad aparente en la superficie. Casi toda la expansión de gas se produce cuando el líquido alcanza la atmósfera. El gráfico de la figura 5.4 ilustra la influencia de la presión de fondo de pozo de un fluido emulsionado con gas. Observe que en un pozo con una profundidad de 20.000 pies con una reducción de densidad del 50% en la superficie, la presión del fondo del pozo solo se reduce aproximadamente en 100 psi.

Los aumentos en el lodo emulsionado con gas son indicios de advertencia importantes, pero mientras se elimine el gas del fluido antes de que se bombee de nuevo al pozo, por lo general, no presenta problemas. La emulsión con gas puede ser significativa cuando se perfora rápidamente, especialmente a poca profundidad. Es posible cargar el espacio anular con gas si la velocidad de perforación es tan rápido que el lodo no se puede circular ni acondicionar antes de regresar a la succión de la bomba. En general, la colocación de la tubería de revestimiento de superficie minimiza el problema.

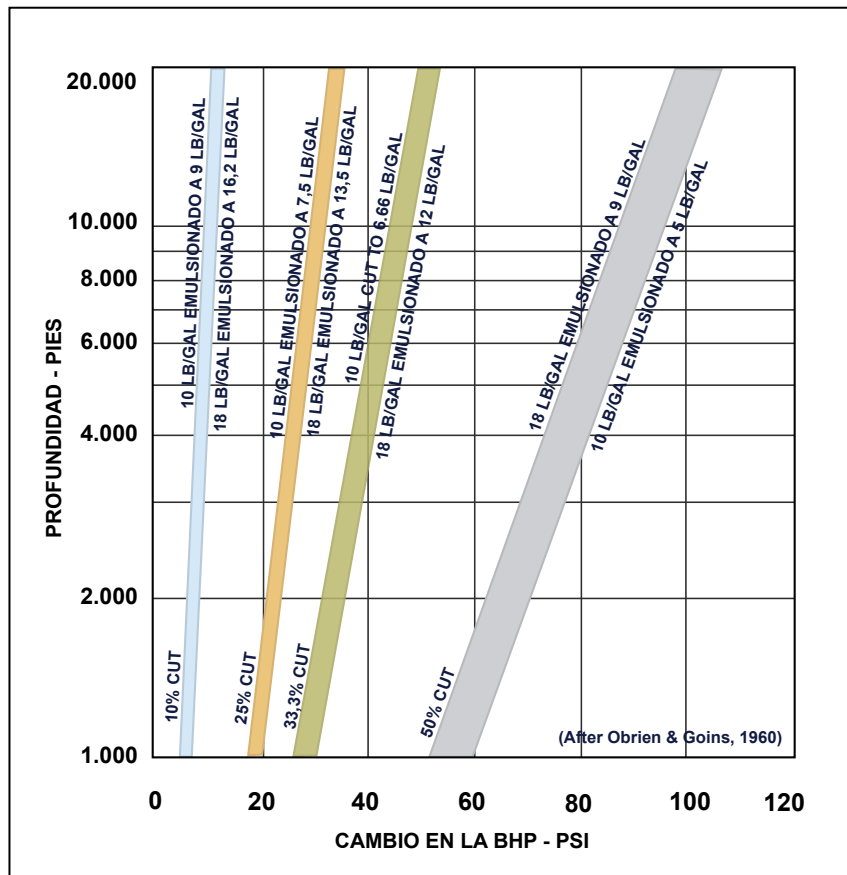
GOLPES DE PRESIÓN DE LÍQUIDOS A ALTA PRESIÓN

Los golpes de presión de líquidos a alta presión no presentan el mismo nivel de peligro que los golpes de presión de gas a alta presión. No obstante, son problemáticos y pueden ser peligrosos si se manejan incorrectamente. Debido a que no se expanden a ningún grado considerable al reducirse la presión que se les impone, los índices de flujo de entrada y retorno serán esencialmente iguales. La presión de la tubería de revestimiento no aumentará demasiado siempre que no ingrese más influjo al pozo. Si la presión del fondo del pozo se mantiene constante cuando el golpe de presión circula, los cambios en la presión hidrostática del espacio anular se deberán a las variaciones en la geometría del pozo y los ajustes del estrangulador. Estos cambios no serán necesariamente tan evidentes como los cambios que se producen cuando se maneja un golpe de presión de gas a alta presión.

Si un pozo se cierra en un golpe de presión de líquido a alta presión, no existe una gran diferencia entre la SIDPP y SICP como sucede con un golpe de presión de gas a alta presión. Los golpes de presión de líquido a alta presión no suelen migrar. Si el golpe de presión de líquido a alta presión no migra, las presiones estáticas no aumentarán a partir de la migración al mismo nivel que se observa en el caso de un golpe de presión de gas a alta presión. El riesgo de incendio y explosión no es tan grave como los golpes de presión de gas a alta presión.

Uno de los principales problemas relacionados con los golpes de presión de líquido a alta presión es la influencia en el fluido de trabajo del pozo. Las propiedades de flujo de los fluidos a base de agua se pueden alterar radicalmente y la presión hidrostática se puede reducir debido a la dilución. En caso de fluidos a base de aceite, el golpe de presión puede descomponer o “desprender” la emulsión, lo que permite que el material de peso y otros sólidos deseados se separen y desprendan del fluido. Como se mencionó anteriormente, casi todo influjo de agua contiene un poco de gas de solución que ocasionará que las presiones superficiales reaccionaran como un golpe de presión de gas a alta presión, pero en menor grado. La práctica sin riesgo requiere que cada golpe de presión se considere como si fuera un golpe de presión de gas a alta presión.

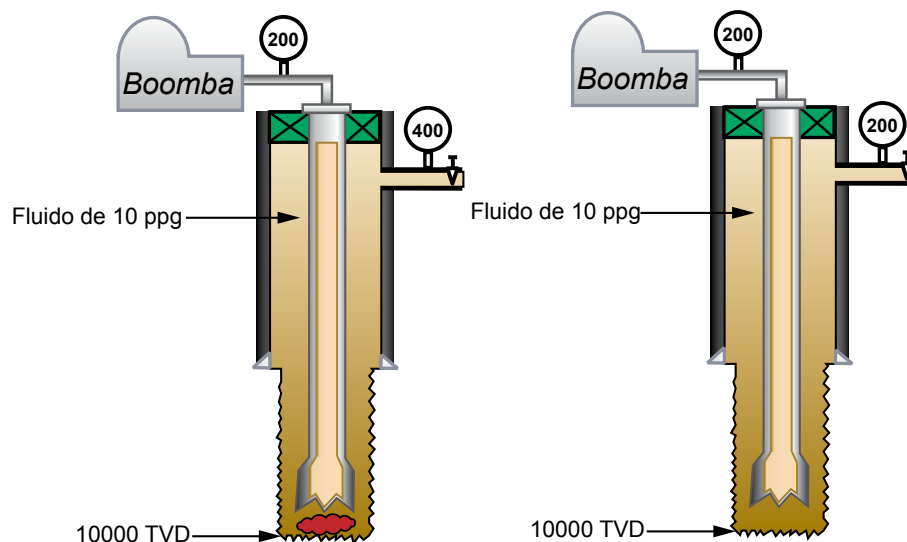
Figura 5.4.



DETERMINAR EL MATERIAL DEL GOLPE DE PRESIÓN

Cuando se cierra un pozo por un golpe de presión, la diferencia entre la SIDPP y la SICP refleja la altura y densidad del influjo. Si el influjo hubiese circulado por completo fuera del pozo, ambos lados del tubo en U tendrían un fluido de 10,0 ppg a una profundidad vertical verdadera de 10.000 pies y, por lo tanto, ambos medidores indicarían 200 psi (véase la figura 5.5). Se podría calcular una densidad de influjo aproximada si se conociera la altura del influjo.

Figura 5.5.



Datos del pozo:

aumento en la pileta de 15 bbl

SIDPP 200 psi

SICP 400 psi

MW 10,0 ppg

La capacidad del espacio anular es de 0,029 bbl./ft. en el arreglo de fondo de pozo.

Suponga que el influjo del pozo ilustrado está cerca del fondo del pozo.

1. Calcule la altura del influjo..

$$(8,5^2 - 6,5^2) \div 1029,4 = \text{capacidad del espacio anular de } 0,029 \text{ bbl/ft alrededor del conjunto de fondo del pozo}$$

$$15 \text{ bbl.} \div 0,029 \text{ bbl./ft.} = \text{altura estimada del influjo de } 517 \text{ ft}$$

$\text{Altura del influjo (pozo vertical)}_{ft} = \text{Volumen del golpe de presión}_{bbl} \div \text{Capacidad del espacio anular}_{bbl/ft}$

La altura del golpe de presión es de aproximadamente 517 pies. Mediante una fórmula de presión hidrostática transpuesta se puede determinar la densidad aproximada que se pierde en un golpe de presión. La pérdida se representa con la diferencia entre la SIDPP y la SICP.

2. Determine la pérdida de presión hidrostática en el espacio anular debido al fluido más liviano.

$$(400 - 200) \div 0,052 \div 517 = \text{pérdida de densidad por el golpe de presión de } 7,4 \text{ ppg.}$$

3. El fluido original del espacio anular era de 10,0 ppg, por lo tanto

$$10,0 - 7,4 = 2,6 \text{ ppg es la densidad aproximada del influjo.}$$

$\text{Densidad del influjo}_{ppg} = \text{CMW}_{ppg} - [(SICP_{psi} - SIDPP_{psi}) \div 0,052 \div \text{Altura del golpe de presión}_{ft}]$

La densidad del agua dulce es de aproximadamente 8,34 ppg a temperatura ambiente. La densidad del petróleo diésel es de 6,8 y 7,0 ppg y la densidad del gas puro es generalmente menor de 2,0 ppg. Por lo tanto, el golpe de presión del pozo del ejemplo es principalmente, o tal vez íntegramente, de gas.

Se debe comprender que la explicación anterior tiene varias limitaciones prácticas y los cálculos solo se pueden usar como aproximados, no como datos fidedignos. A continuación se mencionan algunos factores que afectan la exactitud:

- El ejemplo supone que el pozo abierto está en el manómetro. En realidad, puede estar por encima o por debajo del manómetro.
- El ejemplo supone un pozo vertical. Si el pozo estuviera muy desviado, la inclinación se debería tener en cuenta para determinar la altura vertical del influjo.

- Si el influjo fuera líquido, desplazaría al fluido del pozo barril por barril porque los líquidos son esencialmente incompresibles. Sin embargo, el gas es muy compresible y soluble hasta un punto, por lo tanto el aumento de la pileta no siempre reflejará con exactitud el volumen del golpe de presión..

PRESIONES MÁXIMAS

Es imposible calcular con exactitud la presión máxima en la superficie que se puede prever a partir un golpe de presión que se controló mal. La presión de circulación se regula al ajustar el estrangulador. Si el influjo es mayormente gas y se permite que migre a la superficie sin expandirse, entonces la presión en la superficie podría ser entre la mitad y los dos tercios de la presión de la formación que produjo el gas. La solubilidad del fluido del golpe de presión y la temperatura probablemente reducirían el volumen del influjo y, por lo tanto, la presión. La composición del golpe de presión, la solubilidad y el tamaño exacto del golpe de presión nunca se conocen a la perfección. En algunos casos, el método usado para controlar el golpe de presión reduce la presión que se ejerce en un pozo.

Se pueden hacer algunas afirmaciones generales que son pertinentes a la presión máxima que se prevé:

- La presión de la tubería de revestimiento aumenta con la magnitud y el tamaño del golpe de presión.
- La presión de la formación y de la circulación aumenta con la profundidad del pozo.
- El aumento en la densidad del fluido causa el aumento de la presión de circulación
- La presión estática de la tubería de revestimiento es mínima con agua salada y máxima con el golpe de presión de gas a alta presión.
- El método para ahogar el pozo afecta la presión superficial. El aumento de la densidad del fluido antes de la circulación puede ayudar a minimizar la presión de la superficie.
- La migración de gas mientras un pozo está cerrado puede ocasionar que aumenten las presiones superficiales para aproximarse a la presión de la formación.

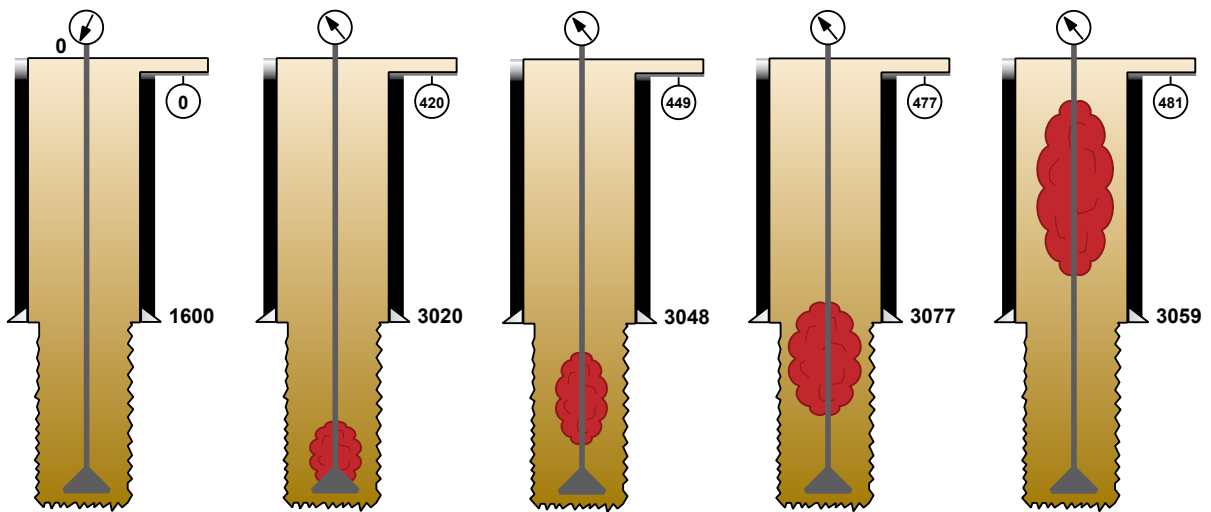
EFFECTOS DE LA POSICIÓN DEL GOLPE DE PRESIÓN

Una gran inquietud en todas las operaciones de control del pozo es la posibilidad de la pérdida de circulación. Como se indicó anteriormente, la presión en cualquier punto débil del pozo es igual a la presión hidrostática arriba de ese punto más la presión de la tubería de revestimiento en la superficie. Por lo general, se supone que el punto más débil es la formación directamente debajo del asiento de la tubería de revestimiento. Si la presión del fondo del pozo permanece constante a medida que aumenta el golpe de presión del pozo, las presiones en el punto débil aumentarán solo si el gas alcanza el punto débil.

Cuando el golpe de presión ingresa a la tubería de revestimiento, la presión hidrostática del punto débil disminuye, siempre que el influjo sea menos denso que el fluido de trabajo del pozo. La presión del punto débil no aumentará más si el gas circula hacia la superficie y fuera del pozo.

Estas afirmaciones, por lo general, son verdaderas aunque la presión de la tubería de revestimiento puede continuar ascendiendo hasta que el gas alcance la superficie. Es la presión total contra el punto débil, no solo la presión que se observa en la superficie, la que causa la falla en la formación. Después de que el golpe de presión se bombea hacia arriba de la tubería de revestimiento, el peligro de pérdida de circulación se reduce porque la presión en la zapata de la tubería de revestimiento se estabiliza o reduce. Se puede decir que *si la presión del fondo del pozo permanece constante, la presión en el punto débil no aumentará más después de que el golpe de presión alcance el punto débil, incluso si la presión de la superficie sigue aumentando.*

Figura 5.6. Efectos de la posición del golpe de presión.



MÚLTIPLES GOLPES DE PRESIÓN

Sería excelente poder circular un golpe de presión completamente del pozo en una circulación, pero en muchos casos no es posible. Varias circulaciones se requieren con frecuencia debido al desplazamiento ineficaz y porque el influjo se puede alargar a lo largo del espacio anular.

En teoría, si la presión del fondo del pozo se mantiene constante durante la circulación, ningún otro influjo podrá ingresar al pozo. En realidad, no es inusual que se produzca un segundo o incluso un tercer golpe de presión. Las causas principales de los golpes de presión secundarios son las siguientes::

- procedimientos indebidos para arrancar la bomba después de un cierre inicial;
- dificultad al mezclar el fluido de ahogo por el sistema en una circulación;
- presión de circulación indebida;
- no mantener la velocidad de la bomba;
- dificultad para controlar la presión de circulación a medida que el golpe de presión evacúa el pozo;
- responder incorrectamente a problemas como derrumbes, taponamiento de boquillas, etc.

Después de circular un golpe de presión, la bomba debería apagarse y se debería cerrar el pozo. Si se observa presión en el manómetro de la tubería de revestimiento, es un indicio de que todavía queda fluido de formación en el espacio anular y el pozo se debería circular hasta que todo el influjo se bombee del pozo.

RESUMEN

Cuando se cierra un pozo ante un golpe de presión, la presión del fondo del pozo es igual a la presión de formación. Por ende, se ponen en práctica los métodos de control de pozo convencionales para eliminar el influjo y volver a las operaciones normales mientras se mantiene la presión del fondo del pozo constante en el valor de cierre.

La naturaleza del gas, su compresibilidad, solubilidad y su relativa baja densidad en comparación con el líquido hace que los golpes de presión de gas a alta presión sean peligrosas y difíciles de controlar. Los golpes de presión de gas a alta presión presentan riesgo de incendio y explosión, y algunos gases de formación son altamente tóxicos. Debido a que la mayoría de los golpes de presión contienen algunos gases de formación, se debería suponer que todos los golpes de presión son gases, a menos que se demuestre lo contrario.

Preguntas de repaso

1. Con la ley de gases de Boyle, resuelva el siguiente problema.

Un golpe de presión de gas a alta presión de 12 barriles se produce en el fondo de un pozo a una profundidad de 15.900 pies. Si el pozo permanece abierto y se permite que el gas migre hacia la superficie (presión atmosférica: 15 psi), ¿cuál sería el volumen del gas cuando alcance la superficie? El peso del lodo en el pozo es de 13,6 ppg y la presión de formación se estima que es de 11.640 psi.

2. ¿Es posible que el gas ingrese al pozo en forma líquida? ¿Qué ocasiona esto?
3. Se cierra un pozo con un golpe de presión de gas a alta presión en el fondo. Existe equipo flotante (o no flotante) conectado en la sarta. La SIDPP es de 420 psi y la SICP es de 640 psi. Mientras espera las órdenes de la oficina, el gas comienza a migrar. ¿Qué manómetro cambiaría debido al gas que se eleva?
 - a. Presión estática de la tubería de perforación.
 - b. Presión estática de la tubería de revestimiento.
 - c. Ambos manómetros.
4. ¿Cuál es la altura estimada de un golpe de presión de 15 barriles que se produce en el arreglo de fondo de un pozo vertical? La capacidad anular es de 0,05027 bbl/ft.
5. El gas del fondo del pozo puede migrar hacia la superficie incluso si los preventores de reventones están cerrados. ¿Qué hace que el gas se eleve?

6. Con los siguientes datos, ¿cuál es la densidad estimada de un golpe de presión de 25 barriles que se produce en un pozo vertical?

Datos:

MW = 12,7 ppg

SIDP = 360 psi

SIDP = 790 psi

Capacidad anular = 0,029 bbl/ft

7. En la pregunta 6 anterior, ¿qué clase de golpe de presión (gas, aceite, agua) a alta presión ingresó al pozo?
8. ¿Cuál es el efecto en la presión del fondo del pozo si, a medida que migra la inyección de gas a alta presión, el lodo se purga del estrangulador para que la presión de la tubería de revestimiento se mantenga constante?
9. Las empresas toman precauciones especiales cuando perforan zonas gasíferas con fluidos de perforación a base de aceite. ¿Por qué?
10. ¿Cuál es la relación entre el ácido sulfhídrico (H_2S) y el dióxido de azufre (SO_2)?

MÉTODOS COMUNES PARA LA PRESIÓN DE FONDO DE POZO



AL FINALIZAR ESTE CAPÍTULO, EL ALUMNO DEBE SER CAPAZ DE:

- Identificar y analizar las características y aplicaciones del método del perforador.
- Identificar y analizar las características y aplicaciones del método de esperar y pesar.
- Comparar los métodos del perforador y de esperar y pesar.
- Explicar los procedimientos de arranque en circulación.
- Explicar los ajustes del estrangulador y el tiempo de ascenso (demora).
- Analizar las características y la aplicación del método volumétrico.
- Analizar las características y la aplicación del método de lubricación y purga.
- Realizar cálculos usando la hoja de fórmulas de WCS:
 - Presión de circulación inicial (ICP, por sus siglas en inglés)
 - Presión de circulación final (FCP, por sus siglas en inglés)
 - Peso del lodo de ahogo
 - Finalización de la hoja de ahogo de WCS con el método de esperar y pesar
- Completar la hoja de ahogo del método de esperar y pesar.
- Aplicar la fórmula del peso del lodo de ahogo.
- Realizar el procedimiento de arranque adecuado.
- Mantener la presión de fondo de pozo utilizando el cuadro de presión desde la presión de circulación inicial (ICP) hasta la presión de circulación final (FCP).
- Mantener la FCP desde la barrena hasta la superficie.

La prevención de reventones consiste en tres pasos básicos: la detección, el cierre y las medidas que se toman para restablecer y mantener el control del pozo. Una vez que un pozo se ha cerrado con éxito y se ha detenido el flujo de fluidos de la formación hacia el pozo, se analiza la situación y se toman medidas para restablecer el control del pozo.

Es probable que los manómetros tarden varios minutos en estabilizarse después de que se cierran los preventores de reventones. Durante ese tiempo, todas las válvulas y conexiones en el equipo del cabezal de pozo, desde el conjunto de preventores de reventones hasta el estrangulador, deben verificarse para detectar fugas. Cualquier fuga en el sistema no solo causará falsas lecturas en los manómetros, sino que son intrínsecamente peligrosas. La mayoría de los equipos de perforación hoy en día cuentan con estranguladores hidráulicos remotos y los medidores en el panel del estrangulador son los que se usan para tomar resoluciones.

EVALUACIÓN DE RIESGOS Y PLANIFICACIÓN DEL AHOGO

Algunas de las preguntas que los supervisores deben abordar después del cierre son:

- • ¿Cuál es el tamaño (volumen) del influjo? Esto se puede estimar determinando el aumento del volumen de lodo en la superficie entre el momento en que se detectó el golpe de presión y el tiempo en el que el flujo se detuvo. La información del volumen del golpe

de presión puede usarse de varias maneras, aunque siempre es una estimación porque no se conoce con exactitud el tamaño real del pozo ni la solubilidad del golpe de presión.

- ¿Qué otros riesgos podrían obstaculizar una operación exitosa y es necesaria la ayuda de expertos en el tema? Es importante que la cuadrilla del equipo de perforación sepa exactamente qué hacer; el plan debe comunicarse claramente a todo el personal.
- ¿Qué tan confiables son las lecturas de manómetro? Es posible que algo de presión haya quedado atrapada durante el procedimiento de cierre. Si la sarta de perforación tiene un flotador (válvula de retención) instalado, ¿fue atrapada la presión con la bomba cuando el flotador se abrió por la fuerza? Si se sospecha que hay presión atrapada, algún líquido tendrá que purgarse por el estrangulador, arriesgando flujo adicional en el pozo. La presión atrapada aumenta la presión en todas las partes del pozo. Si se sospecha que hay presión atrapada, el perforador debe hacer que la cuadrilla alinee el colector múltiple de estrangulamiento y se prepare para purgar la presión a través del estrangulador ajustable manual. Se debe purgar un máximo de un barril. Si no hay ningún flotador de sarta de perforación (o un flotador transferido) y si la presión de cierre de la tubería de perforación (SIDPP) no se reduce, no hubo presión atrapada.
- ¿Se mantienen siempre constantes la presión de cierre (estática) de la tubería de perforación y la presión de cierre (estática) en la tubería de revestimiento? Muchos operadores registrarán las presiones de cierre cada minuto a medida que el pozo entre en equilibrio con el fin de establecer una tendencia de estabilización a medida que aumentan las presiones. Si la presión en la tubería de revestimiento se estabiliza después de un tiempo razonable, se supone que las presiones son correctas. Si la presión en la tubería de revestimiento continúa aumentando lentamente esto puede ser una señal de que el gas esté migrando hacia la superficie. Si la presión de cierre continúa aumentando (migración de gas), avísele al supervisor y prepárese para alinear las opciones para volver a purgar. Si no hay flotador en la sarta de perforación, el supervisor debe darle instrucciones al perforador para que vuelva a purgar periódicamente la presión de cierre de la tubería de perforación a su valor inicial de cierre. Esto mantendrá una presión de fondo de pozo (BHP) constante a medida que el gas migra.
- ¿Existe la posibilidad de pérdida de retorno? Tan pronto se hayan determinado presiones estáticas precisas, la presión de cierre en la tubería de revestimiento debe compararse con la presión anular máxima permitida en superficie (MAASP) predeterminada. Los planes para recuperar el control del pozo no solo considerarán la eliminación del influjo y el ahogo del pozo si es necesario, sino también la prevención de un reventón subterráneo. Una vez que se garantiza la seguridad de la cuadrilla y del equipo de perforación, se hace todo lo posible para evitar un reventón debajo de la superficie.
- Siempre es posible que el BOP cerrado produzca filtraciones, lo que significa que hay influjo adicional entrando al pozo. Para prepararse para esta posibilidad, el tanque de viaje debe estar alineado para medir la velocidad de fuga y otro BOP cerrado en caso de que se produzca uno.

Solo después de que se hayan respondido a estas preguntas (y tal vez muchas otras), se pueden tomar medidas apropiadas y elaborar un plan de ahogo. No es posible abordar todos los detalles específicos para ahogar un pozo en este texto porque cada pozo es único y las prioridades difieren de un pozo a otro. Capítulos posteriores tratan circunstancias y problemas especiales.

Las explicaciones y ejemplos de este capítulo asumen tres cosas: 1) el pozo de ejemplo es casi vertical, 2) el influjo y la sarta de trabajo está cerca del fondo y 3) el golpe de presión está compuesto mayormente por gas. El objetivo del análisis es presentar la metodología básica utilizada para controlar un golpe de presión en un pozo utilizando un estrangulador ajustable para controlar la presión de fondo de pozo. El capítulo está dividido en dos secciones: métodos con circulación y métodos sin circulación. En estos métodos, la presión de fondo de pozo se controla a un valor igual o ligeramente mayor que la presión de formación desde el momento en que el pozo se cierra hasta que el pozo se ahoga o es controlado de otra manera. Otros métodos que se utilizan más comúnmente en las operaciones de reparación se abordan en el capítulo 10, Terminación y reparación.

A menudo, una empresa operadora y otra de perforación contratada tienen protocolos diferentes para resolver incidentes de control de pozos que afectarían la planificación de las operaciones de ahogo. Antes de que la construcción del pozo incluso haya comenzado, siempre debe haber un “documento de enlace” que cubra los temas específicos para los cuales haya diferencias en los procedimientos estándares entre las dos partes y que especifique cómo se manejarán las diferencias. Siempre debe haber una copia de este documento en el sitio de perforación.

MÉTODOS CON CIRCULACIÓN

Cuando un pozo se cierra en un golpe de presión, se equilibra gracias a los preventores de reventones cerrados. La fuerza total ejercida sobre el fondo del pozo, la presión de fondo de pozo (BHP), es igual a la presión de la formación (FP). Dado que un pozo cerrado está equilibrado (balanceado), la presión de cierre de la tubería de perforación y la presión de cierre en la tubería de revestimiento (SICP) representan cada una la presión de fondo de pozo en sus respectivos lados del tubo en U. Los métodos convencionales de control de pozos se basan en esta idea.

Se utilizan comúnmente dos métodos con circulación en las operaciones de control de pozos. Los objetivos de ambos métodos son los mismos: retirar sin riesgo el fluido del golpe de presión del pozo sin dejar que se produzca otro influjo y aumentar la densidad del fluido en el pozo si es conveniente, de modo que se puedan reanudar las operaciones normales. Estos métodos son:

- El método del perforador
- El método de esperar y pesar (método del ingeniero)

La decisión sobre cuál de estos métodos debe utilizarse depende de la situación concreta. Los métodos tienen varios aspectos en común. Las técnicas comunes a ambos métodos se analizan en la siguiente sección.

ARRANQUE

En el método del perforador y el método de esperar y pesar, la circulación es convencional, es decir, bombear hacia abajo la sarta de trabajo y tomar los retornos por el espacio anular. Si se supone que la sarta de trabajo está llena de un fluido de densidad conocida, entonces la presión de cierre de la tubería de perforación (SIDPP) más la presión hidrostática dentro de la sarta de trabajo equivaldrían a la presión de la formación. Por lo tanto, si el pozo pudiera ser circulado mientras se mantiene la presión de cierre de la tubería de perforación a un valor constante, la presión de fondo de pozo también permanecería constante. Cuando la bomba arranca, la presión de circulación aumentará a medida que se incrementa la velocidad de bombeo, de modo que mantener la SIDPP en su valor de cierre es imposible mientras la velocidad de bombeo esté cambiando. Si se conoce la fricción a una determinada velocidad de bombeo,

esa fricción más la SIDPP equivaldría a la presión de circulación necesaria para mantener la presión de fondo de pozo constante a esa velocidad de bombeo. Una vez que se alcanza la velocidad de bombeo seleccionada, la presión de circulación resultante se denomina presión de circulación inicial (ICP, por sus siglas en inglés).

La mayoría de los perforadores tienen instrucciones de verificar y registrar la presión de circulación a varias velocidades.

- A varias velocidades de bombeo reducidas al comienzo de cada desplazamiento;
- Después de 500 pies de la nueva formación;
- Cada vez que cambie el peso del lodo;
- Un cambio en el conjunto de fondo de pozo (BHA);
- Siempre que se cambien o reparen las bombas..

No existe una regla fija para elegir esta “velocidad de circulación lenta” (SCR, por sus siglas en inglés). Muchos contratistas usan la mitad o menos de la velocidad normal de operación. Las velocidades lentas arbitrarias se eligen de acuerdo con las bombas utilizadas y los medios de control de la velocidad de la bomba, por ejemplo, sistemas rectificadores de silicio en lugar de los compuestos mecánicos.

Las velocidades lentas se eligen por varias razones. Se consideran las presiones de los pozos, el estado de la bomba, el tiempo de reacción del estrangulador, la capacidad de mezcla del lodo del equipo de perforación y el límite de rendimiento en volumen del separador de lodo/gas. Dado que la presión de la velocidad de circulación lenta (SCR) es simplemente la presión de circulación a una velocidad de bombeo seleccionada, cualquier cosa que cambie la fricción, por ejemplo un cambio en la densidad del fluido, induce al perforador a que compruebe y registre las presiones SCR actualizadas de cada bomba. También hay momentos durante los cuales se deben evitar las mediciones de la SCR, por ejemplo cuando hay múltiples pesos de lodo en el pozo, inmediatamente después de un viaje, o en otros momentos extensos sin circulación.

Es poco probable que se observe el mismo valor en dos manómetros diferentes de un equipo de perforación. Si el equipo de perforación tiene un estrangulador hidráulico remoto, se debe registrar la presión SCR desde el manómetro en el panel del estrangulador ya que el estrangulador se utilizará para controlar el pozo durante una operación de control del pozo. También es conveniente observar la presión en el manómetro de la tubería de subida del perforador como referencia y respaldo por si falla un manómetro. Si se dispone de una presión SCR reciente, se puede determinar la ICP añadiendo la presión SCR seleccionada a la SIDPP ($ICP = SCR_{psi} + SIDPP$). Tanto el método del perforador como los métodos de esperar y pesar siguen estos procedimientos para estimar la ICP.

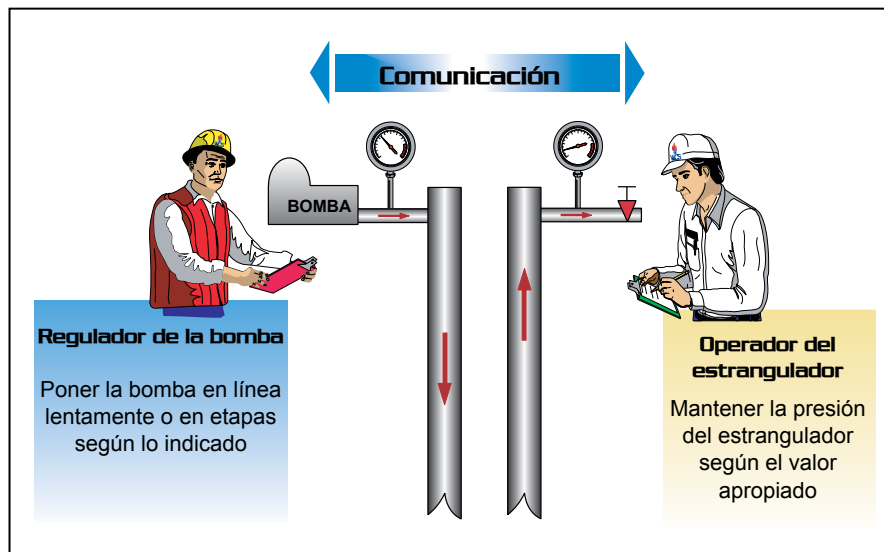
$$\text{Presión de circulación inicial (ICP)}_{psi} = \text{velocidad de circulación lenta (SCR)}_{psi} + \text{presión de cierre de la tubería de perforación (SIDPP)}_{psi}$$

La presión en la tubería de revestimiento puede utilizarse como guía mientras la bomba se pone en marcha y la velocidad (y por consiguiente, la presión de circulación) aumenta hasta alcanzar la SCR. En otras palabras, la presión en la tubería de revestimiento se mantiene constante con el estrangulador mientras la bomba alcanza la SCR. Esto es posible porque se ejerce muy poco de la presión de circulación observada sobre el espacio anular y habrá poca o ninguna expansión de gas hasta que el influjo se mueva más arriba en el pozo.

Es prácticamente imposible que el operador del estrangulador controle perfectamente la presión en la tubería de revestimiento durante la arranque. Si la bomba comienza antes de que el estrangulador esté abierto, puede ejercerse una presión excesiva sobre el pozo, provocando daños a la formación o incluso la pérdida de circulación. Por otra parte, si el estrangulador se abre antes de comenzar a bombear, puede fluir más fluido de formación al pozo. En la mayoría de los casos, sería mejor que se produzca un pequeño golpe de presión secundario que arriesgarse a perder retornos. A continuación se enumeran los pasos de una técnica típica de arranque de bomba.

1. El operador del estrangulador abre el estrangulador suavemente mientras observa la presión en la tubería de revestimiento.
2. Se le indica al operador de la bomba que comience a bombear lentamente.
3. A medida que aumenta la velocidad de bombeo, el operador del estrangulador ajusta el estrangulador para mantener la presión en la tubería de revestimiento cerca del valor de cierre original.
4. Una vez que la bomba esté a la velocidad de ahogo (velocidad de circulación lenta, SCR) y la presión en la tubería de revestimiento se ajuste a la presión de cierre original, el operador del estrangulador observa la presión de circulación, la cual debe dentro o cerca de la presión de circulación inicial calculada.

Figura 6.1.



A partir de ese momento, el operador del estrangulador controla el pozo verificando la presión de circulación, y el operador de la bomba se cerciora de que la velocidad de bombeo nunca cambie.

Si el equipo de perforación permite un control cuidadoso de las bombas, la velocidad de bombeo puede aumentar hasta alcanzar la SCR por etapas durante la arranque. En cada etapa, el operador de la bomba hace una pausa y espera a que el operador del estrangulador le indique cuándo continuar con la siguiente etapa. Sin embargo, en algunos equipos de perforación, la bomba puede en realidad estar inactiva dentro o cerca de la SCR. En este caso, el operador del estrangulador tendrá que realizar sus ajustes después de que la bomba esté en la velocidad correcta. Sin embargo, la comunicación y la coordinación entre el operador de la bomba y el operador del estrangulador son esenciales para un arranque suave y sin peligro.

Si una vez que se alcanza la SCR, la presión de circulación es ligeramente diferente de la ICP calculada, aunque la velocidad de bombeo y la presión en la tubería de revestimiento sean correctas, no es causa de alarma. Si la presión fuera ligeramente superior a lo esperado, la mejor opción sería aceptar el valor más alto. Sin embargo, si la presión real fuera ligeramente inferior a la presión calculada, la opción más segura sería mantener la ICP calculada. Cuando no se ha tomado la presión SCR, la circulación se inicia de la misma manera. La presión en la tubería de revestimiento se mantiene hasta que la bomba esté a la velocidad seleccionada. La presión SCR es igual a la presión de circulación inicial (ICP) menos la presión de cierre de la tubería de perforación ($SCR_{psi} = ICP - SIDPP$). Si hay una gran diferencia inexplicable entre la ICP calculada y la presión circulante real, la mejor medida sería detener el bombeo, cerrar el estrangulador y analizar la situación.

$$SCR_{psi} = ICP - SIDPP$$

AJUSTES DEL ESTRANGULADOR

Una vez que se haya establecido la ICP, se mantiene la presión de fondo de pozo manipulando el estrangulador ajustable, manteniendo la presión de circulación en el valor planificado. Al continuar la circulación, la presión en la tubería de revestimiento variará, ya que reacciona a la presión hidrostática cambiante en el espacio anular. Si hay golpes de presión de gas, la expansión del gas reducirá la presión hidrostática que, a su vez, dará lugar a incrementos en la presión en la tubería de revestimiento al aproximarse el gas a la superficie. Los cambios en la presión en la tubería de revestimiento serán menos dramáticos al controlar golpes de presión líquidos. Cuando el influjo se eleva en el pozo, la presión hidrostática anular cambiará debido a los cambios en los diversos diámetros anulares y dará lugar a un cambio en la presión en la tubería de revestimiento.

Dado que el pozo de cierre es un sistema cerrado, los cambios en la presión en la tubería de revestimiento también afectarán a la presión de circulación en el mismo grado, pero solo después de un retraso temporal. El manómetro de la tubería de revestimiento se encuentra cerca del estrangulador, por lo que cualquier cambio en el orificio del estrangulador se reflejará inmediatamente en el manómetro de la tubería de revestimiento. También se modificará la presión de circulación, pero solo después de que la onda de presión haya descendido por el espacio anular y ascienda por la sarta de trabajo. Este retraso en el tiempo de reacción del manómetro debe tenerse en cuenta al realizar los ajustes del estrangulador. La técnica adecuada es determinar el cambio requerido en el manómetro de circulación y luego ajustar el estrangulador de modo que la presión en la tubería de revestimiento cambie por

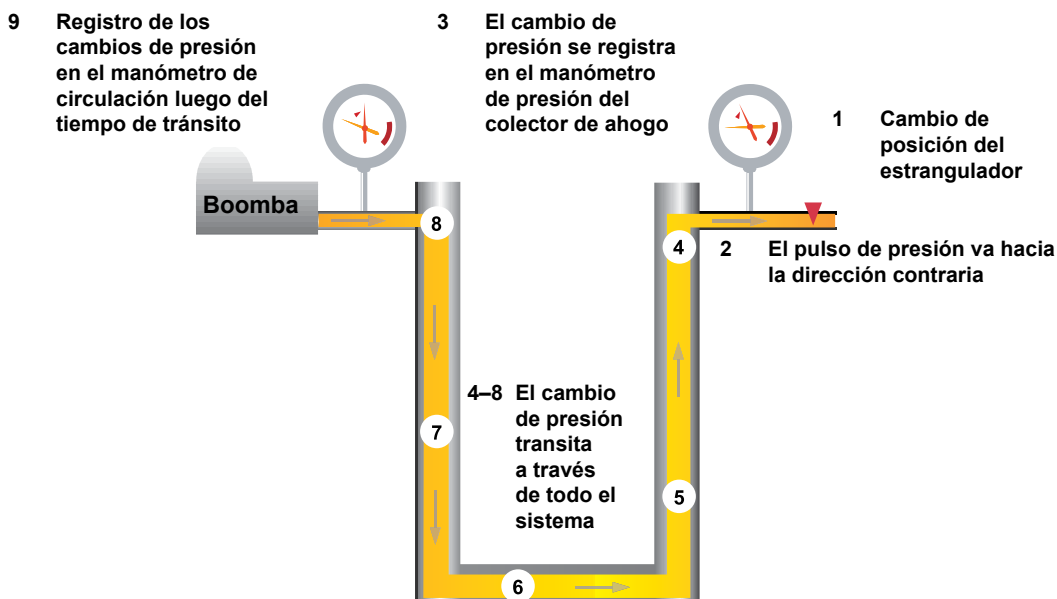
Figura 6.2.
Determinación del ajuste del estrangulador



el valor requerido. Después de un cierto retraso, la presión de circulación reflejará el cambio. Por ejemplo, si se determinara que la presión de circulación era 50 psi demasiado alta, el estrangulador se abriría para reducir la presión en la tubería de revestimiento en 50 psi. Después del retraso en el tiempo de tránsito, la presión de circulación se reduciría en las 50 psi deseadas. No hay forma de determinar con precisión el tiempo de ascenso, pero una regla general es asumir 2 segundos por cada 1000 pies de profundidad medida hasta que se establezca el tiempo real de retraso. Es importante recordar que la presión de fondo de pozo se controla verificando la presión de circulación con un estrangulador ajustable mientras se bombea a una velocidad constante.

A medida que el influjo se acerca a la superficie y empieza a evacuarse a través del estrangulador, la presión en la tubería de revestimiento generalmente se volverá errática debido a la mezcla de fluidos que entran a través del estrangulador y a la presión hidrostática que cambia rápidamente en el pozo. En este caso, la presión de circulación también se vería afectada después del tiempo de ascenso normal, lo que posiblemente provocaría una disminución de la presión de fondo de pozo. Es conveniente mantener un registro escrito de la presión en la tubería de revestimiento como referencia. Después de que la presión en la tubería de revestimiento se ajusta al valor correcto y se da tiempo para que la presión se estabilice en todo el sistema, el control vuelve al manómetro de la presión de circulación. Cuando el líquido que sigue al golpe de presión atraviesa el estrangulador, la presión en la tubería de revestimiento puede aumentar. Una vez más, la presión en la tubería de revestimiento se ajusta a su último valor registrado hasta que las presiones se estabilicen y se pueda restablecer la presión de circulación correcta.

Figura 6.3. Ajuste del estrangulador



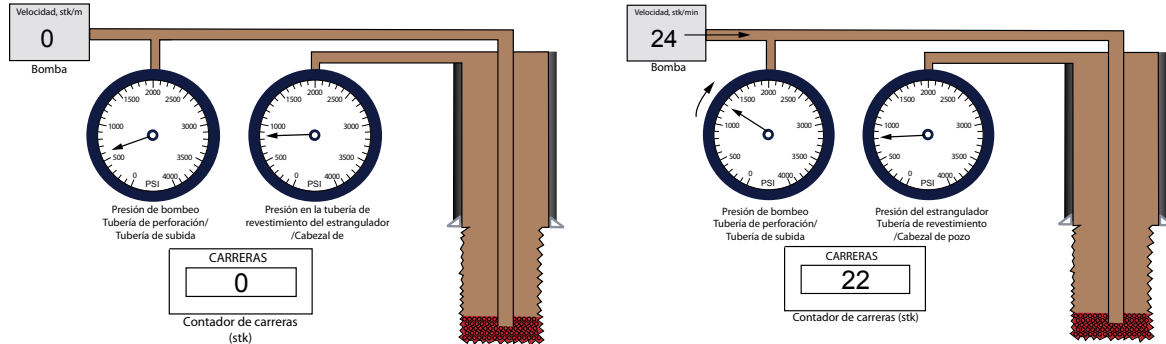
EL MÉTODO DEL PERFORADOR

El método del perforador requiere un mínimo de dos circulaciones completas para ahogar un pozo en condiciones de bajo balance. En la primera circulación, se bombea el influjo al exterior del pozo y en la segunda circulación se incrementa la densidad del fluido de trabajo para ahogar el pozo. Después de que el pozo haya sido revisado para asegurarse de que ha sido ahogado (o está bajo control), pueden reanudarse las operaciones normales del equipo de perforación.

LA PRIMERA CIRCULACIÓN

Se lleva la bomba a la velocidad de la velocidad de ahogo manteniendo la presión constante en la tubería de revestimiento en su valor de cierre ajustando el estrangulador. Cuando la bomba esté funcionando a la velocidad correcta y se haya ajustado la presión en la tubería de revestimiento con el estrangulador en su valor correcto, el control se desplaza al manómetro de la presión de circulación. La presión de circulación en este momento es la presión de circulación inicial (ICP). La ICP es la suma de la presión de cierre de la tubería de perforación (SIDPP) y la presión de fricción a esta velocidad de bombeo.

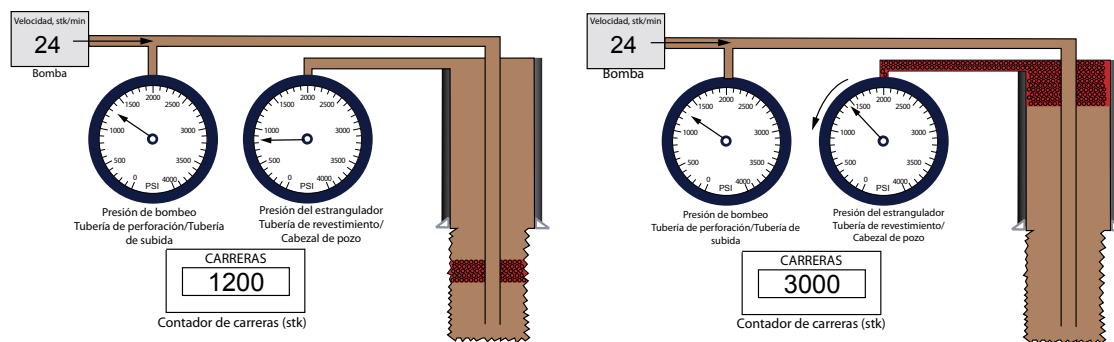
Figura 6.4



Mantener constante la presión en la tubería de revestimiento al poner la bomba en línea.

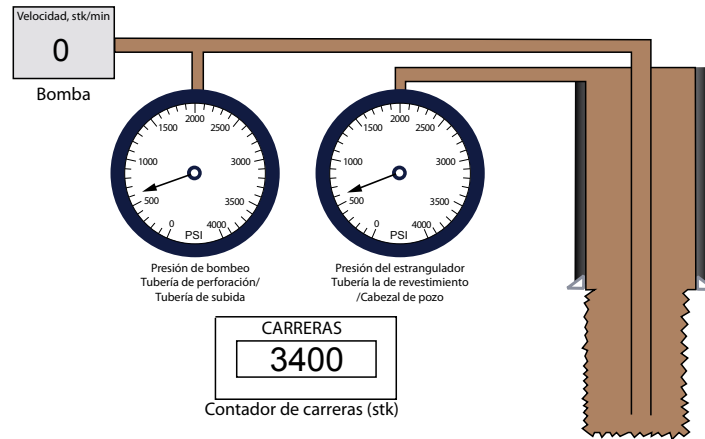
La presión de circulación se mantiene constante por los ajustes del estrangulador, y la velocidad de bombeo se mantiene constante hasta que el golpe de presión sea circulado hacia la superficie del pozo. Si el golpe de presión es gas, puede ser necesario ajustar la presión frecuentemente para mantener la presión de circulación adecuada. A medida que el gas se expande, desplaza fluido que hace que disminuya la presión hidrostática anular. Un aumento de la presión en la tubería de revestimiento compensa la reducción de la presión hidrostática. Si el influjo es mayormente líquido, se necesitarán menos ajustes.

Figura 6.5.



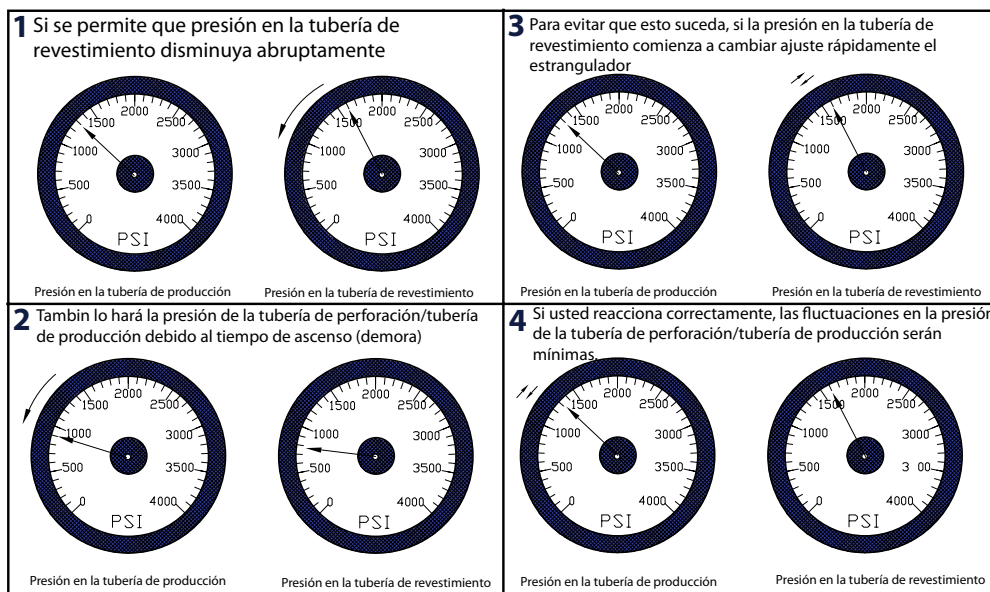
Si se hace necesario hacer una pausa o detener la operación por algún motivo, el procedimiento de arranque se invierte. El operador del estrangulador mantiene la presión en la tubería de revestimiento al valor actual mientras que el operador de la bomba reduce lentamente la velocidad de bombeo. Una vez que la bomba ha sido desconectada, el operador del estrangulador cierra el estrangulador, teniendo cuidado de no atrapar el exceso de presión de bombeo en el sistema. Si no se ha atrapado ningún exceso de presión de bombeo, las presiones estáticas resultantes reflejarán las condiciones del pozo.

Figura 6.6.



Se debe tener cuidado cuando se cierra después de la primera circulación porque un pozo en bajo balance no estaría ahogado aunque el influjo haya sido circulado hacia afuera del pozo. Si se permite que la presión en la tubería de revestimiento caiga por debajo de la SIDPP original, otro influjo podría ingresar al pozo. Si se ha eliminado todo el influjo, la presión hidrostática en el espacio anular debe ser igual a la presión hidrostática en la sarta de perforación, por lo que ambas presiones estáticas deben tener aproximadamente los mismos valores, es decir, acercarse al SIDPP original. Si las presiones no son casi iguales, otro influjo pudo haber entrado al pozo y está migrando hacia la superficie. De ser este el caso, debe hacerse una circulación adicional del pozo, manteniendo la presión de circulación (CP, por sus siglas en inglés) constante a medida que las bombas se aceleran y manteniendo la presión diferencial (DP, por sus siglas en inglés) constante después de que las bombas se hayan acelerado.

Figura 6.7.

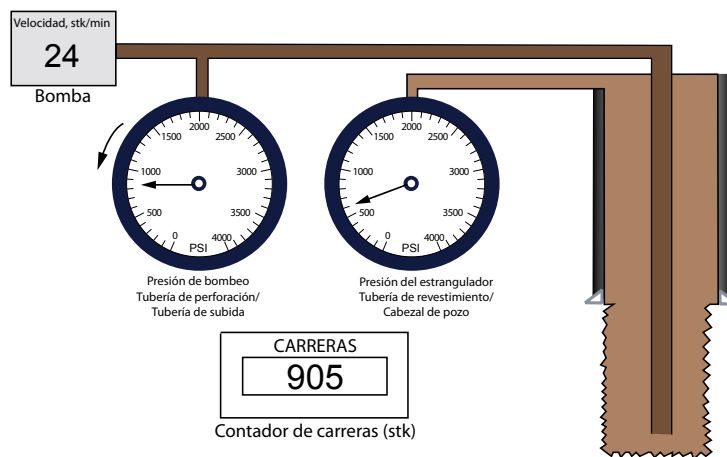


LA SEGUNDA CIRCULACIÓN

La densidad del fluido en las piletas activas debe incrementarse antes de que comience la segunda circulación. La densidad del fluido de ahogo se determina calculando la densidad equivalente de la presión de cierre de la tubería de perforación (SIDPP) en la profundidad vertical verdadera (TVD). Luego se añade ese valor a la densidad de fluido original.

Una vez que se haya incrementado la densidad de fluido en las piletas, puede comenzar la segunda circulación. Los procedimientos de arranque para la primera y segunda circulación son idénticos. La bomba se lleva a la velocidad seleccionada manteniendo constante la presión en la tubería de revestimiento en su valor estático ajustando el estrangulador. Si no ha entrado ningún influjo adicional al pozo, la presión en la tubería de revestimiento representa el grado original de bajo balance, la SIDPP.

Figura 6.8.

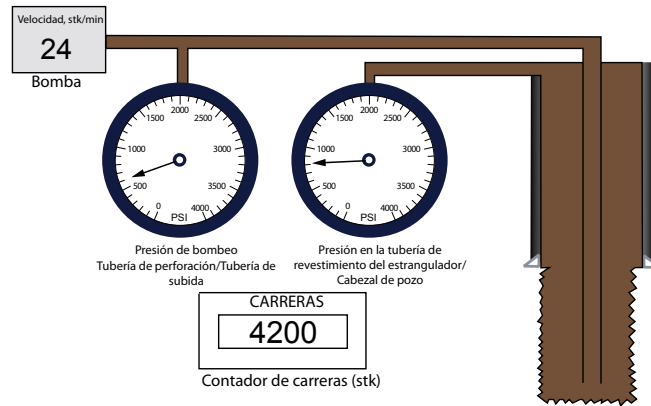


En teoría, la presión de fondo de pozo podría mantenerse constante conservando una presión constante en la tubería de revestimiento hasta que el fluido de ahogo llegue a la barrena o al fondo de la sarta. Esto es posible porque hay una columna de fluido con una densidad constante dentro del espacio anular. El influjo ha circulado hacia la superficie durante la primera circulación. Si la presión de fondo de pozo se mantiene constante, la presión de circulación disminuirá a medida que se bombea el fluido de ahogo, debido a que la presión hidrostática en la sarta de perforación aumenta debido al fluido de ahogo. (El fluido más pesado está ahogando al pozo del lado de la tubería de perforación del tubo en U). Cuando el fluido de ahogo llega al final de la sarta y empieza a subir por el espacio anular, la presión de circulación estará al valor de la presión de circulación final (FCP). A partir de este punto, la FCP se mantiene en el manómetro de circulación hasta que el fluido de ahogo retorne a la superficie. A medida que el fluido de ahogo se bombea hacia arriba por el espacio anular, la presión en la tubería de revestimiento disminuirá, reflejando la creciente presión hidrostática en el espacio anular.

Otra forma de mantener una presión de fondo de pozo constante cuando el fluido de ahogo llena la sarta de perforación es preparar y seguir un programa de presión de circulación. A veces es difícil determinar con precisión si todo el influjo ha circulado hacia la superficie del espacio anular en la primera circulación o no. Se puede emplear un programa de presión de circulación para predecir las presiones de circulación correctas en varios puntos mientras se bombea el fluido de ahogo por la sarta, compensando cualquier gas que permanezca en el espacio anular. El programa elimina las conjeturas y brinda un medio simple de documentación. Esto sucede especialmente en los pozos con secciones

grandes de agujero descubierto. El programa traza presiones de circulación contra el volumen de fluido bombeado. El operador del estrangulador realiza ajustes de acuerdo con el programa hasta que el fluido de ahogo está en el fondo de la sarta y se alcance la FCP. Más adelante, este capítulo describirá detalladamente un programa de presión de circulación (método de esperar y pesar).

Figura 6.9.



FLUIDO DE AHOGO EN LA SUPERFICIE

Una vez que el fluido de ahogo retorna a la superficie, se puede cerrar el pozo y revisar las presiones. La SIDPP y la SICP deben estar en cero si el pozo está muerto. Si después de un plazo adecuado las presiones permanecen en cero, el estrangulador puede ser abierto cuidadosamente para verificar el flujo proveniente del espacio anular. Si las presiones no están en cero, o si se detecta flujo, el problema puede ser que el fluido pesado no sea constante en todo el pozo, puede haber otro golpe de presión en el pozo o se usó un líquido de ahogo incorrecto. En cualquier caso, la mejor medida sería bombear otra circulación completa mientras se mantienen constantes la velocidad de bombeo y la presión de circulación. El peso del lodo debe verificarse con frecuencia y ajustarse según sea necesario. Si el pozo está muerto y los BOP deben abrirse, tenga en cuenta que la presión puede quedar atrapada en el conjunto de BOP.

RESUMEN DEL MÉTODO DEL PERFORADOR

1. El pozo donde se produjo el golpe de presión está cerrado. Se registran la SIDPP, la SICP y la ganancia en las piletas de lodo (volumen del golpe de presión)..
2. Comience a circular manteniendo una presión en la tubería de revestimiento constante ajustando el estrangulador, mientras que la bomba llega a la velocidad de ahogo (SCR).
3. Cuando la velocidad de bombeo esté a la velocidad de ahogo, la presión de circulación se registra y mantiene constante ajustando el estrangulador hasta que el influjo sea circulado hasta la superficie del pozo.
4. Después de que el influjo haya circulado hacia la superficie, el pozo se cierra. Se aumenta la densidad del fluido (si es necesario) y se prepara un programa de presión de circulación.
5. La circulación se inicia de nuevo siguiendo los mismos procedimientos de arranque que en el paso 2 anterior. El estrangulador se ajusta según sea necesario para seguir el programa de presión de circulación hasta que el fluido de ahogo alcance la barrena

6. Cuando la sarta de perforación está llena de fluido de ahogo, la presión de circulación final se mantiene en el manómetro de circulación hasta que el espacio anular sea desplazado con el fluido de ahogo.

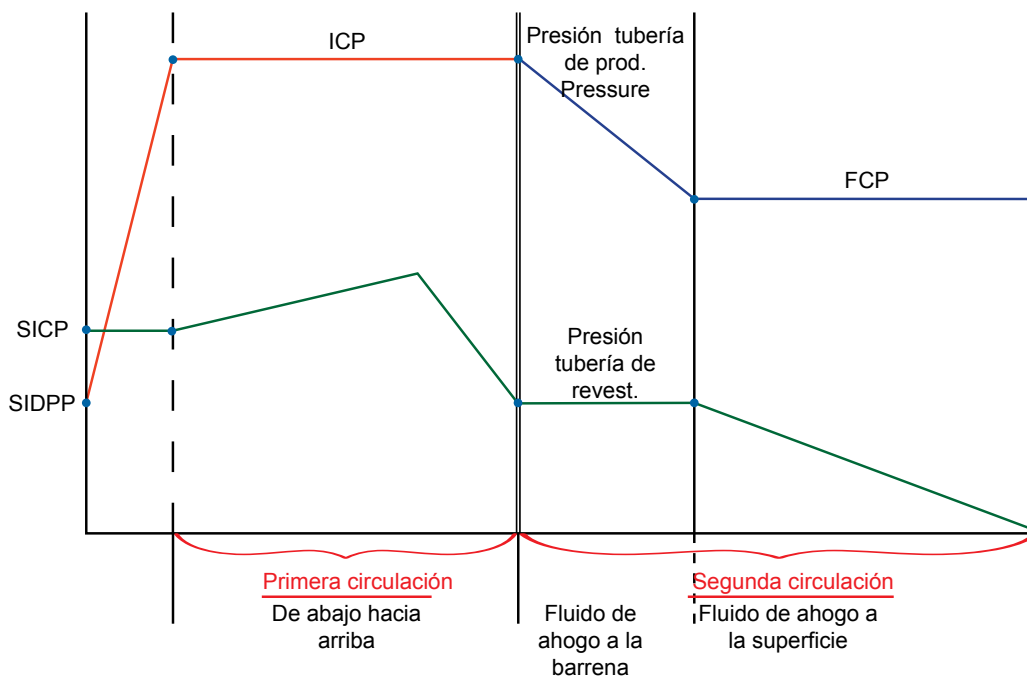
CARACTERÍSTICAS DEL MÉTODO DEL PERFORADOR

- Requiere de, al menos, dos circulaciones para ahogar pozos de bajo balance.
- No hay tiempo de espera. La circulación puede comenzar una vez que las presiones de cierre se hayan estabilizado.
- No se requiere material densificante en el lugar para la primera circulación.
- Se necesitan pocos cálculos para comenzar la operación.
- Puede resultar en una mayor presión superficial impuesta sobre el pozo que otros métodos circulares.

APLICACIONES DEL MÉTODO DEL PERFORADOR

- Eliminación de los fluidos de formación que se han suaveado hacia dentro de un pozo durante los viajes
- En las zonas donde tubería atascada es un problema importante
- Pozos en los que no es posible o recomendable aumentar la densidad del fluido
- Ubicaciones remotas con mala logística
- Operaciones de perforación en condiciones de bajo balance
- Pozos horizontales o muy desviados
- Equipo limitado de mezcla de lodo o mano de obra limitada

Figura 6.10.
El método del perforador



EL MÉTODO DE ESPERAR Y PESAR

El método del perforador requiere al menos dos circulaciones completas del fluido del pozo para ahogar un pozo en bajo balance. La primera circulación elimina el influjo y la segunda circulación reemplaza al fluido original del pozo por uno de mayor densidad, el fluido de ahogo (lodo pesado). El método de esperar y pesar se desarrolló para lograr ambos objetivos en una sola circulación. El método tiene la ventaja adicional de que las presiones en el orificio del pozo y superficial son a veces más bajas que en otros métodos si se puede bombear el lodo de ahogo al interior del espacio anular antes de que el gas alcance un punto débil específico en el pozo. Como su nombre lo indica, se requiere un período de espera inicial porque la circulación no comienza hasta que se mezcla el lodo pesado y está listo para bombearlo al pozo.

Pocos cálculos son absolutamente necesarios como para ahogar un pozo usando el método del perforador porque durante cada circulación, uno de los lados del tubo en U siempre contiene una columna completa de fluido con una densidad conocida. En el método de esperar y pesar, el plan es ahogar el pozo en una circulación, por lo tanto, la tubería de perforación contendrá una mezcla del fluido de trabajo original y del fluido con densidad de ahogo tan pronto como comience la circulación. Al mismo tiempo, el espacio anular contendrá una mezcla de fluidos de formación y de fluido de trabajo original. Con el fin de mantener una presión de fondo de pozo constante mientras se bombea el fluido de ahogo hacia la sarta, se requieren algunos cálculos para preparar un programa de presión de circulación. Los cálculos mínimos necesarios para desarrollar el programa de bombeo son:

- *Densidad del fluido de ahogo (peso del lodo de ahogo):* la densidad del fluido que ejercerá suficiente presión hidrostática para equilibrar la formación de golpes de presión. Siempre redondee el peso del lodo de ahogo hacia arriba.

$$\text{Peso del lodo de ahog}_{\text{ppg}} = \text{SIDPP}_{\text{psi}} \div 0,052 \div \text{TVD}_{\text{ft}} + \text{Peso del lodo actual (CMW)}_{\text{ppg}}$$

- *Presión de circulación inicial (ICP):* la presión de circulación que se requiere para mantener la presión de fondo de pozo constante antes de que el fluido de ahogo entre en la sarta de perforación. Esta es la suma de la presión de circulación a una velocidad de bombeo lenta predeterminada (SCR) y la SIDPP.

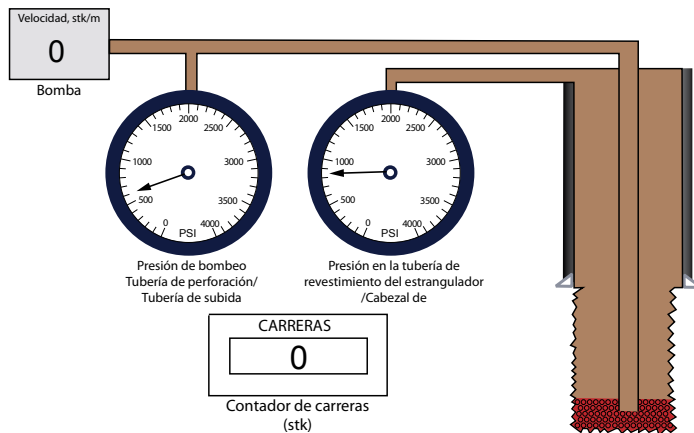
$$\text{Presión de circulación inicial (ICP)} = \text{Velocidad de circulación lenta (SCR)}_{\text{psi}} + \text{Presión de cierre de la tubería de perforación (SIDPP)}_{\text{psi}}$$

- *Presión de circulación final (FCP):* la presión de circulación que se requiere para mantener la presión de fondo de pozo constante una vez que la cadena esté llena de fluido de ahogo.

$$\text{Presión de Circulación Final (FCP)}_{\text{psi}} = \text{SCR} * \text{Peso del lodo de ahog}_{\text{ppg}} \div \text{CMW}_{\text{ppg}}$$

- *Volumen en la sarta de trabajo*: las carreras de la bomba o los barriles necesarios para desplazar la carrera

Es muy importante que se mida y registre el valor correcto de la presión de cierre en la tubería de revestimiento. Si la SIDPP registrada es demasiado baja, entonces el peso del lodo de ahogo calculado no equilibrará la presión de poros de la formación; si el peso del lodo de ahogo registrado es demasiado alto, tal vez sea posible fracturar la zapata de la tubería de revestimiento cuando el golpe de presión circule hasta la superficie del pozo. Estos son los mismos cálculos que se recomiendan para la segunda circulación del método del perforador. A menudo, se utiliza una ayuda laboral, llamada Hoja de ahogo, para organizar los cálculos y la preparación de un programa de presión de circulación. Una vez que el fluido de ahogo se mezcla y se desarrolla el programa de presión de circulación, puede comenzar la operación de ahogo. Las técnicas de arranque de la bomba, los ajustes del estrangulador, etc. son los mismos que la segunda circulación del método del perforador. Las figuras en la página siguiente ilustran el ahogo de un pozo usando el método de esperar y pesar.



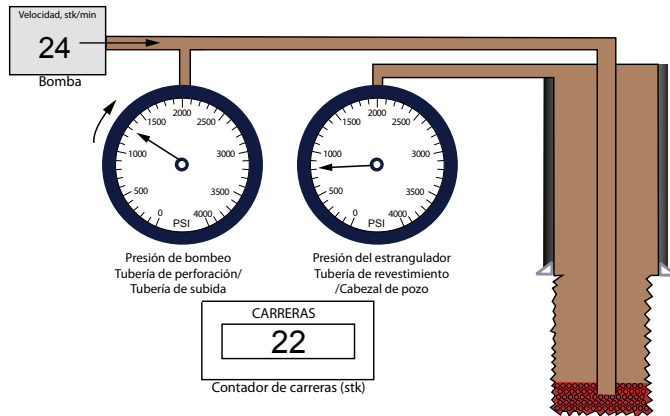
Mantener constante la presión en la tubería de revestimiento al poner la bomba en línea.

Cuadro de presión

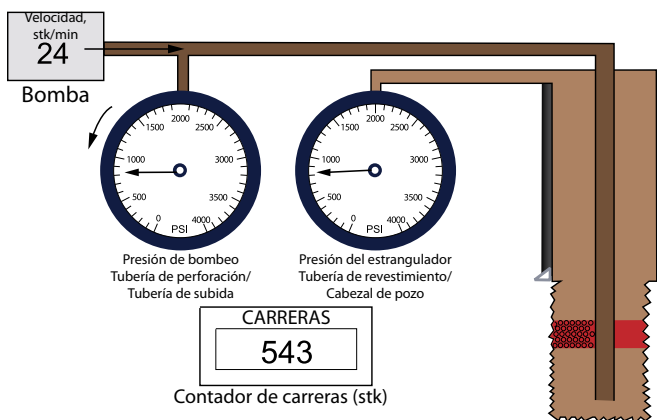
Carreras o volumen	Volumen Presión técnica de la tubería de perforación	Presión real de la tubería de perforación	Presión de la tubería de revestimiento	Desviación del volumen de la piletta
0	ICP 1.290			
90	1.245			
181	1.200			
90	1.155			
272	1.110			
362	1.065			
452	1.020			
543	975			
633	930			
814	885			
BIT 905	FCP 832			
905 ÷ 10 = 90 Carrs. de supl. a barr. 1.290 - 832 ÷ 10 = 45 Presión inic. de circ. Presión fin. de circ. PSI por paso				

1. El pozo donde se produjo un golpe de presión está cerrado. Se registran la SIDPP estabilizada, la SICP y la información del volumen del golpe de presión.

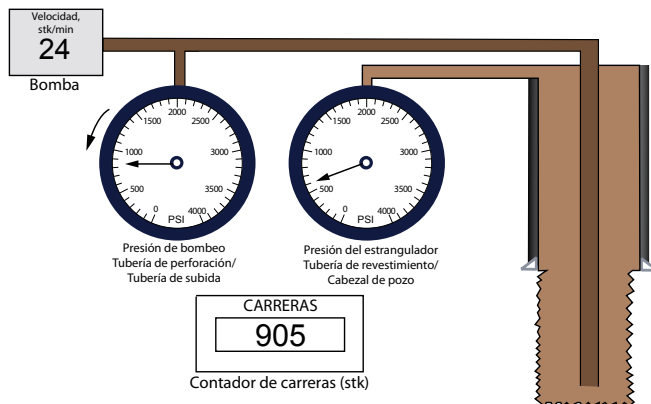
2. Programa de bombeo. Se determina la densidad del fluido de ahogo y se incrementa la densidad de fluido en las piletas hasta el valor de fluido de ahogo calculado y se prepara un programa de presión.



- La bomba se lleva a la velocidad de ahogo mientras que mantiene la presión en la tubería de revestimiento en su valor estático ajustando el estrangulador.

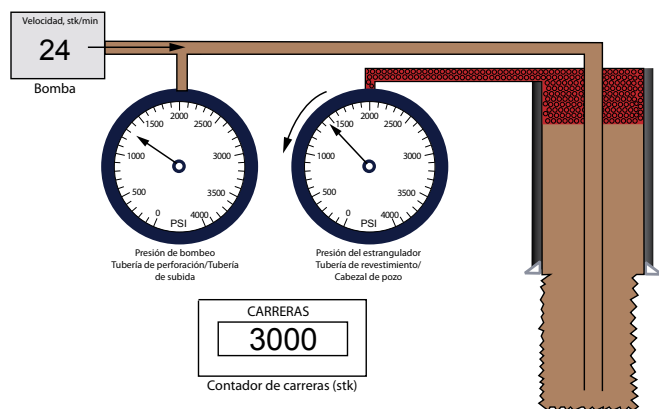


- Una vez que la bomba esté en la velocidad de ahogo, la presión de circulación se controla ajustando el estrangulador según el programa preparado.

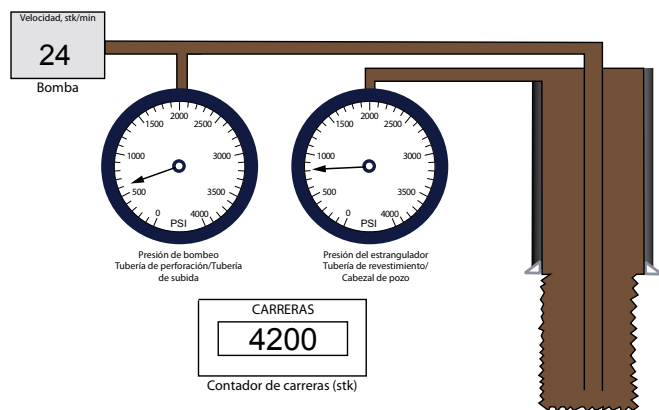


- Cuando el fluido de ahogo llega al final de la sarta de perforación, la presión de circulación se mantiene a la presión de circulación final hasta que el fluido de ahogo vuelve a la superficie. Debido a la expansión controlada para mantener la presión de fondo de pozo (BHP) constante, una vez que el gas alcance la zapata, la presión en la zapata ha alcanzado el valor máximo. A partir de este momento, la presión anular máxima permitida en superficie (MAASP) calculada ya no es relevante.

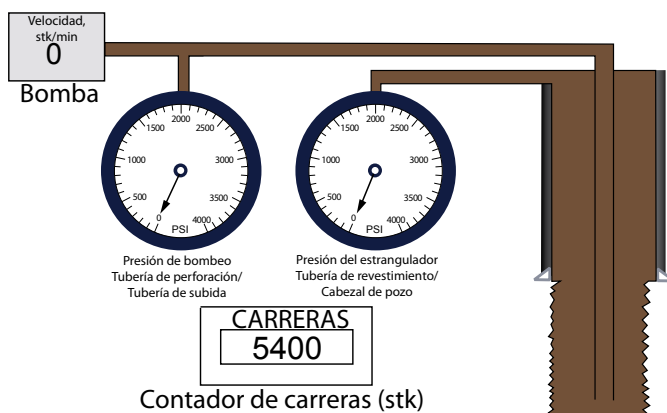
A algunos operadores les gusta dejar de circular y cerrar el pozo después de que el lodo pesado haya llegado al final de la sarta. En teoría, la SIDPP debe ser cero en ese punto. Sin embargo, si la presión todavía está allí, no intente agregar el peso del lodo adicional (las densidades múltiples de fluido complican el mantenimiento de la presión de fondo de pozo constante). Más bien, continúe con la circulación hasta que el lodo pesado esté en la superficie, después aumente el peso del lodo si es necesario y haga circular el pozo otra vez.



6. Cuando la mezcla de gas/líquido evacúa el estrangulador, la presión en la tubería de revestimiento puede volverse errática y requerir una manipulación rápida del estrangulador para mantener una presión de circulación constante. Si la presión en la tubería de revestimiento disminuye rápidamente, la presión de circulación disminuirá después del tiempo de ascenso establecido. En este caso, el operador del estrangulador debe tratar de mantener constante la presión en la tubería de revestimiento hasta que se restablezca la presión de circulación.



7. A pesar de que el volumen de superficie a superficie calculado ha sido bombeado, el peso del lodo de ahogo de retorno puede no ser constante durante algún tiempo debido al corte de gas y fluido liviano en el lodo.



8. Cuando el lodo de ahogo es constante en todo el pozo, las bombas se cierran y se vigilan las presiones del pozo. Si la presión no se acumula después de un tiempo razonable, el pozo puede considerarse agotado. Los BOP deben abrirse cautelosamente en caso de que la presión quede atrapada bajo el preventor.

CARACTERÍSTICAS DEL MÉTODO DE ESPERAR Y PESAR

- En teoría, ahoga un pozo en una sola circulación.
- La operación no puede comenzar hasta que se haya incrementado el peso del lodo en el sistema de la superficie.
- Debe haber material densificante, instalaciones adecuadas de mezcla y mano de obra disponible para aumentar el peso del lodo.
- Antes de que comience la operación, se requiere un programa de presión de circulación (hoja de ahogo completa).
- Cuando la geometría del pozo lo permite, el método puede dar lugar a presiones más bajas ejercidas sobre un pozo que otros métodos de circulación si el fluido de ahogo está llenando el espacio anular antes de que el influjo ingrese a la tubería de revestimiento.

APLICACIONES DEL MÉTODO DE ESPERAR Y PESAR

- En formaciones frágiles donde la pérdida de circulación es un problema importante
- En ubicaciones con buenas instalaciones de mezcla de lodo y mano de obra

Figura 6.11. Comparación entre el método del perforador y el método de esperar y pesar.

COMPARACIÓN: MÉTODO DEL PERFORADOR Y MÉTODO DE ESPERAR Y PESAR	
MÉTODO DEL PERFORADOR	MÉTODO DE ESPERAR Y PESAR
• Se requieren al menos dos circulaciones • Se requiere poco o nada de tiempo de espera • No se requiere material densificante para comenzar • Se necesitan pocos cálculos • Puede producir una presión más alta ejercida sobre un pozo que otros métodos circulantes	• En teoría, una circulación • No puede comenzarse inmediatamente • Debe tener material densificante disponible • Se necesitan algunos cálculos • Puede producir presiones más bajas sobre un pozo que otros métodos circulantes

1. Información registrada previamente
2. Consideraciones sobre la presión
3. Velocidades y presiones de ahogo
4. Consideraciones sobre el fluido y la presión de ahogo
5. Consideraciones sobre el volumen y las carreras
6. Cuadro de presión

Figura 6.12. Hoja de ahogo de WCS.

[illegible]

La sección de información registrada previamente (etiqueta A) que se encuentra en la parte superior izquierda de la hoja de ahogo consta de varios datos del pozo. Algunos de los datos varían a medida que la operación continúa, como la profundidad, la densidad del fluido. Otros datos, tales como los diámetros de la tubería de perforación, pueden permanecer constantes a lo largo del conducto del pozo. En esta sección se pretende reunir los diversos datos en un lugar conveniente para utilizarlos al completar toda la hoja de ahogo, si resultara necesario hacerlo.

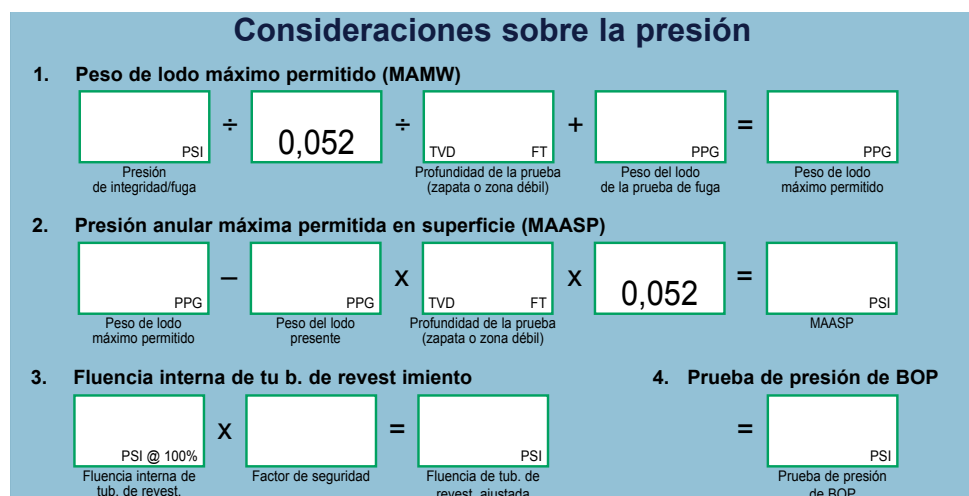
Figura 6.13. A. La sección de información registrada previamente de la hoja de ahogo.

Información registrada previamente					
Datos del pozo					
NOMBRE DEL POZO			COMPLETADO POR:		
TUBERÍA DE PERFORACIÓN N.º 1					
 IN. Diámetro externo	 IN. Diámetro interno	 FT Longitud	 BBLS/FT Capacidad por pie	 LBS/FT Peso	 MD Longitud de la sarta de perf. (TP y CP)
TUBERÍA DE PERFORACIÓN N.º 2					
 IN. Diámetro externo	 IN. Diámetro interno	 FT Longitud	 BBLS/FT Capacidad por pie	 LBS/FT Peso	
COLLARES DE PERFORACIÓN / TAMAÑO DEL AGUJERO					
 IN. Diámetro externo	 IN. Diámetro interno	 FT Longitud	 BBLS/FT Capacidad por pie	 INCHES Tamaño del pozo	 TVD Profundidad vertical verdadera (a la barrena)
TUBERÍA DE REVESTIMIENTO N.º 1					
 IN. Diámetro externo	 IN. Diámetro interno	 TVD Profundidad vertical verdadera	 MD Profundidad medida	 Weight & Grade	 PSI @ 100% Internal Yield
TUBERÍA DE REVESTIMIENTO N.º 2					
 IN. Diámetro externo	 IN. Diámetro interno	 TVD Profundidad vertical verdadera	 MD Profundidad medida	 Peso y grado	 PSI @ 100% Fluencia interna
BOMBAS / LINEAS DE SUPERFICIE					
 X LINER X STK Bomba n.º 1	 BBLS/STK Caudal ____ %Efect.	 X LINER X STK Bomba n.º 2	 BBLS/STK Caudal ____ %Efect.	 PSI Presión máx. de la bomba	 BBLS Volumen de la línea de superficie
MUD					
 PPG Peso del lodo presente	 PPG Peso del lodo de reserva	 PPG Peso del lodo de prueba de integridad/fuga	 PSI Presión de integridad/fuga	 TVD Profundidad de la prueba (zapata o zona débil)	 BBLS Volumen en piletas activas

La hoja de ahogo considera 3 limitaciones de presión (cálculos de 1 a 4): la formación, la tubería de revestimiento y el equipo del cabezal de pozo.

La resistencia de la formación se estima mediante pruebas de pérdida de fluido (LOT) o pruebas de integridad de la formación (FIT). Estas pruebas se realizan después de perforar una pequeña parte del pozo debajo de una nueva sarta de tubería de revestimiento. La formación a la profundidad del asiento de la tubería de revestimiento por lo general se considera el área más débil en el orificio abierto. La presión anular máxima permitida en la tubería de revestimiento o la presión anular máxima permitida en superficie (MAASP), que se reduce a medida que aumenta la densidad del fluido, se actualiza constantemente.

Figura 6.14. B. Cálculos 1 a 4 de la hoja de ahogo.



La fluencia interna, o el límite de estallido de la tubería de revestimiento, se encuentran en las tablas y se degradan por un factor de seguridad seleccionado (a menudo el 70% para tubería de revestimiento nueva).

El equipo del cabezal de pozo está clasificado y probado al valor nominal mínimo en el sistema de control de presión. En la perforación, los arietes, las válvulas y el colector múltiple de estrangulamiento por lo general se prueban a su valor nominal. Puede que esto no sea así en las operaciones de reparación o de intervención de pozos. El componente más débil del sistema establece el límite de las pruebas.

La parte inferior del lado izquierdo de la hoja de ahogo se utiliza para registrar las presiones de velocidad de circulación lenta (SCR) que tomó el perforador. La SCR es simplemente la presión de fricción en alguna velocidad de bombeo lenta y arbitraria. Si el equipo de perforación tiene un estrangulador hidráulico remoto, se observa y registra la SCR fuera del panel del estrangulador ya que los medidores del panel del estrangulador se utilizarían para controlar el pozo en caso de un golpe de presión. Se registran varias presiones de fricción al comienzo de cada desplazamiento. Se registra la SCR para cada bomba y se revisa de vez en cuando es probable que la fricción cambie, es decir, un cambio en la densidad del fluido, después de perforar una gran parte del nuevo pozo, cambia al BHA, cada turno. The upper section of the right side of the kill sheet (calculation 5 through 10) contains all the data and calculations used to develop a drillstring pressure schedule including selection of pump and pumping rate.

Figura 6.15. C. Cálculos de presión de circulación lenta de la hoja de ahogo.

Velocidad de circulación lenta (SCR) y presiones de la bomba (3 diferentes)
Mida al inicio de cada viaje, después de perforar 500 pies y luego de cada cambio en el peso y la viscosidad del lodo.

BOMBA N.º 1	 STKS/MIN SCR	=	 PSI Presión de la bomba a SCR	BOMBA N.º 2	 STKS/MIN SCR	=	 PSI Presión de la bomba a SCR
BOMBA N.º 1	 STKS/MIN SCR	=	 PSI Presión de la bomba a SCR	BOMBA N.º 2	 STKS/MIN SCR	=	 PSI Presión de la bomba a SCR
BOMBA N.º 1	 STKS/MIN SCR	=	 PSI Presión de la bomba a SCR	BOMBA N.º 2	 STKS/MIN SCR	=	 PSI Presión de la bomba a SCR

La sección superior del lado derecho de la hoja de ahogo (cálculo de 5 a 10) contiene todos los datos y cálculos utilizados para desarrollar un programa de presión de la sarta de perforación, que incluye la selección de la bomba y la velocidad de bombeo.

Figura 6.16. F y G. Cálculos 5 a 10 de la hoja de ahogo.

Consideraciones sobre lodo y presión de ahogo

(5) **Peso del lodo de ahogo requerido**
 PSI (SIDPP) ÷ 0,052 ÷ TVD FT (Prof. vertical verdadera (a la barrena o zona del golpe)) + PPG = PPG (Peso del lodo de ahogo)

(6) **Bomba y velocidad seleccionada para ahogar el pozo**
 # (Bomba seleccionada para ahogar el pozo) × STKS/MIN (Velocidad de ahogo) = BBLs/STK (Velocidad de ahogo Caudal de la bomba) × BBLs/MIN (Velocidad de circulación) = PSI (Presión de SCR de la bomba)

(7) **Presión de circulación inicial (ICP)**
 PSI (SIDPP) + PSI (Presión de SCR de la bomba) = PSI (ICP Presión de circulación inicial)

(8) **Presión de circulación final (FCP)**
 PSI (Presión SCR de la bomba) × PPG (Peso del lodo de ahogo) ÷ PPG (Peso del lodo presente) = PSI (FCP Presión de circulación final)

Cálculos de volumen y carreras de la sarta de perforación

(9) **Volumen de tubería de perforación n.º 1**
 FT (Longitud de la tubería de perforación) × BBLs/FT (Capacidad por pie de la tubería de perforación) = BBLs (Volumen de la tubería de perforación n.º 1)

Volumen de tubería de perforación n.º 2
 FT (Longitud de la tubería de perforación) × BBLs/FT (Capacidad por pie de la tubería de perforación) = BBLs (Volumen de la tubería de perforación n.º 2)

Volumen de la sarta de perforación
 FT (Longitud del collar de perf.) × BBLs/FT (Cap. por pie del collar de perf.) = BBLs (Volumen del collar)

Volumen de la sarta de perforación
 BBLs (Volumen de tub. de perf. n.º 1) + BBLs (Volumen de tub. de perf. n.º 2) + BBLs (Volumen de collar de perf.) + BBLs (Volumen de la línea de superficie) = BBLs (Volumen de la sarta de perforación)

(10) **Strokes Surface to Bit**
 BBLs (Volumen de la sarta de perforación) ÷ BBLs/STK (Caudal de la bomba) = STKS (Carreras de la superficie a la barrena)

La parte inferior del lado derecho de la hoja de ahogo (cálculos de 11 a 14) es útil para seguir el avance durante la operación de ahogo. Por ejemplo, el bloque F es el volumen anular total, el cálculo 12 estima el tiempo (carreras de la bomba) durante el cual un influjo alcanzaría el asiento de la tubería de revestimiento. El cálculo 13 es una estimación de la “circulación de abajo hacia arriba” y, finalmente, el cálculo 14 predice el momento en que el fluido de ahogo retorna a la superficie (circulación completa).

Figura 6.17. H. Cálculos 11 a 14 de la hoja de ahogo.

Cálculos de volumen y carreras del espacio anular

(11) Capacidades y volúmenes del espacio anular

A. Volumen anular entre tub. de perf. y tub de re vest. n.º 1

. BBLS/FT
 Capacidad por pie entre TP y revest. n.º 1

X

FT
 Longitud de TP en Revest. n.º 1 (Profundidad medida)

=

A BBLS
 Volumen entre TP y revest.

B. Volumen anular entre tub. de perf. y agujero descubierto

. BBLS/FT
 Capacidad por pie entre TP y AD n.º 1

X

FT
 Longitud de TP en AD n.º 1 (Profundidad medida)

=

C BBLS
 Volumen entre TP y AD

C. Volumen anular total

A BBLS
 Volumen entre TP y CSG n.º 1

+

B BBLS
 Volumen entre TP y CSG n.º 2

+

C BBLS
 Volumen entre TP y AD

+

D BBLS
 Volumen entre CP y AD

+

E BBLS
 Volumen en línea de estrangulador (Submarino solamente) (Ver reverso de hoja de ahogo)

=

F BBLS
 Volumen total anular

Volumen anular entre tub. de perf. y tub de revest. n.º 2

. BBLS/FT
 Capacidad por pie entre TP y CSG n.º 2

X

FT
 Longitud de TP en revest. n.º 2 (Profundidad medida)

=

B BBLS
 Volumen entre TP y CSG

Volumen anular entre collar de perf. y agujero descubierto

. BBLS/FT
 Capacidad por pie entre CP y AD

X

FT
 Longitud de CP en AD (Profundidad medida)

=

D BBLS
 Volumen entre CP y AD

(12) Carreras de la barrena a la zapata de la tub. de revestimiento

C BBLS
 Volumen entre TP y AD

+

D BBLS
 Volumen entre CP y AD

÷

BBLS/STK
 Caudal de la bomba

=

STKS
 Carreras de la barrena a la zapata de la tub. de revest.

(13) Carreras de la barrena a la superficie

F BBLS
 Volumen anular

÷

BBLS/STK
 Caudal de la bomba

=

STKS
 Carreras de la barrena

(14) Carreras totales de superficie a superficie

STKS
 Carreras de la sup. a la barrena

+

STKS
 Carreras de la barrena a la sup.

=

STKS
 Carreras de sup a sup.

© Copyright 2011
Well Control School

El cuadro de presión se divide en 10 etapas, o puntos de control, usados para guiar al operador del estrangulador, ya que el fluido de ahogo se bombea hacia abajo por la sarta de trabajo. A medida que aumenta el volumen bombeado, se permite que la presión de circulación disminuya desde la presión de circulación inicial (ICP) hasta la presión de circulación final (FCP) para mantener una presión de fondo de pozo constante. Un método simple, que se puede utilizar para ayudar a desarrollar el cuadro, es colocado debajo del cuadro, en la parte inferior de la hoja. El cuadro de presión representa las presiones mínimas teóricas necesarias para controlar un pozo sin riesgo, por lo que se brinda espacio para documentar las presiones reales durante la operación..

Figura 6.18. E. La sección del cuadro de presión de la hoja de ahogo.

Cuadro de presión				
Carreras o volumen	Presión teórica de la tubería de perforación	Presión real de la tubería de perforación	Presión de la tubería de revestimiento	Desviación del volumen de la piletta
0	ICP			
BIT	FCP			
_____ + 10 = _____ Carrs. de supf. a barr. Carrs. por paso _____ - _____ + 10 = _____ Presión inic. de circ. Presión fin. de circ. PSI por paso				

Toda la información necesaria para el plan operativo se transfiere a la parte superior de la sección central. La hoja de ahogo está diseñada para ser doblada de modo que los supervisores puedan tener una referencia práctica de los ajustes planificados del estrangulador, así como una referencia fácil de la operación completa..

Figura 6.19. D, La sección del cuadro de presión de la hoja de ahogo.

INFORMACIÓN REGISTRADA DEL GOLPE DE PRESIÓN					
Profundidad del golpe	TVD	FT	Profundidad del golpe	MD	FT
Tamaño del golpe	BBS		Peso del lodo presente	PPG	
PRESIONES DE CIERRE					
SIDPP	PSI		SICP	PSI	
			MAASP	PSI	
INFORMACIÓN DE AHOGO CALCULADA					
KMW	PPG		SCR	STKS/MIN	
ICP	PSI		SCR	BBS/MIN	
FCP	PSI		Volumen anular total	BBS	
Volumen de la sarta de perf.	BBS		Carreras de la barrena a la zapata de tub. de revest.	STKS	
Carreras de la superficie a la barrena	STKS		Carreras de la barrena a la superficie	STKS	
			Carreras de la superficie a la superficie	STKS	
Ajuste del estrangulador: tiempo de ascenso aprox. de tub. de revest. a la tubería de perf. _____ seg					

Una operación de ahogo de pozos puede durar mucho tiempo y generalmente no se termina en un solo turno, lo que requiere un relevo de los perforadores que están entremedio. Se requiere una comunicación clara, acompañada por instrucciones escritas y documentación del avance logrado hasta la fecha. Aunque la hoja de ahogo presta un gran apoyo al nuevo perforador/cuadrilla, los detalles documentados del progreso son esenciales. Por lo tanto, un “registro del ahogo” de las presiones, de los volúmenes/carreras bombeados, de los pesos del lodo dentro y fuera, de la posición del estrangulador y un historial de cualquier parada y arranque que pudo haber sido necesaria ayudará a brindar la comunicación clara requerida.

MÉTODOS SIN CIRCULACIÓN

EL MÉTODO VOLUMÉTRICO

El método volumétrico es un método de control de pozos en el que la presión de fondo de pozo se mantiene constante cuando la circulación no es posible y el gas está migrando hacia arriba por el pozo. La presión de fondo de pozo se mantiene ligeramente más alta que la presión de la formación mientras se permite que el gas se expanda de una manera controlada al desplazarse hacia la superficie.

El método volumétrico proporciona la expansión controlada del gas durante la migración. Se puede utilizar desde el momento en que se cierra un pozo después de un golpe de presión hasta que el pozo pueda circularse. El gas puede llevarse a la superficie sin peligro sin usar una bomba. En el momento apropiado, el método cambia presión por volumen del lodo con el fin de mantener una presión de fondo de pozo igual o ligeramente mayor que la presión de la formación.

El Capítulo 5 (Comportamiento del gas) señaló que si se permite que un golpe de presión de gas emigre en un pozo cerrado, las presiones en todo el pozo aumentarán mucho. La formación puede fracturarse, dando como resultado pérdidas de retorno y un reventón subterráneo. En el peor de los casos, el equipo de la tubería de revestimiento y/o del cabezal de pozo puede fallar, provocando un reventón en la superficie. El método volumétrico reduce estas presiones altas purgando un volumen de líquido para que el gas se expanda controladamente.

El método volumétrico no es un método de ahogo, sino que es un método para controlar la presión de fondo de pozo y la presión en la superficie hasta que se puedan iniciar los procedimientos de ahogo. Se puede utilizar para traer el influjo a la superficie, siempre que no se permita ningún influjo adicional. El principio volumétrico también se puede utilizar para reemplazar el gas por líquido con el fin de que el pozo vuelva a estar bajo control.

Hay varias situaciones en las que puede aplicarse el principio volumétrico, entre ellas:

- Cuando la sarta de trabajo está fuera de un pozo y el gas está migrando hacia arriba,
- Cuando las bombas están fuera de operación
- Cuando la sarta de trabajo está taponada
- Durante un largo período de cierre, como para pesar el fluido de perforación o reparar el equipo
- Cuando hay un derrumbe en la sarta de trabajo que impide el desplazamiento del golpe de presión mediante un método de circulación
- Cuando la sarta de trabajo está a una distancia considerable del fondo y el golpe de presión está por debajo de la sarta
- Cuando la presión anular se desarrolla en un pozo de producción o de inyección debido a una fuga en la tubería o en el empaquetador
- Durante las operaciones de rectificación y/o entubación bajo presión.

La necesidad del método volumétrico se puede determinar observando la presión de cierre en la tubería de revestimiento. Si la presión en la tubería de revestimiento no aumenta después de unos 30 minutos, es probable que haya poco gas vinculado a un golpe de presión. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que si el pozo está muy desviado, o si el fluido de trabajo es a base de aceite, el gas podría migrar muy lentamente, o no migrar en lo absoluto. Si la presión en la tubería de revestimiento continúa aumentando por encima de su valor de cierre original, puede suponerse que hay gas y está migrando hacia la superficie.

Se dan algunos supuestos básicos cuando se considera el método volumétrico:

1. La ley de los gases de Boyle se utiliza para describir y predecir la expansión del gas. Cabe señalar que la ley de Boyle no considera los factores de temperatura o compresibilidad.

Ley de Boyle

$$P_1 V_1 = P_2 V_2$$

Donde:

P_1 = presión en la posición 1

V_1 = volumen en la posición 1

P_2 = presión en la posición 2

V_2 = volumen en la posición 2

La ley de Boyle establece que si se permite que un determinado volumen de gas se expanda, la presión dentro del gas disminuirá. Esta es la base del método volumétrico. Se permite que una burbuja de gas se expanda purgando un volumen calculado de líquido en la superficie, reduciendo así la presión en todo el pozo.

2. Para simplificar, este análisis supondrá que hay una sola burbuja de gas en un pozo vertical. También se supone que un golpe de presión viene de la parte inferior del pozo. En realidad, un golpe de presión puede ser extendido en forma de muchas burbujas a lo largo de miles de pies. En ese caso, se ha permitido una expansión de gas considerable cuando se cierra el pozo, lo que daría como resultado una presión más baja en la superficie.
3. La presión de fondo de pozo se ha definido como la suma o el total de todas las presiones ejercidas en el fondo de un pozo. Los valores en los manómetros de la superficie representan la falta de presión hidrostática. En este punto el pozo está equilibrado, es decir, está mecánicamente balanceado por los preventores de reventones cerrados. La presión de cierre de la tubería de perforación refleja la diferencia entre la presión de formación y la presión hidrostática del líquido que está dentro de la tubería de perforación. La presión hidrostática en el espacio anular es menor que la presión hidrostática dentro de la tubería de perforación debido al influjo de gas, por lo tanto, la presión de cierre en la tubería de revestimiento es mayor que la presión de cierre de la tubería de perforación.

La densidad del gas suele ser mucho menor que la densidad del líquido en un pozo, por lo tanto el gas tendrá una tendencia a elevarse o migrar por el pozo. A medida que la burbuja de gas sube en el pozo, aumenta la longitud de la columna de líquido por debajo de la burbuja. De acuerdo con la Ley de Boyle, la presión dentro de la burbuja sigue siendo la misma porque el volumen del gas permanece sin cambios. La presión de fondo de pozo aumenta a medida que la burbuja sube y ahora se compone de la presión inalterada dentro de la burbuja más la presión hidrostática del líquido por debajo de la burbuja¹. *Al mismo tiempo, la presión hidrostática de la columna de líquido por encima del gas se reduce a medida que la burbuja sube en el pozo.

La presión de cierre en la tubería de revestimiento aumenta al reflejar la mayor presión de fondo de pozo que llega a la superficie por medio de la burbuja de gas ascendente. La presión de cierre de la tubería de perforación también aumentará proporcionalmente porque la presión se ejerce por igual en todas las direcciones en un recipiente cerrado (el pozo de cierre).

Cuando se utiliza el método del perforador para hacer circular un golpe de presión de gas hacia la superficie, la bomba se utiliza para extraer el gas del pozo. La presión de fondo de pozo se mantiene constante manteniendo una presión constante de circulación. La mínima presión de circulación correcta es la suma de la presión de cierre de la tubería de perforación más la presión de fricción a una velocidad de bombeo seleccionada.

El componente de la presión de cierre de la tubería de perforación de la presión de circulación controla la formación cuando la bomba desplaza el gas hacia afuera del pozo. La expansión se controla a medida que el gas sube. Una situación de gas migratorio en la que no es posible o conveniente circular puede tratarse prácticamente de la misma manera. Teóricamente, el líquido se puede purgar fuera del espacio anular manteniendo una presión constante de la tubería de perforación para que la presión de fondo de pozo siga siendo constante. En la práctica, se aplican márgenes de seguridad porque no es posible mantener la presión manométrica perfectamente estable cuando se cambia la apertura del estrangulador.

No existen márgenes de seguridad estándar apropiados para todos los pozos. Cuando se seleccionan los márgenes de seguridad, se aplican las siguientes consideraciones a todas las situaciones de control de pozos.

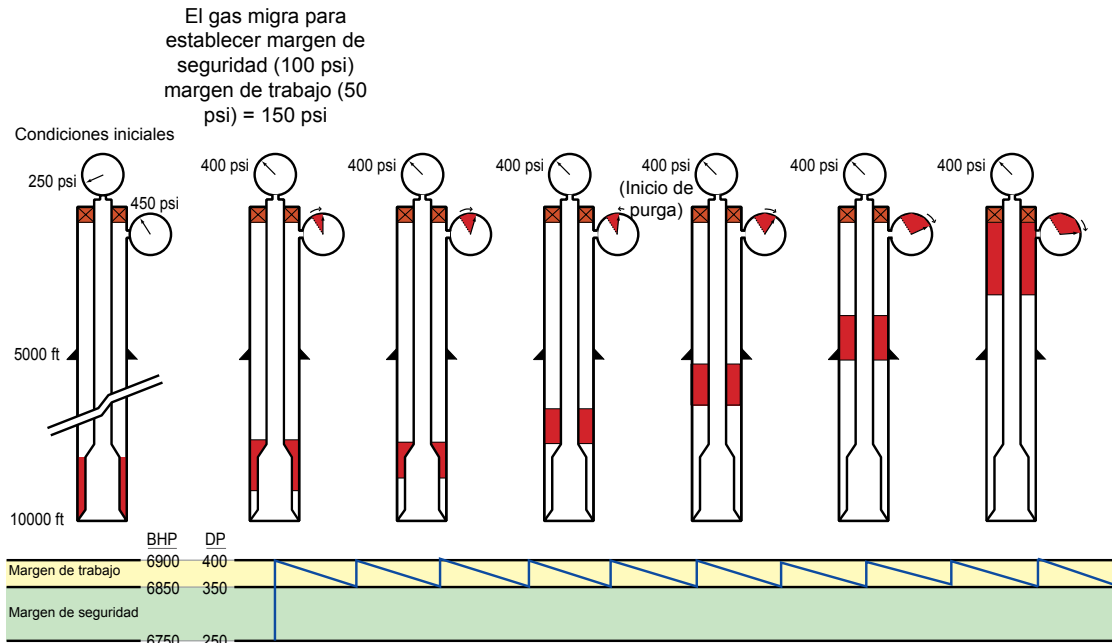
- Características de la formación, es decir, presión y permeabilidad relativa
- La profundidad y desviación del pozo
- La velocidad a la cual el gas puede estar moviéndose hacia arriba en el pozo
- La resistencia estimada de la formación (presión anular máxima permitida en superficie)
- El tipo y estado de los equipos a utilizar, especialmente el estrangulador y el colector múltiple de estrangulamiento
- La precisión relativa de los manómetros
- El tipo de fluido de trabajo en el pozol

El pozo ilustrado (figura 6.20) se cierra con un influjo de gas en el fondo. La sarta está en el fondo. La presión de cierre de la tubería de perforación es de 250 psi y la presión de cierre en la tubería de revestimiento es de 450 psi. Se han elegido un margen de seguridad de 100 psi y un margen de trabajo adicional de 50 psi. Después de un cierto tiempo, la migración del gas hace que aumenten tanto la presión de la tubería de perforación como la presión en la tubería de revestimiento. No se intenta purgar hasta que la presión de la tubería de perforación alcance 400 psi, la combinación de los márgenes de seguridad y de trabajo ($250 + 100 + 50$). La presión de fondo de pozo ha aumentado en 150 psi. En este punto, el estrangulador se abre con cuidado y se purga el líquido del pozo a una velocidad que permite que la presión de la tubería de perforación permanezca entre 400 y 350 psi. Puede ser difícil mantener perfectamente la presión de la tubería de perforación, pero si permanece dentro del margen de trabajo de 50 psi, la formación del golpe de presión estará dominada por el margen de seguridad de 100 psi. La presión de fondo de pozo en realidad no se mantiene constante al valor inicial de cierre, sino que varía entre 100 psi y 150 psi de sobre balance para garantizar que no entre más gas en el pozo. Se permite que la presión en la tubería de revestimiento aumente durante la operación. De esta manera, el gas puede llegar a la superficie sin peligro, pero el gas en la superficie no puede ser extraído hasta que haya un medio para reemplazarlo con líquido. La figura 6.20 ilustra este método de la tubería de perforación constante.

Suponga que la sarta de trabajo en el pozo ilustrado está conectada y que no hay una presión de cierre exacta de la tubería de perforación disponible. Si se purgara el mismo volumen de líquido en el estrangulador como en el ejemplo, el gas se expandiría en el mismo grado y las presiones en la tubería de revestimiento resultantes tendrían los mismos valores en cada caso. El volumen de líquido purgado representa la presión hidrostática extraída del pozo, que está equilibrada por la presión ascendente en la tubería de revestimiento. Ese es el objetivo del método volumétrico. Si no hay presión de cierre de la tubería de perforación disponible para vigilar la presión de fondo de pozo, se deben hacer cálculos para estimar la presión hidrostática cambiante en el pozo debido a la eliminación del líquido a través del estrangulador. La expansión del gas se controla en etapas mediante la purga de cantidades previamente calculadas de líquido del espacio anular. La presión en la tubería de revestimiento se mantiene intencionalmente constante mientras se purga a través de un estrangulador ajustable. Cada barril de líquido que se purga del espacio anular hace que:

- El gas se expanda en un barril
- La presión dentro de la burbuja de gas disminuya proporcionalmente
- La presión hidrostática del líquido en el espacio anular disminuya
- Las presiones en el orificio del pozo disminuyan.

Figura 6.21. Migración de gas.

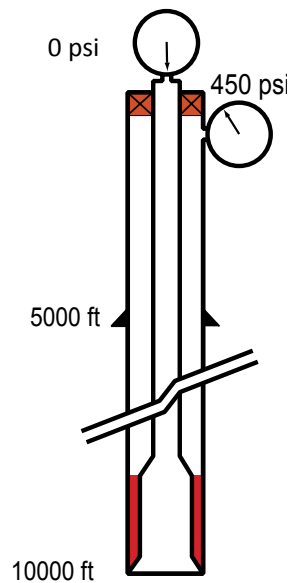


El volumen de líquido para purgar es la expansión de gas requerida para retornar la presión de fondo de pozo a la presión de formación más un sobre balance predeterminado. Son fundamentales las mediciones exactas del volumen. A veces se prefiere un estrangulador manual para un mayor control al purgar el líquido. El líquido de retorno debe medirse con precisión en un tanque pequeño y calibrado. Obsérvese que es importante purgar el líquido del espacio anular a una velocidad que permita que la presión en la tubería de revestimiento se mantenga constante, pero la presión en la tubería de revestimiento se mantiene constante solo mientras se purga el líquido. En otros momentos, se permite que aumente la presión en la tubería de revestimiento, lo que refleja los efectos de la expansión del gas y la reducción de la presión hidrostática en el pozo. Por lo tanto, el control volumétrico se lleva a cabo en una serie de etapas que hacen que la presión de fondo de pozo se eleve y caiga sucesivamente. Para calcular la reducción de la presión hidrostática si se retira un barril de 12,5 ppg de líquido del pozo (figura 6.22)

Figura 6.22. Pozo de muestra.

DATOS DEL POZO

Profundidad: 10.000 ft. MD/TVD
Tubería de revestimiento: 9 $\frac{5}{8}$ in. @ 5000 ft.
Tubería de perforación: 4 $\frac{1}{2}$ in.
BHA: 6 $\frac{1}{2}$ in 360 ft.
Lodo: 12,5 ppg
Ganancia de la pileta: 10,5 bbl.



$$\text{psi/bbl.} = \text{gradiente de presión}_{\text{psi/ft}} \div \text{capacidad cilíndrica}_{\text{bbl/ft}}$$

Resuelva para el gradiente de presión del fluido de trabajo:

$$12,5 * 0,052 = 0,65 \text{ psi/ft.}$$

Aparecen tres capacidades anulares en el ejemplo, por lo tanto:

- El espacio anular de la tubería de revestimiento/tubería de perforación (DP) es de 0,05451 bbl./ft., por lo tanto:
 $5.000 * 0,05451 = 272,55 \text{ bbl.}$
- El espacio anular del agujero descubierto (OH)/tubería de perforación (DP) es 0,04934 bbl./ft., por lo tanto:
 $4.640 * 0,04934 = 228,94 \text{ bbl.}$
- El espacio anular del agujero descubierto (OH)/arreglo de fondo de pozo (BHA) es de 0,02908 bbl/ft, por lo tanto:
 $360 * 0,02908 = 10,47 \text{ bbl.}$
- $272,55 + 228,94 + 10,47 = 511,96 \text{ bbl.}$ en el espacio anular
 $511,96 \div 10.000 = 0,0512 \text{ bbl/ft}$ capacidad anular promedio
- $0,65 \div 0,0512 = 12,69 \text{ psi/bbl}$ presión promedio ejercida por barril en el espacio anular

El espacio anular alrededor del BHA representa la presión más alta por barril ($0,65 \div 0,02908 = 22,35 \text{ psi/bbl}$) y por lo tanto proporciona la mayor seguridad, sin embargo el arreglo de fondo de pozo tiene solo 360 pies de largo y en este caso probablemente sea acertado utilizar el valor más bajo. Sin embargo, hay que destacar que se trata de una determinación que debe ser específica a cada pozo. Otros factores, como la resistencia de la formación, deben considerarse al seleccionar las presiones y los ciclos de purga.

Convierta el margen de trabajo de 50 psi en barriles de purga por ciclo:

$$50 \text{ psi} \div 12,69 \text{ psi/bbl} = 3,94 \text{ bbl}$$

Deje que 4 barriles sean equivalentes a 50 psi. Una vez que se seleccionan los márgenes de seguridad y de trabajo y se determinan los valores del ciclo de purga frente a la presión por volumen, el método se implementa repitiendo dos pasos distintos.

- Paso 1. Se permite que el gas migre y que las presiones del pozo aumenten.
- Paso 2. El líquido se purga (manteniendo constante la presión en la tubería de revestimiento con el estrangulador) y las presiones del pozo disminuyen. Los pasos se repiten hasta que el gas llegue a la superficie o se inicien otras operaciones de ahogo. De esta manera, la presión de fondo de pozo se mantiene dentro de un rango de valores lo suficientemente alto como para evitar otro influjo y (con suerte) lo suficientemente bajo como para evitar la ruptura de la formación.

Los ejemplos dados son simples y se ofrecen solo como una explicación del principio volumétrico. Otros factores en el campo influirán en la selección de márgenes de seguridad, volúmenes de purga, etc. Por ejemplo, se puede estimar la velocidad de migración del gas midiendo el aumento de la presión en el manómetro de la tubería de revestimiento, pero no hay garantía de que el gas siga migrando a una velocidad constante.

Se puede estimar la velocidad de migración. Supongamos que el valor del manómetro aumentó 100 psi en 40 minutos.

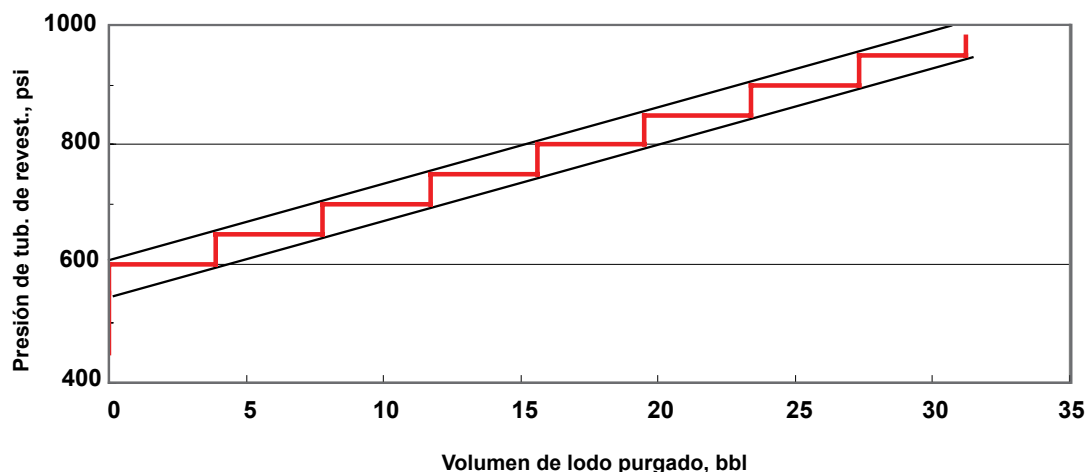
$$\text{Migración}_{\text{ft/hr}} = \text{incremento del manómetro} \div \text{minutos} \div \text{gradiente de presión} * 60 \text{ minutos/hora}$$

$$100 \text{ psi} \div 40 \text{ min} \div 0,65 \text{ psi/ft} * 60 \text{ min/hora} = 231 \text{ ft/hora}$$

Si el influjo del gas está en el fondo de un pozo entubado, se puede hacer una estimación bastante precisa de la altura original del golpe de presión, siempre que el aumento del volumen del tanque medido sea exacto. Aun así, otros factores (muchos desconocidos) entran en juego cuando el gas comienza a subir en el pozo. La presión dentro del gas se ve afectada por los cambios de temperatura, así como por el tipo o tipos de gases encontrados y también por el grado de solubilidad del gas. Los gases de hidrocarburos son altamente solubles en fluidos a base de aceite, especialmente en pozos profundos. Con respecto a la perforación en el agujero descubierto, la longitud del gas ascendente (asumiendo que sigue siendo una burbuja unificada) se modificará con los cambios en los diámetros anulares. La burbuja obviamente sería más extensa alrededor de un arreglo de fondo de pozo de gran diámetro y más corta en una sección de derrumbes del agujero descubierto. Estos cambios de altura afectan a la presión hidrostática anular y, en consecuencia, a la presión en la tubería de revestimiento.

La figura 6.23 muestra la presión en la tubería de revestimiento contra el volumen de líquido purgado. Obsérvese que ningún líquido se purga hasta que la presión en la tubería de revestimiento haya aumentado desde su valor de cierre de 450 psi a 600 psi, la combinación de los márgenes de seguridad y de trabajo. En ese punto, 4 barriles de líquido purgan desde el pozo manteniendo la presión en la tubería de revestimiento constante a 600 psi. Cuando se hayan extraído 4 barriles del pozo, se cierra el estrangulador y se deja que la presión en la tubería de revestimiento aumente a 650 psi antes de que comience la próxima purga. La presión máxima en la imagen es de aproximadamente 980 psi. En ese punto del ejemplo, el gas está en la superficie. Si se eliminan los márgenes de seguridad y de trabajo en este momento, se puede hacer una estimación de los barriles necesarios para llenar el pozo.

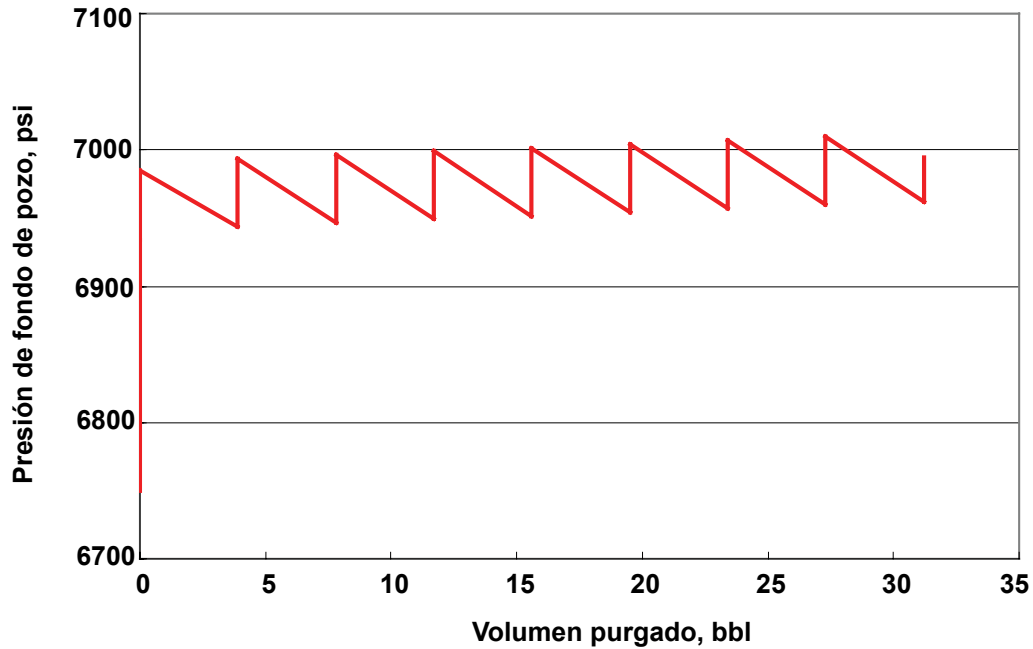
Figura 6.23. Control volumétrico de pozos.



La figura 6.24 es un gráfico de la presión de fondo de pozo contra el líquido purgado durante la operación. Aunque la presión de fondo de pozo se mantenga aproximadamente constante en todas partes, el gráfico indica un ligero aumento en toda la operación. El aumento se debe en parte a nuestra selección de 4 barriles como un volumen práctico del ciclo de purga. Los cálculos indicaron que en este pozo 50 psi son en realidad equivalentes a 3,94 barriles. Además, a medida que el gas

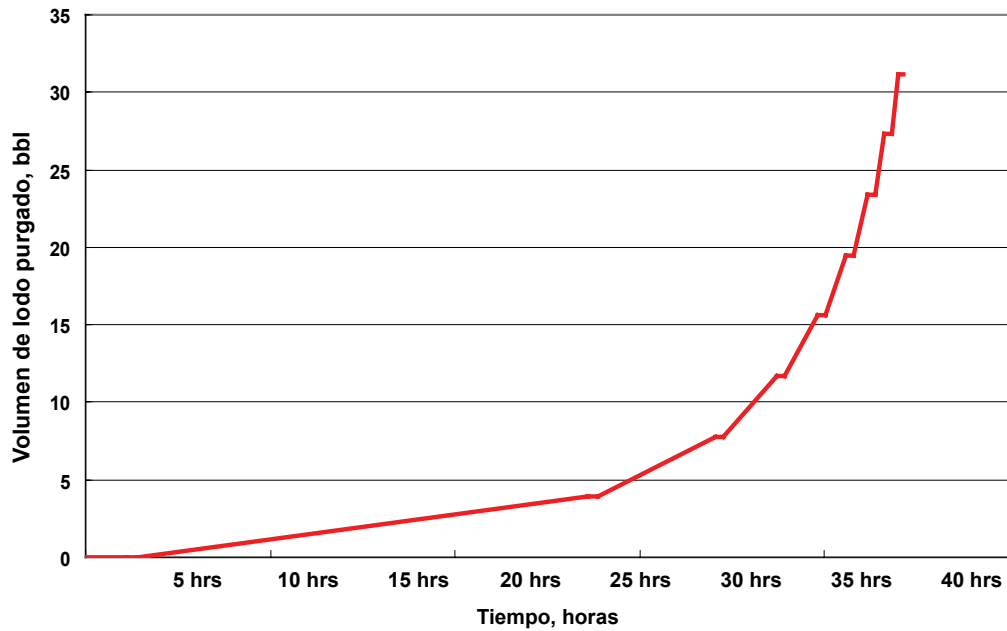
migró hacia arriba del pozo y se desplazó en diferentes dimensiones anulares, cambió la verdadera presión hidrostática por barril. Sin embargo, al planear la operación, usamos una presión hidrostática promedio por barril en todo el pozo.

Figura 6.24. Control volumétrico de pozos.



La figura 6.25, un diagrama de líquido purgado en función del tiempo, ilustra varios hechos interesantes. Suponiendo que el gas estaba migrando de manera constante a una velocidad de 250 ft/h, se necesitaron más de 2 horas (aproximadamente 150 minutos) antes de que la presión en la tubería de revestimiento aumentara en el valor de los márgenes de seguridad y de trabajo, y transcurrieron 1400 minutos, más de 23 horas, antes de que termináramos de purgar nuestros primeros 4 bbls de líquido (a una presión constante en la tubería de revestimiento de 600 psi). Al final de la operación,

Figura 6.25. Control volumétrico de pozos



un total de aproximadamente 31 bbls de líquido fueron purgados del pozo.

EL MÉTODO DE LUBRICACIÓN Y PURGA

El método de lubricación y purga es una aplicación del método volumétrico y se utiliza para eliminar sin peligro el gas en la superficie cuando no es posible o práctico hacer circular el gas hacia la superficie. Se bombea líquido al pozo y se deja caer a través del gas en el espacio anular. Debe permitirse tiempo suficiente para que el líquido caiga a través del gas, aumentando así la presión hidrostática anular. Una vez que la presión hidrostática anular se incrementa como resultado del líquido bombeado, la presión en la tubería de revestimiento puede reducirse por ese valor.

La operación implica el bombeo de un volumen cuidadosamente medido de líquido en el pozo. Se calcula la altura del líquido bombeado y luego es convertida a presión hidrostática. Este valor se purgará posteriormente en la superficie.

Es importante evitar presiones excesivas al bombear líquido en el pozo. El gas se comprimirá algo al inyectar el líquido. La bomba introduce líquido al pozo por la fuerza, lo que aumenta la presión impuesta en todo el pozo. La presión, y por lo tanto el volumen de líquido inyectado, debe ser limitada de acuerdo con las características específicas del pozo.

Una bomba de alta presión y bajo volumen es la mejor para esta operación. Después de inyectar el líquido, debe establecerse un criterio sobre el tiempo que tarda el líquido en caer a través del gas. Es importante que el líquido caiga por debajo del estrangulador para asegurarse de que solo se purga el gas. El tiempo de espera variará según la geometría del pozo, el tipo de fluido inyectado y la sección del pozo en el que finalmente se asienta. Esto puede llevar 30 minutos o más. Cuando se purga el gas, se reduce la presión en la tubería de revestimiento por el valor de la ganancia hidrostática más el aumento de presión por compresión de gas que se observó cuando se inyectó el líquido *más* cualquier aumento debido a la migración del gas. La operación finaliza cuando se haya extraído el gas y el pozo esté lleno de líquido.

EJEMPLO

Usando de datos de ejemplos anteriores:

Presión en la superficie (presión de cierre en la tubería de revestimiento): 1000 psi

Agujero descubierto: 8,5 in.

Tubería de perforación: 4,5 in, 16,6 lb/ft

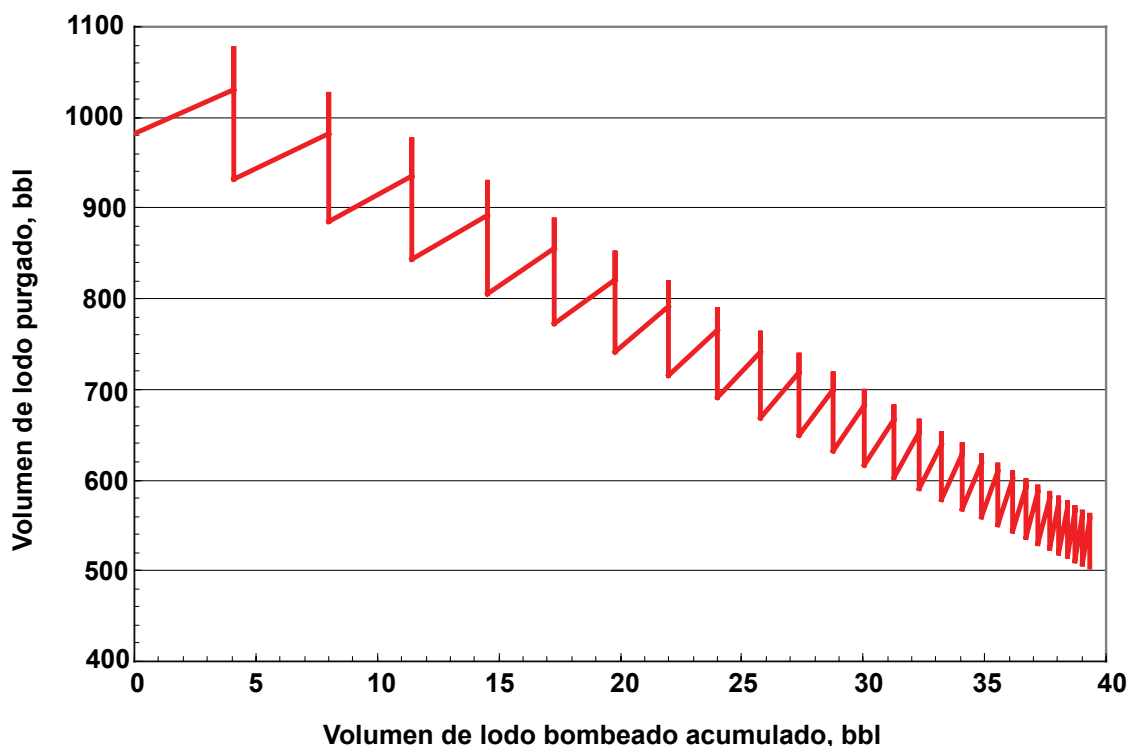
BHA: 6,5 in, 360 ft.

Peso del lodo 12,5 ppg

Caudal de la bomba: 0,044 bbl/carrera

Si se decide aumentar la presión en la superficie a un valor determinado, p. ej. 100 psi, durante todo el procedimiento, se requerirán cada vez menos líquidos por ciclo de bombeo para lograr el aumento de 100 psi a medida que se reduce el volumen de gas en el pozo. Es imposible predecir con exactitud la relación volumen/presión durante toda la operación. En el ejemplo siguiente se eligen 50 psi porque,

Figura 6.26. Lubricación y purga



1) es un aumento relativamente bajo de presión y, 2) es nuestro margen de trabajo elegido.

Determinar la presión ejercida por un barril en el espacio anular de la tubería de revestimiento/columna de perforación.

$$0,65 \text{ psi/ft} \div 0,05451 \text{ bbl/ft} = 11,9 \text{ psi/bbl}$$

Determinar el volumen de líquido equivalente a la presión hidrostática de 50 psi.

$$50 \text{ psi} \div 0,65 \text{ psi/ft} = 76,9 \text{ ft}$$

$$76,9 \times 0,05451 \text{ bbl/ft} = 4,19 \text{ bbl}$$

Determinar las carreras de bomba necesarias para bombear 4,19 bbl

$$4,19 \text{ bbl} \div 0,044 \text{ bbl/stroke} = 95,3 \text{ or } 95 \text{ strokes}$$

La bomba se pone en línea cuidadosamente para superar la presión del pozo y el líquido se bombea en el pozo hasta que la presión en la tubería de revestimiento aumente en 50 psi o hasta que se hayan bombeado 95 carreras, lo que ocurra primero. En este momento, debe establecerse un criterio en cuanto al tiempo para permitir que el líquido inyectado caiga por debajo del estrangulador y que se haya obtenido el efecto hidrostático completo. Después de que haya transcurrido el tiempo asignado y se haya estabilizado la presión en la tubería de revestimiento, se abre el estrangulador y se reduce la presión en la tubería de revestimiento según el aumento de la presión hidrostática más el aumento de presión debido a la compresión. A medida que la operación continúa, disminuirá el volumen por etapa y aumentará la presión debido a la compresión.

Este procedimiento, el de inyectar fluido, esperar que cambie de lugar con el gas en el pozo y luego de reducir la presión en la tubería de revestimiento, se repite hasta que el espacio anular esté lleno de fluido y la presión en la tubería de revestimiento se reduzca tanto como sea posible.

Si el pozo estaba en condiciones de bajo balance, el espacio que ocupa el gas en el pozo debe ser

reemplazado por un líquido lo suficientemente pesado como para compensar las condiciones de bajo balance. Esto puede no ser predecible o posible si se va a ahogar el pozo. Los gráficos anteriores ilustran la operación de lubricación y de purga. Obsérvese que si se utilizan 50 psi mientras aumenta la presión deseada en su totalidad, se debe reducir el volumen de líquido bombeado en el pozo en cada etapa. A medida que el pozo se llena de líquido, se requiere menos volumen bombeado para lograr el objetivo de 50 psi. Se deben tomar algunas decisiones relacionadas con los pozos en cuanto a cómo se realizarán las purgas finales. Las técnicas utilizadas para eliminar el último gas en la superficie dependerán de las bombas que se utilizan y de las preferencias de la empresa.

RESUMEN

TEl método volumétrico se utiliza para:

- Controlar la presión de fondo de pozo mientras se permite que el gas migratorio se expanda a medida que sube en un pozo.
- Reemplazar el gas en la superficie por lodo, mientras se mantiene el control de la presión de fondo de pozo (lubricar y purgar).

Preguntas de repaso

1. Se debe montar una unidad de cable eléctrico en un equipo de reparación. El pozo tiene una burbuja de gas en la superficie y se desea eliminar el gas sin riesgo y llenar el pozo con líquido antes de comenzar las operaciones. ¿Qué método de control de pozos se puede utilizar?
2. Cuando se utiliza un método de circulación para ahogar un pozo, ¿cómo se mantiene la presión de fondo de pozo mientras se lleva la bomba a la velocidad de ahogo?
3. Si ocurre un golpe de presión de gas, ¿qué método de control de pozos puede usarse si no podemos o no queremos circular?
4. Los métodos volumétricos y de lubricación y purga del control de pozos requieren cálculos para determinar el cambio en la presión hidrostática en un pozo durante los procedimientos de purga. Indique una o varias fórmulas que se puedan utilizar en estos cálculos.
5. ¿Cómo podemos establecer una presión de circulación inicial (ICP) si no se conoce la presión de la velocidad de ahogo?
6. Cuando se ahoga un pozo vertical utilizando el método de esperar y pesar, ¿por qué la presión de circulación final (FCP) es menor que la presión de circulación inicial (ICP)?

7. Después de extraer 25 tiros de la tubería de perforación en un pozo de 13.000 ft., el pozo no tomó la cantidad adecuada de líquido para el llenado. La tubería fue colocada de nuevo en el fondo y el pozo fue cerrado. La SIDPP fue de 0 psi y la SICP fue de 280 psi. ¿Qué método de control de pozos sería el más apropiado?
8. Cuando un golpe de presión circula hacia la superficie en un pozo profundo el operador del estrangulador observa que cuando ajusta el estrangulador para mantener la presión de circulación correcta, la presión en la tubería de revestimiento cambia inmediatamente, pero la presión de la tubería de perforación no cambia hasta algún tiempo después. ¿Qué sucede?
9. Puede llevar varios minutos para que un pozo se estabilice después de que se cierra por un golpe de presión. ¿Cuál de las siguientes sería la mejor medida que la cuadrilla podría tomar durante este tiempo?
 - a. Comenzar a organizar una brigada para mezclar barita.
 - b. Comprobar si hay fugas en la superficie.
 - c. Verificar la presión de precarga en el acumulador.
 - d. Esperar las órdenes del representante de la compañía.
10. Un pozo ha sido cerrado por un golpe de presión y se decide utilizar el método de esperar y pesar para ahogar el pozo. Las presiones estáticas comenzaron a aumentar durante el tiempo que la cuadrilla estaba mezclando el lodo de ahogo. ¿Cuál es la causa más probable del aumento de la presión?
11. Indique dos ocasiones diferentes cuando un perforador debe registrar una presión de velocidad de circulación lenta.

12. ¿Por qué es necesario desarrollar un programa de bombeo cuando se utiliza el método de esperar y pesar?
13. 13. Muchos operadores ejecutan un flotador (válvula de retención) en la sarta de perforación por razones de seguridad. Una desventaja del flotador es que a menos que tenga un pequeño agujero (puerto) en la válvula, es imposible determinar la presión de cierre de la tubería de perforación.
- a. Verdadero
 - b. Falso
14. ¿Cómo se podría controlar la presión de fondo de pozo si la SIDPP y la SICP empiezan a subir mientras un equipo de perforación espera órdenes de la oficina?

P&R

Notas

COMPLICACIONES Y SITUACIONES ESPECIALES

7

AL FINALIZAR ESTE CAPÍTULO, EL ALUMNO DEBE SER CAPAZ DE:

- Analizar indicadores de pérdida de circulación.
- Identificar posibles procesos para reestablecer la circulación.
- Analizar métodos y técnicas para detener flujos subterráneos.
- Identificar los procedimientos del método de estrangulamiento bajo.
- Explicar cómo cerrar un pozo cuando se está lejos del fondo.
- Analizar el proceso de volver a rectificar la tubería en el pozo.
- Identificar los resultados del golpe de presión en relación con el tamaño del pozo.

En los capítulos anteriores, se analizaron las causas básicas de los reventones y las precauciones y técnicas comúnmente empleadas para controlar los pozos en los que se produce un golpe de presión. Los ejemplos proporcionados se basaron en las condiciones más sencillas, es decir, pozos verticales con entrada de fluidos de formación cerca del fondo, dimensiones uniformes del pozo y funcionamiento adecuado de todo el equipo de perforación. Tales condiciones ideales solo se aplican a un pequeño porcentaje de los pozos perforados en todo el mundo. Los datos analizados en una sola zona indicaron que durante un período de 3 años, solo el 22% de los incidentes de control de pozo se clasificó dentro de esta categoría “clásica”. Este capítulo analiza situaciones en las que las técnicas básicas de control de pozo se adaptan a algunos problemas y complicaciones de campo frecuentes que pueden surgir durante una operación de ahogo de pozo.

FACTORES DE SEGURIDAD DURANTE LA CIRCULACIÓN

Se ha investigado mucho la recomendación de agregar un factor de seguridad cuando se ahoga un pozo que presenta un golpe de presión. La pregunta que surge es la siguiente: “¿Cuál es un factor de seguridad adecuado y cómo se selecciona y aplica?” Si se decidiera que debe aplicarse presión adicional manipulando el estrangulador, digamos unas 200 psi, se debe tener en cuenta que en este caso, el factor de seguridad no solo aumenta la presión de fondo de pozo, sino que las 200 psi adicionales se ejercen en todo el pozo, inclusive en la zapata de entubación, que a menudo se considera la parte más frágil del agujero descubierto.

Otra manera de agregar un factor de seguridad consiste en hacer circular un lodo de ahogo más pesado del calculado con el fin de balancear la formación. La circulación del fluido más pesado también produciría una presión mayor en el asiento de la zapata de entubación que si se utilizara el lodo de ahogo calculado. Sin embargo, si el aumento de la presión hidrostática causado por el fluido pesado se restara de la pérdida de presión anular, no se aplicaría ningún factor de seguridad en la formación, pero la presión total en la zapata de entubación incluso podría ser menor debido a la mayor presión hidrostática en el espacio anular. Además, el tiempo de circulación sería menor si el fluido de ahogo más pesado representara un margen de maniobra. Pero si, por alguna razón, el pozo tuviera que cerrarse después de que el fluido de ahogo hubiera alcanzado la barrena, la presión sobre la zapata de entubación aumentaría.

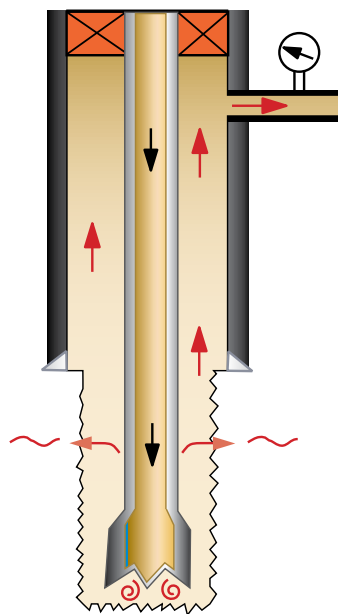
Los operadores más importantes consultados para elaborar este texto prefieren ahogar un pozo con el fluido de ahogo calculado y luego agregar márgenes de maniobra o de seguridad después de la operación de ahogo. Una vez garantizada la seguridad del personal y del equipo, el objetivo principal de la operación consiste en evitar reventones subterráneos.

PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN Y REVENTONES SUBTERRÁNEOS

No siempre es fácil diagnosticar una pérdida parcial de circulación cuando ésta recién comienza durante una operación de ahogo de pozo. Para asegurarse de que los aumentos o las pérdidas se midan correctamente, debe hacerse todo lo posible para evitar agregar o transferir lodo en las piletas activas. Aunque la presión en la tubería de revestimiento puede fluctuar, la presión de circulación no dará una indicación inmediata porque el problema en desarrollo se encuentra en el espacio anular. Por lo tanto, la fricción de circulación no ha cambiado gran cosa. Si hay gas asociado con el golpe de presión, el gas se expandirá al elevarse y sería de esperar que aumentara el volumen de las piletas de lodo. Además, si se agrega barita al sistema, se producirá un aumento en las piletas de alrededor de un barril cada 15 costales (1500 lb.) mezclados. En este caso, el aumento en las piletas puede ocultar las pérdidas en la formación. A medida que las pérdidas continúan empeorando y la presión en la tubería de revestimiento sigue disminuyendo, la presión en la tubería de perforación también disminuirá. Para cuando todo esto ocurra, es posible que la formación esté tomando fluido de manera continua.

Los reventones subterráneos se producen cuando existe tanto una zona de golpe de presión como una zona de pérdida de circulación en el mismo espacio anular abierto. La zona de pérdida de circulación puede encontrarse por encima o por debajo de la zona del golpe de presión. En ocasiones, ambos casos son difíciles de reconocer de inmediato y casi siempre resulta difícil controlarlos o corregirlos. Una vez que se produce un reventón debajo de la superficie, los costos asociados son impresionantes. El posible daño al medio ambiente es inaceptable, y se pierde la futura producción del pozo.

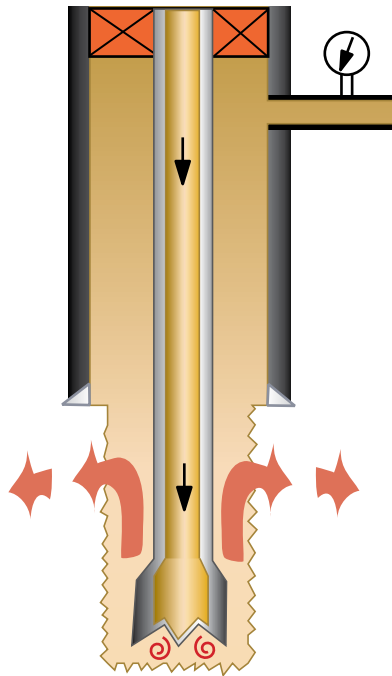
Figura 7.1. Pérdida de retorno parcial.



En el caso de las pérdidas totales de retorno, las presiones pueden cambiar rápidamente según la gravedad del reventón subterráneo en desarrollo.

- La presión en la tubería de revestimiento puede aumentar de manera considerable.
- Puede perderse la comunicación entre la tubería de perforación y el espacio anular.
- La presión en la tubería de perforación, tras disminuir de repente, puede alcanzar el vacío.
- Subir y bajar la sarta de trabajo no modifica la presión en la tubería de revestimiento.
- La tubería de perforación puede vibrar o arrastrarse repentinamente cuando es movida contra zonas de reventón.
- Es posible que el conjunto de BOP vibre violentamente.
- Las presiones de cierre serán menores de lo previsto.
- La presión en el espacio anular puede comenzar a aumentar debido a la migración de gas a medida que el fluido de formación llena el pozo. Puede que sea necesario purgar los fluidos del espacio anular para mantener la presión por debajo de las limitaciones de la tubería de revestimiento o de la superficie.

Figura 7.2. Pérdida de retorno total..



No existe una única solución recomendada para la pérdida de circulación en un pozo con golpe de presión porque no hay comunicación precisa entre la presión de circulación y la presión en la tubería de revestimiento. Ya que el modelo de tubo en U no aplica, no se pueden utilizar los métodos aceptados para la presión de fondo de pozo. Si el bombeo lento en la sarta de perforación no aumenta la presión en el espacio anular, el pozo debe cerrarse. Es probable que la causa sea un reventón subterráneo.

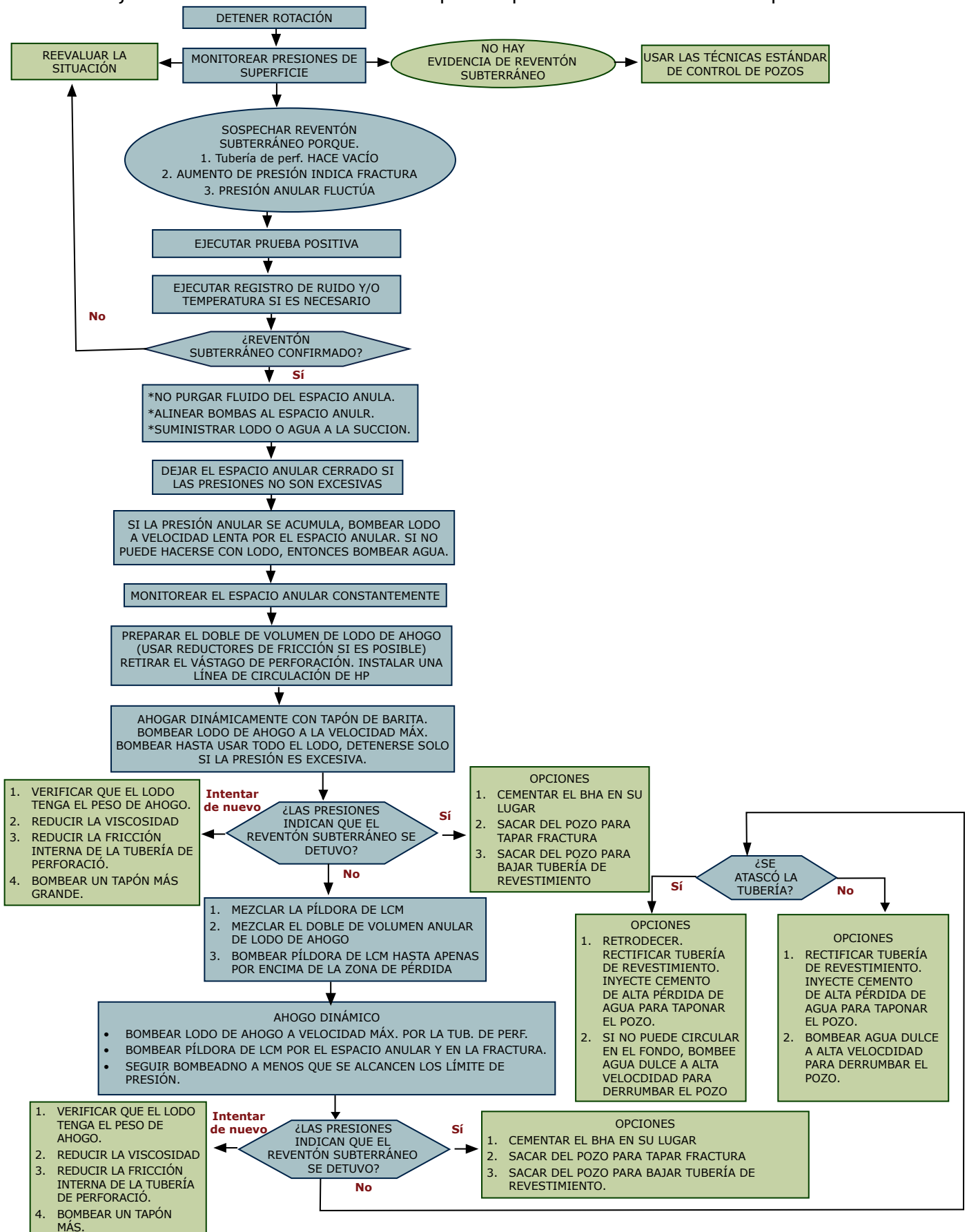
A continuación se enumeran algunas técnicas que se utilizaron con resultados satisfactorios. Sin embargo, nada puede sustituir a la experiencia en un campo específico. Una técnica que funcionó en una zona en particular podría ser un gran error en otro lugar.

- Si se mantuvo presión adicional en el pozo como margen de seguridad, este debe eliminarse. Es posible que, si se quita la presión adicional, especialmente cuando recién comiencen las pérdidas, se corrija la zona de pérdida de circulación y el ahogo pueda continuar tal como estaba previsto.
- La velocidad de circulación puede reducirse con el fin de disminuir la fricción anular ejercida sobre el pozo. La velocidad se reduce manteniendo la presión en la tubería de revestimiento en su valor actual a medida que se ajusta la velocidad de bombeo. Cuando se alcanza la velocidad de bombeo correcta y la presión en la tubería de revestimiento se encuentra en el valor adecuado, la nueva presión de circulación será correcta.
- Permita que el pozo “descanse”. Levante la tubería del fondo y cierre el pozo. A veces, se logra corregir la zona de pérdida de circulación. Naturalmente, durante este período estacionario, los medidores de presión deben controlarse cuidadosamente y cualquier cambio de presión debe documentarse. Si la presión de pozo comienza a aumentar, la presión de fondo de pozo puede controlarse purgando en el estrangulador, lo que mantiene la presión constante en la tubería de revestimiento.
- En algunas zonas, se ha colocado una píldora de fluido pesado en el fondo para contener o ahogar el golpe de presión. Aunque es poco frecuente, esto ha funcionado en determinadas zonas,= en las que el golpe de presión es menor y la zona de pérdida está por encima de la zona de golpe de presión. Una vez que se controla la formación con golpe de presión, se pueden tomar medidas para corregir la zona de pérdida de circulación a mayor altura.
- Aunque se utiliza en algunas zonas, el material para pérdida de circulación (LCM, por sus siglas en inglés) por lo general no se recomienda. Esta opción presenta dos problemas considerables: hacer circular el LCM aumenta la pérdida de presión anular, y el material puede taponar las boquillas de la barrena.

Si estos intentos iniciales no dan resultado, se debe identificar la zona de pérdida de circulación para intentar recuperar el control del pozo. En la mayoría de los casos, se adquieren registros eléctricos con cable para poder ubicar la zona de pérdida de circulación. Una vez definida la zona de pérdida, se emplean diversas técnicas para restablecer la circulación.

1. Las compañías de servicios de cementación pueden hacer fraguar cementos especiales concebidos para detener los flujos subterráneos.
2. Los tapones de barita, una mezcla de barita y agua, se utilizan en ocasiones para taponar el pozo por encima de la zona de golpe de presión y evitar la entrada del flujo en el pozo. El tiempo que tarda la barita en asentarse hace que sea difícil lograr un buen tapón con flujos grandes de agua, pero los tapones de barita a menudo funcionan bien con flujos de gas. El desplazamiento correcto es fundamental porque la barita se asienta rápidamente una vez desactivada la bomba. Las boquillas de la barrena pueden taponarse o el conjunto de fondo de pozo puede atascarse.
3. Un tapón bentonita-diésel, una mezcla de bentonita y diésel, puede resultar eficaz para cortar temporalmente un flujo de agua. Cuando la mezcla de bentonita y diésel entra en contacto con el agua, la bentonita fragua como si fuera cemento denso de arcilla. Los tapones bentonita-diésel se debilitan con el tiempo. Si el tapón bentonita-diésel es eficaz, con frecuencia se coloca un tapón de cemento permanente encima.

Flujo de análisis de decisión de zona de pérdida por encima de la zona de alta presión



4. A veces es posible ahogar un pozo dinámicamente bombeando a alta velocidad con el fin de controlar la zona de reventón al generar un alto grado de fricción anular.
5. En los casos más graves, se perforan pozos de alivio y se emplean técnicas dinámicas.

EL MÉTODO DE ESTRANGULAMIENTO BAJO

El procedimiento de estrangulamiento bajo puede utilizarse en ciertos pozos cuando la presión de cierre en la tubería de revestimiento (SICP) se acerca a la máxima presión anular permitida en superficie (MAASP) o la excede. No es un método de presión de fondo de pozo constante y solo es aplicable en situaciones en las que haya probabilidad de fractura de formación o falla de la tubería de revestimiento o del cabezal de pozo.

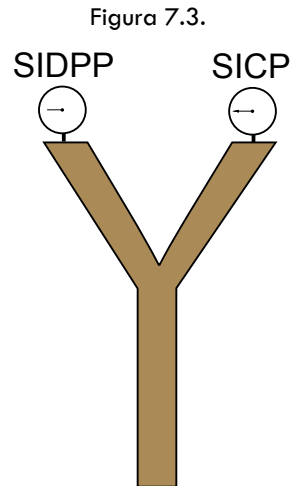
Una vez tomada la decisión de emplear el método de estrangulamiento bajo, la MAASP se mantiene constante con un estrangulador mientras se hace circular el fluido a la mayor velocidad de bombeo factible, lo que a la vez aumenta el peso del lodo con la mayor rapidez posible. La mayor pérdida de presión anular a causa de la alta velocidad de bombeo es una parte fundamental del método. Mientras tanto, los fluidos de formación seguirán entrando en el pozo hasta que el fluido quede correctamente densificado. Esto puede requerir más de una circulación completa. Cuando comienza la operación, no se conoce la densidad correcta del fluido de ahogo porque no se estableció ninguna presión de cierre estabilizada en la tubería de perforación (SIDPP) durante el cierre inicial. Se debe hacer un cálculo aproximado de la densidad correcta del fluido. Una vez que se hizo circular el fluido más pesado hacia la superficie, el pozo se cierra y puede determinarse la densidad correcta del fluido de ahogo. El método de estrangulamiento bajo no debe utilizarse a menos que se haya establecido que el equipo de perforación cuenta con un separador de gas adecuado. El procedimiento recomendado se describe a continuación:

1. Haga circular el fluido empleando la máxima velocidad de bombeo factible.
2. Comience a aumentar la densidad del fluido hasta alcanzar una densidad estimada de ahogo tan pronto como sea posible.
3. Mantenga la presión en la tubería de revestimiento en el nivel de la MAASP ajustando el estrangulador. Controle atentamente el nivel de la piletta de lodo. Si el volumen de lodo disminuye antes de que el golpe de presión llegue a la superficie, esto indicaría una pérdida de circulación.
4. Siga haciendo circular el fluido hasta que sea necesario reducir la apertura del estrangulador para mantener la máxima presión permitida.
5. Cierre el pozo y mida las presiones de cierre. Ahora puede determinarse el peso correcto del lodo de ahogo y utilizarse el método de “esperar y pesar” para hacer circular el lodo de ahogo en todo el pozo.
6. Si no es posible ahogar el pozo, o si la presión en la tubería de revestimiento no puede reducirse para cerrar el pozo sin peligro, considere colocar tapones de barita o de cemento.

$$ICP = (SCR_{psi} * MW_{presente} \div MW_{original}) + SIDPP$$

SE PRODUCE UN GOLPE DE PRESIÓN EN EL POZO CUANDO LA SARTA DE TRABAJO ESTÁ LEJOS DEL FONDO

Los golpes de presión que se detectan cuando la sarta de trabajo está lejos del fondo por lo general se deben al suaveo durante las maniobras o a carreras repetidas con herramientas operadas con cable cuando la sarta de trabajo se encuentra completamente fuera del pozo. En cualquier caso, el golpe de presión debería haberse detectado midiendo el llenado durante la maniobra o controlando el espacio anular. Sea ha dicho que deben lograrse dos objetivos para controlar un pozo por completo: 1) la tubería de perforación debe estar cerca del fondo y 2) debe ser posible la circulación.

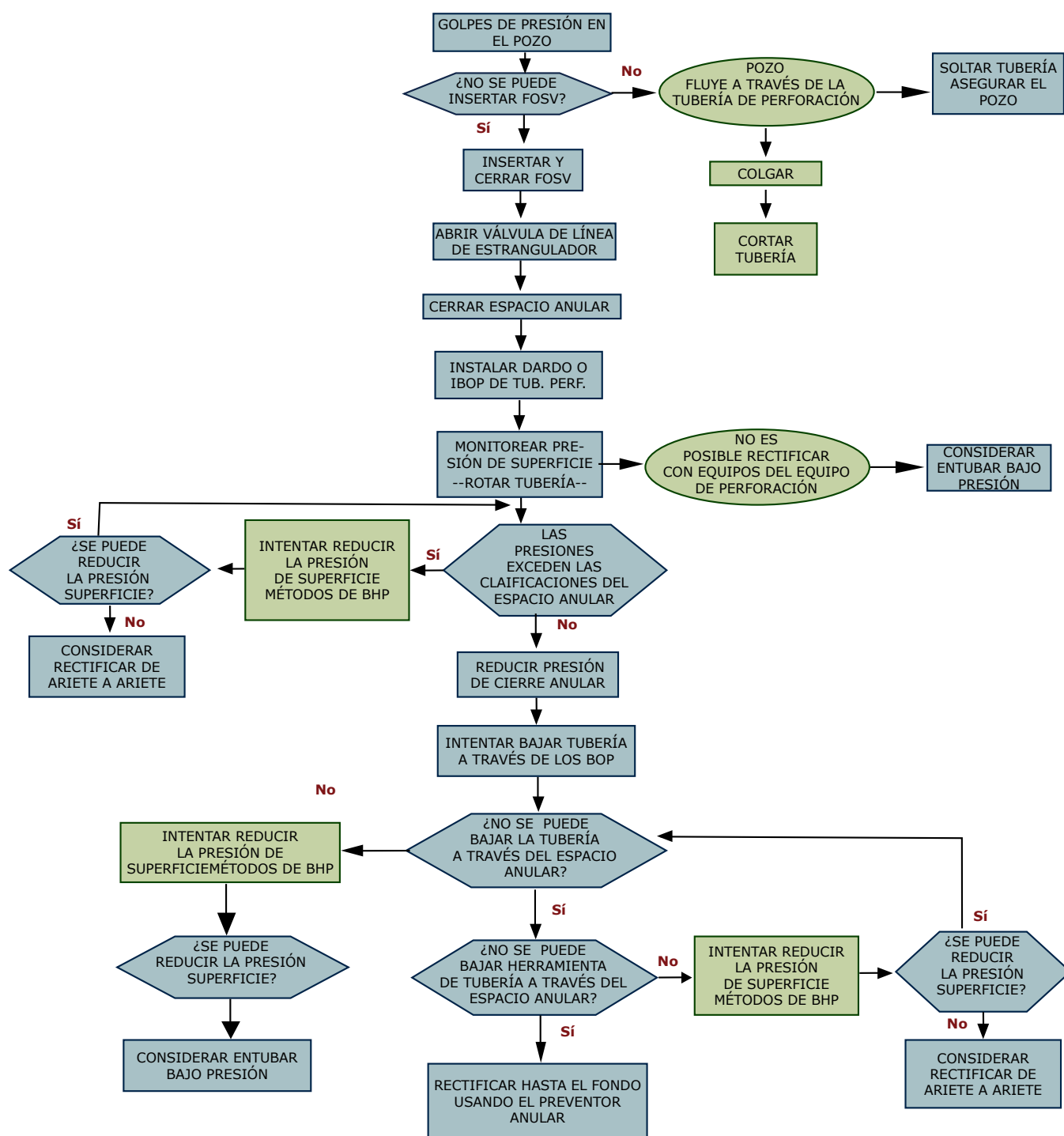


Cuando un pozo está cerrado y la tubería de perforación está lejos del fondo, las presiones de cierre (SIDPP y SICP) probablemente sean iguales, suponiendo que el golpe de presión se produce por debajo de la sarta de trabajo. Por lo tanto, el modelo de tubo en U ya no aplica. De hecho, el pozo podría imaginarse como un tubo en Y, con los medidores de presión en el extremo de cada brazo de la Y y el golpe de presión abajo, en el pie. Lo más probable es que, si se hace circular fluido en el pozo a una profundidad lejos del fondo, se lograría poco o nada para resolver la situación y podría producirse un desastre. Asimismo, más de un reventón con resultados trágicos se produjo cuando la cuadrilla volvió a bajar la tubería en un pozo abierto, en un intento por “ganarle al golpe de presión”.

Debe hacerse todo lo posible por bajar la sarta de trabajo hasta el fondo, o por lo menos por debajo del golpe de presión, y luego hacer circular el influjo hacia afuera del pozo. La única manera segura de hacer esto es bajar a través de un preventor cerrado al mismo tiempo que se controla la presión de fondo de pozo (rectificación volumétrica). Las operaciones y las técnicas de rectificación se analizan en las páginas siguientes de este capítulo.

En otras zonas, se han utilizado técnicas diferentes a la rectificación. Por ejemplo, volver a entubar por etapas y hacer circular el fluido en cada etapa, o tratar de ahogar un pozo “desde arriba” llenando el espacio anular gradualmente cuando se sale del pozo. Estas técnicas se desarrollaron a partir de la experiencia de campo en zonas específicas. Por lo general, no se recomiendan y quedan fuera del alcance del presente texto.

Figura 7.4. Golpe de presión lejos del fondo (tubería de perforación en la pila)

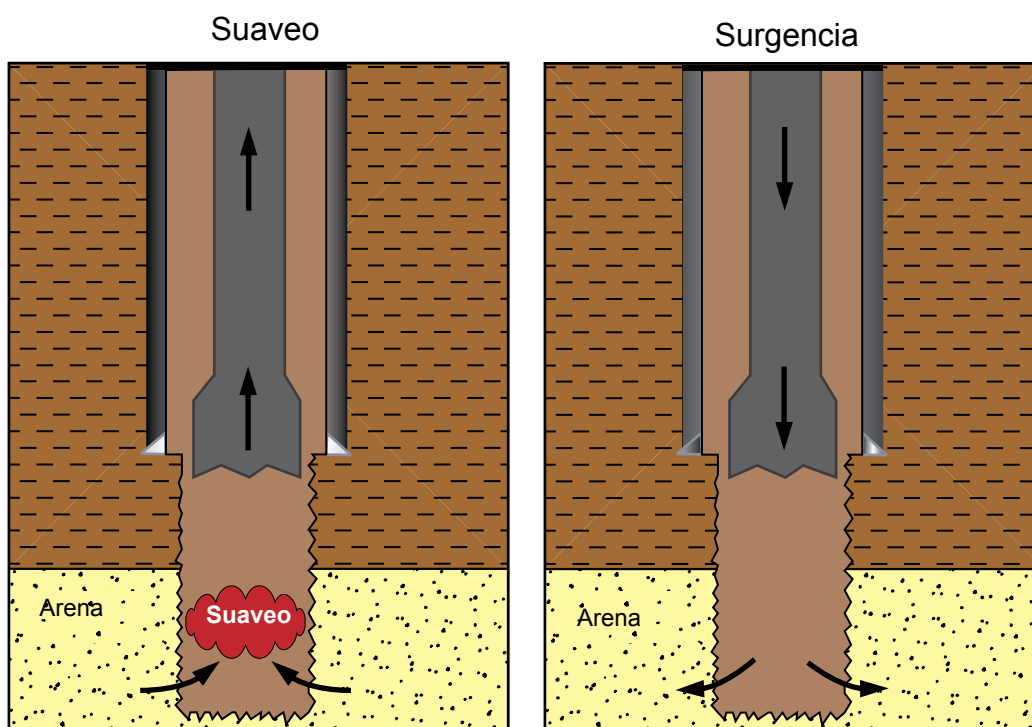


RECTIFICACIÓN

“La *rectificación de entrada* es el proceso de bajar la tubería de perforación en el pozo cuando este está cerrado con un golpe de presión y cuando el peso de la tubería de perforación es suficiente para superar la fuerza de la presión del pozo. La *rectificación de salida* es el proceso de retirar la tubería de perforación de un pozo bajo presión”¹.

La expresión utilizada para describir la situación que requiere una rectificación es “tubería pesada”. Si las fuerzas del pozo son superiores al peso de la tubería, la situación se considera de “tubería liviana”. En condiciones de tubería liviana, la operación de mover la tubería en un pozo se conoce como entubación bajo presión. La entubación bajo presión es una operación altamente especializada que requiere equipos especiales, p. ej., unidades de remediación hidráulicas o unidades de tubería flexible, y no se tratará en este análisis.

Figura 7.5.



Algunos de los eventos de control de pozo más graves han ocurrido cuando se retira la tubería de un pozo. Cuando se sale del pozo, la presión de fondo de pozo (BHP) se reduce de 3 maneras diferentes: 1) la pérdida de fricción anular desaparece cuando se detienen las bombas; 2) la BHP disminuye un poco debido al movimiento ascendente de la tubería, y 3) el nivel de líquido en el pozo baja a medida que se retira la tubería. El llenado inadecuado durante los viajes de salida de un pozo, en especial cuando el conjunto de fondo de pozo (BHA) se está extrayendo a través de la mesa rotativa, ha producido reventones en muchas ocasiones. Asimismo, la reducción de la BHP a causa del movimiento ascendente de la tubería, es decir, el “efecto de suaveo”, puede tener consecuencias desastrosas si no se maneja adecuadamente. Los principales factores que contribuyen al suaveo son los siguientes:

- La velocidad a la que se extrae la tubería
- Las propiedades de flujo del líquido de trabajo (viscosidad y resistencia de gel)
- La luz (holgura) del espacio anular

1 University of Texas Petroleum, *A Dictionary for the Petroleum Industry*, (Austin: University of Texas at Austin Petroleum, 2nd edition, 1997).

El suaveo es un efecto como de pistoneo causado por extraer la tubería más rápido de lo que cae el líquido por debajo de esta. El efecto contrario, la surgencia, que produce un aumento de la BHP, también puede provocar problemas de control de pozo, pero no con tanta frecuencia como el suaveo.

El suaveo o la surgencia solo pueden detectarse en una etapa temprana controlando atentamente un tanque de viaje calibrado a medida que la tubería se introduce en el pozo o se retira de este. En los viajes de salida, si el pozo no recibe el volumen correcto predeterminado de líquido para el llenado, puede suponerse que se ha producido el suaveo de los fluidos de formación en el pozo.

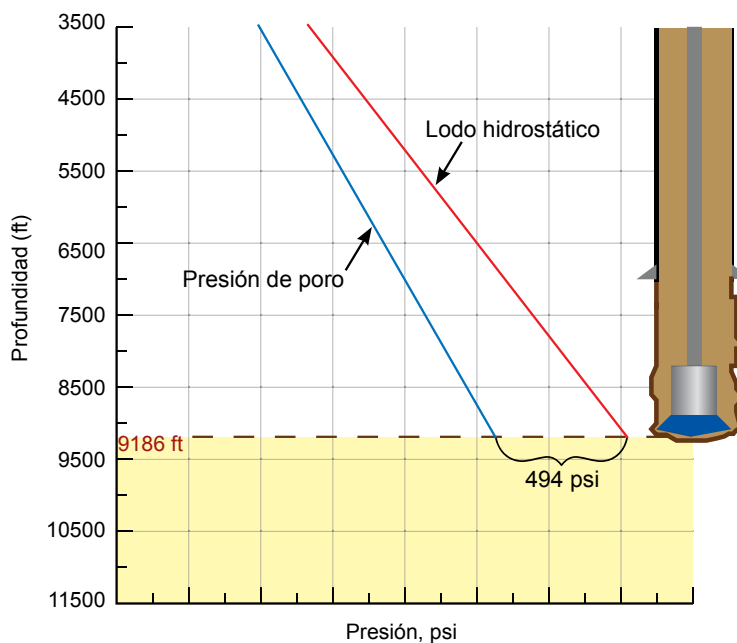
Desde hace mucho tiempo, se sabe que la única manera de controlar un pozo por completo es tener una sarta de trabajo cerca del fondo y los medios para hacer circular el fluido. Esta afirmación es esencialmente cierta. Sin embargo, el medio utilizado para bajar la tubería hasta el fondo es fundamental.

Volver a bajar la tubería hasta el fondo en un pozo abierto, es decir, “ganarle al golpe de presión” ha provocado muchos reventones desastrosos. Si está bien bajar la tubería siempre y cuando el pozo no esté fluyendo “muy mal”, entonces es necesario definir qué sería “muy mal”. ¿Qué tan mal es muy mal? Las siguientes figuras muestran cómo cualquier incidente de suaveo puede convertirse en un acontecimiento peligroso de control de pozo.

¿GANARLE AL GOLPE DE PRESIÓN?

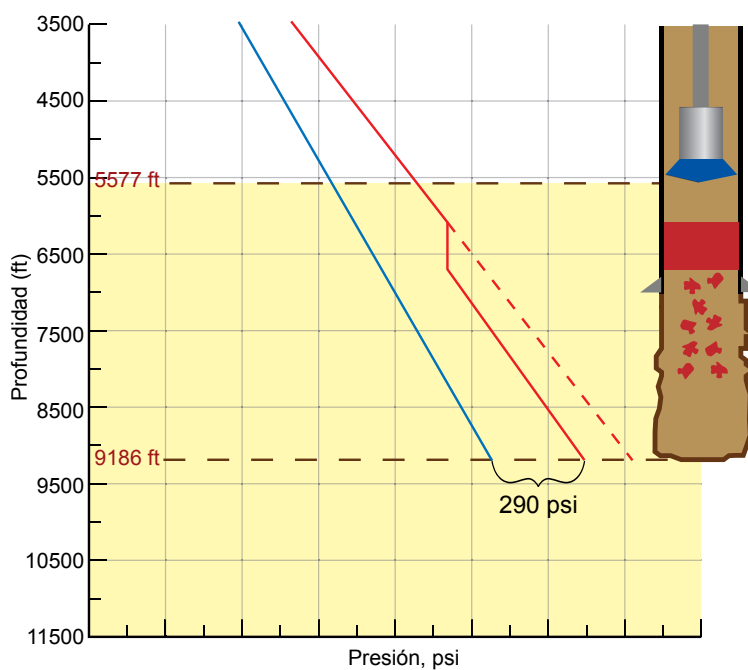
Etapa 1

Cuando se perforaba un agujero de 8½ pulgadas, la barrena penetró una formación diferente y fue necesario hacer una maniobra para cambiar de barrena. La profundidad vertical verdadera (TVD) era de 9.186 pies. El peso del lodo era de 14,9 ppg, lo que proporcionaba aproximadamente 494 psi de sobre balance o margen de maniobra. El gradiente de presión de la formación se calculó en unas 0,721 psi/ft. La formación contenía gas con una densidad estimada de 2,5 ppg.

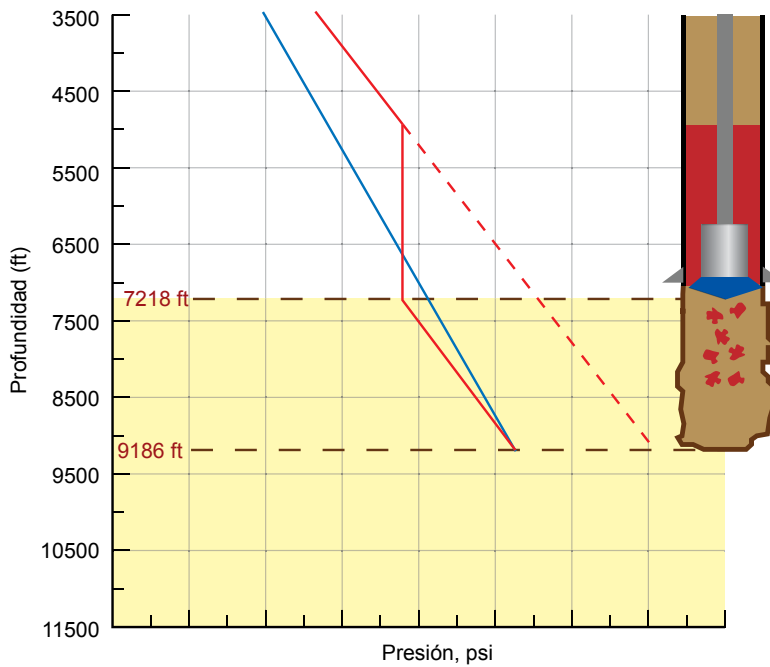


Etapa 2

Después de salir del pozo a 5.577 pies, se observó que el pozo no recibía el volumen correcto para el llenado y que fluía con lentitud. Las piletas habían aumentado aproximadamente 9,4 bbl debido al llenado incorrecto y posiblemente a la expansión del gas. El agujero descubierto se había llenado de fluido de perforación emulsionado con gas. El sobre balance en el fondo se redujo a 290 psi.

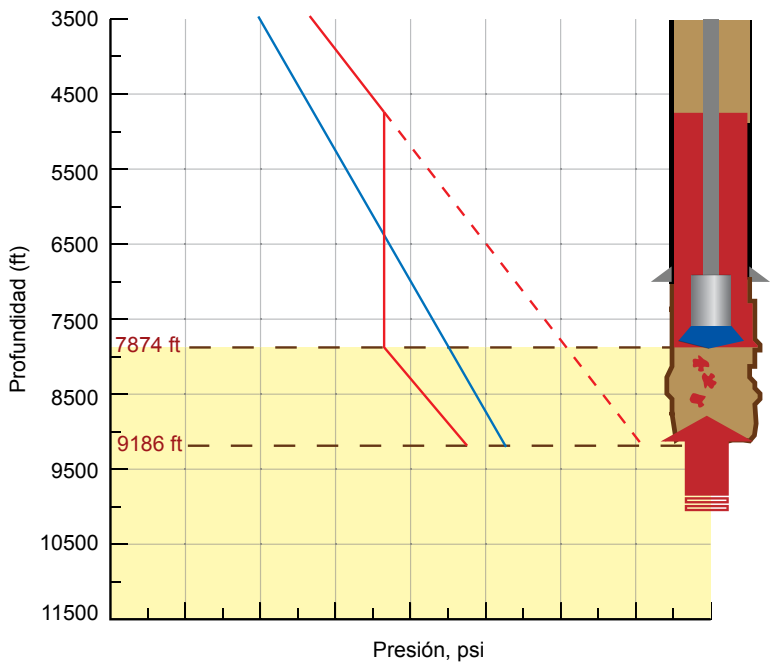


Stage 3



Se decide hacer un viaje de entrada en el pozo dado que el flujo no se considera excesivo. El aumento en la superficie de las piletas es de 25 bbl. Todo el sobre balance se perdió, y el agujero descubierto está completamente lleno de lodo emulsionado con gas.

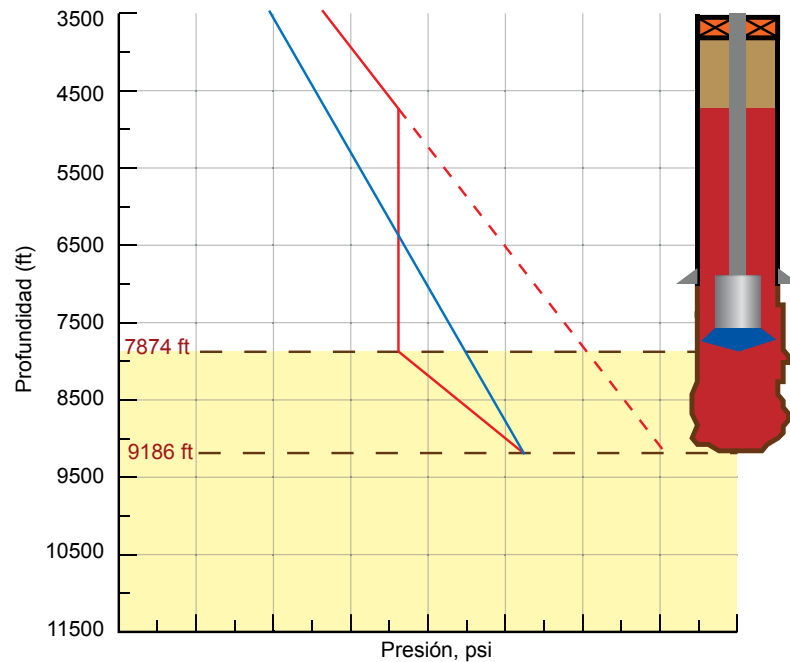
ETAPA 4



La cuadrilla continúa bajando la tubería en el pozo a medida que la tasa de flujo del pozo aumenta sin cesar. Ya se perdió todo el sobre balance, y se produce un segundo golpe de presión en el pozo. El pozo produce gas constantemente desde el fondo. El aumento de las piletas es de 63 bbl, y el volumen crece rápidamente.

Etapa 5

El pozo se cerró con los BOP. El volumen total obtenido es de 94 bbl. La presión de cierre en la tubería de revestimiento (SICP) es de 725 psi con la barrena aún a 1.312 ft del fondo. El agujero descubierto está cargado de gas, y el control se perdió por completo. La recuperación de esta situación es ahora difícil y muy riesgosa.



Considere hacer un viaje de salida del pozo con un equipo de perforación. Si, durante el viaje, el volumen de líquido bombeado en el pozo es inferior al volumen correcto predeterminado del desplazamiento de la tubería (teniendo en cuenta las características normales del pozo en particular), se debe detener el viaje, enroscar una válvula de seguridad de apertura total en la sarta de trabajo y verificar el flujo del pozo. Si el pozo está fluyendo, se debe cerrar para detener el flujo lo antes posible y de esa manera poder analizar la situación en condiciones estáticas. *Aunque el pozo no esté fluyendo, una vez que se determinó el suaveo del fluido de formación hacia el pozo, se debe volver a rectificar la tubería cerca del fondo y se debe hacer circular el influjo hacia la superficie empleando un método de presión de fondo de pozo constante.*

Las prácticas de rectificación seguras incluyen dos cuestiones principales. Por un lado, la operación mecánica en sí, que consiste en el montaje y manejo del equipo de perforación, las asignaciones específicas de la cuadrilla, y los cálculos correctos de volumen y desplazamiento. Además, como hay algo de gas en la mayoría de los fluidos de formación, se debe considerar el control de la presión de fondo de pozo por si gas migra durante la operación de rectificación.

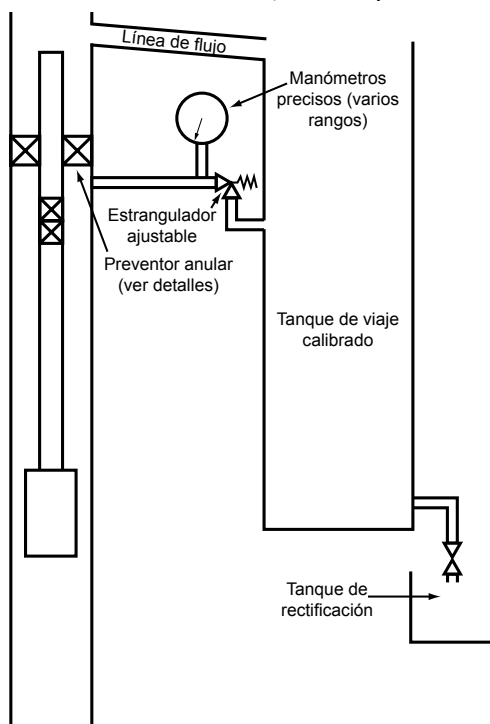
Aunque ambas cuestiones se tratan al mismo tiempo durante las operaciones reales, en este texto se analizan por separado con el fin de asegurar la simplicidad y la claridad. Los requisitos de equipos básicos para rectificar la tubería en un pozo empleando un preventor anular contra una presión relativamente baja son los siguientes:

- Un sistema de descarga de fluido desde el cabezal de pozo (BOP) hasta un tanque dedicado y calibrado con precisión, con el fin de permitir la purga controlada.
- Un sistema de control de BOP que ofrezca capacidad de respuesta rápida y garantice el sellado cuando se rectifica una unión de tubería a través del elemento sellador.
- Equipos adicionales para garantizar la eficiencia de las operaciones.

Sobra decir que es sumamente importante que los supervisores conozcan los límites de los equipos de control de pozo y que los manuales de mantenimiento y operaciones estén a la mano. El daño

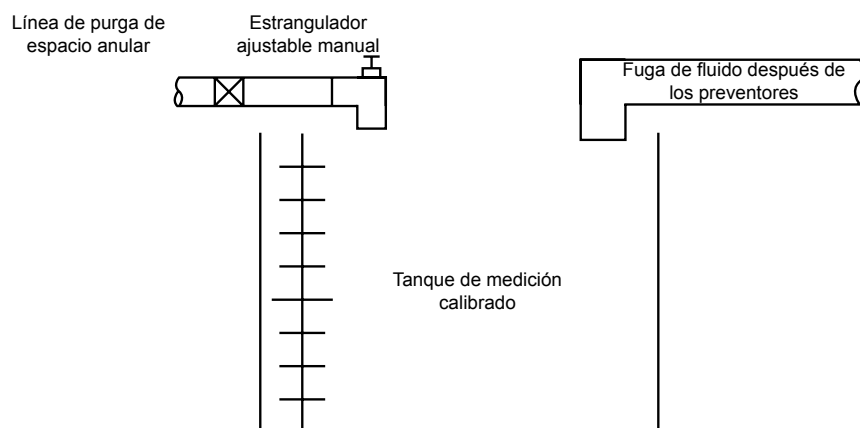
innecesario a los elementos selladores de los preventores durante la rectificación ha provocado más de un reventón. La página siguiente describe brevemente los requisitos de los equipos y las limitaciones operativas. En la figura 7.5 se muestra un esquema de la descarga de fluido desde el cabezal de pozo, a través de la línea de estrangulamiento y del colector múltiple de estrangulamiento, hasta un tanque de viaje calibrado. Se utiliza un tanque de viaje calibrado para controlar y registrar los volúmenes del desplazamiento con el extremo cerrado de la tubería que se rectificará en el pozo. El tanque de viaje contiene el aumento de volumen de la expansión de gas (como resultado de la manipulación de estrangulamiento en la que se aplica el método volumétrico) y se controla y registra por separado del volumen de desplazamiento de la tubería.

Figura 7.5. Esquema del equipo de perforación para el método combinado volumétrico, estático y de rectificación.



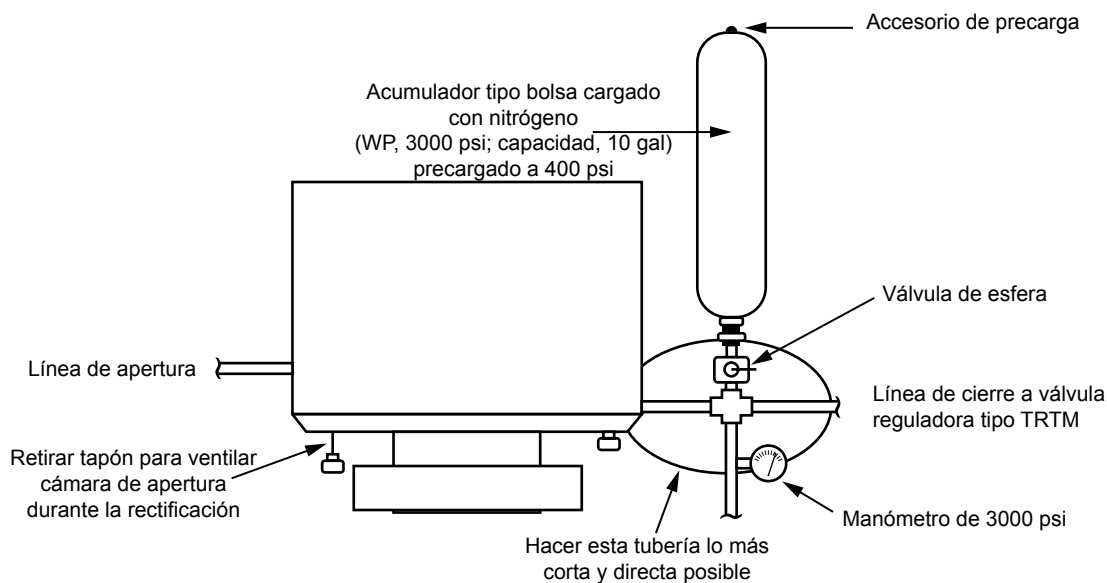
En muchas operaciones, ocurre algo de pérdida cuando una unión de tubería pasa a través del preventor anular. Este líquido debe medirse y agregarse al volumen purgado del espacio anular. En la figura 7.6 a continuación, se muestra una línea que dirige cualquier pérdida del preventor de regreso hacia el tanque de viaje calibrado.

Figura 7.6. Tanque de viaje.



La figura 7.7 muestra el esquema de un sistema de regulación de presión utilizado para garantizar un sellado rápido y seguro cuando se rectifica una unión de tubería a través del preventor anular. Con el fin de minimizar el desgaste del elemento sellador, la presión de cierre debe reducirse lo más posible y es necesario permitir que el elemento se expanda, y luego se contraiga, a medida que pasa la unión de tubería. La lubricación de la tubería de perforación antes y después de la operación puede reducir aún más la probabilidad de desgaste. Si se produce una pérdida alrededor de la tubería, el fluido debe recolectarse en el tanque de viaje y considerarse líquido proveniente del pozo. Se instala un recipiente acumulador de surgencia de 10 galones en la línea de cierre, lo más cerca posible del preventor. La presión de precarga del acumulador de surgencia depende del tipo de preventor utilizado. Como regla general, debe precargarse hasta un 50% de la presión de cierre mínima requerida del preventor. Este recipiente se aísla en condiciones normales de operación y se usa para facilitar la expansión y contracción del elemento sellador.

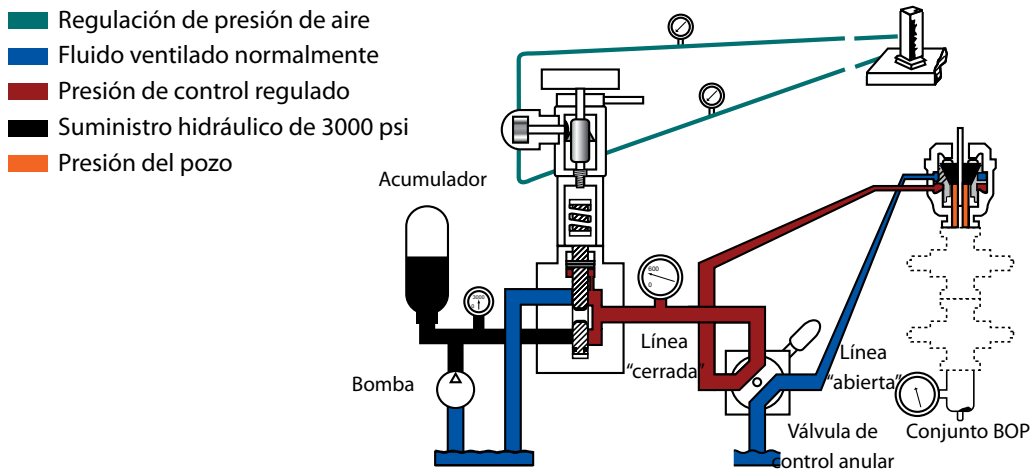
Figura 7.7. Requisitos de equipos para la rectificación con un preventor anular.



Otra ventaja de la válvula reguladora de seguridad TRTM es la alta circulación de flujo en comparación con el tamaño de la válvula ya que cuenta con varias trayectorias internas de flujo. Por lo tanto, responde bien en las operaciones de rectificación debido a la línea de ventilación con múltiples puertos.

En la figura 7.8 se muestra un tipo de válvula reguladora de seguridad que se utiliza cuando se operan BOPs remotamente. La válvula de seguridad mantendrá la presión de cierre en caso de que se pierdan las señales aéreas o hidráulicas para operar la válvula. La válvula reguladora de presión TRTM que se muestra incluye una característica de seguridad. Gracias a la válvula reguladora TRTM, si se pierde la presión piloto, el tornillo de ajuste manual permanece en posición, por lo que se mantiene el último ajuste de presión regulada. Una característica importante es que el tornillo de fijación mecánica permanece fijo para garantizar que se mantenga el último ajuste.

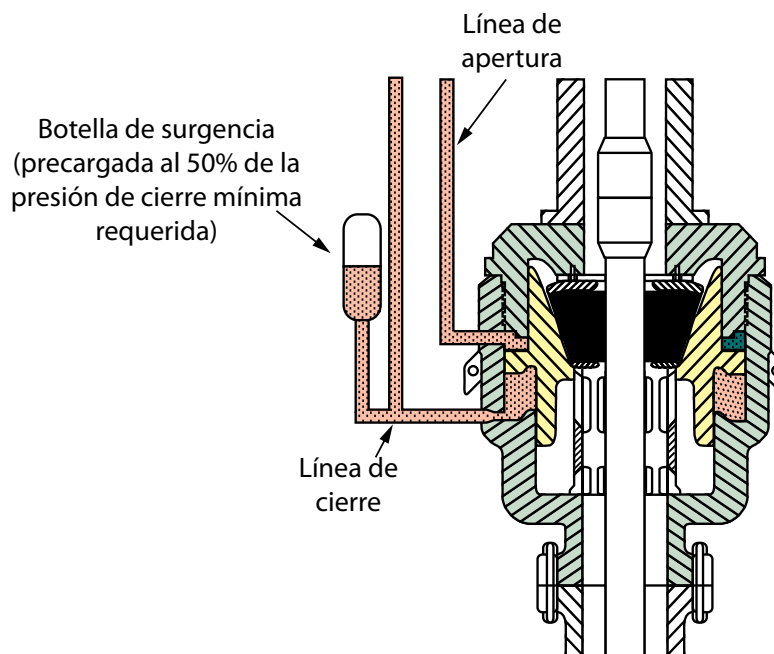
Figura 7.9. Preventor de reventones.



Otra ventaja de la válvula reguladora de seguridad TRTM es la alta circulación de flujo en comparación con el tamaño de la válvula ya que cuenta con varias trayectorias internas de flujo. Por lo tanto, responde bien en las operaciones de rectificación debido a la línea de ventilación con múltiples puertos.

El preventor Hydril GK mostrado en la figura 7.9 se diseñó especialmente para usarse en instalaciones de superficie. El empaque se efectúa aplicando presión hidráulica a la cámara de cierre que eleva el pistón, forzando a que el elemento de empaquetadura se convierta en un sello alrededor de la tubería (el GK también sellará el agujero descubierto, pero esto por lo general se evita a causa de la posibilidad de desgaste extremo del empaquetador). El preventor GK está diseñado para funcionar asistido por presión, de modo que la presión del pozo actúa sobre el elemento de empaquetadura. Al aumentar la presión del pozo, aumenta la fuerza de cierre y, por lo tanto, también aumentan las fuerzas friccionales generadas por la tubería en movimiento. La vida útil de la unidad de empaquetadura se prolonga bajando la presión de la cámara de cierre. Las tablas de fabricantes están disponibles para diversas marcas y modelos de preventores, y deben usarse como guías para establecer la presión de cierre inicial.

Figura 7.9. Preventor de reventones.



EJEMPLOS DE RECTIFICACIÓN

En el primer ejemplo, suponga que se utiliza la misma geometría de pozo del análisis volumétrico anterior, en el capítulo 6 (p. 6 a 24), que se produjo el suaveo de un influjo de gas equivalente a 15 barriles en el pozo y que se detectaron 25 tiros (2.325 pies) lejos del fondo. Se decide volver a rectificar la tubería en el pozo y hacer circular el golpe de presión hacia la superficie. También suponga que el lodo de 12,5 ppg equilibró la formación antes de comenzar la maniobra y que el gas no migrará. La presión en la tubería de revestimiento de 120 psi es una presión de superficie relativamente baja, así que el preventor anular se utilizará como cabezal de rectificación. Se elige un margen de seguridad de 100 psi y un margen de trabajo de 50 psi. Es posible que estas suposiciones no reflejen una situación verdadera. Se emplean aquí solo con fines ilustrativos.

Figura 7.10. Ejemplo de pozo.

DATOS DEL POZO:

Profundidad: 10.000 ft

Tubería de revestimiento: 9 $\frac{5}{8}$ in, 40 lb./ft, emplazada a 5.000 ft

Tubería de perforación: 4 $\frac{1}{2}$ in, 16,6 lb./ft, desplazamiento con extremo cerrado de 0,02084 bbl/ft.

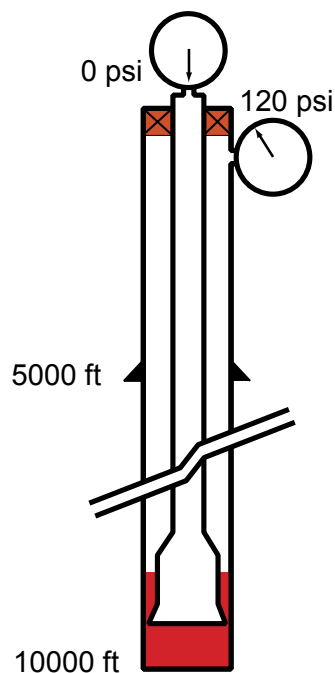
Lejos del fondo, se produce el suaveo de un influjo por debajo de la sarta de trabajo.

Lodo: 12,5 ppg

SICP: 120 psi

Aumento final de las piletas después del cierre: 15 bbl

Presión de la formación: 6.500 psi



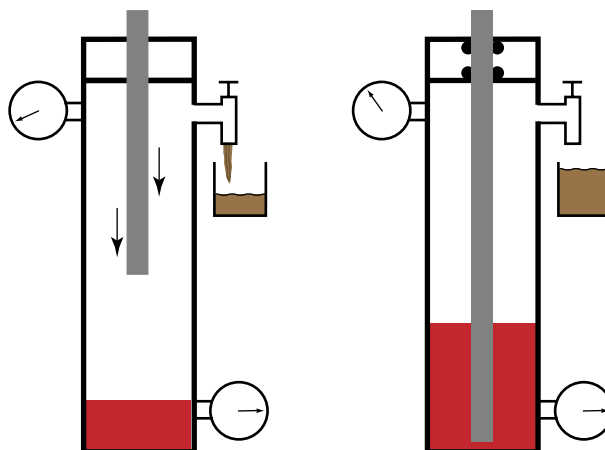
El desplazamiento cerrado de la tubería de perforación de 4 $\frac{1}{2}$ pulgadas es de 0,02084 bbl/ft. Por lo tanto, cada tiro de 93 ft desplaza 1,94 bbl. ($0,02084 \times 93 = 1,94$). Una vez montado el equipo de perforación adecuado, se lleva a cabo una reunión detallada sobre seguridad. Durante esta reunión, se informa a la cuadrilla sobre los detalles de la operación y se asignan y explican las tareas individuales.

La operación comienza con la rectificación de la tubería de perforación a través del preventor anular, con el estrangulador cerrado hasta que la presión en la tubería de revestimiento haya aumentado el equivalente al margen de seguridad (100 psi) y al margen de trabajo (50 psi), es decir, hasta 270 psi. Desde este punto en adelante, se abre el estrangulador a medida que la tubería se introduce al pozo a fin de purgar el desplazamiento de la tubería de perforación con exactitud. El tanque de viaje debe estar $\frac{1}{3}$ lleno aproximadamente antes de que comience la rectificación.

En esta situación ideal (no hay migración), la presión en la tubería de revestimiento se mantendría aproximadamente constante a medida que se rectifica la tubería hasta que el BHA penetre la parte superior del influjo. En ese punto, la presión hidrostática anular se reduciría como resultado del influjo más largo (alto). Entonces aumentaría la presión en la tubería de revestimiento, lo que refleja

la geometría cambiante del pozo. Puede observarse que la medición precisa del líquido desplazado es fundamental para la operación y que la comunicación entre el operador del estrangulador y el personal que mide el líquido debe ser excelente. La presión de fondo de pozo se mantiene constante siempre y cuando el líquido de retorno sea equivalente al desplazamiento real de la tubería, hasta que la sarta de trabajo se encuentre en el fondo del pozo o cerca de este. Todos los cambios en la presión en la tubería de revestimiento se deben a variaciones en la presión hidrostática anular a medida que la tubería se introduce en el pozo.

Figura 7.11. Desplazamiento de la tubería.



En el ejemplo de la página anterior, se supuso que no había gas relacionado con el influjo suaveado y, por lo tanto, no se produjo la migración ascendente. Sin embargo, en casi todos los casos, los golpes de presión contienen algo de gas, y las operaciones de rectificación deben prepararse para controlar la presión de fondo de pozo en caso de que el gas comience a subir por el pozo. Dado que la circulación no es posible, se incorpora el principio volumétrico a la operación de rectificación. En esta situación, se plantean dos cuestiones distintas: 1) La medición cuidadosa del desplazamiento de la tubería y 2) La aplicación del método volumétrico para tener en cuenta la expansión del gas y el control de la presión de fondo de pozo.

Cuando se planifica una operación de rectificación, no resulta práctico considerar cada cambio geométrico del pozo aun cuando el gas que migra puede introducirse en espacios anulares diferentes, por ejemplo, encima del BHA. Además, tal como se mencionó en el ejemplo anterior, se debe tener en cuenta el cambio de presión que probablemente se producirá cuando el BHA penetre en el volumen principal del gas. Si aumenta la longitud vertical del gas, disminuirá la presión hidrostática anular efectiva, lo que a su vez aumentará la presión en la tubería de revestimiento. Es importante darse cuenta de que este aumento de la presión de superficie no se debe a la migración de gas.

Aunque es posible calcular la velocidad de migración, no es seguro que esta velocidad se mantenga. Además, tampoco se puede conocer con exactitud la parte superior (o inferior) de la burbuja.

Dado que un pozo puede tener varios espacios anulares, la presión hidrostática por barril de líquido variará según la posición de la burbuja. Cuando se selecciona un valor de presión hidrostática frente al volumen que se utilizará (psi/bbl), algunos operadores simplifican la tarea empleando el espacio anular entre el BHA y el agujero descubierto, ya que consideran que el espacio anular más pequeño es el menos peligroso. Otros emplean un espacio anular promedio, o el más largo. En la mayoría de los

pozos, las diferencias de presión por barril entre los varios espacios anulares son pequeñas. En todo caso, el operador del estrangulador debe prever un cambio significativo de presión cuando el BHA penetre la burbuja de gas. La elección de los márgenes adecuados de seguridad y de trabajo también varía según las características de cada pozo. Por ejemplo, la resistencia de la formación (MAASP) siempre es motivo de preocupación durante las operaciones de perforación porque hay un agujero descubierto expuesto. No existe ninguna regla estricta, pero si la MAASP fuera de 1.200 psi y la SICP fuera de 800 psi, la selección de 200 psi en total como equivalente a los márgenes sería probablemente una opción no riesgosa, ya que $1.200 - 800 = 400$ psi, lo que debería proporcionar más que suficiente tolerancia. Si la presión en la tubería de revestimiento no aumenta una vez introducidos algunos tiros, esto podría significar que el pozo ya está recibiendo líquido y se ha excedido la presión de fractura. Cuando se haya establecido que el pozo está recibiendo fluido de trabajo, la rectificación puede continuar purgando solo la cantidad suficiente de fluido para igualar el desplazamiento total de la tubería. En esta situación, se forzaría la entrada de una menor cantidad de fluido a la formación y las pérdidas podrían detenerse una vez que el gas se eleve por encima del punto de fractura.

El ejemplo a continuación incluye algunas suposiciones básicas:

- El preventor anular se utiliza para la rectificación.
- Se considerará que el influjo es gas y, por lo tanto, se agregará contrapresión, lo que permitirá la migración y la expansión como en el método volumétrico.
- El influjo permanece en una burbuja continua, que ocupa toda la sección transversal del espacio anular.
- Los márgenes de seguridad y de trabajo se agregarán al comienzo mismo de la operación, y el influjo se encontrará en el agujero descubierto al principio de la operación. Se utilizará un valor promedio de psi/bbl para las pautas volumétricas. En este caso, el promedio se determinó dividiendo la presión de la formación de 6.500 psi por el volumen anular total cuando la sarta de trabajo se encuentra en el fondo (512 barriles).

Como ocurre con los márgenes de seguridad, el cálculo debe ser específico del pozo en cuestión. Algunos de los aspectos adicionales a tener en cuenta son: cálculos de la posición de la burbuja, presiones máximas permitidas y longitud del agujero descubierto en relación con el asiento de la zapata de entubación. Suponga que la cuadrilla recibió la orden de volver a rectificar la tubería hasta el fondo antes de hacer circular el influjo de gas hacia la superficie. Durante las operaciones de rectificación, la tubería estará en movimiento, el gas puede migrar y el fluido se purgará en el estrangulador. Es necesario elaborar un cuadro de presiones de rectificación.

El pozo se cierra con una presión de 120 psi en la tubería de revestimiento. Cuando se diseña un programa cronológico de purga, se elige un margen de seguridad y un margen de trabajo. En este ejemplo, se decidió utilizar un margen de seguridad de 200 psi (debido a la pérdida hidrostática de 100 a 150 psi relacionada con el paso de la barrena a través del golpe de presión) y un margen de trabajo de 50 psi. En otras palabras, el estrangulador no se abrirá para ninguna purga hasta que se permita que la presión en la tubería de revestimiento aumente hasta alcanzar las 370 psi. Durante la primera purga, la presión en la tubería de revestimiento se mantendrá dentro del margen de trabajo, es decir, entre 320 y 370 psi. Es necesario medir con cuidado todo el fluido purgado del pozo y calcular su presión hidrostática equivalente. La tubería de perforación estará equipada con por lo menos una válvula de contrapresión para que el desplazamiento total sea equivalente al diámetro externo completo.

$0,02084 \text{ bbl/ft} * 93 \text{ ft} = 1,9 \text{ bbl/tiro}$, desplazamiento cerrado de tubería

$6.500 \text{ psi} \div 512 \text{ bbl} = 12,7 \text{ psi/bbl}$, equivalente de presión elegido para ajustes volumétricos

$50 \text{ psi} \div 12,7 \text{ psi/bbl} = 3,9 \text{ bbl}$, margen de trabajo equivalente en barriles

Con esta información, se elabora un programa cronológico de rectificación/purga. Empleando el programa, los pasos a continuación describen el procedimiento cuando la tubería de perforación se rectifica continuamente en el pozo.

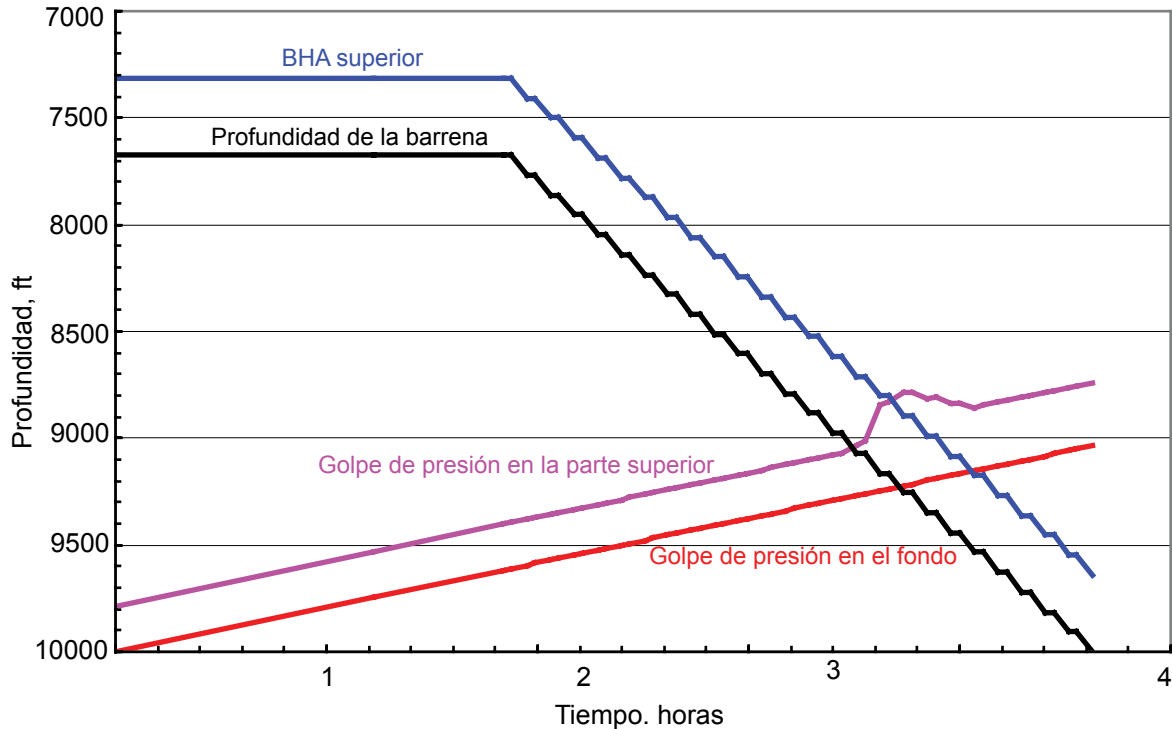
1. Rectifique la tubería de perforación en el pozo sin purgar el fluido hasta que la presión en la tubería de revestimiento aumente 250 psi (200 psi correspondientes al margen de seguridad y 50 psi correspondientes al margen de trabajo), de 120 psi a 370 psi.
2. Una vez que la presión en la tubería de revestimiento haya alcanzado las 370 psi, continúe purgando a una velocidad que permita mantener la presión en la tubería de revestimiento entre 320 y 370 psi. Después de purgar el equivalente a 50 psi (margen de trabajo) de líquido, es decir, 4 barriles, deje que la presión en la tubería de revestimiento aumente otras 50 psi hasta alcanzar las 420 psi.
3. A medida que se baja la tubería, purgue con cuidado la cantidad equivalente al desplazamiento de la tubería (1,9 bbl por 93 ft de tiro) conforme se introduce al pozo. Se permite que aumente la presión en la tubería de revestimiento. Si la presión en la tubería de revestimiento no aumentó 50 psi después de bajar el tiro y colocar las mordazas, cierre el estrangulador y enrosque el siguiente tiro. Continúe purgando solo el desplazamiento de la tubería cuando se baja el tiro conectado.
4. Cuando la presión en la tubería de revestimiento haya aumentado hasta 420 psi mientras continúa la rectificación, mantenga dicha presión entre 370 y 420 psi mientras efectúa la purga hasta observar un aumento de 4 bbl. En este punto, nuevamente se permite que aumente la presión en la tubería de revestimiento a medida que la burbuja migra y la tubería se introduce al pozo.

Los pasos se repiten hasta que la tubería de perforación se haya introducido hasta el fondo o el gas llegue a la superficie. Es importante tener en cuenta que estos pasos no son recomendaciones, sino que se ofrecen para demostrar la complejidad de la operación y la necesidad crítica de realizar una preparación exhaustiva antes de comenzar a rectificar la tubería en un pozo.

Los tres gráficos a continuación (figuras 7.12, 7.13 y 7.14) muestran una simulación por computadora empleando los datos del ejemplo. En la figura 7.12, se muestra el movimiento del BHA en el pozo a medida que el golpe de presión migra hacia arriba. Se hicieron algunas suposiciones con el fin de elaborar los gráficos:

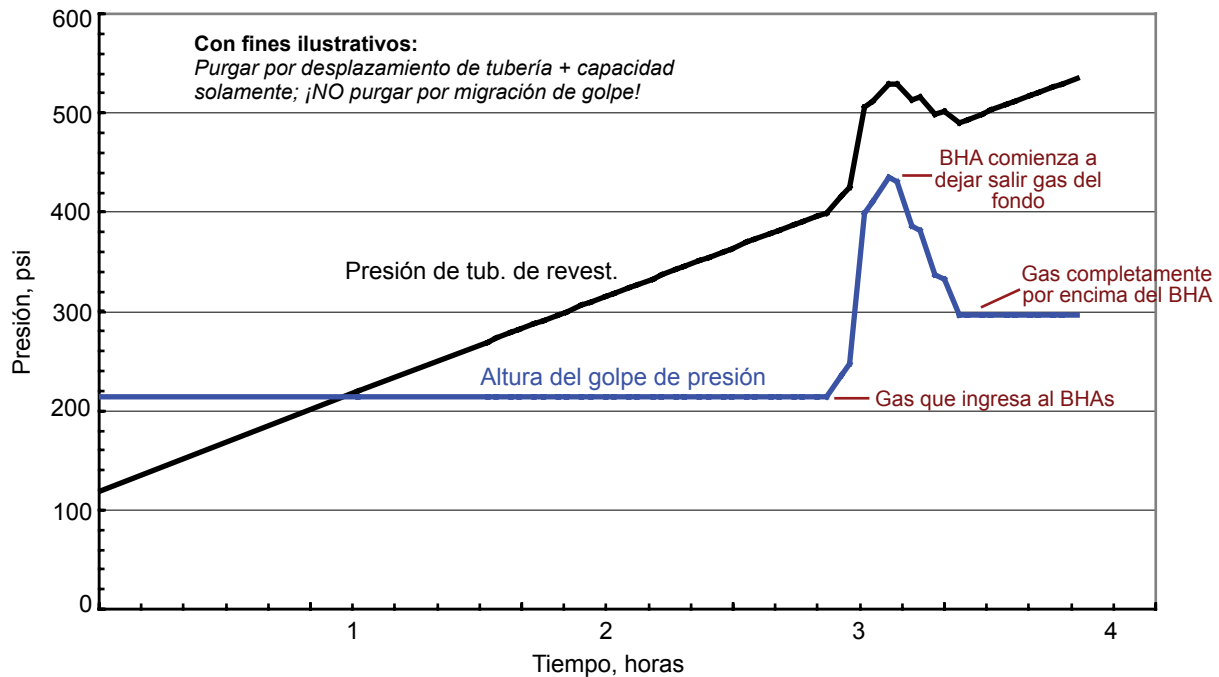
1. La burbuja migra a una velocidad de 250 ft/h.
2. La tubería se rectifica a una velocidad de 1.000 ft/h.
3. Cada conexión tarda 2 minutos, y un tiro se introduce en el pozo en 3,8 minutos, por lo que el tiempo total de rectificación es de 5,8 minutos por tiro.

Figura 7.12. Rectificación de entrada en el pozo.



Observe que la figura 7.13 solo muestra el desplazamiento de la tubería, que aproximadamente a las 3 horas de comenzar la operación, la presión en la tubería de revestimiento y la altura del golpe de presión aumentan durante unos 30 minutos y luego empiezan a disminuir. A medida que el BHA penetra el gas, la longitud (altura) del golpe de presión aumenta, lo que disminuye eficazmente la presión hidrostática anular. La disminución de la presión hidrostática se ve compensada por el aumento resultante de la presión en la tubería de revestimiento. A medida que el BHA sale de la parte inferior del gas, se acorta el golpe de presión, aumenta la presión hidrostática del lodo y disminuye

Figura 7.13. La barrena penetra el golpe de presión.



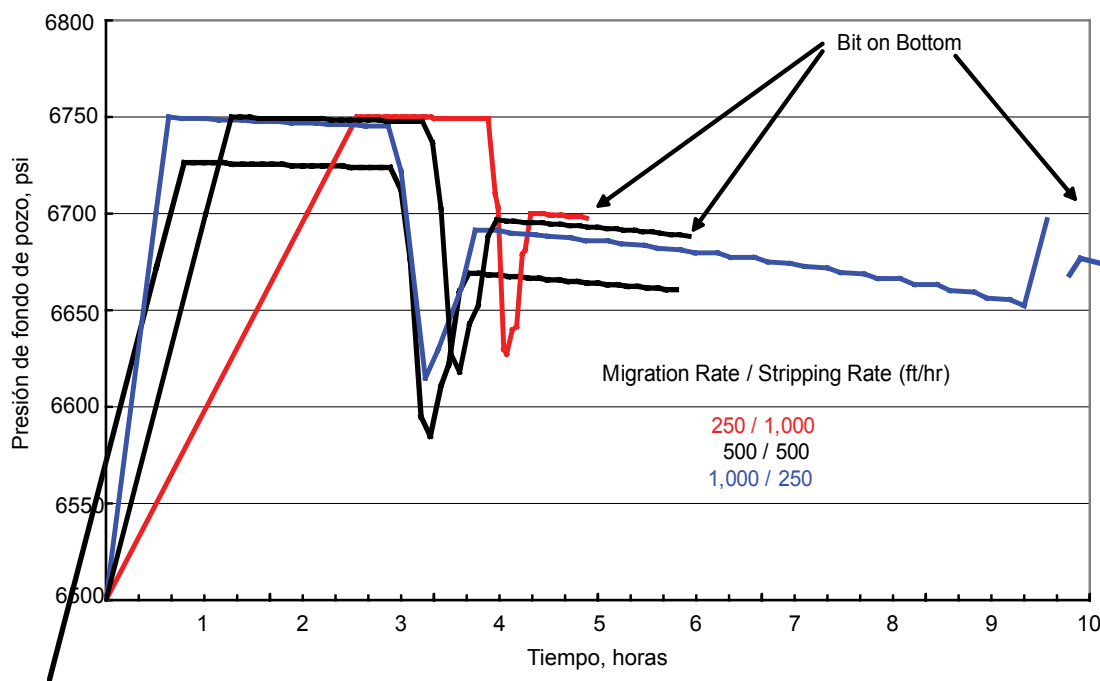
la presión en la tubería de revestimiento. Una vez que el gas se encuentra totalmente por encima del BHA, el gas ocupa el espacio anular más grande alrededor de la tubería de perforación solamente. En ese punto, la altura del golpe de presión es constante (porque, por razones de claridad, se supone que no se efectuó ninguna purga para la migración del golpe de presión), la presión hidrostática es constante y la presión en la tubería de revestimiento aumenta a medida que el golpe de presión asciende por el pozo. Es importante tener en cuenta que este aumento y esta disminución necesarios de la presión que ocurren en la tubería de revestimiento cuando el BHA atraviesa la burbuja constituyen uno de los motivos por los cuales la rectificación de la tubería se basa en cálculos de volumen, no en cambios forzados en la presión de la tubería de revestimiento.

El gráfico en la figura 7.13 se elaboró empleando el valor de 1,94 bbl/tiro según el cálculo. Resulta interesante ver que si el desplazamiento se redondeara hasta 2 bbl/tiro, un ajuste aparentemente pequeño, el pozo quedaría en condiciones de bajo balance por 150 psi para cuando la barrena llegara al fondo.

El gráfico de presión de fondo de pozo/tiempo en la figura 7.14 se elaboró suponiendo tres velocidades distintas de migración de gas y rectificación. El gráfico se generó empleando las siguientes suposiciones:

- Margen de seguridad: 200 psi
- Margen de trabajo: 50 psi
- Purga para rectificación: 1,9 bbl/tiro
- Purga para migración: 3,9 barriles correspondientes al margen de trabajo de 50 psi
- Los tiempos de conexión supuestos fueron de 2, 5 y 8 minutos correspondientes a las velocidades de rectificación de 1.000, 500 y 250 ft/h respectivamente.

Figura 7.14. Rectificación volumétrica.



Los márgenes de seguridad y de trabajo se establecieron solo según la migración. No se comenzó la rectificación hasta que la presión de fondo de pozo había aumentado hasta 6.750 psi. Tenga en cuenta que a la menor velocidad de migración supuesta (mostrada en rojo), se necesitaron aproximadamente 2 horas para alcanzar el sobre balance de 250 psi. Si se continúa con la velocidad de 250 ft/min,

puede observarse que el BHA había penetrado el gas en aproximadamente 4 horas y que en menos de 5 horas, la barrena se encontraba en el fondo aun cuando el margen de trabajo de 50 psi (3,9 bbl) todavía no se había purgado del pozo.

Al duplicar la velocidad de migración a 500 ft/h y reducir la velocidad de rectificación a la mitad, es decir, 500 ft/h, se necesitaron aproximadamente 5 horas para llegar al fondo, pero aun así el equivalente al margen de trabajo no se había purgado por completo del pozo.

En el tercer caso (color azul), la velocidad de migración aumentó 4 veces mientras que la velocidad de rectificación se redujo a solo 250 ft/h. En este caso, transcurrieron aproximadamente 9 horas después de comenzar la operación antes de purgar los 3,9 barriles. Menos de 1 hora después, la barrena se encontraba en el fondo. El aumento de la BHP después de alcanzar el valor de 3,9 bbl (para la migración) se debe solamente a la rectificación y a la purga del desplazamiento de la tubería, lo que restablece el margen de trabajo.

En estas ilustraciones, puede observarse que la rectificación volumétrica puede ser una operación complicada y que resulta imposible prever con exactitud lo que ocurrirá una vez iniciada la operación. Aunque los datos representados se generaron a partir de modelos por computadora y no de análisis de casos reales, estos demuestran la complejidad de rectificar la tubería en un pozo si peligro mientras se mantiene la presión de fondo de pozo dentro de un intervalo previsto o “ventana” para lograr el grado óptimo de seguridad y proteger no solo a la cuadrilla y los equipos, sino también al medio ambiente. Los siguientes pasos representan un resumen de los procedimientos recomendados de rectificación a baja presión, desarrollados por un operador principal. Se ofrecen aquí solo con fines informativos, ya que los procedimientos específicos difieren según el operador.

1. Después de cerrar el pozo, la presión en la tubería de revestimiento se controla cuidadosamente. La presión se registra cada 5 minutos a fin de determinar si el influjo está migrando.
2. Monte el equipo para la rectificación y prepare un programa de rectificación para determinar los márgenes de seguridad y de trabajo, el desplazamiento de la tubería cerrada, los cálculos de psi/bbl, etc.
3. Reduzca la presión de cierre en el preventor anular y abra el recipiente acumulador de surgencia.
4. Lleve a cabo una reunión sobre seguridad para todo el personal a fin de explicar las operaciones y las tareas asignadas y establecer vías de comunicación para la operación.
5. Instale un preventor de reventones interno (IBOP) encima de la válvula de seguridad de apertura total (FOSV).
6. Abra la FOSV lentamente, verificando que el IBOP resista. Si el BHA incluye una válvula de retención sin orificios (flotador), es poco probable que haya presión por debajo de la FOSV.
7. Considere hacer circular el fluido por poco tiempo para confirmar que la sarta de trabajo no esté taponada antes de comenzar la rectificación.
8. Asegúrese de que la línea de estrangulamiento y el colector múltiple de estrangulamiento estén correctamente alineados para descargar el líquido purgado en el tanque de viaje y verifique que el tanque de viaje esté $\frac{1}{3}$ lleno aproximadamente.
9. Instale un tiro de tubería de perforación y asegúrese de que los cauchos o las gomas de la tubería se hayan retirado, las marcas de llaves y mordazas se hayan eliminado lo más posible y las uniones de tubería estén lubricadas.

10. Deje que la presión en la tubería de revestimiento aumente hasta que sea igual a SICP + margen de seguridad + margen de trabajo, mientras rectifica el primer tiro.
11. Llene cada tiro rectificado con fluido del sistema activo.
12. Mueva las uniones de tubería lentamente a través del preventor para evitar surgencias excesivas.
13. Mientras se realiza la rectificación, el aumento de volumen causado por el desplazamiento con el extremo cerrado de la tubería y el volumen de expansión se purgan en el tanque de viaje. Después de rectificar el tiro completo, purgue el volumen de desplazamiento en el tanque de rectificación. Esto garantiza que cualquier aumento del volumen del tanque de viaje se deba a la expansión de gas y a la pérdida resultante de presión hidrostática en el pozo.
14. Mientras rectifica el próximo tiro, deje que la presión en la tubería de revestimiento se incremente de su valor actual más el margen de trabajo.
15. Continúe rectificando y repita los pasos 11 a 15 todas las veces necesarias, permitiendo la migración y el control volumétrico hasta que la sarta se encuentre cerca del fondo.
16. Antes de la circulación, cierre un preventor de ariete para asegurar la total integridad del cierre cuando el gas se encuentre cerca de la superficie.
17. Encamine los retornos del espacio anular a través del separador de lodo y gas.
18. Una vez que haya hecho circular el influjo hacia la superficie y antes de abrir el preventor, tenga en cuenta que la presión puede quedar atrapada en el conjunto de BOP o por debajo del IBOP.

RECTIFICACIÓN A ALTA PRESIÓN

En los análisis previos se describieron los aspectos básicos de la rectificación de la tubería en un pozo contra una presión de pozo relativamente baja empleando un preventor anular. En situaciones a alta presión, se utilizan 2 preventores para realizar la rectificación de entrada o de salida de un pozo. Cuando se utilizan 2 preventores, la operación es más crítica y mucho más compleja. La rectificación a alta presión se analiza brevemente a continuación, pero se debe recalcar que cada pozo es diferente y que una explicación detallada de las operaciones de rectificación a alta presión queda fuera del alcance del presente texto.

RECTIFICACIÓN CON UN PREVENTOR ANULAR Y UN PREVENTOR DE ARIETE

Si la fuerza necesaria para hacer pasar la combinación de la FOSV, el IBOP y la unión de tubería a través del preventor anular es demasiado grande, es decir, si no se cuenta con el peso de sarta suficiente, puede utilizarse un preventor de ariete junto con el preventor anular. Siempre que las distancias de ensamblado lo permitan, los pasos son los siguientes:

1. Cierre el preventor de ariete correcto.
2. Purgue la presión atrapada entre el preventor anular y el preventor de ariete.
3. Disminuya la presión de cierre del preventor de ariete hasta llegar a un valor predeterminado.
4. Abra el preventor anular.
5. Rectifique la tubería lentamente a través del preventor de ariete, hasta que el recalque de la unión de tubería se pose suavemente sobre el bloque del preventor de ariete.
6. Levante la tubería hasta la carga en el gancho original y cierre el preventor anular.
7. Con una bomba de alta presión/bajo volumen, aplique entre los preventores cerrados una

- presión equivalente a la presión en la tubería de revestimiento.
8. Abra el preventor de ariete.
 9. Utilice etiquetas para indicar cuál preventor está conteniendo la presión del orificio del pozo.
 10. Continúe repitiendo el ciclo hasta que cuente con el peso de sarta suficiente para realizar la rectificación solamente con el preventor anular.

RECTIFICACIÓN DE ENTRADA CON ESCLUSAS DE CORTE

Las operaciones de rectificación a alta presión y los conjuntos de BOP correctamente dispuestos son necesarios para la rectificación de ariete a ariete. A menudo, una brigada capacitada en rectificación lleva a cabo la operación. La disposición del conjunto de BOP es crucial. Las esclusas (arientes) deben estar lo suficientemente espaciadas para que las uniones de tubería no queden atrapadas en ninguna de las esclusas cuando ambas estén cerradas. Esto requiere un solo ariete con un espaciador en el conjunto. Las esclusas adyacentes en los conjuntos dobles o triples no pueden usarse para la rectificación. Si se reservan las esclusas inferiores como válvula maestra, o ariete de seguridad, la rectificación de un ariete a otro requeriría un conjunto de cuatro arietes.

Aunque los elementos de empaquetadura de los bloques de esclusas de corte están diseñados para extrudirse y mantener el sellado por un período prolongado, la presión sobre el lado de cierre de las esclusas se reduce para evitar que se queme la empaquetadura de las esclusas mientras se desliza la tubería. No existen reglas con respecto a la presión del lado de cierre de las esclusas, pero algunos operadores recomiendan un valor de entre 400 y 500 psi. El conjunto superior de esclusas se utiliza para la mayor parte de la rectificación, y el conjunto inferior se usa sobre todo para sellar el pozo al pasar las uniones de tubería. La presión de fondo de pozo se controla midiendo cuidadosamente el retorno de líquido y haciendo las correcciones volumétricas necesarias.

RECTIFICACIÓN DE SALIDA DEL POZO

Antes de realizar la rectificación de salida de un pozo, se debe tener en cuenta que, en algún momento, no habrá suficiente peso de tubería para que ésta permanezca en el pozo contra la presión de pozo. Es necesario calcular el punto de equilibrio. La cuadrilla y los equipos deben estar totalmente preparados para ocuparse del cambio en las condiciones del pozo. Antes de comenzar, se deben tomar precauciones para asegurarse de que la sarta de trabajo esté cerrada. Para este fin se utilizan frecuentemente válvulas de contrapresión (BPV) tipo purgadoras, correctamente asentadas. Las válvulas de seguridad, enroscadas en la sarta, se mantienen abiertas cuando se extrae la tubería de modo que si la BPV presenta fugas, no aumentará la presión sobre la sarta. El líquido se bombea al espacio anular para mantener el pozo lleno. Hay varias maneras de hacer esto. Una técnica de uso frecuente consiste en hacer circular el fluido a través del conjunto de BOP desde la línea de ahogo hasta la línea de estrangulamiento. Por lo general, una bomba de alta presión/bajo volumen, como una bomba de cementación, funciona mejor que las bombas de los equipos de perforación. La bomba se mantiene funcionando durante toda la operación de rectificación.

La contrapresión, mayor que la presión en la tubería de revestimiento, se controla ajustando el estrangulador. El pozo se mantiene lleno de líquido a medida que la bomba hace circular el fluido a través del conjunto de BOP. El líquido se bombea desde un solo tanque calibrado con precisión. Después de cada tiro, el desplazamiento total de la tubería se compara con el líquido que realmente recibió el pozo. La presión en la tubería de revestimiento se mantiene constante, y puede corregirse el volumen bombeado en el pozo mediante ajustes del estrangulador.

La presión en la tubería de revestimiento disminuirá a medida que el BHA de diámetro grande se extraiga del fluido que está provocando el golpe de presión. Sin embargo, la migración ascendente de gas y algo de arrastre ascendente pueden aumentar la presión en la tubería de revestimiento. La presión en la tubería de revestimiento se corrige según los principios del método volumétrico.

Es posible que sea necesario utilizar las esclusas de corte a medida que los protectores de caucho se extraen a través de un preventor anular abierto. La presión entre el ariete de tubería (esclusa de corte) y el preventor anular se libera antes de abrir el preventor anular.

RESUMEN DE LAS OPERACIONES DE RECTIFICACIÓN

Las operaciones de rectificación pueden variar de algo bastante simple como una operación a baja presión con un golpe de presión por agua salada a una situación con gas a alta presión extremadamente peligrosa. Cada caso es tan distinto como lo es cada pozo. Por ejemplo, en la mayoría de las operaciones a baja presión, la tubería puede rectificarse en un pozo mucho más rápido de lo que el gas migrará. Algunos operadores eligen hacer circular el gas hacia la superficie una vez que la tubería se introdujo en el pozo y penetró el gas o quedó por debajo de éste. Los procedimientos detallados de varias operaciones de rectificación quedan fuera del alcance del presente texto. Sin embargo, se pueden hacer 3 afirmaciones universales y muy conocidas: 1) Es mejor prevenir que curar, 2) Tratar de “ganarle” a un golpe de presión hasta el fondo es una práctica peligrosa y 3) Nada puede sustituir a la planificación cuidadosa antes de comenzar las operaciones de rectificación.

ASPECTOS QUE DEBEN TENERSE EN CUENTA SOBRE LA PERFORACIÓN DE POZOS DE DIÁMETRO REDUCIDO

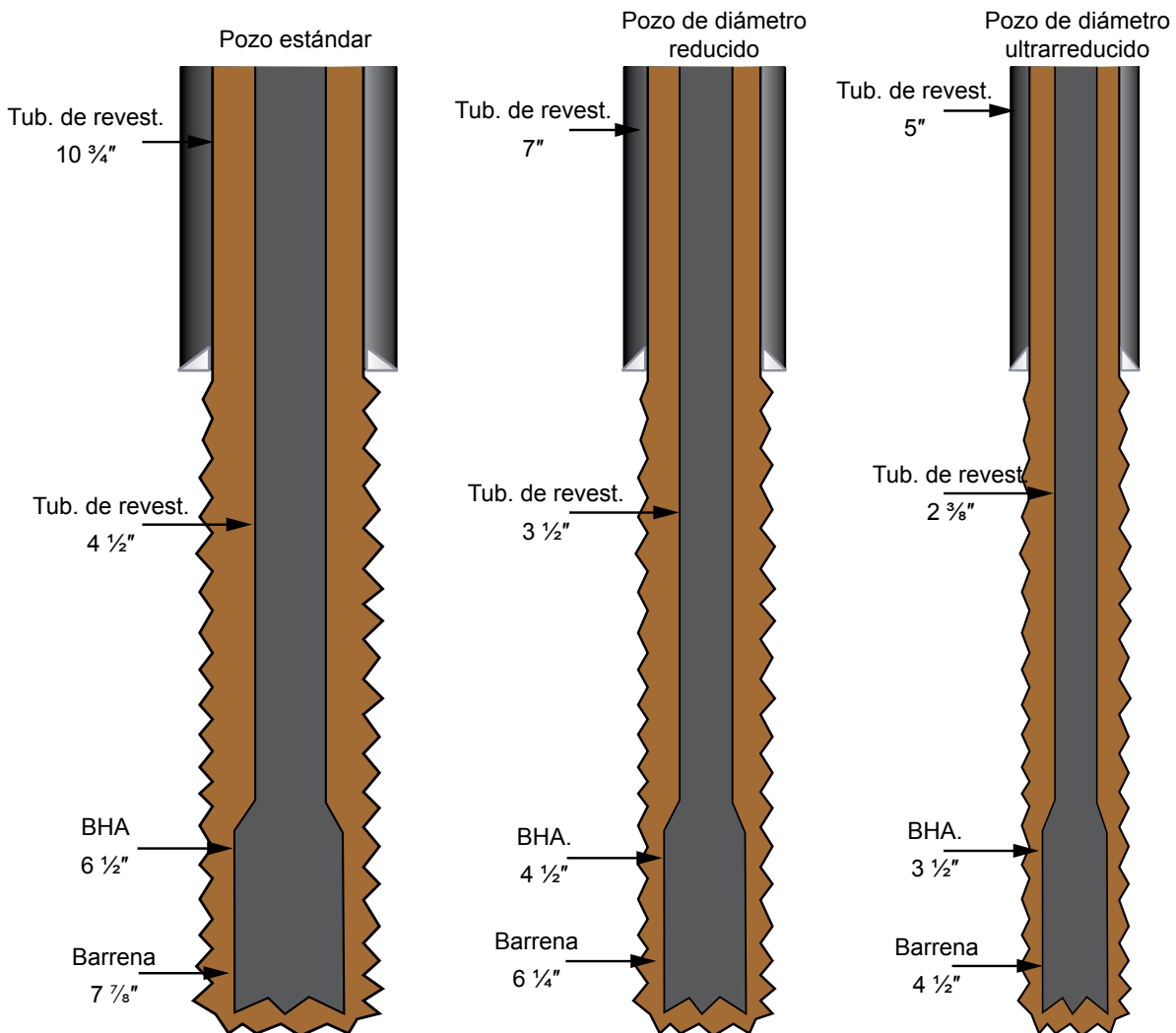
Las definiciones relacionadas con la perforación de pozos de diámetro reducido son algo vagas. En términos generales, los pozos que se perforan con barrenas de tamaño menor en comparación con las que podrían usarse en un pozo estándar a la misma profundidad se consideran *pozos de diámetro reducido*. Una *terminación miniaturizada* se refiere a un pozo en el que la tubería de revestimiento de producción tiene menos de 4,5 pulgadas de diámetro. Para los efectos de este análisis, los agujeros de menos de 7 pulgadas se consideran pozos de diámetro reducido y los pozos en los que el agujero es de 4 1/2 pulgadas o menos se consideran *pozos de diámetro ultrarreducido*.

La principal diferencia entre las operaciones en pozos de diámetro reducido y las operaciones estándar reside en la posibilidad de que los incidentes se produzcan con mucha mayor rapidez en los espacios anulares más pequeños. Cualquier intrusión de los fluidos de formación en el pozo, en especial alrededor del BHA, desplazará rápidamente al fluido de perforación del espacio anular. Un golpe de presión en un pozo de diámetro reducido que pasa desapercibido y se cierra de inmediato puede convertirse en una situación extremadamente peligrosa en cuestión de minutos. Naturalmente, la cuadrilla debe trabajar con mayor conciencia y todos los equipos de detección de golpes de presión deben contar con el mantenimiento adecuado. Las diversas señales de advertencia de los golpes de presión que aplican a los pozos estándar también aplican a trabajos en pozos de diámetro reducido. Las alarmas de los equipos de vigilancia como sensores de flujo, medidores de presión, volumen y temperatura (PVT), detectores de gas, etc. se deben ajustar con mucho cuidado para que den aviso inmediato si cambian las condiciones de fondo de pozo.

Las pérdidas de fricción anular (o pérdidas de presión anular, APL) son elevadas en espacios anulares pequeños y pueden representar problemas graves cuando se trabaja en pozos de diámetro reducido. Las tablas de las figuras 7.16, 7.17 y 7.18 comparan las densidades circulantes equivalentes (ECD) entre las operaciones de perforación en pozos estándar, de diámetro reducido y ultrarreducido. Para llegar a los valores de las tablas, se supuso que un equipo de perforación funcionaba a una velocidad

de circulación de 250 gpm (5,6 bbl/min) y a una velocidad de penetración (ROP, por sus siglas en inglés) promedio de 25 ft/h. Puede observarse que las presiones anulares elevadas que se producen al perforar pozos de diámetro reducido no solo podrían aumentar la probabilidad de pérdidas de retorno, sino que también podrían ocultar un posible golpe de presión. Si la presión hidrostática fuera más o menos equivalente a la presión de formación, el pozo podría controlarse mediante la pérdida de presión anular mientras se realiza la circulación. Si se desactivaran las bombas, el pozo quedaría en condiciones de bajo balance.

Figura 7.15. Diferencias en la geometría de pozo.



Con relación a la tabla de la figura 7.16, la ECD es de 9,89 ppg cuando se perfora con 9,5 ppg de fluido a una profundidad total (TD) de 9.250 ft. Si la bomba se desactiva cuando se efectúa una conexión, la presión de fondo de pozo disminuiría 188 psi $[(9,89 - 9,5) * 0,052 * 9.250 = 188 \text{ psi}]$, es decir, el valor de la APL. Si se tiene en cuenta el volumen de recortes de perforación acarreados por el fluido, la ECD es de 9,93 ppg, el equivalente a 207 psi a una profundidad de 9.250 pies.

Figura 7.16.

Ejemplos de datos de ECD Datos basados en una velocidad de circulación de 250 gpm y en una ROP de 25 ft/h			
Pozo estándar: MW de 9,5 ppg			
Profundidad	ft	ECD (ppg)	ECD + recortes (ppg)
Zapata de entubación	1.500	9,68	9,77
Si la TD =	9.250	9,76	9,85
Si la TD =	11.040	9,76	9,85
Pozo de diámetro reducido: MW de 9,5 ppg			
Profundidad	ft	ECD (ppg)	ECD + recortes (ppg)
Zapata de entubación	1.500	9,80	9,84
Si la TD =	9.250	9,89	9,93
Si la TD =	11.040	9,89	9,93
Pozo de diámetro ultrarreducido: MW de 9,5 ppg			
Profundidad	ft	ECD (ppg)	ECD + recortes (ppg)
Zapata de entubación	1.500	9,71	9,74
Si la TD =	9.250	10,57	10,60
Si la TD =	11.040	10,57	10,60

En la figura 7.17, observe que, a medida que aumenta la densidad del lodo, también aumenta el diferencial entre la ECD y el peso del lodo. Si el mismo equipo de perforación funcionara con 10,6 ppg de lodo, la ECD como resultado del bombeo y de la rotación sería de 11,23 ppg sin recortes de perforación, lo que aumentaría la presión de fondo de pozo a 303 psi. La pérdida rápida de un sobre balance de 300 psi cuando se detiene la circulación podría producir una tasa de flujo de gas extremadamente alta dentro del pozo. De hecho, la presión de circulación puede incluso aumentar a medida que el gas se introduce en el espacio anular; precisamente lo opuesto a una señal de advertencia cuando se perfora un pozo de diámetro estándar. En esta situación, se debe considerar el cierre inmediato del pozo sin realizar un control de flujo de rutina.

Algunos operadores llevan a cabo la “perforación según la ECD”, en la que la fricción en el espacio anular se utiliza para ayudar a proporcionar sobre balance adicional mientras se perfora, sin necesidad de aumentar el peso del lodo. No obstante, esta operación debe realizarse con cuidado ya que cuando se detiene la circulación en una conexión (o por cualquier otro motivo), disminuye la presión de fondo de pozo y esto podría dejar el pozo en condiciones de bajo balance durante este tiempo, lo que puede provocar un golpe de presión. En el caso de la perforación en plataformas flotantes, una cantidad considerable de gas disuelto en el tubo ascendente podría desprenderse de la solución, lo que

disminuiría aún más la presión de fondo de pozo. En todo caso, el margen de maniobra se reducirá o posiblemente se perderá cuando se detenga el bombeo. Si la ECD es lo suficientemente grande, lo más probable es que el lodo resulte desplazado por lodo de mayor densidad en el pozo antes de poder realizar maniobras sin peligro.

Figura 7.17.

Ejemplos de datos de ECD			
Datos basados en una velocidad de circulación de 250 gpm y en una ROP de 25 ft/h			
Pozo estándar: MW de 10,6 ppg			
Profundidad	Pies	ECD (ppg)	ECD + recortes (ppg)
Zapata de entubación	1.500	10,91	10,97
Si la TD =	9.250	11,04	11,09
Si la TD =	11.040	11,04	11,09
Pozo de diámetro reducido: MW de 10,6 ppg			
Profundidad	ft	ECD (ppg)	ECD + recortes (ppg)
Zapata de entubación	1.500	11,10	11,13
Si la TD =	9.250	11,23	11,27
Si la TD =	11.040	11,23	11,27
Pozo de diámetro ultrarreducido: MW de 10,6 ppg			
Depth	FT	ECD (ppg)	ECD + Cutting (ppg)
Zapata de entubación	1.500	10,96	10,98
Si la TD =	9.250	11,85	11,87
Si la TD =	11.040	11,85	11,87

Las velocidades de migración son mayores en los pozos de diámetro reducido que en los pozos estándar. En una prueba, se introdujeron 0,34 barriles de nitrógeno (87 pies de altura) en el fondo de un pozo en el que se hacía circular un lodo de perforación relativamente liviano. El flujo era muy difícil de detectar mientras se bombeaba, y en los 2 o 3 minutos necesarios para realizar un control de flujo normal se introdujo un influjo de gas considerable en el pozo antes de que pudiera cerrarse. Se calculó que la velocidad de migración de gas en el pozo abierto fue de 366 ft/min. El gas continuó migrando a una velocidad de 6,7 ft/min después de cerrar el pozo.

A medida que los fluidos de formación se introducen al pozo de diámetro reducido con golpe de presión, cada barril de influjo ve multiplicada su longitud ascendente muchas más veces que en los pozos estándar, lo que a su vez produce una SICP inicial más elevada y mayores presiones en los puntos débiles a lo largo del pozo (siempre y cuando el influjo se encuentre por debajo de esos puntos). Las figuras 7.19 y 7.20 muestran la relación entre los diversos volúmenes de golpes de presión y la SICP resultante.

Figura 7.18.

Ejemplos de datos de ECD			
Datos basados en una velocidad de circulación de 250 gpm y en una ROP de 25 ft/h			
Pozo estándar: MW de 10,0 ppg			
Profundidad	Pies	ECD (ppg)	ECD + recortes (ppg)
Zapata de entubación	1.500	10,28	10,35
Si la TD =	9.250	10,38	10,45
Si la TD =	11.040	10,38	10,45
Pozo de diámetro reducido: MW de 10,0 ppg			
Profundidad	Pies	ECD (ppg)	ECD + recortes (ppg)
Zapata de entubación	1.500	10,44	10,47
Si la TD =	9.250	10,55	10,58
Si la TD =	11.040	10,55	10,58
Pozo de diámetro ultrarreducido: MW de 10,0 ppg			
Profundidad	Pies	ECD (ppg)	ECD + recortes (ppg)
Zapata de entubación	1.500	10,32	10,34
Si la TD =	9.250	11,07	11,09
Si la TD =	11.040	11,07	11,09

Cuando se hace circular un golpe de presión de gas hacia arriba en el espacio anular relativamente pequeño de un pozo de diámetro reducido, se alcanzará la superficie mucho más rápido que en un pozo estándar y se descargará el fluido por encima del influjo a medida que aumente la velocidad de expansión. Las altas tasas de flujo de gas en la superficie requerirán ajustes rápidos y frecuentes del estrangulador para mantener la presión de fondo de pozo bajo control.

Cuando la sarta de perforación se mueve hacia arriba o hacia abajo dentro de un pozo de diámetro reducido, como cuando se realizan maniobras, las presiones de suaveo y surgencia son considerables debido al espacio reducido en el fondo del pozo. En algunos casos, la única manera de evitar el suaveo en una maniobra es bombear el fluido hacia la superficie. Las prácticas de maniobras, que siempre son un componente importante de la prevención de reventones, cobran especial importancia cuando se trabaja en pozos de diámetro reducido.

La velocidad a la que se mueve la sarta de trabajo y el espacio en el fondo del pozo son 2 de los 3 factores principales que contribuyen a las presiones de suaveo y surgencia. Los efectos de ambos aumentan cuando se trabaja en un pozo de diámetro reducido. Los gráficos de la figura 7.20 muestran con claridad los efectos del movimiento de la tubería con respecto a los cambios en la presión de fondo de pozo. Estos datos se recopilaban en pozos de prueba en la región de las montañas Rocallasas,

Figura 7.19. Golpes de presión de gas de 5 barriles.

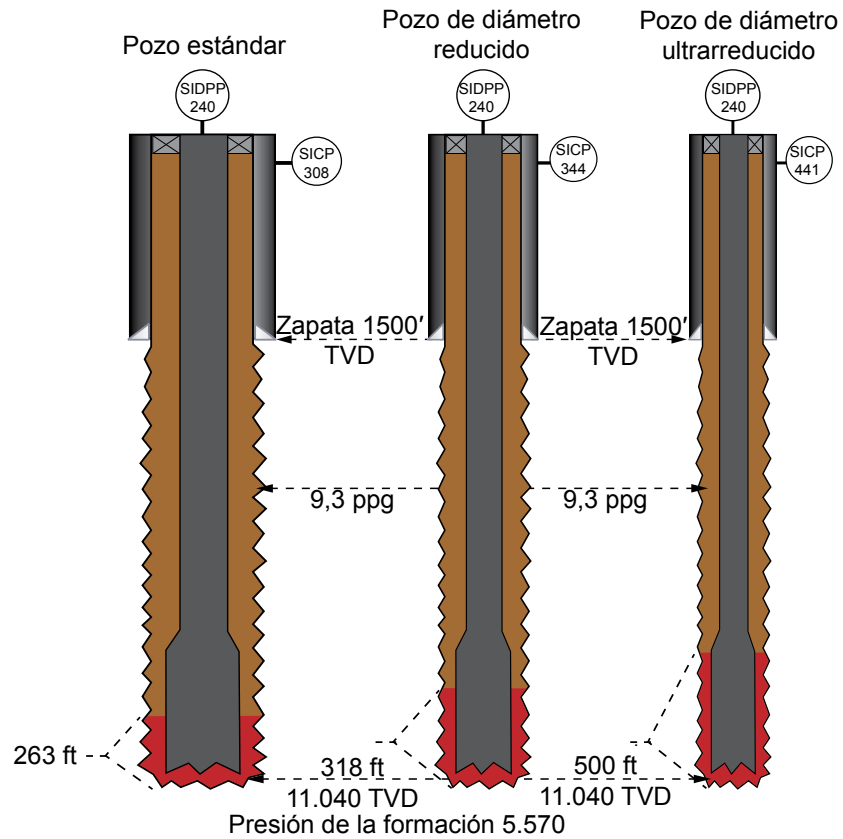
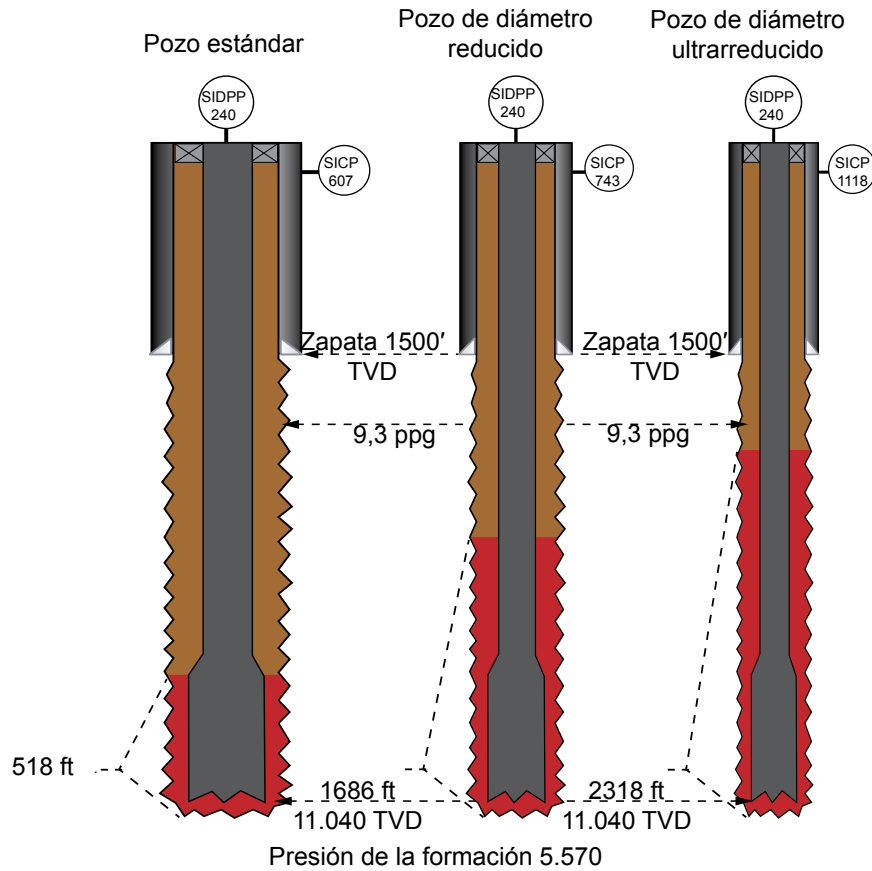


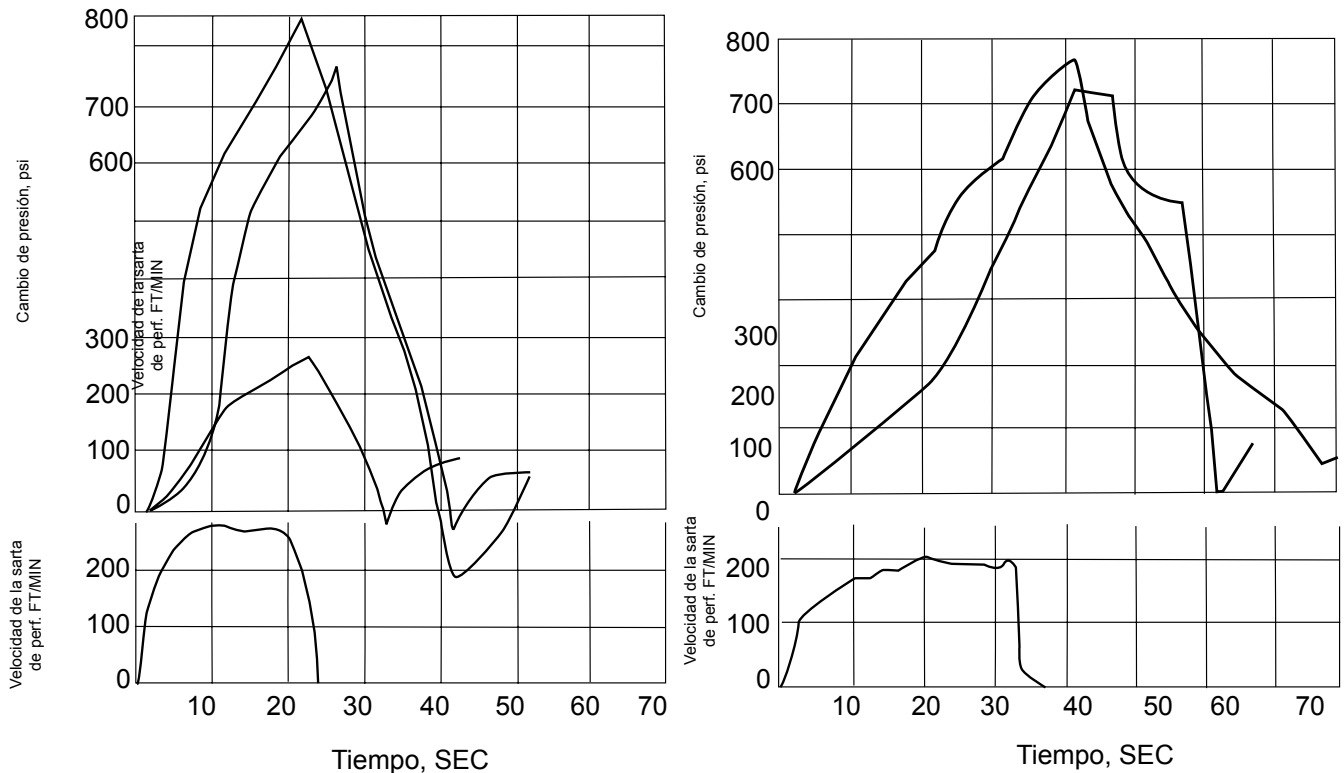
Figura 7.20. Golpes de presión de gas de 30 barriles.



suponiendo 90 pies de movimiento de tubería en fluido a base de agua de 14,2 ppg. La tubería de revestimiento tenía 5 pulgadas de diámetro externo (OD).

Cuando se cuenta con instrumentos avanzados para fondo de pozo y datos hidráulicos generados por computadora, la información crucial puede proyectarse a la superficie en tiempo real. De todos modos, con o sin estas herramientas de fondo de pozo, la clave definitiva para trabajar de manera sin riesgo en un pozo de diámetro reducido es la mayor concientización de la cuadrilla.

Figura 7.21. Lodo a base de agua de 14,2 ppg, tubería de revestimiento de 5 pulgadas, basada en 90 pies de movimiento de tubería



Perfiles de velocidad de sarta de perforación y presión de fondo de pozo para surgencia

Perfiles de velocidad de sarta de perforación y presión de fondo de pozo para suaveo

POZOS MUY DESVIADOS Y HORIZONTALES

Los golpes de presión que se producen en pozos muy desviados requieren atención especial aunque los principios básicos de la prevención de reventones no cambian. Los pozos desviados menos de 60 grados con respecto a la vertical por lo general pueden tratarse como pozos verticales para los efectos del control de pozo, pero a medida que aumenta la inclinación, las operaciones de control de pozo se vuelven más complejas. A continuación se enumeran algunas de las principales preocupaciones cuando se trata de controlar pozos de alto ángulo.

- En los pozos de alto ángulo, hay mayor cantidad de formación de producción expuesta. La posibilidad de mayor flujo en comparación con los pozos verticales puede producir

influjos más grandes, además de una mayor probabilidad de pérdida de circulación.

- La detección temprana es difícil si un golpe de presión se produce en el tramo de alto ángulo del pozo. Los perforadores deben prestar especial atención a los cambios en la velocidad de perforación y a las variaciones de la presión de circulación.
- Una vez que un pozo de alto ángulo se cierra con un golpe de presión, es posible que no haya una diferencia significativa entre la SIDPP y la SICP. Si existe una gran diferencia entre las presiones de cierre, esto indica ya sea que el volumen del influjo es mayor que el volumen total del tramo desviado o que el influjo se extiende hacia arriba por el tramo vertical del pozo.
- Si el golpe de presión se produce en los puntos débiles a lo largo del pozo desviado, es posible que se obtengan lecturas de presión poco fiables en la superficie. Las disminuciones de la SIDPP o de la SICP poco después del cierre pueden indicar que la formación está recibiendo fluido, lo que a su vez puede causar el atascamiento de la tubería o un reventón subterráneo en el tramo de alto ángulo.
- En un tramo horizontal, el gas migra más lentamente o para nada. Si se hace circular el influjo con un método de presión de fondo de pozo constante, el gas se expandirá poco o nada mientras el influjo permanece en el tramo lateral del pozo. Una vez que el golpe de presión llegue al tramo vertical, el gas se expandirá rápidamente y puede resultar difícil mantener una presión de circulación constante mientras se bombea para que el golpe de presión salga del pozo.
- En un tramo horizontal, el gas puede acumularse a lo largo del “techo” del pozo. Esto es particularmente cierto si el tramo es “ondulado”, es decir, si contiene subidas y bajadas. En estos casos, es difícil hacer circular todo el gas hacia la superficie de manera eficiente. El gas, embolsado a lo largo de la parte superior del pozo, tenderá a desplegarse a lo largo del espacio anular horizontal. Se puede extraer el gas hacia el tramo vertical durante el viaje de salida de la tubería.
- El enrosque de la sarta de perforación en un pozo horizontal puede ser radicalmente diferente del empleado en la perforación convencional. Los collares de perforación pueden estar cerca de la superficie, la tubería de perforación pesada (HWDP) puede estar debajo de los collares de perforación, y la tubería de perforación y las herramientas pueden estar debajo de la HWDP. Las diferencias en cuanto al diseño de la sarta de perforación afectarán los volúmenes anulares y, por consiguiente, las velocidades anulares durante la circulación. Cuando el gas entra al tramo vertical (tal vez alrededor de los collares de perforación en el tramo vertical), el influjo se alarga. La mayor tasa de flujo a través del estrangulador puede hacer que la presión en la tubería de revestimiento aumente rápidamente. En este caso, el estrangulador tendrá que ajustarse enseguida para mantener una presión de fondo de pozo constante y minimizar la presión sobre el asiento de la zapata de entubación y las formaciones débiles.
- Los fluidos de formación pueden seguir fluyendo al espacio anular si el fluido de ahogo entra a una fractura agotada.

El método del perforador resulta adecuado para controlar golpes de presión en pozos de alto ángulo u horizontales. Minimiza el tiempo de cierre, y no es necesario elaborar un programa cronológico detallado de bombeo. Como sucede en un pozo vertical, el influjo se bombea fuera del espacio anular manteniendo la presión de circulación constante a una velocidad de bombeo también constante.

Con frecuencia, los pozos horizontales se perforan con disparos en condiciones de bajo balance o casi balanceadas. Por lo tanto, una vez extraído el influjo del espacio anular, las operaciones de perforación pueden continuar.

Si el pozo debe ahogarse después de extraer el influjo, la presión de fondo de pozo puede controlarse manteniendo una presión constante en la tubería de revestimiento al bombear el fluido de ahogo hasta el extremo de la sarta de perforación. Una vez que la sarta de perforación está llena del lodo más pesado, se mantiene la presión de circulación hasta que el fluido de ahogo retorne a la superficie.

El empleo del método de “esperar y pesar” (W&W, por su abreviatura en inglés) para ahogar pozos muy direccionales puede resultar complicado porque hasta que la sarta de perforación esté llena de lodo de ahogo, hay una columna mixta de fluido a ambos lados del tubo en U. Si la presión de fondo de pozo debe mantenerse constante a medida que el fluido de ahogo se bombea hasta el extremo de la sarta, será necesario hacer ajustes al programa de bombeo normal.

Una de las principales ventajas del método W&W en pozos casi verticales es que puede tener como resultado que se ejerzan presiones menores sobre el agujero descubierto si el fluido de ahogo se introduce en el espacio anular antes de que un influjo de gas llegue a la superficie. En pozos horizontales o de alto ángulo, el efecto de una mayor presión hidrostática a causa de la presencia del fluido de ahogo en el espacio anular no se obtiene hasta que el fluido más pesado comienza a subir por el tramo vertical del pozo. Si el volumen de la sarta de perforación más el volumen anular de la TD hasta el punto horizontal (HOP, por sus siglas en inglés) es mayor que el volumen anular del HOP a la superficie, el influjo se hará circular hacia la superficie antes de que el lodo de ahogo se introduzca al espacio anular vertical. El beneficio principal obtenido al utilizar el método W&W en pozos muy desviados es la posibilidad de ahogar un pozo con una sola circulación, ya que las presiones de superficie ya habrán alcanzado su valor máximo.

Cuando se emplea el método W&W en pozos verticales, se supone que la presión hidrostática cambiante dentro de la sarta de perforación y el aumento resultante de la presión de fricción se producen al mismo tiempo que el fluido de ahogo se bombea hasta el extremo de la sarta. Esto es cierto si la longitud de la columna de fluido más pesado aumenta hasta alcanzar el mismo grado en cada carrera de la bomba. Se utilizan cálculos (hojas de ahogo) para prever la disminución de la presión de circulación a medida que el fluido más pesado se bombea desde la superficie hasta el extremo de la sarta de perforación.

La tabla de presiones para pozos estándar usada para el método W&W (de la ICP a la FCP) constituye una simplificación excesiva. Aunque no sean precisas en términos científicos, resultan prácticas, y los errores son insignificantes en pozos verticales. En la mayoría de los casos, el programa de bombeo elaborado causa que se ejerzan presiones mayores contra la formación a medida que el fluido de ahogo se bombea hasta la barrena. Sin embargo, si se utiliza una hoja de ahogo para pozos estándar en pozos muy desviados, esto tendría como resultado una mayor presión ejercida sobre el agujero descubierto porque la mayor parte del aumento de la presión hidrostática se obtiene en el punto de desviación (KOP, por sus siglas en inglés), pero la fricción continuará aumentando hasta que el fluido más pesado llegue al extremo de la sarta. Si se prevé emplear el método W&W en un pozo horizontal, los cambios en las presiones hidrostática y de fricción se tratan por separado a medida que se bombea el lodo de ahogo.

El cuadro de presiones de circulación ideal para un pozo horizontal incluiría un cuadro lineal de presiones para el tramo vertical, un cuadro separado para el radio del KOP al HOP, y un cuadro lineal desde el HOP hasta el extremo de la sarta. A fin de elaborar la tabla, es necesario conocer la profundidad vertical verdadera (TVD) y la profundidad medida (MD) en varios puntos a lo largo del

radio de aumento del ángulo. Gracias a los avances recientes en los instrumentos de fondo de pozo y en la tecnología informática, los supervisores acceden a datos que hace solo unos años eran imposibles de obtener. Los programas informáticos y las hojas de trabajo en formato electrónico pueden prever con exactitud las presiones de circulación.

Si la diferencia entre la presión hasta el KOP en un cuadro de presiones para pozos estándar y la presión calculada en el KOP es más de 100 psi, probablemente se justifique la elaboración de una tabla de presiones para pozos desviados. Si es menor de 100 psi, tal vez sea mejor utilizar el método estándar para elaborar el cuadro de presiones a menos que la SICP se acerque a la MAASP. La tabla de la figura 7.22 muestra las diferencias en la presión de circulación en el punto final de aumento del ángulo (EOB, por sus siglas en inglés) bajo diferentes condiciones de pozo. Puede observarse que tal vez no haga falta hacer cálculos especiales de cambios de presión para pozos desviados cuando el ángulo promedio sea menor de 60° o cuando la densidad del golpe de presión sea inferior a 1,0 libra por galón más que la densidad del fluido original.

Figura 7.22

Comparación de discrepancia máxima de presión Gráficos de presiones para pozos de alto ángulo frente a pozos verticales						
MD (ft.)	TVD en el EOB (ft)	Intensidad del golpe de presión (ppg)	Ángulo promedio (grados)	Presión de circulación calculada en el EOB		
				Método para pozos verticales, PT (psi)	Método para pozos desviados, PT. B psi	Si se usa el método para pozos verticales, A-B psi
12.000	7.654	1,0	60	878	825	53
	5.786	1,0	75	804	721	83
	3.910	1,0	90	738	622	116
	7.654	2,0	60	1.156	1.051	105
	5.786	2,0	75	1.008	841	167
	3.910	2,0	90	876	643	233
	7.654	3,0	60	1.435	1.276	159
	5.786	3,0	75	1.212	961	251
	3.910	3,0	90	1.014	659	355
15.000	9,154	1,0	60	959	900	59
	6,563	1,0	75	828	757	95
	3,910	1,0	90	738	583	155
	9,154	2,0	60	1.316	1.200	119
	6,563	2,0	75	1.104	914	190
	3,910	2,0	90	876	635	241
	9,154	3,0	60	1.679	1.500	179
	6,563	3,0	75	1.356	1.071	285
	3,910	3,0	90	1.054	652	402
Para los cálculos, se emplearon 11,5 ppg de fluido original, una tasa de aumento de ángulo de 3°/100 ft. un KOP de 2.000 ft						

Los siguientes cálculos pueden utilizarse para determinar la diferencia en las presiones de circulación entre un cuadro de presiones para pozos verticales estándar y un cuadro de presiones para pozos desviados cuando se conocen la MD y la TVD en varios puntos a lo largo del radio de aumento del ángulo.

1. Calcule el aumento de la fricción de circulación por cada pie de la sarta de trabajo.

$$\text{Aumento de la fricción}_{\text{psi/ft}} = (\text{FCP}_{\text{psi}} - \text{Presión a la SCR original}_{\text{psi}}) \div \text{Longitud de la sarta}_{\text{ft}}$$

2. Calcule el aumento de la presión hidrostática en el tramo vertical.

$$\text{Aumento de la presión hidrostática}_{\text{apsi}} = \text{SIDPP}_{\text{psi}} \div \text{TVD}_{\text{ft}} \text{ del pozo}$$

O

$$\begin{aligned} & * \text{Aumento de la presión hidrostática}_{\text{psi}} = (\text{Lodo pesado [KWM]}_{\text{ppg}} - \text{Lodo original [OWM]}_{\text{ppg}}) \\ & * 0,052 \end{aligned}$$

*Esto puede tener como resultado un fluido de ahogo más pesado que el calculado a partir de la SIDPP debido al redondeo de decimales en el cálculo del lodo de ahogo.

3. Calcule la presión de circulación (CP, por sus siglas en inglés) a una profundidad dada (es necesario conocer la MD y la TVD en varios puntos a lo largo del pozo).

$$\text{CP}_{\text{psi}} = \text{ICP}_{\text{psi}} + (\text{Aumento de la fricción}_{\text{psi/ft}} * \text{MD}_{\text{ft}}) - (\text{Aumento de la presión hidrostática}_{\text{psi/ft}} * \text{TVD}_{\text{ft}})$$

El cálculo n.º 3 se repite para varias longitudes equivalentes a lo largo de la curva del pozo direccional a fin de determinar la presión de circulación correcta.

Figura 7.23.



Cuando la longitud horizontal es mayor que el tramo vertical del pozo, la presión de circulación en el KOP incluso puede ser inferior al valor de la presión de circulación final (FCP, por sus siglas en inglés). La presión aumentará desde ese punto hasta la FCP como resultado del aumento de la fricción a medida que el fluido de ahogo se mueve hacia el extremo de la sarta. El efecto hidrostático del fluido de ahogo se obtiene en el KOP, pero la fricción continúa aumentando hasta que el fluido más pesado entra al espacio anular.

En la figura 7.23 se muestra un método gráfico de determinar la disminución de presión necesaria para balancear o sobre balancear ligeramente la presión de formación mientras se bombea el lodo de ahogo desde la superficie hasta la barrena en un pozo desviado.

El primer paso cuando se elabora el gráfico es representar la ICP y la FCP frente a las carreras (o el volumen) en papel cuadriculado. A continuación, determine la mayor discrepancia que se produciría en las inmediaciones del punto final de aumento del ángulo. El cálculo n.º 3 más arriba permitirá prever la presión de circulación. La presión de circulación se traza frente al volumen (empleando la MD). Entonces puede determinarse la diferencia máxima entre el programa cronológico de bombeo para pozos estándar y el programa de bombeo para pozos desviados.

Independientemente de cuál tabla de presiones se utilice, la ICP y la FCP son iguales a las determinadas mediante una hoja de ahogo para pozos estándar. La diferencia entre los cálculos de control de pozos verticales y los cálculos de control de pozos desviados/horizontales se produce entre la ICP y la FCP, con la mayor discrepancia en el punto final de aumento del ángulo.

Los pozos de alto ángulo y horizontales pueden presentar un funcionamiento inesperado después de hacer circular un golpe de presión y recuperar el control hidrostático. Los tramos con derrumbes irregulares pueden contener bolsas de gas en zonas de derrumbe y tramos ondulados del pozo. A velocidades lentas de ahogo, el gas puede haber migrado hacia los tramos con derrumbes.

Después de ahogar el pozo y abrir los BOP, se recomienda realizar otra circulación a una velocidad mayor para arrastrar el gas fuera de las bolsas en los tramos con derrumbes. Cuando el gas se acerque a la superficie, se expandirá libremente. Si el flujo de retorno y las piletas de lodo se incrementan considerablemente, podría ser necesario cerrar el pozo nuevamente y recuperar el control del gas para evitar que se produzca un nuevo golpe de presión en el pozo. Dado que el lodo se encontrará en el peso de ahogo, puede utilizarse el método del perforador para terminar de hacer circular el gas hacia la superficie. Se debe resistir la tentación de aumentar el peso del lodo.

EFFECTOS DE UNA SARTA DE PERFORACIÓN DE VARIOS DIÁMETROS

Una sarta de perforación de varios diámetros afecta el control de pozo y eso debe tenerse en cuenta. Uno de esos efectos está relacionado con las maniobras con una sarta de perforación y el otro influye en el procedimiento de ahogo. Es fundamental controlar el pozo con el tanque de viaje durante las maniobras. A medida que se introduce la tubería en un pozo cerrado con presión en la superficie, el volumen de lodo del pozo debe ser igual al volumen de la sarta (desplazamiento más capacidad interna) introducida al pozo, más cualquier expansión necesaria para explicar la migración de gas. Esto último se ignora con frecuencia. Cuando cambia el OD de la sarta, el volumen de la sarta por unidad de longitud (ft, tiro o 5 tiros) también cambia, por lo que es necesario ajustar de manera similar el volumen de lodo devuelto al tanque de viaje. Si se utiliza el valor original en lugar del valor previsto que debe obtenerse después de comenzar a introducir un segundo OD de sarta de perforación en el pozo, esto tendrá como resultado una interpretación incorrecta de la lectura del tanque de viaje.

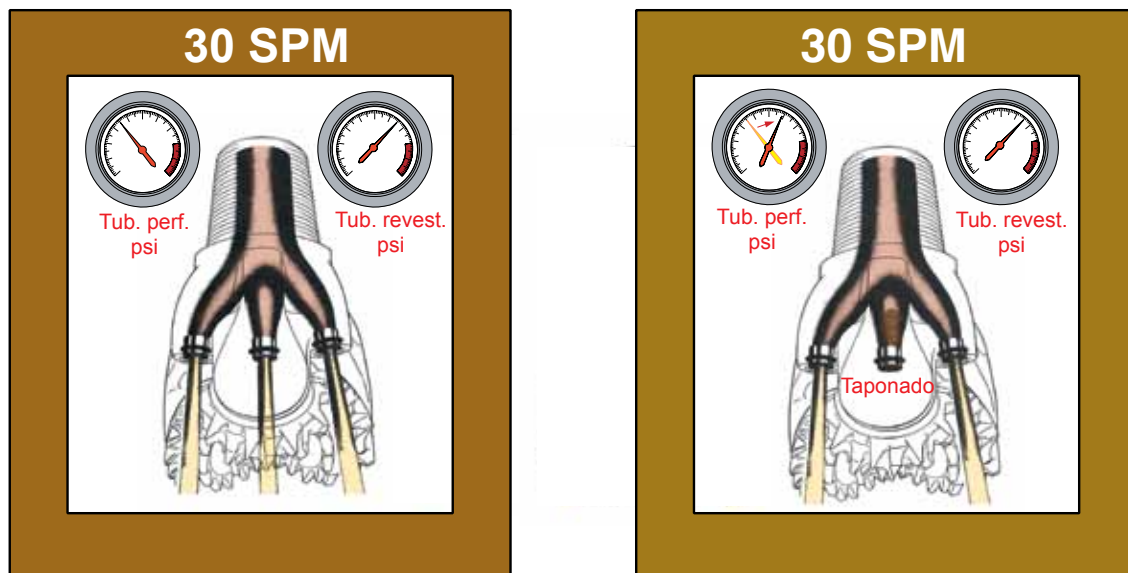
Un segundo problema de control de pozo relacionado con las sartas de perforación de varios diámetros es el efecto que tienen los cambios al pasar de un tamaño de la tubería al otro en el cuadro de disminución de presión. Por lo general, el tamaño más grande de tubería es la porción superior de la sarta y, a medida que el fluido de ahogo bombeado se introduce a la tubería más pequeña, aumenta la velocidad a la que se aplica la presión hidrostática. En otras palabras, por cada carrera de la bomba, aumenta la longitud del fluido de ahogo que se introduce en la tubería más pequeña. Por lo tanto, el cuadro de disminución de la presión de bombeo debe ajustarse para incluir la cantidad de presión hidrostática agregada por carrera. Este ajuste generalmente daría como resultado un cuadro de disminución similar al que se muestra en la figura xx. La línea continua representa el cuadro correcto,

mientras que la línea de rayas representa lo que generalmente ocurriría si se utilizara la disminución lineal simple de la ICP a la FCP. Si se utiliza el procedimiento lineal simple, se producirían presiones de bombeo inferiores a las que realmente se necesitan para mantener la BHP constante, y esto podría ocasionar la entrada de influjo adicional al pozo.

TAPONAMIENTO DE LA BOQUILLA DE LA BARRENA

Si una boquilla de barrena se taponara mientras se hace circular un golpe de presión hacia la superficie, la presión de circulación aumentaría de repente, pero la presión en la tubería de revestimiento no cambiaría mucho. Dado que la mayor parte de la presión de circulación es el resultado de la fricción en la sarta de perforación, la presión de fondo de pozo no cambiaría. El operador del estrangulador debe resistir la tentación de abrir el estrangulador, ya que esto permitiría que disminuyera la presión de fondo de pozo y provocaría otro golpe de presión.

Figura 7.24. Antes y después de un bloqueo parcial en la sarta. Si la velocidad de bombeo y la presión en la tubería de revestimiento no cambian, la BHP se mantiene constante.



Si la presión de circulación nueva no se considera demasiado alta, la presión mayor es correcta en teoría y la operación puede continuar. El operador del estrangulador simplemente mantendría la presión nueva y mayor en la tubería de perforación a la misma velocidad de bombeo. El mejor procedimiento sería cerrar el pozo sin riesgo, analizar la situación y luego volver a comenzar manteniendo constante la presión en la tubería de revestimiento hasta que la bomba alcance la velocidad seleccionada. Cuando se alcanza la velocidad de bombeo correcta y la presión en la tubería de revestimiento se encuentra en el valor de cierre, la presión de circulación será correcta. Si llegara a taponarse una boquilla mientras se bombea el fluido de ahogo por la sarta de perforación, el programa de bombeo tendría que ajustarse para adaptarse a las nuevas presiones de circulación.

DERRUMBE EN LA SARTA DE PERFORACIÓN

Si ocurre un derrumbe en la sarta de perforación mientras se ahoga un pozo, la indicación es similar a la de un taponamiento de boquilla, solo que en el caso de un derrumbe, la presión de circulación disminuirá, pero la presión en la tubería de revestimiento no cambiará de manera considerable, lo que indica que el problema se encuentra en la sarta. No debe tomarse ninguna medida inmediata antes de cerrar el pozo y realizar un análisis exhaustivo de la situación.

Si el pozo se está ahogando mediante el método del perforador y el derrumbe se encuentra por encima del golpe de presión, las presiones de cierre serán iguales. Al igual que sucede con un golpe de presión que se produce mientras se está lejos del fondo, el modelo del tubo en U no puede aplicarse en este caso. Una solución podría ser permitir que el golpe de presión migre hacia la superficie (si es gas) siguiendo el principio volumétrico y luego extraer el gas sin riesgo, ya sea por circulación o mediante el método de “lubricar y purgar” (capítulo 6).

Si, por otro lado, el golpe se encuentra por encima del derrumbe, la SIDPP será inferior a la SICP. La circulación puede volver a comenzar estableciendo una presión de circulación nueva (dado que la fricción de circulación habrá cambiado) y terminando el ahogo al mantener constantes la velocidad de bombeo y la nueva presión de circulación con el estrangulador.

Si se utiliza el método de “esperar y pesar”, el análisis se vuelve más complejo porque la posición del fluido de ahogo afectará las presiones de cierre. Puede resultar difícil o incluso imposible determinar presiones con precisión o establecer la relación entre las presiones de cierre. En última instancia, la decisión sobre cómo continuar se reduce a las mismas opciones del método del perforador, es decir, continuar con la operación de ahogo o controlar la migración de gas empleando técnicas volumétricas. No existe una única solución segura que pueda aplicarse a los derrumbes en la sarta de perforación que se producen durante las operaciones de control de pozo. Las decisiones en cuanto a los procedimientos solo pueden tomarse en el campo debido a las numerosas preguntas concretas que se plantean, por ejemplo:

- ¿Es posible terminar el ahogo?
- ¿A qué profundidad se produjo el derrumbe? ¿Retorna algo de fluido de ahogo a la superficie antes de tiempo?
- ¿De qué tamaño, magnitud y sustancia es el golpe de presión?
- ¿Cuáles son las condiciones generales de la sarta de perforación?
- ¿Qué probabilidades hay de que se rompa la sarta si continúa la operación de ahogo?

Puede observarse que un derrumbe en la sarta de perforación es un problema grave y que no existe una única medida sencilla que pueda recomendarse.

El cuadro a continuación puede usarse como guía para la resolución de problemas cuando se analizan algunas de las complicaciones frecuentes que pueden presentarse durante una operación de ahogo para control de pozo.

RESUMEN

Por definición, las complicaciones son imprevisibles. No existe una única técnica garantizada que ayude a resolver los numerosos problemas que pueden surgir durante una operación de ahogo de pozo. Lo mejor que se puede hacer es detener la circulación y cerrar el pozo de manera segura. Los datos de cierre se deben recopilar y analizar cuidadosamente antes de decidir cómo actuar. El perforador debe saber cómo reaccionar a muchas complicaciones. Si no está seguro, debe informar de inmediato al supervisor y actuar según las instrucciones.

Figura 7.24.

AYUDA PARA ANALIZAR PROBLEMAS EN SITUACIONES ESPECIALES

SÍNTOMA	PRESIÓN EN LA TUB. DE PERFORACIÓN	PRESIÓN EN LA TUB. DE REVEST	PESO DE LA SARTA DE PERF	NIVEL DE LAS PILETAS	VELOCIDAD DE BOMBEO
ESTRANGULADOR TAPONADO	▲	▲			∨
DERRUMBE EN EL ESTRANGULADOR	▼	▼		▲	∧
BOQUILLA TAPONADA	▲	■			∨
BOQUILLA DE BARRENA FUNDIDA	▼	■			∧
DERRUMBE EN LA SARTA	▼	■			∧
ROTURA DE LA SARTA	▼	■	▼		∧
CAPACIDAD REDUCIDA DE LA BOMBA (DAÑO)	∨	∨			∧
ENTRADA DE GAS	■	∧	∧	▲	
GAS EN LA SUPERFICIE	▼	▼	∨	▼	∧
PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN	▼	∨	▲	▼	∧
POZO EMPAQUETADO	▲	∨	ATASCAMIENTO	∨	∨

FUENTE: API RP 59

CLAVE DE LA TABLA	
▲	INDICADOR CLARO
∧	INDICADOR MENOR
■	POCO O NADA DE CAMBIO

Preguntas de repaso

1. Aunque los márgenes de seguridad puedan resultar adecuados durante algunas operaciones de ahogo de pozo, el texto nos recomienda actuar con precaución al seleccionar dichos márgenes con respecto de la presión o del peso del lodo. ¿Por qué es peligroso seleccionar un margen de seguridad demasiado grande?
2. Defina un reventón subterráneo (en el subsuelo).
3. ¿Qué significa la expresión “tubería liviana”?
4. Nombre las 3 maneras diferentes de disminuir la presión de fondo de pozo cuando se sale de un pozo.
5. Defina la rectificación.
6. ¿Qué método de control de pozo se utiliza durante las operaciones de rectificación?
7. Durante las operaciones de rectificación volumétrica en un pozo de gas, ¿esperaría que la presión en la tubería de revestimiento cambiara? De ser así, ¿cree que se debería permitir que la presión en la tubería de revestimiento aumente o disminuya a medida que la sarta de perforación se acerca al fondo?

8. Defina un pozo de diámetro ultrarreducido.

9. Dibuje flechas en el cuadro a continuación para indicar el efecto de la presión de fondo de pozo en cada caso.

AYUDA PARA ANALIZAR PROBLEMAS EN SITUACIONES ESPECIALES

SÍNTOMA	PRESIÓN EN LA TUB. DE PERFORACIÓN	PRESIÓN EN LA TUB. DE REVEST	PESO DE LA SARTA DE PERF	NIVEL DE LAS PILETAS	VELOCIDAD DE BOMBEO
ESTRANGULADOR TAPONADO	▲	▲			∨
DERRUMBE EN EL ESTRANGULADOR	▼	▼		▲	∧
BOQUILLA TAPONADA	▲	■			∨
BOQUILLA DE BARRENA FUNDIDA	▼	■			∧
DERRUMBE EN LA SARTA	▼	■			∧
ROTURA DE LA SARTA	▼	■	▼		∧
CAPACIDAD REDUCIDA DE LA BOMBA (DAÑO)	∨	∨			∧
ENTRADA DE GAS	■	∧	∧	▲	
GAS EN LA SUPERFICIE	▼	▼	∨	▼	∧
PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN	▼	∨	▲	▼	∧
POZO EMPAQUETADO	▲	∨	ATASCAMIENTO	∨	∨

FUENTE: API RP 59

CLAVE DE LA TABLA	
▲	INDICADOR CLARO
∧	INDICADOR MENOR
■	POCO O NADA DE CAMBIO

AL FINALIZAR ESTE CAPÍTULO, EL ALUMNO DEBE SER CAPAZ DE:

- Nombrar y analizar los dos tipos comunes de fluidos de perforación.
- Enumerar las tres funciones principales de los fluidos de perforación en relación con la prevención de reventones.
- Identificar y analizar las dos propiedades principales de los fluidos de perforación.
- Nombrar y analizar algunos aditivos comunes de los fluidos de perforación
- Definir el término ‘reología’ en lo relacionado con el control de pozos.
- Identificar y analizar cuestiones al trabajar con fluidos a base de aceite.

La circulación del líquido por la sarta de perforación, a través de la barrena y regresando por el pozo perforado es esencial para la perforación rotativa. Desde los comienzos de la perforación rotativa, se vio que el fluido, generalmente denominado “lodo” en el campo, se deterioraba a medida que avanzaba la perforación, El desarrollo de aditivos especiales, así como de técnicos (ingenieros de lodo) capacitados para cuidar el lodo fue un proceso que evolucionó naturalmente.

Actualmente, existen distintos tipos de lodos de perforación que se usan, desde lodos simples a base de agua hasta lodos a base de aceite, incluida la mezcla de ambos, que se denomina emulsiones. La perforación también se realiza con aire, gas, niebla y espuma. Cada tipo de fluido tiene sus usos particulares y sus propios requisitos de mantenimiento. Este capítulo trata sobre los lodos líquidos más comunes que se usan en el proceso de perforación, los lodos a base de agua y los lodos a base de aceite.

Si bien el lodo de perforación adecuadamente diseñado y mantenido puede ofrecer de ocho a diez funciones beneficiosas a la operación de perforación en general, solo tres de tales funciones corresponden directamente a la prevención de reventones. Estas son:

- Control de la presión de la formación (densidad del fluido)
- Eficiencia en la limpieza del pozo y presiones de las bombas relacionadas (viscosidad),
- Suspensión de sólidos cuando no hay circulación (resistencia de gel).

FLUIDOS A BASE DE AGUA

Los fluidos de perforación son mezclas de un líquido básico al que se le agregó un material sólido. Los ingenieros de lodo hablan de un líquido, o fase “continua”, y de una fase de “sólidos”. Los sólidos agregados generan el “lodo entero”. Los sólidos determinan la densidad del fluido y su espesor relativo o viscosidad. La viscosidad podría considerarse como la resistencia de un líquido al flujo. Esta definición, si bien es poco específica y algo incompleta, es suficiente para el uso práctico en el campo.

El estudio de los fluidos en movimiento se denomina *reología* y, si bien los ingenieros de lodo y los obreros de los equipos de perforación no son reólogos, cuando se agrega o se retira un material del fluido, las propiedades del flujo, es decir, las características reológicas del fluido, se modifican. Las propiedades del flujo están interrelacionadas y un cambio en cualquiera de ellas provocará, en cierto grado, un cambio en las demás.

El agua que se utiliza para formar los fluidos a base de agua podría variar de agua esencialmente sin minerales a agua saturada con una o más sales. El agua potable a veces se trata con sustancias químicas para disminuir el contenido mineral antes de que se agreguen sólidos para crear las propiedades deseadas del lodo. El viscosificador principal utilizado en lodo a base de agua es la bentonita sódica, llamada frecuentemente “gel” en el campo. La bentonita es una arcilla descrita como *hidrófila*, es decir, “que absorbe agua con facilidad”. Cuando la bentonita finamente molida se mezcla en el agua mientras es revuelta o agitada constantemente, las diminutas plaquetas de arcilla que conforman las partículas molidas de la bentonita se dispersan en el líquido, espesando el fluido resultante. Se dice que la bentonita rinde o se hidrata en el agua, haciendo más viscosa la solución. Otros aditivos de lodo posiblemente también se mezclen para lograr las propiedades deseadas del lodo. El contenido mineral del agua conformada inhibe el rendimiento de la bentonita. En estos sistemas, es posible utilizar otros viscosificadores. En ocasiones, se agrega bentonita prehidratada a sistemas saturados por minerales para obtener otros beneficios aparte de la viscosidad. Una vez ajustada la viscosidad del fluido, se puede aumentar la densidad.

El aditivo más común que se utiliza para aumentar el peso del lodo en el fluido de perforación es el sulfato de bario (BaSO_4). BaSO_4 es conocido por varios nombres en el campo, por ejemplo, barita, baritina, bar o simplemente material densificante. El término más común es “barita” y es el que se utilizará en este análisis.

La barita, al igual que la bentonita, es también un tipo de arcilla pero, a diferencia de la bentonita, es inerte. La barita no reaccionará con el resto de los componentes presentes en el fluido. El valor de la barita en los fluidos de perforación es la densidad. Las arcillas más naturales tienen una gravedad específica de alrededor de 2,5; es decir, que son $2\frac{1}{2}$ más densas que el agua. La gravedad específica de una barita recomendada por el API es de alrededor de 4,25; por lo tanto, la densidad efectiva del fluido resultante aumenta cuando la barita queda suspendida en el líquido.

La mayoría de los fluidos de perforación son los que disminuyen su viscosidad con el esfuerzo del corte, lo que significa que cuanto más rápidamente se mueven, menos espesos se tornan. No existe una sola verdadera viscosidad para los fluidos que disminuya su viscosidad con el esfuerzo de corte. Por ejemplo, el fluido que asciende por conjunto del fondo de pozo tendrá menor viscosidad que el fluido que asciende más lentamente por el espacio anular más grande que rodea la sarta de perforación. Cuando los fluidos de bentonita se mueven, fluyen libremente, pero cuando el movimiento se detiene, el fluido se espesa y forma una estructura parecida al gel. Esta tendencia a espesarse a medida que el movimiento disminuye se denomina tixotropía. Al perforar, la circulación tiene que detenerse a cada rato mientras como cuando se realizan conexiones. La naturaleza de la tixotropía del lodo evita que los recortes de la barrena caigan nuevamente alrededor del conjunto del fondo del pozo.

Cuando el personal de campo piensa en la viscosidad, en general piensa en términos de la viscosidad del embudo de Marsh. El embudo de Marsh se encuentra en casi todos los equipos de perforación junto con una balanza para lodo (pesa de lodo) y un equipo para determinar el volumen de arena. Estos elementos son la herramienta principal que se usa en el emplazamiento del equipo de perforación para probar el lodo.

La bentonita de calcio, llamada sub-bentonita, también se utiliza como viscosificador. Las sub-bentonitas no rinden ni se dispersan en agua potable en el mismo grado que la bentonita sódica de alta calidad.

Si bien el embudo de Marsh es útil, los ingenieros de lodo usan un instrumento denominado viscosímetro rotativo, o medidor VG, que es portátil y suficientemente robusto para utilizarse en el campo. El medidor VG aplica fuerza a una muestra del fluido a distintas velocidades. Las dos propiedades del flujo están determinadas: la viscosidad plástica (PV, por sus siglas en inglés) y el umbral

Figura 8.1.



de fluencia plástica (YP, por sus siglas en inglés). La resistencia de gel también puede determinarse mediante un medidor de VG. La viscosidad relativa del lodo en estos dos puntos es el resultado del porcentaje de sólidos en la mezcla y la atracción química entre las partículas de los sólidos. El ingeniero de lodo ejecuta parte de sus recomendaciones de tratamiento en función de estas pruebas. La viscosidad plástica es un reflejo del contenido de sólidos (deseados y no deseados) en el lodo. Cuanto mayor sea el contenido de sólidos, más alta será la PV.

El umbral de fluencia plástica representa a una fuerza (lb/100 pies²) que refleja la atracción electroquímica entre las partículas de los sólidos en el lodo. Puede observarse que el YP y la resistencia de gel están directamente relacionadas y que entre más perfectamente se dispersen los sólidos del lodo en el fluido, menor será el YP y la resistencia de gel.

Las pérdidas de presión en un sistema de circulación dado están determinadas principalmente por la velocidad de bombeo y las propiedades de flujo del fluido. Cuando se agrega barita al sistema para que aumente el lodo densificante, la viscosidad plástica también aumentará dado que la barita es un sólido inerte. El umbral de fluencia plástica y la resistencia de gel también pueden aumentar, pero en menor grado. En general, un leve flujo de agua se deja correr en el lodo cuando se mezcla la barita para compensar la deshidratación y el aumento resultante en los valores de las propiedades del flujo. La presión de circulación aumentará a medida que la bomba mueva el fluido más pesado a una velocidad constante. El aumento de la presión por el bombeo del fluido más denso puede calcularse con la siguiente fórmula.

$$P_2 = P_1 * W_2 \div W_1$$

Donde:

P_1 = Presión original

P_2 = Presión nueva

W_1 = Peso del lodo original

W_2 = Peso del lodo nuevo

Assume the standpipe pressure is 2,500 psi at 60 strokes/minute (spm) when circulating a 10.2 ppg fluid. What would the pressure be if the mud weight were increased to 10.6 ppg?

$2,500 * 10.6 \div 10.2 = 2,598$ psi. The increase in fluid density caused the circulating pressure to increase by 98 psi.

Supongamos que la presión de la tubería de subida sea de 2 500 psi a 60 carreras/minuto (spm) cuando circula un fluido de 102 ppg. ¿Cuál sería la presión si el peso del lodo se aumentara a 10,6 ppg?

$2.500 * 10,6 \div 10,2 = 2.598$ psi. El aumento en la densidad del fluido provocó que la presión de circulación aumentara en 98 psi.

A medida que el fluido circula por la sarta de trabajo y vuelve por el espacio anular, queda sujeto a las distintas condiciones que afectan sus propiedades. Debe tolerar que las presiones y temperaturas de fondo aumenten mientras transporta los recortes perforados de regreso a la superficie. De hecho, el lodo que regresa por la línea de flujo no es el mismo que el lodo de la piletta de succión. Los ingenieros de lodo ejecutan una amplia variedad de pruebas en el fluido que los orientan al hacer recomendaciones para los tratamientos mecánicos y químicos dirigidos a reacondicionar el lodo antes de que ser bombeado de nuevo al pozo. El objetivo es desarrollar volumen al profundizar el pozo mientras se mantiene la estabilidad y rendimiento general del fluido.

Los lodos a base de agua son altamente sensibles a los cambios repentinos en las condiciones del fondo del pozo. Si los fluidos de la formación ingresan de forma imprevista, las propiedades del lodo entero pueden modificarse drásticamente. En el caso de los flujos de agua, especialmente de agua salada, es probable que se produzcan cambios importantes en las propiedades del flujo.

La sal diluirá el lodo, éste perderá su densidad y el contenido de sal del fluido invadido producirá un intercambio químico de bases en las partículas de la bentonita. Los sólidos se flocularán, es decir, se unirán en "flóculos". Cuando eso sucede, el lodo se torna muy espeso en la zona del influjo y posiblemente pierda su capacidad de soportar la barita. La PV probablemente disminuirá pero el YP aumentará considerablemente. Cuando la circulación se detenga y se cierren los preventores de reventones, el fluido formará un gel espeso y progresivo. Cuando el agua salada ingresa primero al pozo, la presión de circulación posiblemente disminuya por la densidad relativamente baja del influjo. No obstante, podría requerirse una presión mayor para reanudar la circulación con el fin de superar las resistencias de gel de alto nivel que provoca la floculación.

En el caso de los golpes de presión de gas, la densidad muy baja del gas probablemente provoque una mayor disminución en la presión de circulación que los golpes de presión de agua. En general, hay un cierto aumento de la salinidad relacionado con todos los fluidos de formación, aunque un lodo altamente disperso y tratado químicamente podría minimizar la tendencia de la bentonita a flocular.

Figura 8.2.



FLUIDOS A BASE DE ACEITE

La fase continua de los fluidos de perforación a base de aceite es en general el aceite diésel (diesel oil); por ejemplo, se puede usar aceite mineral o aceite sintético. Los lodos a base de aceite en realidad son emulsiones de aceite y agua. Una pequeña cantidad de agua, generalmente saturada con sal, se emulsiona y dispersa en pequeñas gotas por todo el sistema. Una gran variedad de sustancias químicas y agentes emulsionantes han sido desarrollados para usarse en sistemas de lodo a base de aceite. Aunque los lodos a base de aceite son más costosos de formar y mantener que los lodos a base de agua, en determinados sectores, los costos iniciales, que incluyen la capacitación en seguridad del personal y cuestiones ambientales, se compensan por mejores velocidades de perforación y minimización de los daños en las formaciones de producción.

Los lodos a base de aceite en general tienen menor viscosidad que los lodos a base de agua de la misma densidad. Los valores de PV son aproximadamente los mismos que para los fluidos a base de agua, pero el YP y las resistencias de gel son menores. Las incorporaciones de agua a los lodos a base de aceite aumentan la viscosidad; las incorporaciones de aceite la disminuyen. Los ingenieros de lodo están especialmente preocupados por la estabilidad de la emulsión; por ello, el volumen en general se desarrolla en forma gradual incorporando un lodo entero premezclado al sistema.

Los golpes de presión de gas en los lodos a base de aceite pueden ser peligrosos debido a la solubilidad del gas en la fase continua del aceite. El volumen del influjo puede ser engañosamente bajo cuando el golpe de presión ingresa al pozo a la presión de fondo de pozo. La presión de circulación posiblemente no se vea gravemente afectada en ese momento. Cuando el golpe de presión circula hacia arriba por el espacio anular, donde la presión hidrostática es menor, el gas se expandirá rápidamente a varias veces su volumen original, dificultando el control.

Los golpes de presión líquidos que se reciben en los fluidos a base de aceite pueden separar o “revertir” la emulsión. El agua puede separarse completamente del aceite. En este caso, el fluido puede separarse en tres columnas: la barita y los sólidos de perforación en el fondo, el agua por encima de los sólidos, y el aceite en la parte superior. Dicha separación complicará drásticamente la situación para controlar el pozo y dificultará recuperar el control del pozo.

MEDICIÓN DE LA DENSIDAD DEL FLUJO

El instrumento en el emplazamiento del equipo de perforación que se usa para determinar la densidad del lodo se denomina correctamente balanza de lodo, pero la mayoría de los obreros del campo se refiere a esta herramienta como una “pesa de lodo” porque es utilizada para “pesar el lodo”. Si bien la balanza para lodo la utiliza casi todo el personal del equipo de perforación en forma ocasional, debe tenerse en cuenta que existen ciertas prácticas óptimas que deben cumplirse al verificar la densidad del lodo, y algunas malas prácticas que hay que evitar. El uso adecuado de esta simple herramienta es una de las primeras líneas de defensa contra los reventones.

El brazo de la balanza para lodo tiene cuatro escalas de densidad grabadas en el metal. La densidad puede leerse directamente en libras por galón, libras por pie cúbico, psi por cada 1.000 pies y gravedad específica. En el extremo inferior de las escalas, cerca del vaso, se encuentra una marca larga y profunda. Si la balanza está correctamente calibrada, esta marca representa la densidad del agua potable a 70 ° F. La balanza debe controlarse para verificar su precisión en cada cambio de turno y siempre que el instrumento haya sufrido una caída reciente o haya sido manipulado bruscamente. La persona que tiene la responsabilidad de pesar el lodo debe advertir cualquier imprecisión leve e informar sobre el lodo densificado corregido. También es importante que todo error conocido sea informado al siguiente obrero en el cambio de turno.

En el otro extremo de la balanza, ya sea en el extremo del brazo o en la parte inferior de la parte posterior, se encuentra un tornillo de tapa. Debajo de este tornillo se encuentra una cámara llena con distintos tamaños de balines para la calibración fina. Generalmente, no es buena idea intentar retirar o agregar balines en el emplazamiento del equipo de perforación. Son piezas tan pequeñas que si se modifican inadecuadamente, es probable que la balanza quede arruinada. Si una balanza para lodo da un error grande, debe reemplazarse. También es posible hacer que el fabricante recalibre una balanza para lodos.

El agujero en la tapa de la cubierta se perfora a un tamaño preciso. Debe mantenerse limpio para obtener el peso preciso del lodo, pero nunca debe rectificarse. Ninguna pieza metálica debe retirarse.

La balanza en general está hecha de aluminio y se oxidará o corroerá si no se mantiene seca. La corrosión es muy rápida cuando la balanza se utiliza con lodos salinos. De hecho, el único mantenimiento real que se requiere para mantener una balanza para lodo en buenas condiciones es asegurarse de que esté limpia y seca cuando no esté en uso.

Para pesar el lodo, tome una muestra (los recortes deben haberse cribado/zarandeado) y viértala en el vaso seco de la balanza hasta que el vaso se desborde libremente. Esto garantiza que el vaso esté repleto y que se expulse el aire atrapado. Sumerja la tapa en la muestra, cúbrala con lodo y, luego, deslícela en forma suave y delicada sobre el vaso. El único lodo que se expulse debe salir por el agujero de la tapa. Una vez que la tapa está firmemente en su lugar, tape el agujero con el pulgar y lave y seque bien toda la balanza. Deslice el contrapeso al otro lado del brazo de la balanza y coloque los filos de las cuchillas del brazo sobre el pedestal. Mirando solamente a la burbuja del visor, deslice el contrapeso lentamente hacia el vaso hasta que la burbuja quede en el centro. Lea el peso del lodo en la escala correspondiente.

Si bien los pasos anteriores son bastante sencillos, hay dos puntos importantes que deben tomarse en cuenta:

1. Si el lodo se pesa en una balanza húmeda o parcialmente húmeda, los resultados no serán precisos. Esto, en la práctica y a la larga dará, como resultado más trabajo como también material desperdiciado. Si se hace intencionalmente con el fin de “lograr el peso correcto”, se torna más que un error: es una falsedad potencialmente peligrosa que traiciona la confianza del patrón.
2. Es importante no prefijar el contrapeso en el peso de lodo deseado antes de colocar la balanza en el pedestal. Ese es otro truco para “lograr el peso correcto”. Uno debe fijarse en la burbuja del visor hasta que el instrumento quede equilibrado.

La balanza para lodo descrita anteriormente es común para la mayoría de las perforaciones y equipos de perforación de reparación. Hay otras balanzas de usos especiales disponibles. Una de esas balanzas es grande y pesada y viene con una bomba de émbolo para comprimir el aire u otro gas que podría haber ingresado al líquido. Cuando el aire está comprimido a un nivel insignificante, se puede determinar una densidad precisa.

Se encuentra disponible una “mini-balanza” para controles de densidad rápidos. Está hecha de plástico y es lo suficientemente pequeña como para guardarla en el bolsillo y llevarla con facilidad. El método para verificar el peso del lodo no se modifica, independientemente del tipo de balanza que se use.

Los equipos de perforación de tierra de mayor envergadura que tienen la capacidad de perforar pozos profundos y los equipos de perforación marinos suelen tener más de tres piletas en utilización para el sistema activo. Estos equipos de perforación frecuentemente conservan una o más piletas de lodo premezclado que se incorpora al sistema activo a velocidades controladas. Algunos fluidos, como el lodo a base de aceite o las salmueras más pesadas, son difíciles de mezclar y controlar al incorporar ingredientes por las tolvas. Las piletas de reserva pueden utilizarse frecuentemente para mantener

lodo de ahogo premezclado. Otras piletas pueden mantenerse limpias y conservarse vacías en por si píldoras especiales deben mezclarse y emplazarse en el pozo. En estos emplazamientos de equipos de perforación, la barita, el cemento y demás aditivos secos se conservan en grandes tanques P presurizados. El material se sopla con aire a presión por la tubería hasta llegar a las tolvas mezcladoras. Los sistemas más modernos, que se encuentran en algunas unidades flotantes, están completamente cerrados. Las válvulas, las alineaciones de los múltiples, las propiedades de los fluidos y la mezcla se dirigen y controlan hidráulicamente con computadoras.

RESUMEN

Hay varios tipos diferentes de fluidos de perforación. En general, se dividen en dos grupos principales, según el líquido que se usa como la fase continua, agua o aceite. Dentro de estos grupos principales, hay muchos subgrupos que están especialmente concebidos y mantenidos según los requisitos de un programa específico de perforación.

Las dos propiedades principales del lodo de perforación son la densidad del fluido, que es la barrera principal contra los accidentes de control de pozos y, la viscosidad, que controla el desempeño y la estabilidad del fluido. Las distintas propiedades reológicas de los fluidos de perforación están interrelacionadas. Cuando los fluidos de la formación ingresan en el pozo, como cuando se recibe un golpe de presión, el fluido podría contaminarse gravemente, lo que puede complicar el problema de recuperar el control del pozo.

Preguntas de repaso

1. ¿Qué función importante del lodo de perforación controla la viscosidad?
2. ¿Cuál es la finalidad principal de la bentonita (gel) en los fluidos de perforación a base de agua?
3. ¿Qué es lo que hace que la barita (sulfato de bario) sea un aditivo importante para el lodo de perforación?
4. Defina tixotropía. ¿Por qué es una propiedad importante del lodo de perforación?
5. ¿Qué propiedad del lodo de perforación se mide con el uso de un embudo de Marsh?
6. Al circular un lodo de perforación de 9,8 ppg por todo el pozo, la presión de la tubería de subida se lee 1.400 psi a una velocidad de bombeo de 50 spm. Si el peso del lodo se aumenta a 10,8 ppg, ¿cuál sería la presión de la tubería de subida a la misma velocidad de bombeo?
7. ¿Por qué se recomienda tener precaución adicional cuando se utiliza un fluido a base de aceite para perforar una formación que contiene gas?

8. ¿Qué problemas pueden surgir si el embudo de Marsh y la balanza para lodo presentes en el equipo de perforación no se encuentran debidamente limpios antes y después de usarlos?

9. La balanza para lodo de un equipo de perforación puede perder precisión por el uso diario habitual. ¿Cómo se puede controlar la precisión de la balanza?

P&R

Notas

EQUIPOS DE SUPERFICIE

9

AL FINALIZAR ESTE CAPÍTULO, EL ALUMNO DEBE SER CAPAZ DE:

- Identificar y analizar los principales componentes y sistemas del conjunto de BOP.
- Identificar las funciones y las operaciones que se requieren para cerrar un pozo.
- Analizar las unidades de control y los sistemas de BOP:
 - Paneles remotos
 - Acumuladores
 - Precarga
- Analizar y responder preguntas acerca del sistema de circulación.
- Identificar y analizar los sistemas informáticos.

La fuente principal del material que se encuentra en este capítulo es API (American Petroleum Institute) 53, “Prácticas recomendadas para equipos de prevención de reventones en perforación de pozos”. Los preventores de reventones y los equipos de cabezal de pozo relacionados se consideran una barrera secundaria contra los reventones. La información que encontrará a continuación describe diversos equipos de prevención de reventones y sus aplicaciones. Se deben consultar los manuales del fabricante y las publicaciones de la industria si se desea información específica.

EL CONJUNTO DE PREVENTORES DE REVENTONES (BOP)

El conjunto de preventores de reventones es el conjunto de equipos de control de pozos que incluye preventores, bridas de anclaje, válvulas y niples conectados a la parte superior del cabezal del pozo. El objetivo es detener el flujo del pozo cuando se produce un golpe de presión y permitir la máxima flexibilidad para las operaciones subsiguientes. El conjunto debería tener una presión de trabajo que al menos iguale la máxima presión de superficie prevista para el pozo en el que se instalará. El API estableció los siguientes códigos para designar los componentes del conjunto.

A = preventor anular de reventones

G = rcabezal giratorio

R = preventor de ariete simple con un conjunto de arietes, ya sean ciegos o de tubería (esclusa de corte), a elección del operador.

Rd = preventor de ariete doble con dos conjuntos de arietes, ubicados a elección del operador.

Rt = preventor de ariete triple con tres conjuntos de arietes, ubicados a elección del operador.

S = brida de anclaje con conexiones de salida laterales para líneas de estrangulamiento y de ahogo.

M(K) = presión de trabajo nominal de 1.000 psi.

Según el código y la descripción del conjunto de abajo hacia arriba, un conjunto de 10.000 psi nominales con un diámetro interno de 13⁵/₈ pulgadas, una brida de anclaje de perforación, dos arietes simples y un preventor anular tendrían el siguiente código:

10M – 13⁵/₈ – SRRA

Se puede observar que es posible realizar muchas configuraciones de conjuntos. Si bien la presión de trabajo es el elemento principal que se debe considerar cuando se diseña un conjunto individual, también hay otras consideraciones. Por ejemplo, ¿qué altura deberá tener el conjunto? Las bridas de anclaje de perforación no solo brindan salidas para las líneas de estrangulamiento y de ahogo, sino que también aumentan la altura total del conjunto que tal vez represente una ventaja. Obviamente, el conjunto debe caber debajo de la subestructura del equipo de perforación. Otros aspectos que se deben tener en cuenta son la temperatura, los fluidos de formación previstos y la rentabilidad. La “mejor” disposición de conjuntos para un trabajo es la que resulte adecuada para el trabajo en particular, no obstante la mayoría de los equipos de perforación tienen un equipo de BOP que se adecúa a una amplia área geográfica y que requiere una alteración al conjunto mínima.

Figura 9.1. Disposiciones de conjuntos de BOP típicos.

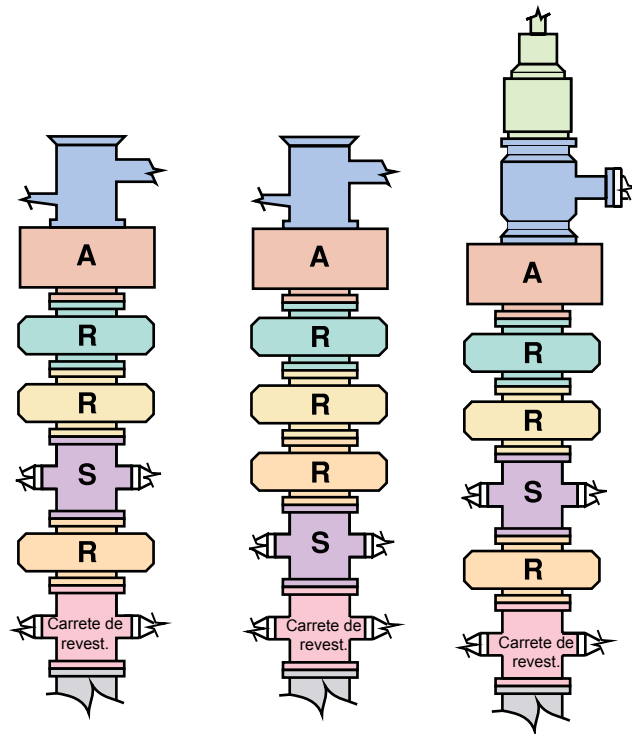
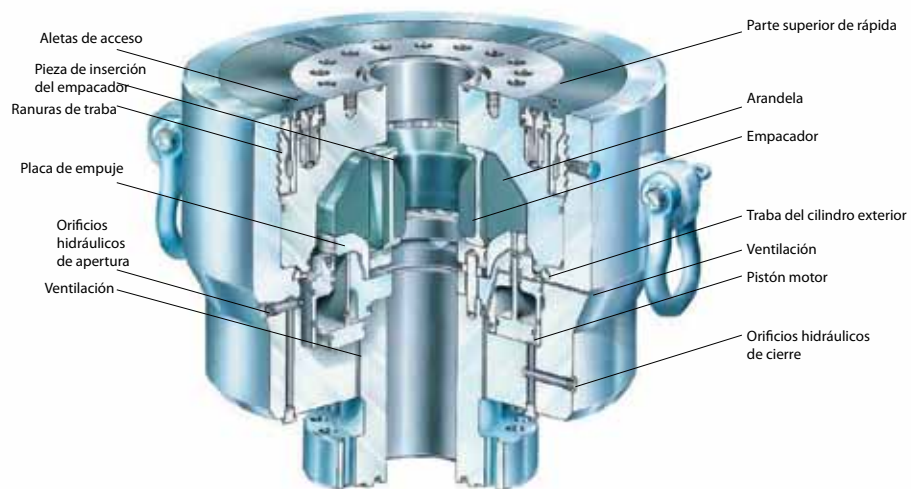


Figura 9.2. Tres ejemplos de preventores anulares.



Preventor anular de reventones de dos etapas



ANNULAR PREVENTERS

Un preventor de reventones anular es una válvula grande que, por lo general, se instala por encima de los preventores de ariete en un conjunto de BOP. Cuando se cierra, forma un sello en el espacio anular entre la tubería y el cabezal de pozo. Si no existe tubería en el pozo, un preventor anular está diseñado para sellar el pozo abierto.

El preventor consta de un elemento de empaque de goma circular, un pistón, un cuerpo y un cabezal o tapa. Cuando se bombea fluido hidráulico a la cámara de cierre, éste mueve el pistón hacia arriba contra el empacador, lo cual presiona al elemento empacador para que se comprima hacia adentro y cierre el espacio anular. El empacador se adaptará prácticamente a cualquier forma, tubería de perforación, uniones de tuberías, vástagos de perforación o cable eléctrico y sellará eficazmente el espacio anular. Esta versatilidad es el motivo principal por el cual los preventores anulares sean a menudo los preferidos en la etapa inicial del cierre de un pozo.

Figura 9.3. Un ejemplo de los elementos de sellado de BOP.



La mayoría de los preventores anulares están diseñados para una máxima presión de cierre recomendada de 1.500 psi, a pesar de que algunos BOP anulares tienen una máxima presión de trabajo de cámara operativa de hasta 3.000 psi. Cuando se desplaza la tubería por el empacador cerrado, como sucede durante las operaciones de rectificación, la presión regulada se puede reducir a menos de 1.000 psi. La válvula del regulador que suministra presión de cierre a los BOP de superficie permite el flujo en ambas direcciones. Esta es una función importante para el traslado o la rectificación de la tubería y las uniones de tuberías por medio del preventor mientras se mantiene una presión de cierre constante y, por ende, el sello se mantiene contra la tubería.

El elemento de empaque de goma es un componente crítico del preventor y su vida útil se reduce si es operado contra alta presión. Algunos modelos se activan mucho por la presión del cabezal de pozo, es decir, la presión del pozo que empuja hacia arriba y brinda otra fuerza de sellado. El uso de presión operativa alta en el preventor anular es la fuente principal de desgaste y falla del empacador. Si la presión del pozo supera la presión de trabajo del preventor y el sello falla, la presión del pozo se podría liberar por el regulador de la línea de cierre y regresar al depósito del acumulador. Los fabricantes especifican la presión de cierre recomendada de acuerdo con el tamaño de la tubería y la presión del pozo que deberán contener. Se debe ejercer la presión suficiente en el empacador para asegurar un buen sello, pero la presión no debe ser tan alta como para causar un desgaste excesivo.

Existen situaciones en las que se necesita un sello hermético positivo, por ejemplo para encerrar un cable eléctrico o vástago de perforación o ante la presencia de gas H_2S . Estas operaciones reducirán la vida útil del empacador. En la mayoría de las situaciones, se realiza todo esfuerzo para usar la menor presión operativa como sea posible sin descuidar la seguridad. Si fuera necesario cambiar un empacador desgastado o dañado cuando no se pueda retirar la sarta del pozo, se podrá dividir y retirar el empacador. Además, los fabricantes disponen de elementos para dividir elementos de los empacadores.

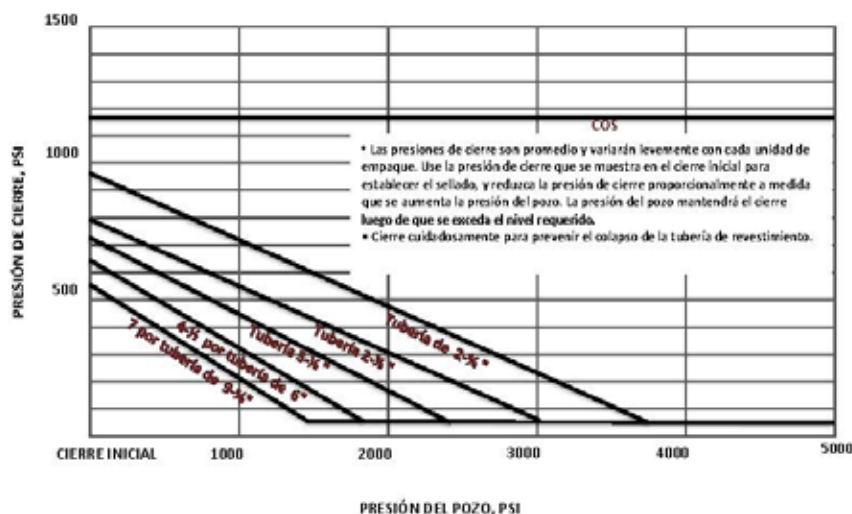
Se necesita más fluido hidráulico para cerrar un preventor anular que para arietes de tubería, por lo que lleva más tiempo efectuar el cierre. La mayor presión de cierre no mejorará el tiempo de cierre como sí lo hacen las líneas operativas de mayor diámetro, y los accesorios y reguladores más grandes.

A pesar de que el preventor anular se cerrará y formará un sello en diversas herramientas, se debe probar con la estructura de la sarta de trabajo. Se recomienda probar los preventores anulares a menor y mayor presión. La prueba de alta presión debería ser de al menos el 70% de la presión de trabajo nominal del preventor.

A continuación se sugieren algunas pautas generales:

1. Guarde los empacadores en un lugar fresco, oscuro y seco alejado de los motores eléctricos.
2. Nunca use más presión en la unidad de cierre que la que se necesita, ante todo al trasladar la tubería.
3. Pruebe el empacador cuando se instala en el preventor con la presión que requieren las operaciones de acuerdo con los reglamentos estatales o federales.
4. Consulte la información operativa de los diversos modelos del manual del fabricante. Las diferencias entre los diversos preventores anulares pueden ser considerables.

Figura 9.4. El gráfico ilustra la presión de cierre que recomienda el fabricante de acuerdo con la presión del pozo.

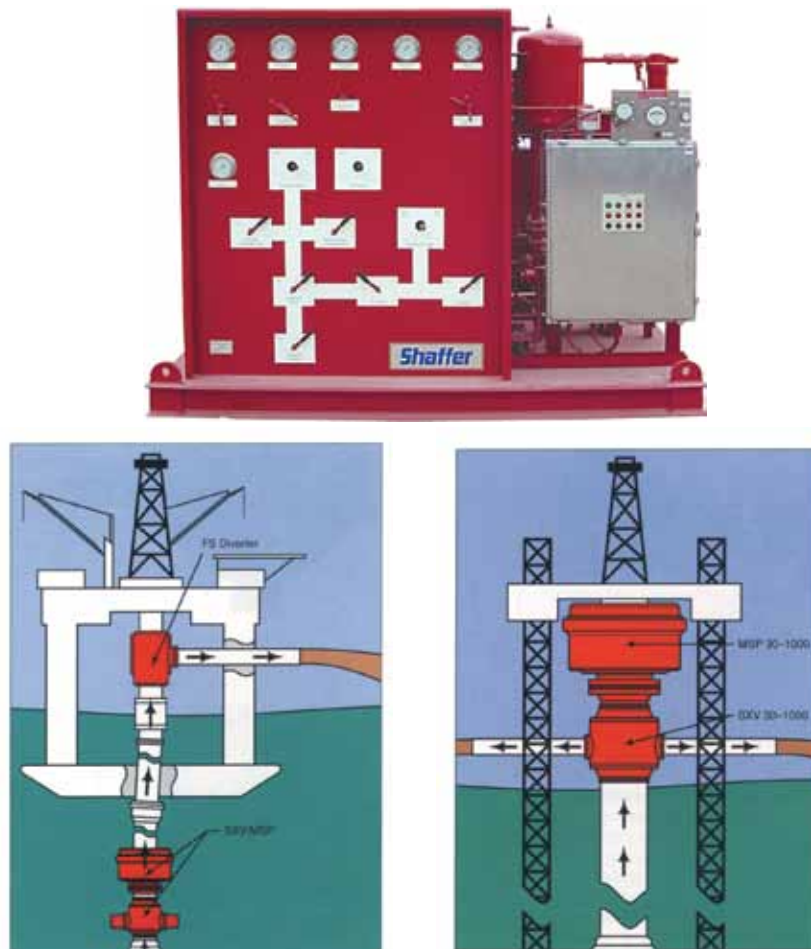


SISTEMAS DESVIADORES

Los sistemas desviadores se usan cuando un pozo no se puede cerrar por temor a que se pierda la circulación o se fracture la formación. Los sistemas desviadores se usan durante la “perforación de agujeros superiores”, que, por lo general, significa perforar un agujero para la sarta de la tubería de revestimiento de superficie (primera sarta de la tubería de revestimiento que se instala en el pozo). Los sistemas desviadores constan de un preventor de reventones (por lo general, de tipo anular) conectado a líneas de ventilación de mayor diámetro provistas debajo del preventor. El sistema está diseñado para proteger al personal y los equipos de los flujos de gas poco profundos que pueden producirse antes de que se coloquen la tubería de revestimiento y los preventores de reventones. Los sistemas desviadores no se usan para detener el flujo de un pozo. Cuando el sistema es activado hidráulicamente, las válvulas de apertura total abren las líneas de ventilación antes de que se cierre el empacador desviador, de manera que desvíe el flujo del equipo de perforación.

Los controles del desviador del piso, por lo general, están dispuestos como un control único independiente para evitar confusiones debido a que las operaciones de desviación se deben realizar de inmediato. La palanca de control del acumulador se conecta a los controles con la línea de desviación, de manera que el preventor anular no se pueda cerrar antes de que las líneas del desviador se abran. Se usan dos (o más) líneas de ventilación de desviación y la disposición de las válvulas permite que el perforador seleccione previamente las líneas sotavento de acuerdo con la dirección del viento.

Figura 9.5. Sistemas desviadores.



Los reglamentos estatales y gubernamentales exigen desviadores durante la perforación de agujeros superiores en todos los equipos de perforación marinos; en las unidades de flotación son un componente permanente del conjunto de tubo ascendente marino.

Los sistemas desviadores están diseñados para períodos breves de caudales altos antes de que la erosión se vuelva un problema. Las líneas de ventilación deberían ser lo más extensas y simples posibles con una cantidad mínima de curvas o giros. El API recomienda líneas con un diámetro interno mínimo de 10 pulgadas para las instalaciones marinas y de 6 pulgadas para equipos de perforación terrestres. Algunas operaciones usan preventores anulares y de ariete por encima de las líneas de desviación debido a los caudales altos previstos. Las pruebas de los sistemas de desviación incluyen una prueba funcional, bombear agua a máxima velocidad para asegurar que el sistema no esté bloqueado y una prueba de baja presión de acuerdo con los reglamentos estatales o gubernamentales, y las políticas empresariales. Las recomendaciones del API para probar desviadores se pueden encontrar en el apéndice D. Si desea más información acerca de los sistemas desviadores, consulte API RP 64. Los desviadores están sujetos a fallar durante las operaciones de control de pozos. El desviador dirige una corriente de flujo de lodo, roca, grava y lutita gruesa por un giro de 90°. Los elementos del empacador, los sellos de las líneas de flujo y las válvulas están sujetas a mucha tensión y erosión. En operaciones terrestres y de plataformas no existe otra manera de controlar el flujo sino a través de bombear fluido de alta densidad a una velocidad alta y esperar un ahogo dinámico (estrangular el flujo con una combinación de presión hidrostática y de fricción). En equipos flotantes de perforación, el BOP anular u otro preventor del conjunto submarino, por lo general, ya está cerrado o se puede cerrar rápidamente. El volumen de la pérdida de lodo, por lo general, se puede limitar al volumen del tubo ascendente, por lo tanto, existe flujo sin control solo por un breve período..

PREVENTORES ANULARES PARA USO ESPECIAL

La mayoría de los fabricantes de equipos de BOP ofrecen diversos preventores anulares para un uso especial. Sus nombres indican la función específica de cada uno, p. ej., cabezales giratorios, limpiadores de tuberías, peladores de cables eléctricos, limpiadores de varillas, prensaestopas y cabezales de inyección.

Este grupo de equipos permiten rectificar o girar los tubos, los cables eléctricos o varillas de las bombas mientras el pozo está bajo presión. Los elementos de empaque están diseñados para ser lo suficientemente flexibles como para expandirse y contraerse mientras mantienen un sello a presión. Las uniones de tuberías, los collares y demás componentes grandes de las sartas están rectificadas lentamente para prevenir las fallas prematuras de los elementos de empaque.

A veces, estos preventores se usan en lugar de los preventores anulares estándar. Según el tipo y modelo, pueden funcionar manual o hidráulicamente, o tener un elemento de empaque permanentemente colocado que esté siempre cerrado.

PREVENTORES DE ARIETE

Los arietes son los componentes principales de cierre y sellado de un preventor de reventones. Uno de los diversos tipos de arietes se puede instalar en una estructura de preventor, de tubería (esclusa de corte), ciego, de corte, ciego/de corte y de diámetro interno variable. Un conjunto, que consta de dos bloques de arietes (que cuentan con elementos selladores) se colocan en ejes opuestos del preventor a ambos lados del cabezal del pozo. Cuando se activa el preventor, los ejes acercan los arietes para formar un sello que cierre el pozo.

Los arietes vienen en diversos tamaños y capacidades de presión. Algunos se construyen de manera personalizada o están especialmente diseñados para aplicaciones en particular. Pueden variar de simples conjuntos de arietes manuales individuales a estructuras de conjuntos de arietes múltiples. Los arietes más simples constan de una varilla pulida que se cierra al girar las manijas a ambos lados para enroscar el ariete hacia adentro para que se cierre. Los complejos conjuntos múltiples de arietes pueden alojar una sola estructura de preventor y se operan de manera remotamente por medio de presión hidráulica.

Figura 9.6-A. Tres componentes para un sistema de cabezal giratorio

Derecha superior: enfriador.

Derecha inferior: panel de control.

Izquierda inferior: cabezal giratorio.



Aunque algunos sistemas de cierre de BOP tipo ariete usan un gato mecánico para cerrar el preventor, los arietes de la mayoría de los sistemas de BOP se cierran por medio de pistones hidráulicos. El vástago del pistón se sella contra el pozo por medio de un sello con reborde instalado en el casquete y por el cual pasa la varilla de maniobra. Si la presión del pozo evita el primer sello e ingresa al cilindro de maniobra, puede forzar la apertura del ariete. Para evitarlo, se brinda una serie de sellos secundarios y métodos de detección que incluyen juntas tóricas de respaldo, sellos plásticos de inyección de

empaques y una ventilación a la atmósfera. Si se observa que emana fluido del BOP, el sello plástico secundario o auxiliar se debería activar contra el eje del pistón. Si falla el sistema hidráulico, la mayoría de los arietes se pueden cerrar manualmente. Si se cierran, los arietes se pueden trabar mediante trabas hidráulicas o manuales (mango).

Los bloques de arietes tienen un sello de goma o elastomérico que se encuentra en la parte superior del bloque. Cuando se cierran los arietes, la presión de cabezal del pozo activa el sello superior hacia arriba contra la estructura del preventor. El ariete no está diseñado para sellar si se ejerce presión desde la parte superior. Aunque resulte difícil de creer, hubo casos en los que un preventor se instaló hacia abajo y, por ende, no pudo sellar un pozo surgente. El nombre del fabricante del preventor debería encontrarse hacia arriba y los puertos de inyección o salidas deberían estar debajo del ariete. Si se cambian los empacadores de los arietes, se recomienda inspeccionar y reemplazar el casquete o los sellos de las puertas cada vez que se cambian los arietes o se abren las puertas. La mayoría de los preventores de ariete se cierran normalmente con 1.500 psi de presión operativa, pero tal vez funcionen a menor presión.

ARIETES DE TUBERÍA

Los bloques de preventores con arietes de tubería (esclusas de corte) se recortan para adaptarse a un tamaño específico de tubería. El centro de la tubería es guiado a medida que los arietes se cierran y la goma del empacador de autoalimentación del frente del bloque del ariete forma un sello alrededor de la tubería. Cuando los arietes se cierran, el espacio anular alrededor de la tubería queda eficazmente sellado y la presión del cabezal del pozo activa el sello superior hacia arriba contra la estructura del preventor. A pesar de que los arietes de tubería podrían formar un sello alrededor de una pequeña conicidad, si se cierran sobre mayores diámetros como una unión de tubería, ésta se comprimirá y el empaque del frente del ariete se dañará. Se debe tener un cuidado especial cuando se cierran los arietes de tubería cerca de una unión de tubería, en especial, con tuberías de aluminio que tengan una conicidad mayor que las tuberías de acero.

Algunas operaciones requieren que la tubería “cuelgue” de los arietes aliviando el peso de la sarta hasta que la unión de tubería se apoye en los bloques de arietes cerrados.

Los tubos y las tuberías se pueden rectificar a través de los arietes de tubería, sin embargo, girar o intercambiar la sarta puede causar un desgaste excesivo del empacador y, por lo general, no se recomienda. Se debe evitar en lo posible desplazar la tubería a través de arietes cerrados. La presión de cierre del acumulador a veces se reduce (ya que se tiene en cuenta la seguridad) cuando las operaciones requieren el desplazamiento constante de tuberías, como sucede con las operaciones de rectificación.

No se debería probar el funcionamiento de los arietes de tubería a menos que se encuentre la tubería del tamaño correcto en el pozo. De la misma manera, no se deberían cerrar sobre el pozo abierto ya que el empaque quedaría extruido y se dañaría.

Figura 9.6-B. Tres modelos de preventores de ariete

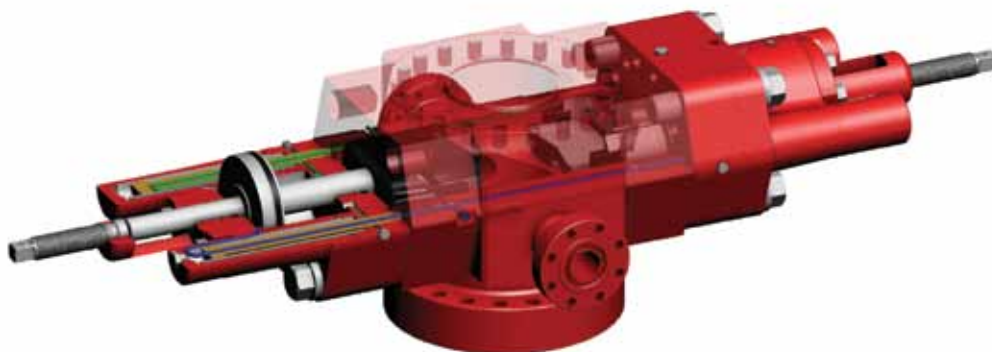
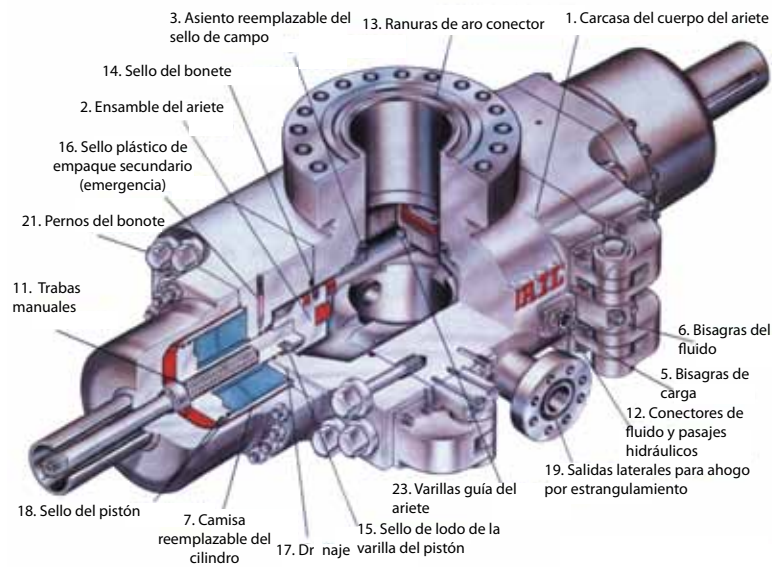
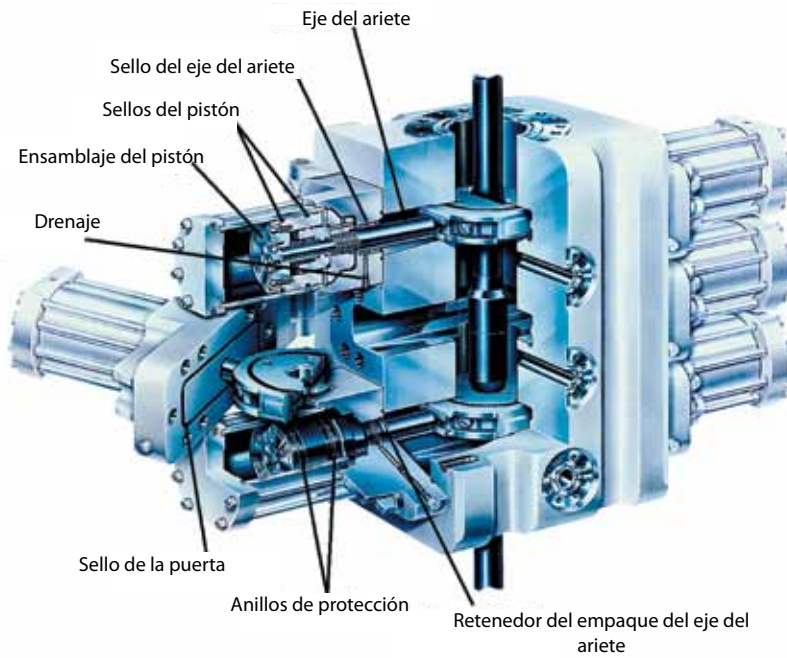


Figura 9.7. Bloques de ariete de tubería y bloques del ariete ciego.

Arriba: Bloques de ariete de tubería (esclusa de corte).

Abajo: Bloques del ariete ciego



ARIETES CIEGOS

Los arietes ciegos, como indica su nombre, no tienen cortes de tubería en la parte frontal de los bloques de arietes. Los arietes se sellan entre sí para cerrar completamente un pozo abierto.

ARIETES DE CORTE Y ARIETES DE CIEGOS DE CORTE

Los arietes de corte son arietes especiales con cuchillas que se usan en emergencias para cortar la sarta de trabajo de un pozo. Según el ariete y el tubular que se cortará, se puede usar una presión regulada más alta de lo normal o refuerzos hidráulicos para lograr el corte. A pesar de que los arietes de corte no siempre se usan en los conjuntos de BOP de superficie, siempre son un componente del conjunto submarino. Los arietes de corte no se deben cerrar con alta presión cuando se prueba su funcionamiento. Se deberían poner a funcionar con una presión operativa menor. Cuando se prueban los arietes ciegos de corte a la presión, el empacador queda extruido y debido a que el elemento del empacador de los arietes de corte es pequeño, solo se realizan unas pruebas de presión mientras se retiene un elemento utilizable del empacador. Los arietes ciegos de corte combinan las funciones de corte de tubería y brindan un sello resistente al cabezal de pozo después del corte. La ventaja evidente del cierre total y corte es que un solo conjunto de ariete realiza la tarea de dos arietes individuales. Los arietes de corte son los arietes superiores de los conjuntos submarinos.

ARIETES DE DIÁMETRO VARIABLE (VBR)

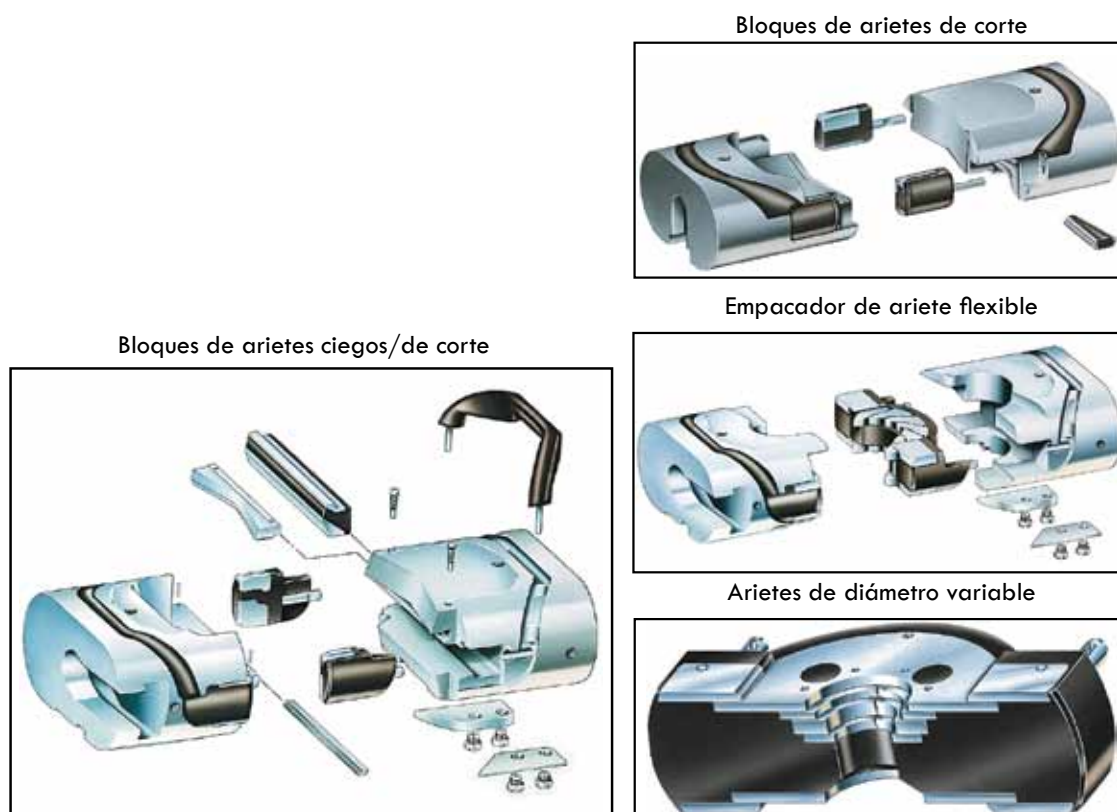
Los arietes de diámetro variable (VBR, por sus siglas en inglés) sellan tuberías de diversos tamaños y, según la clase de VBR, un vástago de perforación hexagonal. Además, sirven de ariete principal para una tubería de un único tamaño y, de respaldo para otro. En los pozos con sarta cónica en los que

el espacio (la altura) es un problema, se pueden usar los arietes de diámetro variable. Un conjunto de arietes de diámetro variable en un preventor puede ahorrar un viaje de ida y vuelta del conjunto de preventor de reventones submarino porque los arietes no se deben cambiar cuando se usan sartas de tubería de distinto diámetro o se coloca una tubería de revestimiento.

En una clase de ariete de diámetro variable, el empacador contiene piezas de inserción de acero reforzado similares a las que se encuentran en un empacador de BOP anular. Las piezas de inserción giran hacia adentro cuando los arietes están cerrados, el acero brinda apoyo a la goma que sella contra la tubería. En pruebas estándar de fatiga, los empacadores de arietes de diámetro variable funcionan de manera similar a los empacadores de arietes de tuberías y los arietes de diámetro variable son adecuados para funcionar con H_2S .

Cualquier otro tipo de ariete de diámetro variable consta de diversas placas de corte que se deslizan nuevamente lejos de la tubería de mayor diámetro hasta que el corte indicado se cierra alrededor de la tubería. Los elementos de sellado se colocan entre cada placa para formar el sello.

Figura 9.8. Tipos de arietes.



COMPONENTES ELASTOMÉRICOS DE SELLADO

El empacador o los elementos selladores de los preventores anulares y de ariete vienen en muchos tamaños y capacidades de presión. Se fabrican de una goma de gran tracción o material similar a la goma que se moldeó o formó. Los empacadores de preventores anulares se moldean alrededor de una serie de franjas de acero que aportan resistencia y controlan la extrusión del material del empacador. El elemento del empacador puede estar hecho de muchos compuestos distintos para varios usos. Los compuestos más comunes que se usan para los elementos de empacadores son goma natural, nitrilo y neopreno. Se han formulado compuestos específicos para la tolerancia al aceite, al frío y

calor extremos, al gas amargo (agrio) y a los entornos corrosivos. Se deben cambiar los compuestos elastoméricos lo antes posible después de la exposición al sulfuro de hidrógeno bajo presión.

Los elementos de los empacadores se identifican con un sistema de codificación que incluye información acerca de la rigidez, el compuesto genérico, la fecha de fabricación, el número de lote o de serie, el número de pieza del fabricante y el rango de temperatura operativa del componente. Los sellos de los BOP y las unidades de empaque se deben guardar en el lugar según las recomendaciones del fabricante.

INSTALACIÓN DE CONJUNTOS

El montaje y desmontaje de los conjuntos de BOP se tornan operaciones de rutina para las cuadrillas cuando el equipo de perforación se desplaza de un lado para otro. Es un trabajo difícil y sucio que se debe realizar sin importar la hora del día o las condiciones más desagradables. Se debe hacer de manera eficiente y lo antes posible. El contratista está constantemente presionado por el tiempo. Es muy fácil equivocarse en esas circunstancias. Pero si un componente de un conjunto de BOP falla durante un incidente de control de pozo, el resultado puede ser trágico.

Las conexiones son los puntos más débiles de cualquier tubería o sistema de válvulas y el conjunto de BOP no es la excepción. Las bridas y juntas selladoras de aro están sujetas al uso indebido durante el montaje y desmontaje que pueden ocasionar una falla. Una fuente importante de fallas se debe al rayado de las juntas de anillos, las ranuras de los anillos y las superficies de acople durante el montaje. El objetivo de este texto no es describir la instalación del conjunto en detalle, aunque hay algunas prácticas básicas y buenas aplicables debido a que la seguridad siempre es un asunto fundamental que vale la pena mencionar.

- Las ranuras de los anillos y las superficies de acople se deberían limpiar con agua y jabón, e inspeccionar detenidamente antes de la instalación. En algunos casos de poca tolerancia de aro-ranura, tal vez resulte necesario utilizar un vaporizador con aceite suave para que el anillo se asiente correctamente.
- Nunca se deben usar cepillos de alambre ni espátulas en las superficies de acople ni en las ranuras de los anillos.
- Identifique los orificios hidráulicos de apertura y cierre, y manténgalos limpios. La suciedad y los residuos en el sistema operativo hidráulico ocasionarán fallas en el sistema con el tiempo.
- Cuando se arme el conjunto de un componente a la vez, todos los tornillos se deben ajustar manualmente hasta que todo el conjunto esté armado antes de ajustarlos con herramientas.

Los anillos tipo X que se activan a presión permiten mantener las bridas herméticas, no obstante deben revisarse y reajustarse, según sea necesario. Se utilizan juntas de unión con anillo tipo RX y BX en las juntas de activación automática o las ranuras. Las juntas de anillo tipo R no se activan automáticamente, por lo tanto, no se recomienda su uso en equipos de control de pozos. Las juntas de anillo RX se utilizan con bridas tipo 6BX y bujes 16B. Las juntas de anillo BX se utilizan con bujes tipo 6BX y 16BX.

Las conexiones entre los bujes y abrazaderas API constan de dos bujes que se colocan juntos contra un anillo de metal por medio de una abrazadera de dos o tres piezas. Esta conexión requiere menos tornillos y es más liviana, pero no tan resistente como la conexión de brida del API de diámetro

equivalente en tensión, curvatura o carga combinada. No obstante, las conexiones de abrazadera o buje propias pueden ser iguales o superiores a la conexión bridada del API para carga combinada.

Rango de arietes de diámetro	
Diámetro del preventor (en pulgadas)	Rango del tamaño de la tubería (en pulgadas)
$7\frac{1}{16}$	$2\frac{7}{8} - 2\frac{3}{8}$
$7\frac{1}{16}$	$3\frac{1}{2} - 2\frac{3}{8}$
$7\frac{1}{16}$	$4 - 2\frac{7}{8}$
11	$2\frac{3}{8} - 3\frac{1}{2}$
11	$5 - 2\frac{3}{8}$
11	$5 - 2\frac{3}{8}$
$13\frac{5}{8}$	$5 - 2\frac{7}{8}$
$13\frac{5}{8}$	$5\frac{1}{2} - 3\frac{1}{2}$
$13\frac{5}{8}$	$6 - 3\frac{1}{2}$
$13\frac{5}{8}$	$6\frac{5}{8} - 5$
$16\frac{3}{4}$	$5 - 2\frac{7}{8}$
$16\frac{3}{4}$	$7 - 3\frac{1}{2}$
$18\frac{3}{4}$	$5 - 2\frac{7}{8}$
$18\frac{3}{4}$	$5 - 3\frac{1}{2}$
$18\frac{3}{4}$	$7\frac{5}{8} - 3\frac{1}{2}$

JUNTAS DE ANILLO DE UNIÓN COMUNES

Las juntas de anillo de unión *API R* no se activan con presión interna. El sellado se produce a lo largo de pequeñas bandas de contacto entre las ranuras y la junta tanto en el diámetro interno como el externo de la junta. La junta puede tener una sección transversal octogonal u oval. El diseño tipo R no permite contacto frente a frente entre bujes o bridas. Las cargas externas se transmiten por las superficies de sellado del anillo. La vibración y las cargas externas pueden causar que las ranuras del anillo se deformen de manera plástica, de manera que la unión puede ocasionar una pérdida a menos que se ajusten los tornillos de la brida semanalmente.

Figura 9.9



En el modelo *API RX*, la junta de anillo de unión se activa a presión, el sello se produce junto con pequeñas bandas de contacto entre las ranuras y el diámetro externo de la junta. La junta es un poco más grande en el diámetro que en las ranuras y se comprime levemente para lograr un sellado inicial al apretarse la unión. El diseño *RX* no permite contacto frente a frente entre los bujes de las bridas porque la junta tiene grandes superficies que soportan la carga en su diámetro interno para transmitir las cargas externas sin deformación plástica de las superficies de sellado de la junta. Se debería usar una junta nueva cada vez que se arma la unión. Las juntas de anillo *API RX* (y *BX*) tienen un orificio perforado a través de la altura de la junta que permite que pase la presión por ésta.

El *API* adoptó la junta de anillo de unión *API RX frente con frente* activada a presión como la unión estándar para abrazaderas de fijación. El sellado se produce a lo largo de pequeñas bandas de contacto entre las ranuras del anillo y el diámetro externo de la junta. La junta se fabrica un poco más grande en diámetro que las ranuras y se comprime levemente para lograr un sellado inicial al apretarse la unión. Un mayor ancho de ranura asegura el contacto frente con frente entre los bujes, pero esto deja la junta sin soporte en su diámetro interno. Sin el soporte del diámetro interno de las ranuras del anillo, la junta tal vez no quede perfectamente redondeada al apretarse la unión. Si la junta se pandea o aplana, la unión podría tener una fuga.

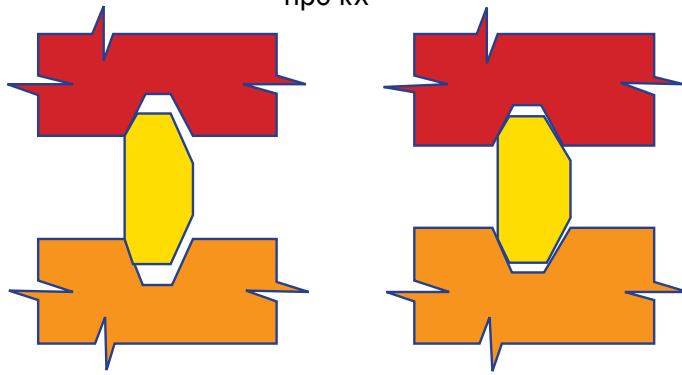
Cameron Iron Works (*CIW*) modificó las ranuras de la unión de la junta de anillo activada a presión *API RX* tipo frente con frente para que evite las pérdidas que causan el pandeo de la junta en la ranura *API*. Se usa la misma junta de anillo para unión a presión *API RX* tipo frente con frente con estas ranuras modificadas. El sellado se logra junto con pequeñas bandas de contacto entre las ranuras y el diámetro externo de la junta. La junta es levemente mayor en diámetro que las ranuras y está comprimida para lograr el sellado inicial al apretarse la unión. El diámetro interno de la junta también hará contacto con las ranuras cuando se arma. La fuerza de la junta evita cualquier pérdida que pueda causar un pandeo. Las tolerancias del contacto frente con frente de los bujes entre la junta y la ranura se mantiene dentro de una tolerancia de 0,022 pulgadas.

La junta de anillo de unión a presión *API BX* se diseñó para el contacto frente con frente de los bujes o las bridas. El sellado se produce junto con pequeñas bandas de contacto entre las ranuras y el diámetro externo de la junta. La junta es un poco más grande en diámetro que las ranuras del anillo. Se comprime levemente para lograr el sellado inicial al apretarse la unión. El objetivo del diseño *BX* era el contacto frente con frente entre los bujes o las bridas. No obstante, las tolerancias de ranura y junta que se adoptan son tales que si la dimensión del anillo se aproxima al rango máximo de tolerancia de altura y la dimensión de la ranura al rango mínimo, el contacto frente con frente puede ser difícil de lograr. Sin el contacto frente con frente, la vibración y las cargas externas pueden causar la deformación plástica del anillo y, con el tiempo, se pueden producir fugas. Tanto las uniones con bridas como las abrazaderas de fijación *BX* tienden a tener esta dificultad. La junta *BX* con frecuencia se fabrica con orificios axiales para asegurar el equilibrio de la presión, ya que tanto el diámetro interno como el externo de la junta pueden estar en contacto con las ranuras.

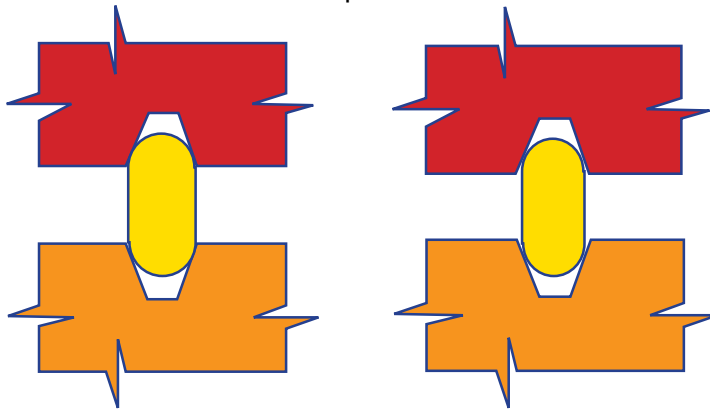
Con las juntas de anillos a presión *Cameron AX* y *Vetco VX*, el sellado se produce en las pequeñas bandas de contacto entre las ranuras y el diámetro interno de la junta. La junta se fabrica un poco más grande en diámetro que las ranuras y se comprime para lograr un sellado inicial al apretarse la unión. El diámetro interno de la junta es parejo y está prácticamente al mismo nivel del diámetro del buje. El sellado se produce en el diámetro, el cual es levemente superior al diámetro del buje, de manera que la carga de presión axial en el conector del collarín se mantiene hasta un mínimo absoluto. La correa en el centro de la junta evita que se pandee o ladee cuando se arma la unión. El diámetro externo de la junta está ranurado para permitir el uso de pernos retráctiles o vástagos topes para retener la junta en la base del conector del collarín cuando se separan los bujes.

Figura 9.10. Juntas de anillo de unión.

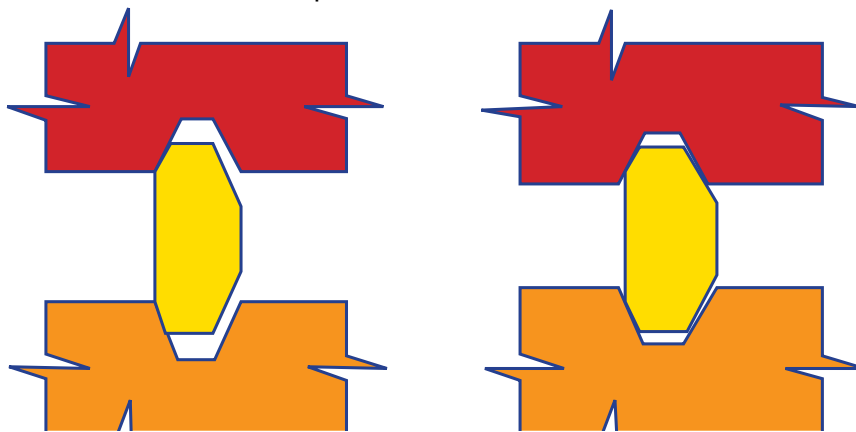
Tipo RX



Tipo R



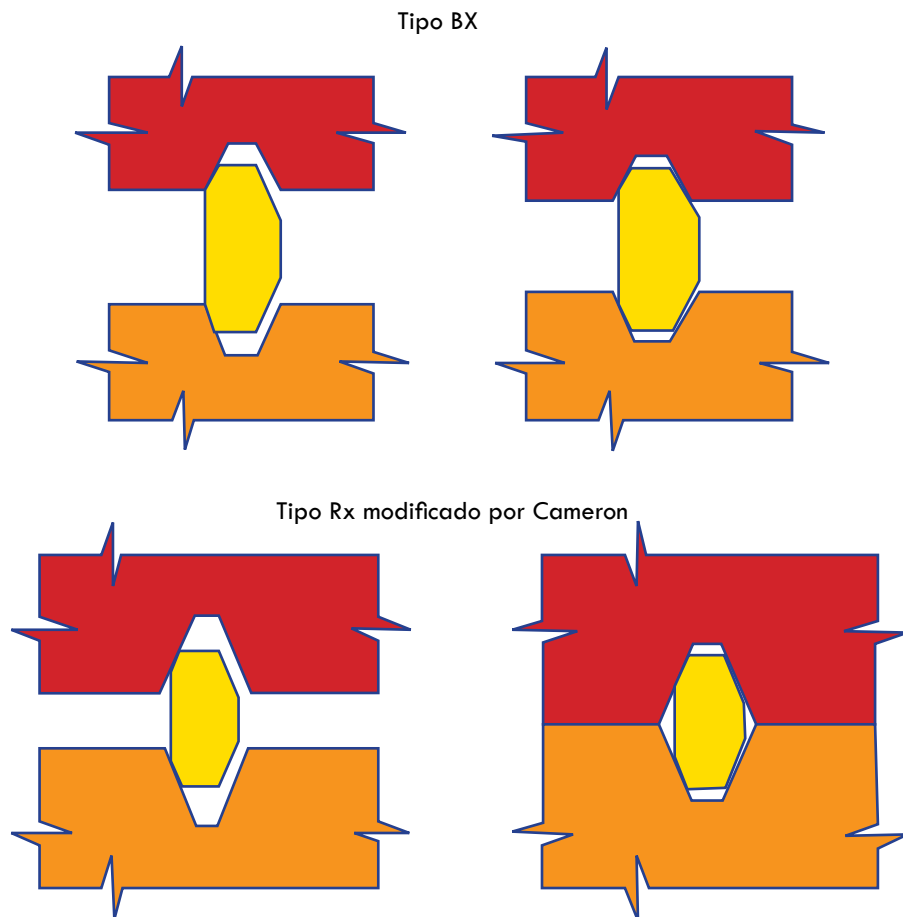
Tipo RX frente con frente



El diseño de juntas AX y VX permite que se logre el contacto frente con frente entre los bujes con una fuerza de sujeción mínima. Se usa en la base del conector de collarín porque la junta inferior se debe sostener de manera positiva en el conector cuando los bujes están separados. Su diseño asegura que la presión axial que carga el conector de collarín se mantenga al mínimo absoluto. Las cargas externas se transmiten íntegramente por el frente de los bujes y no pueden dañar la junta. Las juntas AX y VX también son adecuadas para las salidas laterales del conjunto de BOP ya que no están sujetas a enchavetamiento.

Las juntas de anillos *Cameron CX* a presión permiten que se logre el contacto frente con frente entre los bujes con una fuerza de sujeción mínima. El sellado se produce junto con pequeñas bandas de contacto entre las ranuras y el diámetro externo de la junta. Las cargas externas se transmiten íntegramente por el frente de los bujes y no pueden dañar la junta. La junta es un poco más grande en diámetro que las ranuras y se comprime levemente para lograr un sellado inicial al apretarse la unión. La junta tiene un diseño similar a la junta AX, pero está hacia adentro en lugar de estar al ras del diámetro del buje para evitar el enchavetamiento. La junta sella aproximadamente el mismo diámetro que las juntas RX y BX. La correa del centro de la junta evita que se pandee o ladee cuando se arma la unión del BOP o del tubo ascendente.

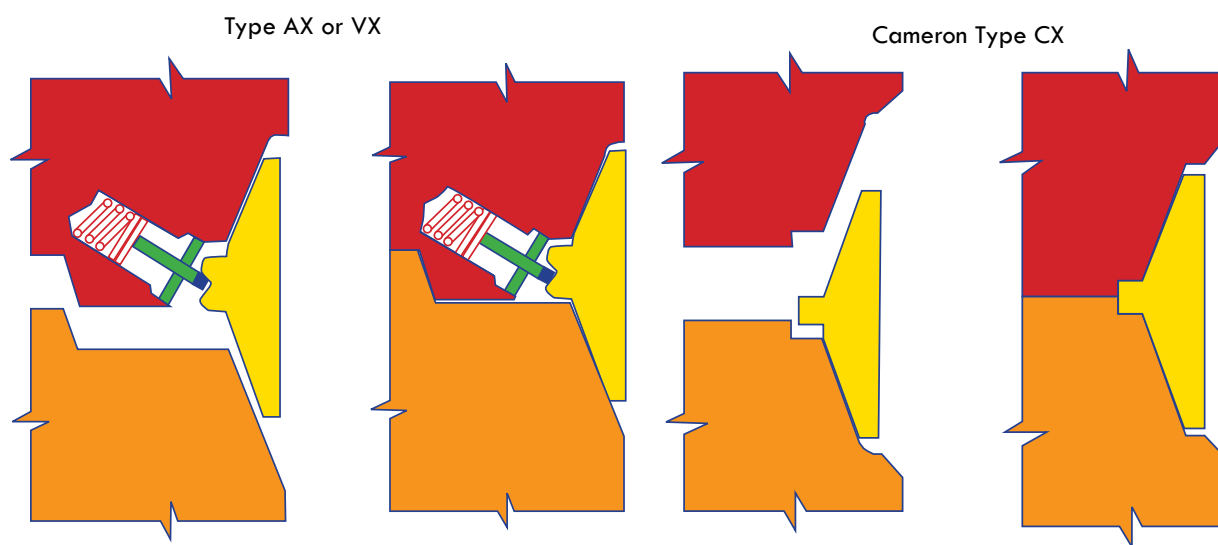
Figura 9.11. Juntas de anillo de unión.



El diseño de juntas AX y VX permite que se logre el contacto frente con frente entre los bujes con una fuerza de sujeción mínima. Se usa en la base del conector de collarín porque la junta inferior se debe sostener de manera positiva en el conector cuando los bujes están separados. Su diseño asegura que la presión axial que carga el conector de collarín se mantenga al mínimo absoluto. Las cargas externas se transmiten íntegramente por el frente de los bujes y no pueden dañar la junta. Las juntas AX y VX también son adecuadas para las salidas laterales del conjunto de BOP ya que no están sujetas a enchavetamiento.

Las juntas de anillos *Cameron CX* a presión permiten que se logre el contacto frente con frente entre los bujes con una fuerza de sujeción mínima. El sellado se produce junto con pequeñas bandas de contacto entre las ranuras y el diámetro externo de la junta. Las cargas externas se transmiten íntegramente por el frente de los bujes y no pueden dañar la junta. La junta es un poco más grande en diámetro que las ranuras y se comprime levemente para lograr un sellado inicial al apretarse la unión. La junta tiene un diseño similar a la junta AX, pero está hacia adentro en lugar de estar al ras del diámetro del buje para evitar el enchavetamiento. La junta sella aproximadamente el mismo diámetro que las juntas RX y BX. La correa del centro de la junta evita que se pandee o ladee cuando se arma la unión del BOP o del tubo ascendente.

Figure 9.12. Ring joint gaskets.



Los tornillos de la brida del cabezal de pozo son fundamentales en los conjuntos de autoelevadores para aguas profundas. Esto se debe a que el movimiento de la tubería guía larga al fondo del mar se limita en el extremo superior al conectar el conjunto al equipo de perforación. En cualquier equipo de perforación, si solo se conecta el conjunto al equipo de perforación, grandes fuerzas pueden actuar contra la brida del cabezal de pozo donde se concentra toda la curvatura. Se recomienda conectar el conductor al equipo de perforación siempre que sea posible.

Se debería hacer todo lo posible por mantener la torre de perforación centrada sobre el pozo para poder reducir al mínimo el contacto entre la sarta de trabajo y el conjunto. La sarta debería descender por el centro del BOP sin tocarlo. Los equipos de perforación pueden moverse; su asentamiento puede causar que la torre de perforación se desplace del centro. Si la torre de perforación no está perpendicular a la base, la parte superior podría estar a varios pies del centro del pozo.

El efecto del desgaste no es inmediato, porque los arietes y el preventor anular se cerrarán y probarán. No obstante, el daño a largo plazo es grave. Puede producir el desgaste descentrado del conjunto y hendiduras en la barrena o las herramientas del diámetro del conjunto, o el frente del ariete o el espacio anular. Además, la tubería de revestimiento y el cabezal del pozo pueden desgastarse y dañarse. Algún daño menor se puede sellar en una prueba, pero siempre existe la posibilidad de que el daño continúe y que el conjunto no selle durante un golpe de presión. Más allá de eso, la reparación del diámetro del conjunto es un trabajo de fábrica tardado y costoso. En general, los anillos o los bujes de protección reducirán al mínimo el desgaste y el daño interno. Además, el conjunto debería estar estable. Se pueden encontrar los procedimientos para probar los BOP y los equipos auxiliares en el apéndice D. La prueba de BOP debe incluir pruebas funcionales y de presión. Las pruebas funcionales solo requieren la apertura o el cierre de un BOP o una válvula dados, mientras que las pruebas de presión requieren cerrar un BOP o una válvula dados y aplicar una presión diferencial para verificar la capacidad de sellado.

LÍNEAS DE LLENADO

Se recomienda una línea de llenado arriba del preventor más alto (por lo general, incorporado a un niple campana). El objetivo de la línea de llenado es llenar el agujero durante los viajes y cuando no se circula el pozo. Se necesita poco mantenimiento aparte de asegurar que la línea no se obstruya ni esté gravemente corroída.

Figura 9.13.
Diagrama típico de control de BOP Koomey.

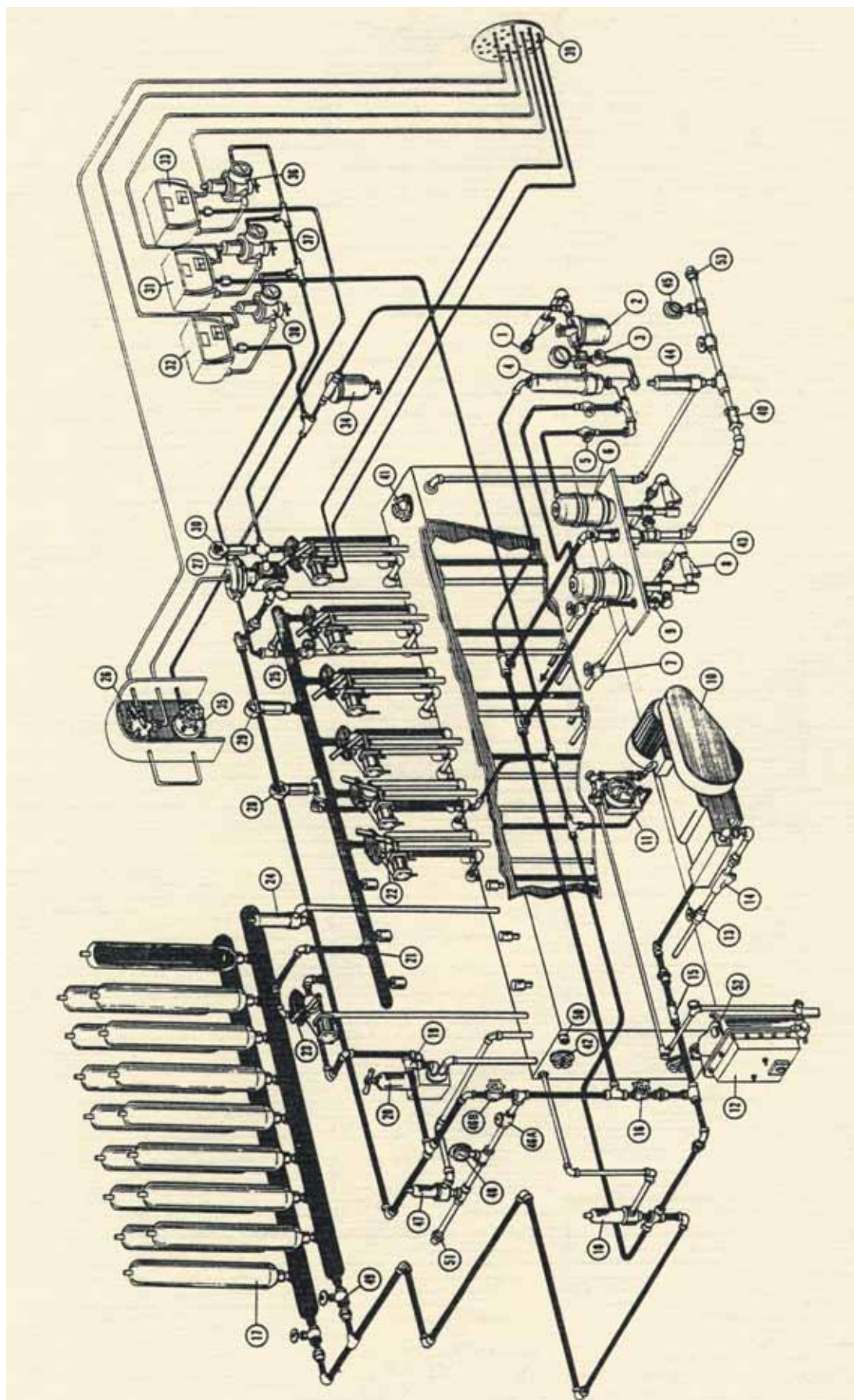


Figura 9.13. Diagrama típico de control de BOP Koomey

1. Suministro de aire del cliente: el suministro normal es de 124 psi. (Si fuera superior se necesitaría un regulador de aire.)
2. Lubricador neumático: en la línea de entrada de aire a las bombas neumáticas. Usar un aceite de lubricación SAE 10.
3. Válvula de derivación: al interruptor automático de presión por accionamiento hidroneumático. Si la presión es superior a la normal, se requieren 3.000 psi, abierta. El resto del tiempo debe estar cerrada.
4. Interruptor automático de presión por accionamiento hidroneumático: corta a 2.900 psi con bombas neumáticas y eléctricas. 3.000 psi solo para bombas neumáticas. Control de tensión con resorte ajustable.
5. Válvulas de paso neumáticas: abrir/cerrar el suministro de las bombas hidráulicas neumáticas.
6. Bombas hidráulicas neumáticas: la presión operativa neumática normal es de 125 psi.
7. Válvula de paso de succión: manual. Normalmente abierta. Una para cada línea de succión.
8. Filtro de succión: uno para cada línea de succión. Filtros desmontables.
9. Válvula de retención: una para cada línea de distribución de la bomba hidráulica neumática.
10. Conjunto de bomba triple o dúplex eléctrica.
11. Interruptor automático de presión por accionamiento hidroeléctrico: el interruptor de presión se configura para cortar a 3.000 psi y diferencial de corte a 250 psi. Ajustable.
12. Encendido de motor eléctrico (automático): para bombas triples/dúplex con motor. Funciona con el interruptor automático de presión por accionamiento hidroeléctrico. Interruptor de anulación del encendido-apagado manual.
13. Válvula de paso de succión: manual, abierta normal. En la línea de succión de la bomba.
14. Filtro de succión: ubicado en la línea de succión de la bomba triple o dúplex.
15. Válvula de retención: ubicada en la línea de distribución de la bomba triple o dúplex.
16. Válvula de paso del acumulador: manual. Normalmente abierta cuando la unidad está funcionando. Cierre cuando se prueba o se desplaza equipo de perforación o se aplica una presión superior a 3.000 psi para abrir el lateral de los preventores de ariete. Abra cuando finaliza la prueba.
17. Acumuladores: verifique la precarga de nitrógeno del sistema del acumulador cada 30 días. La precarga debería ser de $\pm 10\%$ 1.000 psi. Precaución: use nitrógeno cuando se agrega la precarga. Otros gases y el aire pueden causar un incendio o explosión.
18. Válvula de descarga del acumulador: la válvula se configura para descargar a 3.500 psi.
19. Filtro de fluido: ubicado en la entrada de las válvulas de reducción y regulación de presión. Limpie el filtro cada 30 días.
20. Válvula de reducción y regulación de presión Koomey: funcionamiento manual. Ajuste a la presión operativa continua necesaria de los preventores de ariete.
21. Encabezado de válvula principal: presión de pozo de 5.000 psi, 2" completamente soldado.
22. Válvulas de cuatro vías: con operadores de cilindro neumático para el funcionamiento remoto del tablero de control. Mantenga en modo operativo estándar (abrir/cerrar), nunca en la posición del centro.
23. Válvula de derivación: con operador de cilindro para el funcionamiento remoto de los tableros de control. La posición cerrada pone la presión en el encabezado de la válvula principal (21). La posición abierta pone toda la presión en el encabezado. Manténgala cerrada a menos que se necesiten >3.000 psi en los BOP de ariete.
24. Válvula de descarga del colector múltiple: la válvula se configura para descargar a 5.500 psi.
25. Válvula de purga hidráulica: se opera manualmente, normalmente cerrada. Nota: esta válvula se debería mantener abierta al precargar los cilindros del acumulador.
26. Selector de la unidad del tablero: válvula de 3 vías manual. Para aplicar presión neumática por piloto
27. Válvula de reducción y regulación de presión Koomey, ya sea desde el regulador de aire de la unidad o desde el tablero de control remoto.
28. Medidor de presión del acumulador.
29. Medidor de presión del colector múltiple.
30. Medidor de presión del preventor anular.
31. Transmisor de presión neumática para la presión del acumulador.
32. Transmisor de presión neumática para la presión del colector múltiple.
33. Transmisor de presión neumática para la presión del preventor anular.
34. Filtro de aire: ubicado en la línea de suministro de los reguladores de aire.
35. Regulador de aire, válvula de reducción o regulación de presión Koomey, neumática.
36. Regulador de aire para transmisor neumático (33) para presión anular.
37. Regulador de aire para transmisor de presión neumático (31), presión del acumulador.
38. Regulador de aire para transmisor de presión neumático (32), presión del colector múltiple. Los controles de los transmisores normalmente se configuran en 15 psi. Aumentar o disminuir la presión de aire para calibrar el medidor del tablero conforme al medidor de presión hidráulica de la unidad.
39. Caja de conexiones neumáticas: conectar las líneas de la unidad a las líneas del panel por medio del cable neumático.
40. Válvula de retención para la prueba de los equipos de perforación.
41. Orificio para el llenado de fluido hidráulico.
42. Orificio del tapón de inspección.
43. Válvula de aislamiento de salida para la prueba de los equipos de perforación: alta presión, operación manual. Cerrar cuando se realiza la prueba del equipo de perforación, abrir cuando finaliza la prueba.
44. Válvula de descarga para la prueba de los equipos de perforación: la válvula se configura para descargar a 6.500 psi.
45. Medidor de presión de la prueba de los equipos de perforación.
46. A. Salida de patín del equipo de perforación y 46B. Válvulas de aislamiento del encabezado de válvulas: manuales. Cierre el aislamiento del encabezado de la válvula y abra el aislamiento del patín del equipo de perforación cuando se desplaza el equipo de perforación. Abra el aislamiento del encabezado de la válvula y cierre el aislamiento del patín del equipo de perforación durante la perforación normal.
47. Válvula de descarga del patín del equipo de perforación; la válvula se configura para descargar a 2.500 psi.
48. Medidor de presión del patín del equipo de perforación.
49. Válvulas de aislamiento del conjunto del acumulador: manuales, normalmente abiertas.
50. Retorno del patín del equipo de perforación: conexión del cliente.
51. Retorno del patín del equipo de perforación: conexión del cliente.
52. Energía eléctrica: conexión del cliente.
53. Salida de prueba del equipo de perforación: conexión del cliente.

ACUMULADORES (UNIDADES DE CONTROL DE BOP)

En los comienzos de la perforación, los preventores de reventones se cerraban y trababan manualmente y, a pesar de que, sin duda, algunos equipos de perforación pequeños todavía operan los BOP manualmente, la mayoría de los equipos de perforación operan el conjunto hidráulicamente por medio de una unidad de acumulador (control). Un acumulador es un dispositivo que almacena fluido hidráulico bajo presión en recipientes especiales (cilindros) y brinda un método para cerrar y abrir los preventores de reventones de manera rápida y fiable. En la figura 9.13 (págs. 9-20 y 9-21) se ilustran una unidad de acumulador típica y sus componentes principales.

Las unidades de acumuladores que se usan con sistemas de BOP de superficie constan de bombas, válvulas especiales, un depósito líquido y varios conjuntos de cilindros. Los cilindros se precargan con nitrógeno, un gas inerte o no inflamable hasta una presión específica y luego el líquido se bombea al cilindro, lo que comprime el nitrógeno hasta que la presión del cilindro queda a la presión operativa del sistema. Cuando se opera la unidad, las válvulas de los cilindros se abren y el nitrógeno se expande, actúa como resorte, y presiona al líquido para que salga del cilindro y realice las tareas mecánicas del funcionamiento del preventor. La precarga de nitrógeno más común para un sistema de 3.000 psi es 1.000 psi ($\pm 10\%$). El fluido de control, por lo general, es hidráulico o, en algunos casos, es aceite soluble a base de agua. A veces se agregan bactericidas o fungicidas a los fluidos a base de agua para evitar el crecimiento de materia orgánica. El uso de aceites incorrectos o aguas corrosivas indebidas dañarán la unidad del acumulador y los elementos de cierre del conjunto de BOP. A continuación se describen algunos componentes importantes de un sistema de acumulador.

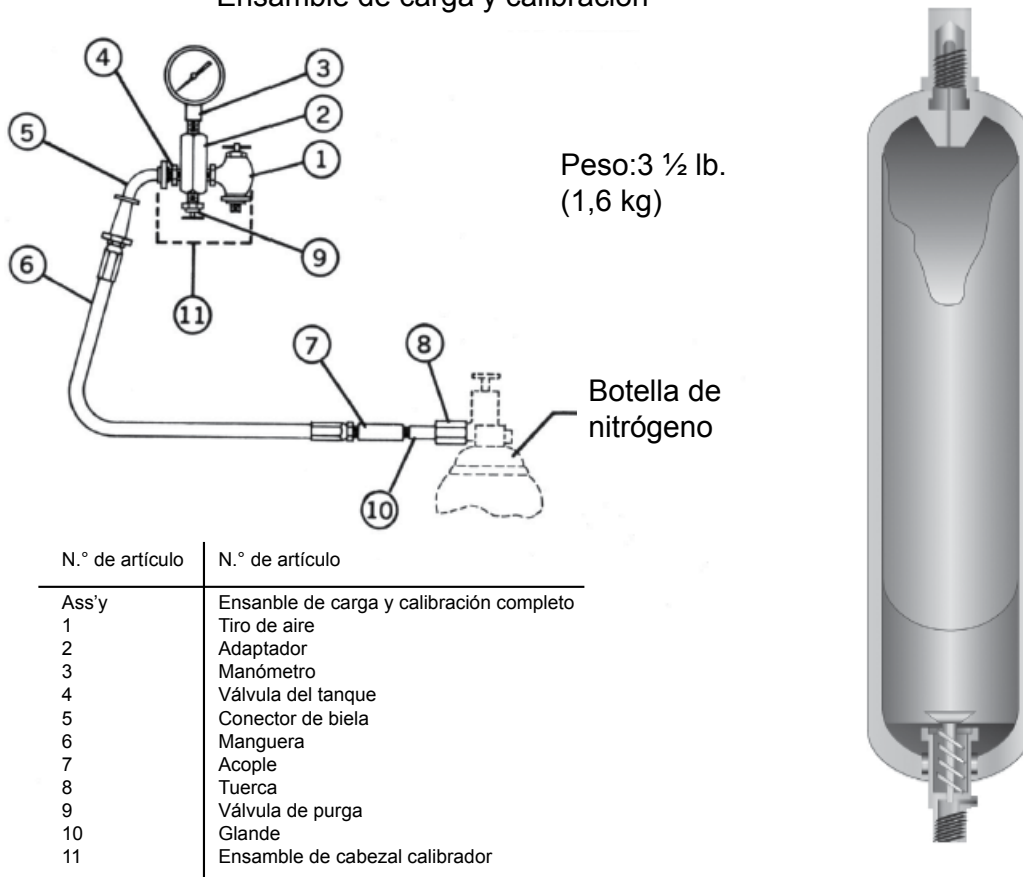
- *Bomba principal.* La bomba principal es una bomba eléctrica de desplazamiento positivo que mantiene la presión del sistema. Un interruptor de presión (por lo general, configurado para aproximadamente 2.700 psi) capta la presión del sistema y apaga o enciende la bomba, según sea necesario.
- *Bombas neumáticas.* Se proporcionan bombas neumáticas como respaldo por si se corta el suministro eléctrico.
- *Válvulas de reducción o regulación de presión.* Una válvula de regulación se usa para reducir y proporcionar presión en el colector múltiple (por lo general, 1.500 psi) para operar los arietes y las válvulas. Una válvula de regulación independiente suministra presión al preventor anular. La presión operativa para el espacio anular varía según la clase de preventor anular que está en uso, la política empresarial y las operaciones actuales.
- *Válvulas de cuatro vías.* Las válvulas de cuatro vías se usan para facilitar el funcionamiento de los BOP y las válvulas. Las válvulas tienen tres posiciones: abierta, cerrada y neutra o bloqueada. Cuando la válvula está en la posición neutra, está bloqueada; los equipos relacionados no pueden funcionar.
- *Medidores.* Se colocan tres medidores en la unidad. Se muestra la presión del sistema, la presión del colector múltiple y la presión del preventor anular.
- *Tableros de control remoto.* Los BOP pueden funcionar en el piso de perforación por medio de un tablero de control remoto. Pueden existir otros tableros remotos ubicados en el lugar, por ejemplo, en la oficina del operador o de los encargados de turno.

El sistema del acumulador debe tener la capacidad suficiente para suministrar el volumen necesario para cumplir o superar los requisitos mínimos de los sistemas de cierre. El *fluido utilizable* se define como “el fluido hidráulico que se recupera del sistema del acumulador entre la máxima presión operativa del acumulador y 200 psi por encima de la presión de precarga”.¹ El sistema debería tener suficiente

volumen de fluido hidráulico utilizable (sin las bombas) para cerrar un preventor anular, los arietes y una válvula HCR (línea de estrangulamiento hidráulica) y, no obstante, mantener 200 psi por encima de la precarga.¹ Por lo tanto, un sistema de 3.000 psi con cilindros debidamente precargados a 1.000 psi debería tener una presión mínima restante de 1.200 psi después del funcionamiento de los BOP. Se puede observar que la precarga de nitrógeno es el elemento fundamental para mantener fluido utilizable. *Si disminuye la precarga de nitrógeno, se pierde fluido utilizable.* Las buenas prácticas, como también los reglamentos en ciertas áreas, establecen que se debe verificar y anotar la precarga de cada cilindro al menos cada 30 días o para cada pozo, lo que suceda primero.

Figura 9.14

Ensamble de carga y calibración



API RP 53 describe las operaciones matemáticas que se utilizan para calcular el volumen mínimo que recomienda el API. La Oficina de Aplicación de la Ley en Materia de Seguridad y Medio Ambiente (Bureau of Safety and Environmental Enforcement, BSEE) requiere 1,5 veces el volumen (un factor de seguridad del 50%) necesario para cerrar y mantener cerradas todas las unidades de BOP con una presión mínima de 200 psi por encima de la presión de precarga.

Los organismos gubernamentales o estatales, o las políticas empresariales tal vez tengan otros requisitos de volumen. Debido a que es mejor tener más volumen que una cantidad mínima, la mayoría de los operadores y contratistas prefieren usar un factor del triple volumen necesario para cerrar todo lo que se encuentre en el conjunto. El objetivo es tener suficiente energía de reserva para que el sistema del acumulador opere el conjunto y todavía tenga más nitrógeno que el restante en la precarga.

1 University of Texas Petroleum, A Dictionary for the Petroleum Industry, (Austin: University of Texas at Austin Petroleum, 2.a edición, 1997)

Un cálculo rápido en un sistema típico de 3.000 psi con una precarga de 1.000 psi es usar la mitad del volumen del cilindro del acumulador. Los cálculos demuestran que se puede usar aproximadamente la mitad del volumen total del cilindro antes de que la presión descienda a 200 psi por encima de la precarga. Por ejemplo, un cilindro del acumulador de 20 galones, debidamente precargado, tiene un volumen utilizable de aproximadamente 10 galones. Las esferas más grandes generalmente tienen un volumen de 80 galones y un volumen utilizable de 40 galones.

Requisitos de volumen del acumulador calculados con un factor de seguridad de 1,5

Con los manuales del fabricante para recopilar datos de cierre, suponga que un conjunto que conste de: un preventor anular Hydril GK:

13⁵/₈ pulgadas para cerrarse = 17,98 galones;

Tres arietes en U Cameron,

13⁵/₈ pulgadas para cerrarse 5,80 galones * 3 = 17,40 galones.

Volumen total que se requiere para cerrarse:

17,98 + 17,4 = 35,38 galones

La BSEE exige un factor de seguridad del 50%, por lo tanto:

35,38 * 1,5 = 53,07 galones utilizables

53,07 galones se redondean al siguiente incremento de 10 para un total de 60 galones de fluido utilizable. En este ejemplo, sería necesario tener seis cilindros o esferas de 20 galones, o alguna combinación que pudiera brindar un total de al menos 60 galones de fluido utilizable.

Si requisitos exactos deben cumplirse o un sistema que no sea de 3.000 psi, por ejemplo 2.000 psi, se puede usar la siguiente fórmula.

$$V_3 = V_R \div ([P_3 \div P_2] - [P_3 \div P_1])$$

Donde:

P_1 = Presión máxima con carga completa

P_2 = Presión operativa mínima

P_3 = Presión de precarga de nitrógeno

V_3 = Volumen total del acumulador

V_R = Fluido utilizable total (incluye el factor de seguridad)

Con el volumen necesario del ejemplo anterior, de los 53,07 galones, ¿cuál es el volumen total del acumulador que se necesita para un sistema de 2.000 psi con una recarga de 1.000 psi y una presión operativa mínima de 1.200 psi?

$$V_3 = V_R \div ([P_3 \div P_2] - [P_3 \div P_1])$$

$V_3 = 53,07 \div ([1.000 \div 1.200] - [1.000 \div 2.000])$

$V_3 = 53,07 \div (0,8333 - 0,5)$

$V_3 = 53,07 \div 0,3333$

$V_3 = 159,22$ galones que se redondean a 160 galones

En entornos extremadamente fríos, se debe tener cuidado de evitar que la temperatura del núcleo del sistema del acumulador no descienda por debajo de la congelación. Los elementos de goma del interior, como los depósitos, se tornarán quebradizos y pueden reventarse.

Debe dársele mantenimiento al sistema del acumulador al menos cada 30 días o a cada pozo, lo que suceda primero. El siguiente programa cronológico de 30 días es orientativo, pero tal vez no sea suficiente para ciertas operaciones.

- Limpie y lave el filtro de aire.
- Llène el lubricador de aire con aceite grado 10 (u otro grado específico).
- Verifique el empaque de la bomba de aire. El empaque debería ser lo suficientemente holgado para que la varilla quede lubricada, pero no tan holgado como para que gotee.
- Verifique la empaquetadura de la bomba eléctrica.
- Retire y limpie los filtros de succión. Se encuentran en las succiones de las bombas neumáticas y eléctricas.
- Verifique el baño de aceite de la transmisión por cadena de la bomba eléctrica. Debería estar llena de aceite para cadenas. Verifique si existe agua en la parte inferior del depósito de aceite.
- El volumen de fluido del depósito hidráulico debería estar a un nivel operativo (en general, lleno hasta dos tercios a tres cuartos).
- Retire y limpie los filtros hidráulicos de alta presión.
- Lubrique las válvulas de cuatro vías. Hay accesorios con lubricante en el soporte de montaje y generalmente un recipiente de lubricante para la biela.
- Limpie el filtro de aire de la línea del regulador.
- Verifique la precarga de los cilindros individuales del acumulador (deberían indicar 900 a 1.100 psi).

Para verificar la precarga del acumulador realice lo siguiente:

- Cierre el aire de las bombas neumáticas y corte el suministro eléctrico de la bomba eléctrica.
- Cierre la válvula de paso del acumulador.
- Abra la válvula de purga y purgue el fluido en el depósito principal.
- La válvula de purga debería permanecer abierta hasta que se verifique la precarga.
- Reemplace la protección de la válvula de precarga del cilindro del acumulador. Atornille el conjunto del medidor.
- Abra la válvula de precarga del acumulador desenroscando la manija en T. Verifique la presión de precarga. El medidor debería indicar $\pm 10\%$ 1.000 psi. Si está demasiado alta, elimine la presión excesiva, si está demasiado baja, recargue a la presión adecuada con nitrógeno. Cierre la válvula de precarga desenroscando la barra en T, luego retire el conjunto del medidor. Reemplace la protección.
- Abra la válvula de paso del acumulador.
- Encienda el aire y la fuente de poder. La unidad debería recargar automáticamente.

El procedimiento que se indica aquí es para una unidad de cierre típica. Habrá variaciones en equipos y operaciones especializados. Por ejemplo, los conjuntos de BOP submarinos tienen cilindros de acumulador en el conjunto. La precarga de estos cilindros en aguas profundas es la presión hidrostática calculada del agua marina más 1.000 psi, más un margen de seguridad para filtraciones o temperatura. Se usan cilindros de alta presión especiales para evitar las explosiones en las precargas de superficie. Los procedimientos recomendados para probar las unidades del acumulador aparecen en el apéndice D.

El tablero de control de BOP tiene un indicador de medición de galones del fluido de control que pasa de la unidad de cierre (acumuladores) al conjunto de BOP después de una determinada función. Si se conoce el volumen necesario para cerrar o abrir un BOP determinado, se puede tomar una determinación para decidir si se cerró (o se abrió) por completo.

CONEXIONES DE LA LÍNEA DE AHOGO Y ESTRANGULAMIENTO

Las conexiones de la línea de ahogo y estrangulamiento, a pesar de que a veces se ignoran con los apuros de montar y desmontar el equipo de perforación, son un componente importante del sistema de BOP de superficie. Algunos problemas comunes son usar niples demasiado livianos, anillos de sellado sucios, superficies de acople dañadas, tuercas flojas, y niples o tubos largos sin soporte. Se debe evitar la tentación de usar mangueras de baja presión con poco espacio disponible para tuberías de acero. De la misma manera, las curvaturas excesivas de las tuberías o el uso de líneas curvas pueden producir fallas imprevistas en el peor momento.

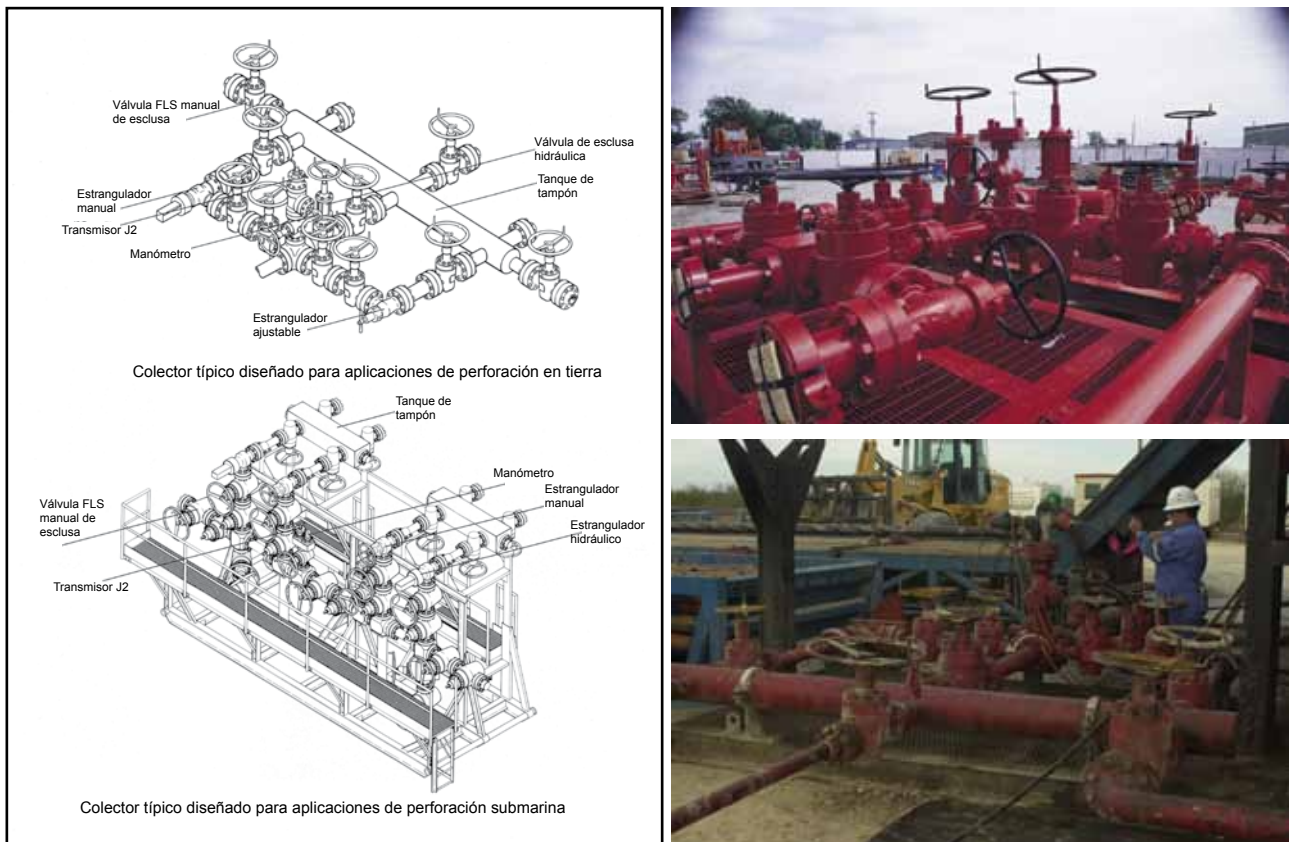
COLECTORES MÚLTIPLES DE ESTRANGULAMIENTO

El objetivo del colector múltiple es brindar un método de circulación del conjunto de BOP bajo presión controlada. El colector múltiple brinda vías alternativas para que se puedan cambiar o reparar los estranguladores y las válvulas.

El boletín RP 53 del API describe el colector múltiple de estrangulamiento y las prácticas recomendadas para la planificación e instalación. Algunas recomendaciones son:

- Los equipos del colector múltiple sujetos a la presión del pozo o de una bomba (en general, aguas arriba con estranguladores incluidos) deberían tener una presión de trabajo de al menos la misma presión de trabajo nominal que los preventores de reventones (arietes) que están en uso. Estos equipos se deberían probar cuando se instalan a la misma presión que la presión de trabajo nominal del conjunto de preventores de reventones que están en uso.
- Los componentes deberían cumplir con las especificaciones del API correspondientes para adaptarse a la presión, temperatura, abrasión y corrosión de los fluidos de formación y de perforación previstas.
- Para presiones de trabajo de 3 M o superiores, solo se deberían usar conexiones bridadas, soldadas o fijas con compontes sujetos a la presión del pozo.
- Se debería colocar el colector múltiple de estrangulamiento en un lugar accesible, preferentemente fuera de la subestructura de los equipos de perforación.
- La línea de estrangulamiento (que conecta el conjunto del preventor de reventones con el colector múltiple de estrangulamiento) y las líneas aguas abajo del estrangulador deberían:
 - Ser lo más rectas posibles, los giros, si fuera necesario, se deberían orientar.
 - Estar firmemente ancladas para evitar movimientos bruscos o vibración excesivos.

Figura 9.15. Varios ejemplos de colectores múltiples de estrangulamiento.



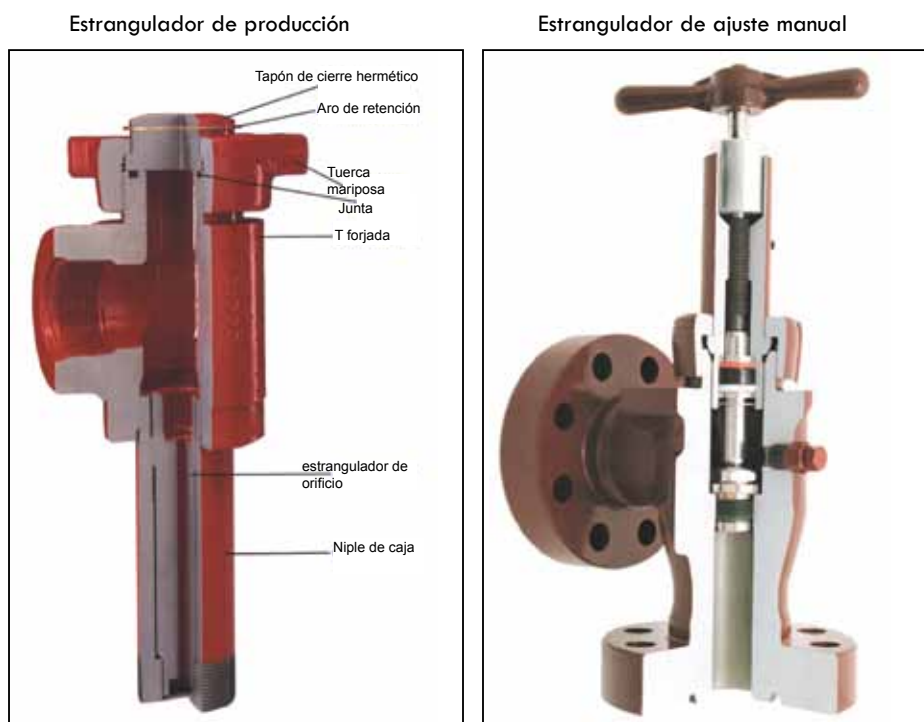
- Tener un diámetro del tamaño suficiente para evitar erosión o fricción de fluidos excesivas.
- El tamaño mínimo recomendado para las líneas de estrangulamiento es un diámetro de 3 pulgadas nominales (los diámetros de 2 pulgadas nominales se aceptan en instalaciones de clase 2 M).
- El tamaño mínimo recomendado para aguas abajo de líneas de ventilación de los estranguladores es un diámetro de 2 pulgadas nominales.
- Para un volumen alto y operaciones neumáticas o de perforación de gas, se recomiendan líneas con un diámetro de 4 pulgadas nominales (o más).
- Se debe evitar alternar las rutas de flujo y quema (líneas de descarga) aguas abajo de la línea de estrangulamiento para que piezas erosionadas, conectadas o con desperfectos puedan aislarse para repararlas sin interrumpir el control de flujo. Se debe tener en cuenta las propiedades de baja temperatura de los materiales que se usan en instalaciones que estarán expuestas a temperaturas inusualmente bajas.
- La línea de purga (la línea de ventilación que no pasa por los estranguladores) debería tener al menos el mismo diámetro de la línea de estrangulamiento. Esta línea permite la circulación del pozo con preventores cerrados mientras se mantiene una contrapresión mínima. Además, permite la purga de fluidos de pozo con un volumen alto para reducir la presión de la tubería de revestimiento con los preventores cerrados.

- Aunque no se observa en las ilustraciones de equipos típicos, a veces los tanques de tampón se instalan aguas abajo del conjunto de estrangulamiento para que las líneas de purga pasen juntas por el colector múltiple. Cuando se emplean tanques de tampón, se deben realizar preparativos para aislar una falla o desperfecto sin interrumpir el control de flujo.
- Se deben instalar medidores de presión adecuados para servicios de fluidos abrasivos para que la tubería de producción o exploración y las presiones anulares se puedan supervisar con exactitud y observarse fácilmente en la estación donde se realizarán las operaciones de control.
- Todas las válvulas del colector múltiple de estrangulamiento del control de pozo sujetas a erosión deberían estar completamente abiertas y diseñadas para operar en servicios de gas y fluidos abrasivos a alta presión. Se recomiendan válvulas dobles de apertura total entre el conjunto del preventor de reventones y la línea de estrangulamiento para instalaciones con presión de trabajo nominal a partir de los 3 M.
- Se recomienda lo siguiente para instalaciones con presión de trabajo nominal a partir de los 5 M:
- Una de las válvulas de la línea de estrangulamiento debería accionarse remotamente.
- Se deberían instalar válvulas dobles inmediatamente aguas arriba de cada estrangulador.
- Se debería instalar al menos un estrangulador accionado remotamente. En caso de que se prevea un uso prolongado de este estrangulador, se debería usar un segundo estrangulador accionado remotamente.
- Todos los estranguladores, las válvulas y las tuberías deberían ser aptos para servicio de H_2S .

ESTRANGULADORES

Un estrangulador es un dispositivo con un orificio instalado en la línea para restringir el flujo de fluidos. Al restringir el flujo, se ejerce fricción adicional o contrapresión en el sistema, además de brindar un medio para controlar el caudal y la presión del cabezal del pozo..

Figura 9.16.



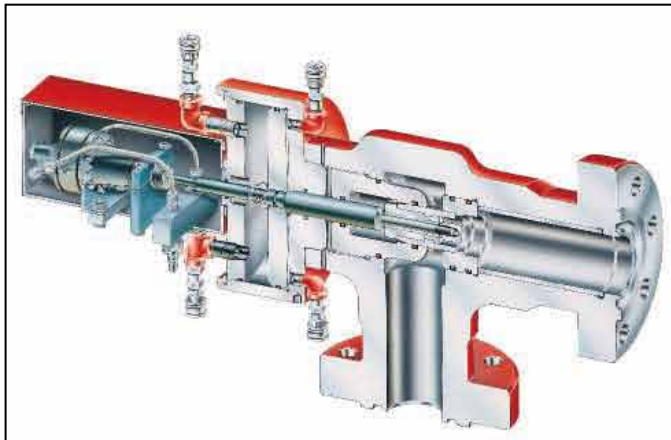
Los estranguladores que se usan para el control de pozo están diseñados de manera distinta a los estranguladores de producción. Los estranguladores de producción no son adecuados para las operaciones de control de pozo porque el orificio del estrangulador no puede variarse. Los estranguladores ajustables, tanto manuales como hidráulicos, se usan para las operaciones de control de pozo porque la contrapresión del pozo se puede controlar dentro de los límites de la capacidad del estrangulador.

Los estranguladores fijos son parte del árbol de Navidad del pozo y constan de un niple de estrangulador o estrangulador de orificio con un diámetro pequeño que sirve para limitar el flujo del pozo.

Un *estrangulador manual ajustable* tiene una barra cónica y un asiento. A medida que la barra se acerca al área de asiento, hay menos espacio para que el fluido pase a través de éste, por lo que produce más contrapresión en el pozo. En todos los colectores múltiples de perforación se colocan uno o más estranguladores manuales ajustables. En los equipos de perforación que utilizan un estrangulador ajustable remoto como estrangulador principal, el manual ajustable sirve de respaldo. Debería ser puesto en funcionamiento con frecuencia para asegurarse de que esté en buenas condiciones y debería evaluarse durante las pruebas de BOP.

Figura 9.17.

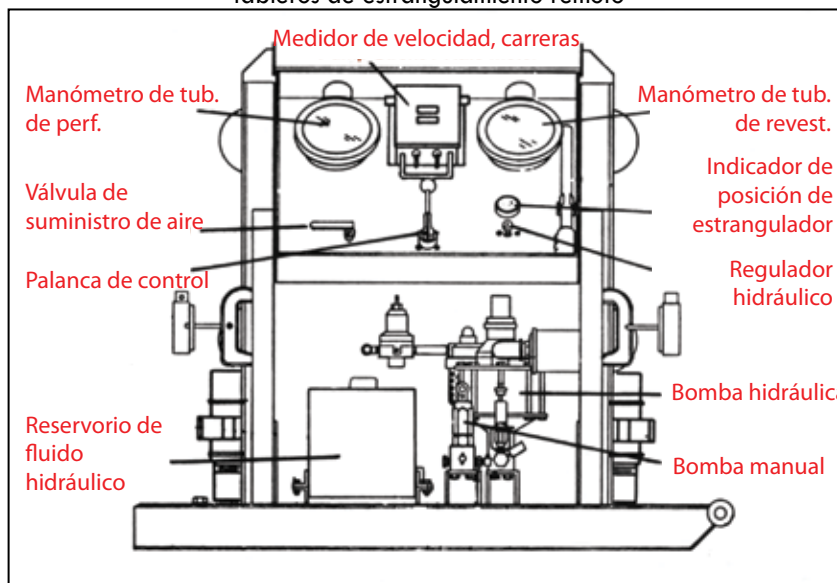
Estrangulador hidráulico remoto



Tableros de estrangulamiento remoto



Tableros de estrangulamiento remoto



Tableros de estrangulamiento

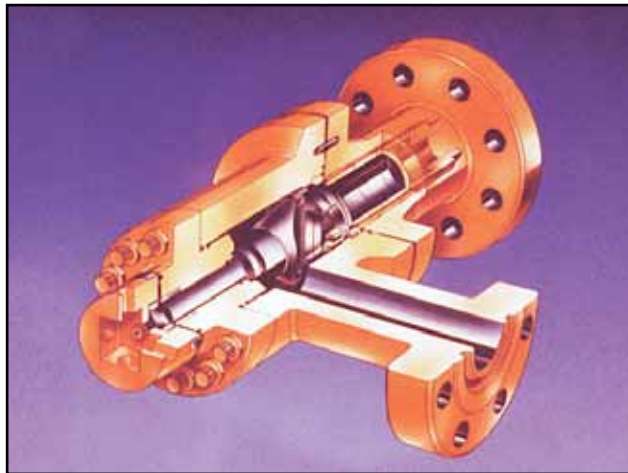


Los estranguladores *ajustables remotos* son los preferidos para las operaciones de perforación y para las tareas relacionadas con la presión. Brindan la capacidad de controlar la presión, el volumen que se bombea y de ajustar el orificio de estrangulamiento de una consola ubicada generalmente en el piso de perforación.

Existen dos tipos básicos de estranguladores remotos ajustables. Un tipo utiliza una barra que se desplaza hacia adentro y hacia afuera de una compuerta de un estrangulador cónico. Cuando el estrangulador está completamente abierto, la barra queda completamente fuera de la compuerta y brinda una abertura de dos pulgadas. El mecanismo operativo es un cilindro de doble efecto accionado por presión hidráulica de la consola de estrangulamiento. Varios fabricantes proveen este tipo de estrangulador.

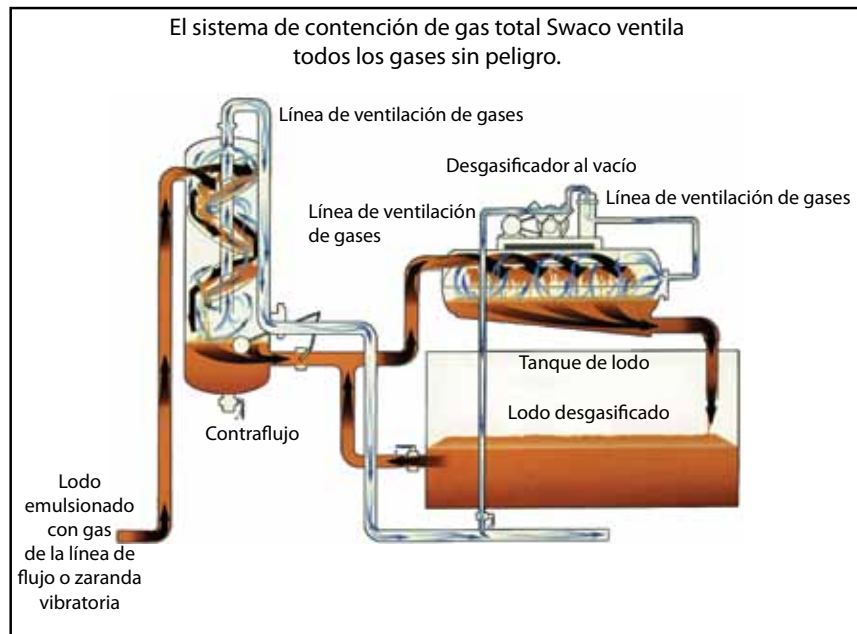
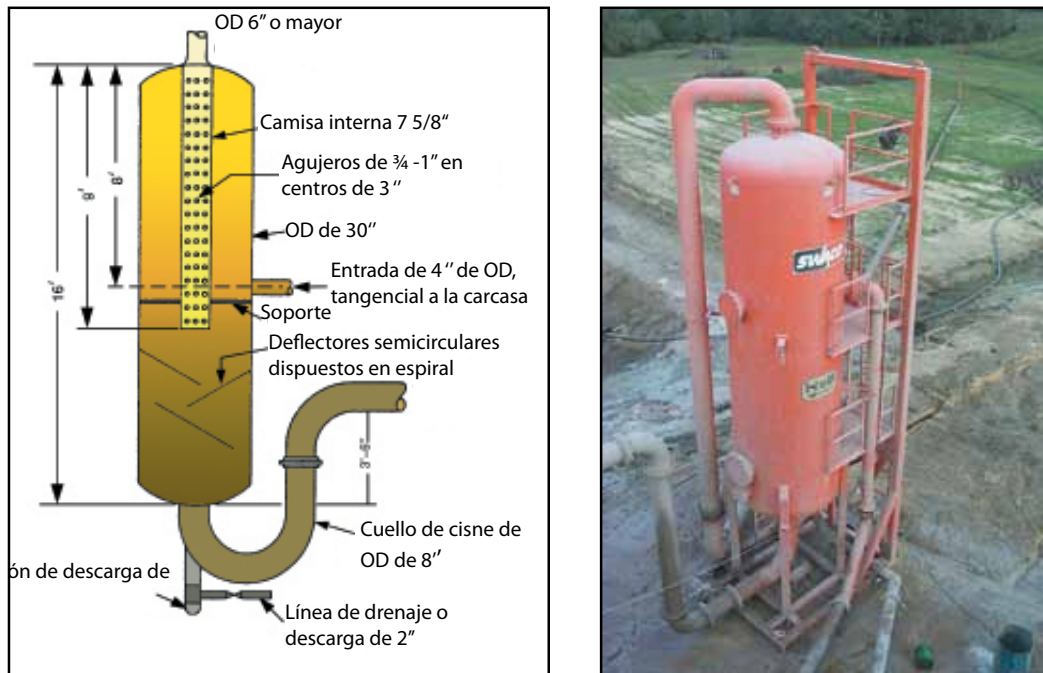
El estrangulador Super de SWACO utiliza dos placas de carburo de tungsteno superpuestas, cada una con una abertura en forma de media luna, una fija y la otra giratoria cuando se acciona el estrangulador. Cuando las dos medias lunas están alineadas, el estrangulador queda completamente abierto y tiene una superficie levemente menor a la de un estrangulador de orificio completo de dos pulgadas. El estrangulador SWACO se cerrará y sellará herméticamente para actuar como válvula. El mecanismo operativo es un conjunto de cilindros de doble efecto que opera una plataforma y piñón que hace girar la placa de estrangulamiento superior. El tablero de estrangulamiento suministra presión hidráulica.

Figura 9.18. Estrangulador ajustable remoto.



Ambos tipos de estranguladores ajustables remotos tienen, comúnmente, una capacidad de presión operativa de 10.000 psi, aunque pueden fabricarse a pedido estranguladores ajustables con una capacidad de 15.000 e incluso de 20.000 psi. Todos los estranguladores remotos están disponibles con ajuste de H_2S y todos tienen tableros operativos que incluyen la posición del estrangulador, el volumen bombeado, los medidores de presión de circulación (tubería de perforación) y tubería de revestimiento, una bomba para el funcionamiento hidráulico y un interruptor de encendido y apagado. Sería conveniente accionar brevemente los estranguladores hidráulicos remotos en cada cambio de turno para garantizar su funcionamiento. Algunos operadores realizan simulacros de estrangulamiento remotos en los se bombea lodo por el colector múltiple de estrangulamiento. El simulacro sirve para que el personal aprenda la técnica de controlar la presión de la tubería de perforación al ajustar el estrangulador mientras se bombea a una velocidad constante. Se usa un simulacro para mejorar las habilidades del perforador u otro posible operador de la bomba y las personas a quienes probablemente se les asignará accionar el estrangulador. Además, se debería hacer hincapié en la comunicación entre ambos durante el simulacro.

Figura 9.19. Separador de lodo-gas.



Un procedimiento genérico de un simulacro de estrangulamiento debería incluir:

1. Aumentar lentamente la velocidad de la bomba a la velocidad de ahogo.
2. Mantener la presión de la tubería de revestimiento constante mientras la bomba se pone en funcionamiento.
 - 2a. Para el pozo de agua profunda, mantener la presión de la línea de ahogo constante mientras la bomba adquiere velocidad.
3. Practicar el abrir y cerrar del estrangulador para observar la respuesta de la presión.
4. Apagar la bomba de simulación mientras se mantiene la presión de la tubería de revestimiento constante (o la línea de ahogo constante en un pozo de agua profunda).

SEPARADORES DE LODO-GAS

Un separador de lodo-gas (separador de gas, desgasificador) es un dispositivo diseñado para separar el gas libre del lodo que regresa de un pozo como un golpe de presión que circuló afuera. Por lo general, se conecta al extremo del colector múltiple o de la línea de estrangulamiento en un punto justo antes de que el fluido ingrese a la parte posterior de la zaranda vibratoria o línea de retorno. La mayor cantidad de gas que proviene de un golpe de presión se separará del líquido debajo del estrangulador. El separador dirige el gas libre a la línea de quema o a un punto alejado y seguro del equipo de perforación. El diseño del separador de lodo-gas varía de un cilindro simple y abierto que se usa con algunos colectores múltiples a separadores más complejos accionados por flotación. La separación es más eficaz en fluidos de viscosidad liviana y baja que en fluidos viscosos.

La fuga de gas es una expresión que se usa para describir la sobrecarga de los separadores de lodo-gas y por consiguiente permite que el gas sobrepase el líquido y se escape al área de las piletas. En algunos separadores, el tiempo de retención del tanque se controla únicamente con la presión hidrostática del tubo en U que conduce a las piletas. La presión dentro del separador de gas debe vigilarse y la velocidad de la bomba debería controlarse a una velocidad que evite una situación de fuga. Se debe tener cuidado de asegurar que la línea de ventilación de gas no se obstruya. Una limitación en esta línea puede ocasionar la acumulación de presión rápidamente y puede ocasionar que el tanque se rompa.

DESGASIFICADORES

Los desgasificadores se usan para retirar el gas arrastrado del lodo después de que pasa por un separador de lodo-gas. Como los equipos de separación de sólidos de un sistema de lodo, los desgasificadores usan bombas centrífugas para la producción de fluido. Se adapta el tamaño de las bombas centrífugas, y de las líneas y los tanques relacionados para pasar el lodo 1½ vez antes de depositarlo en el sistema de lodo activo. Como sucede con todos los equipos de separación del sistema de lodo, la eficacia del desgasificador se reduce cuando se manejan fluidos de alta viscosidad.

Hay varios diseños distintos de desgasificador. Algunos usan una cámara de vacío presurizada, otros un aspersor centrífugo o una combinación de estos diseños. Los desgasificadores requieren poco mantenimiento más allá de la lubricación habitual de las piezas móviles y aseguran que el tanque y las líneas estén limpios y sin obstáculos.

VÁLVULAS DE SEGURIDAD SUPERIORES DEL VÁSTAGO DE PERFORACIÓN

El objetivo de una válvula de seguridad superior del vástago de perforación es proteger la manga de inyección, la unión giratoria y los equipos de superficie de la alta presión del pozo. La válvula de seguridad superior del vástago de perforación OMSCO (a continuación) tiene una válvula integral de una vía. Otras válvulas superiores del vástago de perforación pueden ser de esfera, charnela o tapón. Los procedimientos de prueba de BOP normales incluyen una prueba de presión de la válvula de seguridad superior del vástago de perforación.

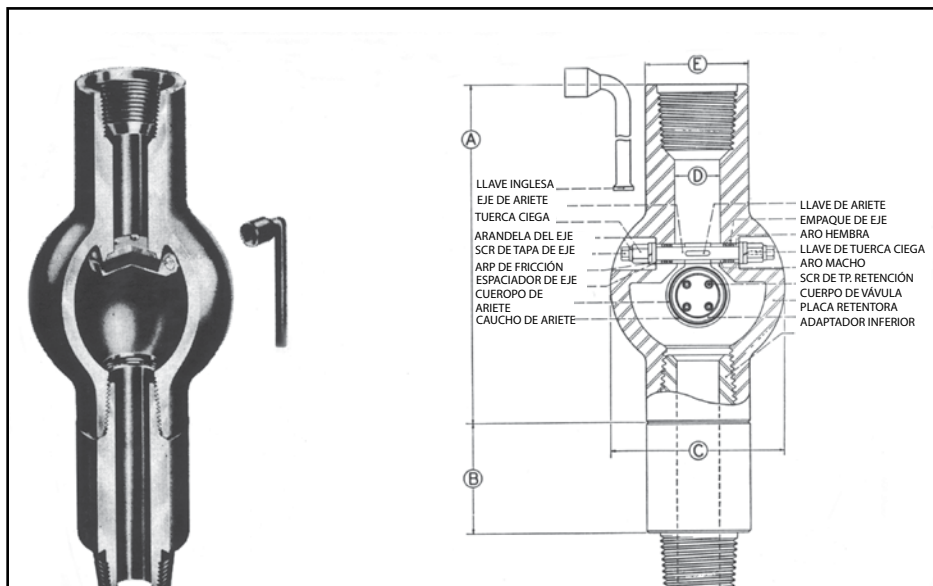
Figura 9.20. Dos desgasificadores comunes.



VÁLVULAS DE SEGURIDAD INFERIORES DEL VÁSTAGO DE PERFORACIÓN

Una válvula de seguridad inferior del vástago de perforación es una válvula de apertura total usada como respaldo para la válvula de seguridad superior del vástago de perforación. Permite retirar el vástago de perforación cuando la presión de la sarta es mayor a la capacidad del equipo de superficie. En muchos equipos de perforación, es una práctica común usar la válvula de seguridad inferior del vástago de perforación como válvula de retención de lodo. El uso continuo de la válvula de seguridad inferior del vástago de perforación tiene diversas consecuencias. La válvula se opera en cada conexión, por lo que es poco probable que se “congele”. Además, la cuadrilla aprende a accionar la válvula y la llave siempre está disponible. Por el otro lado, el uso continuo de la válvula reducirá su vida operativa. Las roscas se pueden dañar por enroscarlas y desenroscarlas constantemente. Usar un empalme para desgaste reducirá las posibilidades de que se dañen las roscas, las cuales se deberían inspeccionar y calibrar con frecuencia para observar que no hay indicios de abrasión y estiramiento.

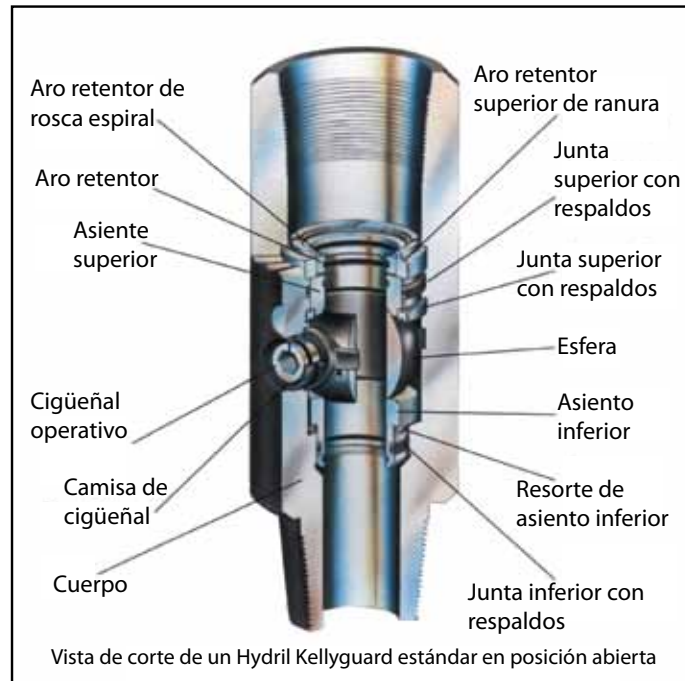
Figura 9.21. Válvula de seguridad superior del vástago de perforación.



VÁLVULAS DE ACOPLAMIENTO A PRESIÓN Y DE SEGURIDAD DE APERTURA TOTAL

La válvula de seguridad de acoplamiento a presión o de apertura total (FOSV), comúnmente denominada válvula TIW, es una válvula esférica de apertura total. Si se produce un golpe de presión durante un viaje, esta válvula se instala de inmediato en la parte superior de la sarta de perforación. La válvula se conserva en el piso en posición abierta y la llave para cerrarla se coloca en un lugar de fácil acceso para la cuadrilla. Los adaptadores de combinación también se conservan en el piso de perforación para poder regresar a la FOSV sin importar el tamaño de tubular que se maneja en la mesa rotativa.

Figura 9.22. Válvula de seguridad de apertura total del vástago de perforación.



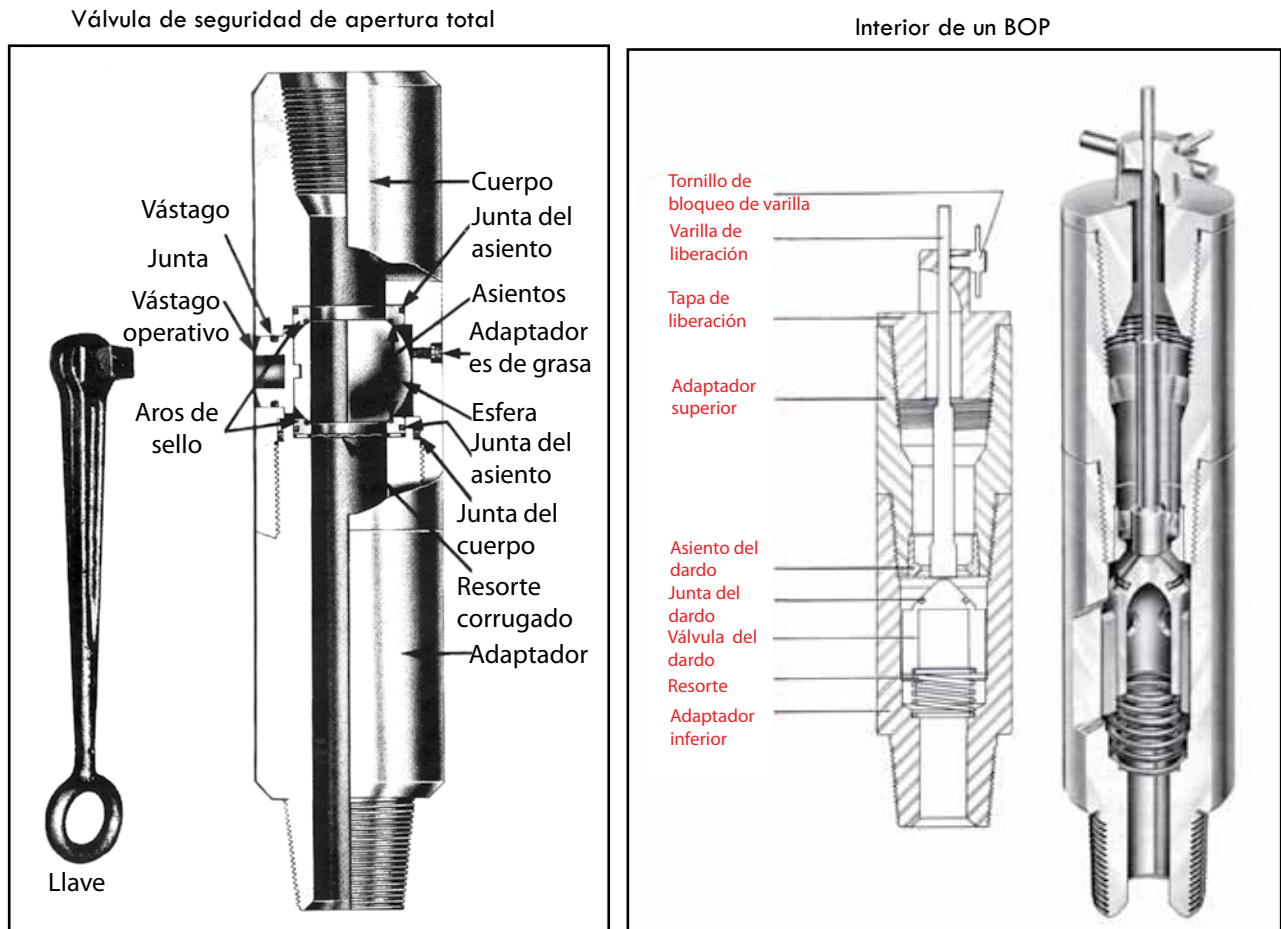
Las válvulas grandes de acoplamiento a presión son pesadas y puede ser difícil manejarlas. Algunos equipos de perforación usan grúas neumáticas o un sistema de contrapeso para que la cuadrilla pueda manejar la válvula. A veces, se provee una manija desmontable en un buen punto de equilibrio para que la válvula pueda colocarse en la sarta con mayor facilidad. Las válvulas de acoplamiento a presión requieren poco mantenimiento, pero deben accionarse con frecuencia para evitar que se “congelen”.

PREVENTOR DE REVENTONES INTERNO

Un preventor de reventones interno (IBOP), a veces denominado “válvula Gray”, es una válvula antirretorno o de retención. Es una válvula de una vía accionada con resorte que puede trabarse en la posición abierta con un tornillo de fijación desmontable. Su uso principal es volver a rectificar la tubería en el pozo contra la presión. El preventor de reventones interno permite la circulación convencional por la válvula, pero evita que el flujo vuelva a la sarta. Los preventores de reventones internos no están completamente abiertos. El diámetro interno está restringido, por lo que las herramientas operadas con cable no pueden bajar por la tubería. El preventor de reventones interno no se debería usar para acoplarse a la sarta de perforación si existe contraflujo en la sarta de trabajo. Si fuera necesario,

se puede acoplar una vez que se haya detenido el flujo con una válvula de seguridad. Siempre se conserva un preventor de reventones interno en el piso de perforación (en posición abierta).

Figura 9.23.



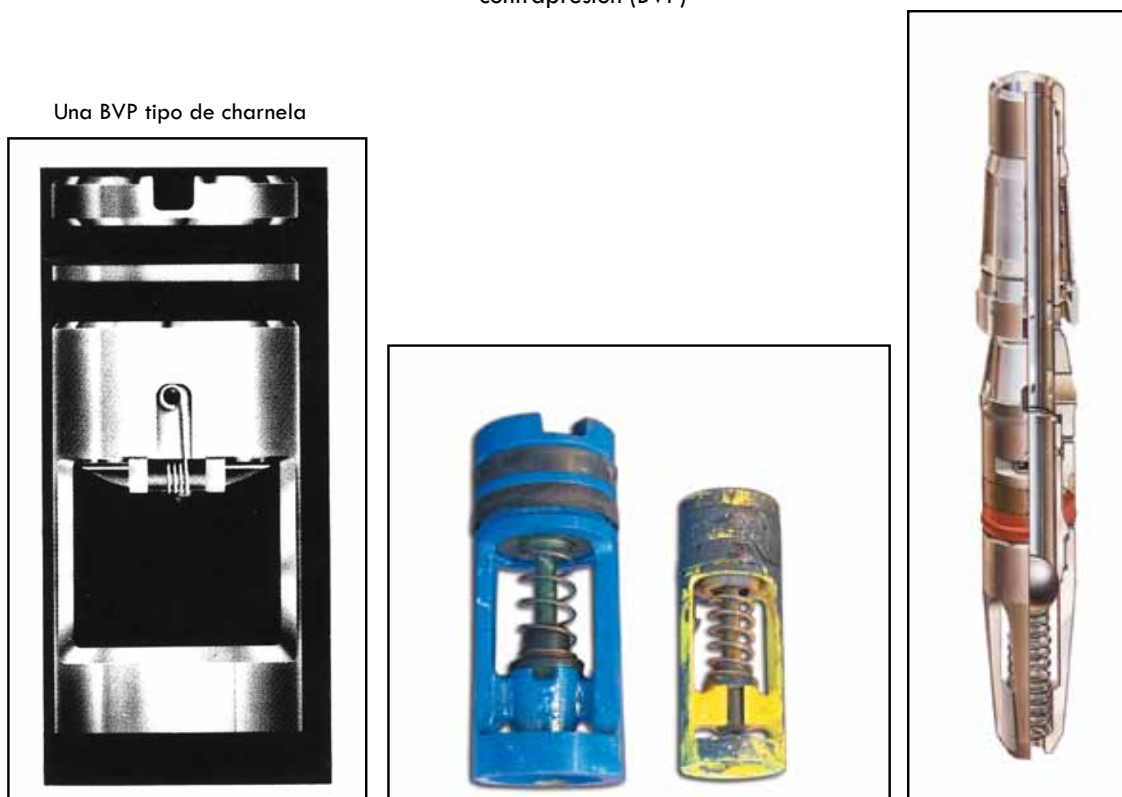
VÁLVULAS DE CONTRAPRESIÓN

Las válvulas antirretorno (NRV), las válvulas de contrapresión (BPV), las válvulas de retención, los “flotadores”, todos desempeñan la misma función. Permiten el flujo en una sola dirección solamente y se usan para prevenir que regrese el flujo por la sarta de trabajo en un pozo en condiciones de bajo balance. La nomenclatura cambia de acuerdo con la manera específica en la que la válvula está diseñada y es usada, como también en las expresiones locales en la práctica. Es común utilizar una válvula de flotador justo arriba de la barrena cuando se perfora a poca profundidad y algunos operadores optan por utilizarlas durante toda la operación de perforación.

Las dos clases más comunes de flotadores son de pistón a resorte (émbolo) y con una válvula de charnela. Los flotadores tipo émbolo son fiables, pero no son de apertura total. Ambos tipos están disponibles con la posibilidad de apertura con traba para bajarlos al pozo con la válvula en posición abierta. Al bombear la sarta, la traba se libera y la válvula regresa a su única vía. En los pozos en los que se utilizan herramientas de levantamiento, se instala un instrumento de levantamiento por encima del flotador para evitar que se atasque en la válvula.

Algunos operadores utilizan flotadores con orificios, que son válvulas de charnela con un pequeño orificio en la parte inferior de manera que si el pozo se cierra por un golpe de presión, pueda leerse la presión de la tubería de perforación, pero el puerto es lo suficientemente pequeño como para restringir el flujo potencial de la formación a un volumen insignificante.

Figura 9.24. Centro izquierda: Dos ejemplos de válvulas de contrapresión (BVP)



SISTEMAS DE CIRCULACIÓN

Un sistema de circulación típico para un equipo de perforación se compone de bombas, líneas de superficie, tubería de subida, manga de inyección, unión giratoria, vástago de perforación o unidad de mando superior, sarta de trabajo, espacio anular del pozo, zaranda vibratoria, tanques (piletas) de fluido y colectores múltiples relacionados.

Las bombas de desplazamiento positivo se usan para mover el fluido por el sistema de circulación. Las bombas dúplex tienen dos cilindros y las triples, tres. Las bombas tienen tuberías de revestimiento cortas que se pueden cambiar debido al desgaste para evitar el daño a la estructura de la bomba. Debido al desplazamiento parejo al moverse, las bombas triples se usan, por lo general, en la mayoría de los equipos de perforación en la actualidad. Las bombas triples están sobrealimentadas con bombas centrífugas y, cuando están en buenas condiciones, descargarán con una eficiencia de casi el 100%. Se considera una buena práctica es calcular frecuentemente la eficiencia de la bomba bombeando un volumen conocido de fluido y comparar el desplazamiento real con el teórico.

Las bombas de perforación cuentan con uno o más contadores de carreras que son esenciales para medir el desplazamiento del volumen. Hay diversos tipos de contadores de carreras disponibles que varían de

simples mecánicos de filamento hasta dispositivos electrónicos más complejos. Se debe tener cuidado al volver a colocar y ajustar los contadores si se retiraron por algún motivo. Si no hay contadores de carrera disponibles, medir el tiempo a una velocidad de bombeo constante es la única manera de controlar el volumen bombeado.

Se utilizan colectores múltiples de circulación para seleccionar diversas trayectorias del flujo de lodo en el sistema de lodo de superficie. El colector múltiple de la tubería de subida dirige el fluido de las bombas al piso de perforación y hacia arriba de la torre de perforación para conectarlo con la manguera de inyección. Esta última realiza una conexión flexible entre la tubería de subida y la unión giratoria, y permite a la sarta de trabajo viajar hacia arriba o hacia abajo mientras bombea. La unión giratoria es el dispositivo que permite que el vástago de perforación gire mientras bombea. Los retornos del pozo se pueden dirigir a las piletas del niple campana en los conjuntos de BOP de superficie o a través del colector múltiple de ahogo conectado a los BOP. En algunos equipos de perforación más grandes, los sistemas del colector múltiple de circulación pueden ser extremadamente complejos. Por ejemplo, las bombas de cementación o las líneas Chicksan tal vez tengan alineaciones diferentes a las de las bombas estándar y las trayectorias de retorno.

Figura 9.25. Contador de carreras de bomba



PILETAS (TANQUES) DE LODO

La función de las piletas de lodo interconectadas es contener el fluido de perforación en la superficie y brindar el tiempo y los medios para separar los sólidos y mezclar cualquier aditivo que se requiera. La mayoría de los equipos de perforación tienen tres piletas que se usan como sistema activo. El lodo se desvía por zanjas interconectadas con el sistema de piletas por medio de líneas de ecualización de tanque en tanque o al usar colectores múltiples de circulación o mezcla. A medida que el lodo regresa del pozo, rebasa la línea de flujo y cae por uno o más filtros vibratorios (zarandas vibratorias). Debajo de las zarandas hay una piletita pequeña denominada trampa de arena, que es una piletita de decantación que atrapa parte de las partículas sólidas indeseadas y evita que ingresen a las piletas del sistema activo. Desde la trampa de arena, el lodo ingresa a la piletita de separación o de prueba. El aire,

el gas y los sólidos de la perforación arrastrados se retiran antes de que el lodo pase a la siguiente pileta activa. Se toman muestras del fluido de la pileta de separación y se evalúan para determinar cualquier tratamiento que podría necesitarse antes de bombear el lodo otra vez al fondo del pozo.

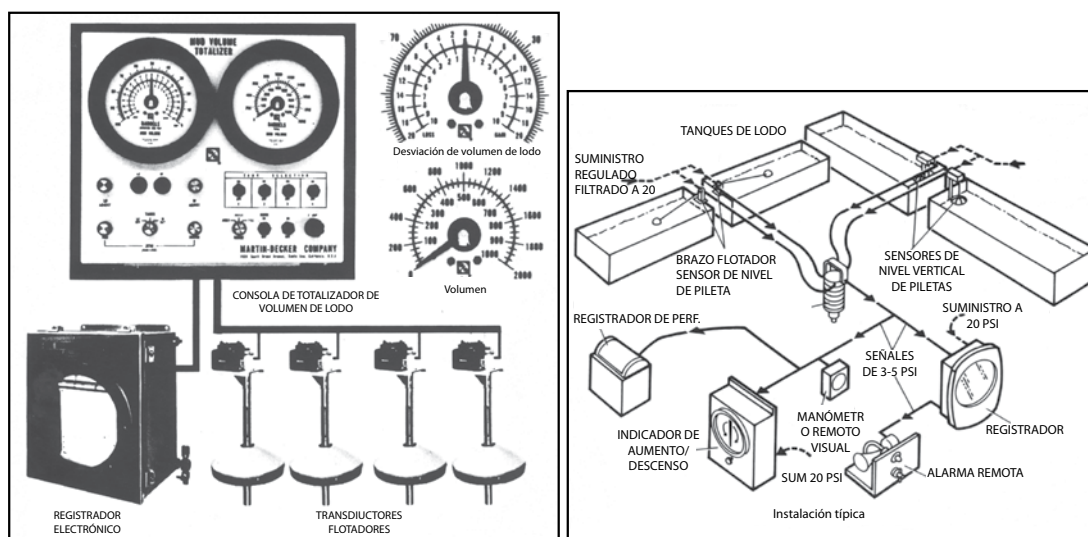
La segunda pileta del sistema activo se utiliza para agregar cualquier líquido o aditivo sólido para “acondicionar el lodo”. La mayoría de los aditivos de lodo se mezclan por medio de una “tolva” de mezcla. El material se extrae y mezcla con el lodo por medio de un efecto Venturi que se genera al bombear lodo por medio de uno o más chorros en la parte inferior de la tolva.

La tercera pileta del sistema de lodo activo se denomina la pileta “de succión” o “de retención”. El fluido de esta pileta se dirige a las bombas y es desplazado al pozo por medio de la sarta de perforación. Las propiedades del lodo en esta pileta, en especial, el peso del lodo y la viscosidad de embudo, se deberían verificar con frecuencia para asegurar que el fluido está siendo debidamente controlado dentro de los límites del programa del pozo.

INDICADORES DEL NIVEL DE PILETAS

Los dispositivos indicadores del nivel de pileta controlan constantemente el volumen de fluido en las piletas de lodo y transmiten la información a listas e instrumentos cerca de la estación del perforador. Tal vez existan indicadores remotos en otros lugares del emplazamiento de perforación. Los indicadores del nivel de la pileta miden y registran el volumen de cada pileta como también el volumen de superficie total. Los sistemas utilizan flotadores mecánicos, sensores eléctricos (sónicos) o láseres para medir la altura del fluido de cada pileta. La altura de fluido de cada pileta luego se multiplica por el volumen de la pileta en barriles por pulgada (o las unidades de medida locales). Se calcula el volumen total de las piletas individuales y se transmite a las listas e indicadores. Los sistemas cuentan con alarmas sonoras y visuales que se pueden configurar para poder advertir sobre los cambios del nivel de la pileta.

Figura 9.26. Sistema totalizador de volumen de pileta.



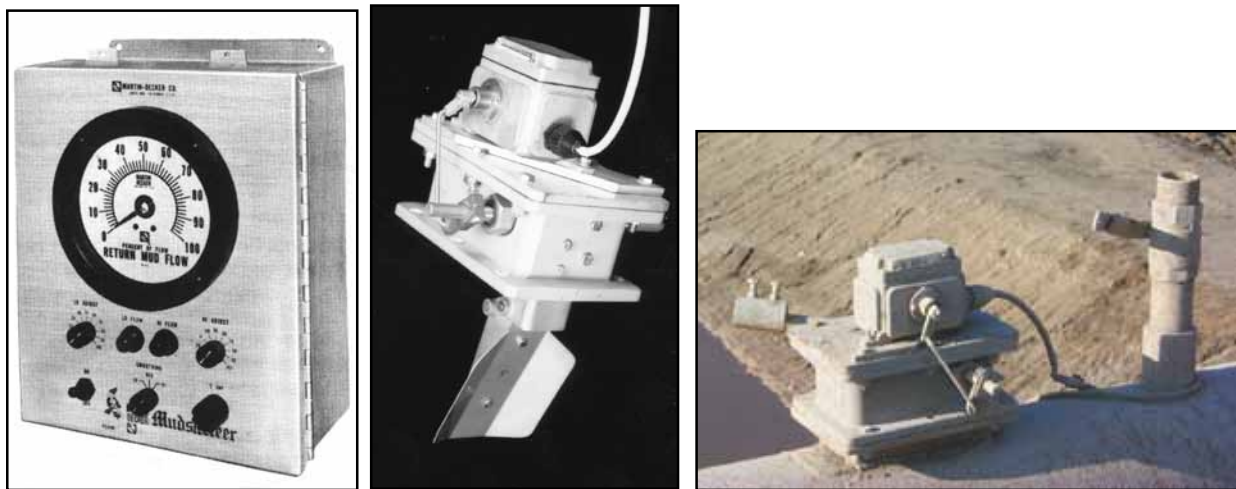
INDICADORES DE RETORNO DE LODO (SENSORES DE LÍNEA DE FLUJO)

El indicador de retorno de flujo consta de una paleta ubicada en la línea de flujo conectada a un microinterruptor de manera que el lodo que fluye eleve la paleta, enviando así una señal al indicador

en la consola del perforador donde se registra en forma de porcentaje del flujo de retorno en galones por minuto. Cuando la velocidad de bombeo es constante, un cambio en el flujo de retorno del espacio anular casi siempre indica que algo se modificó en el fondo del pozo. Un aumento abrupto puede ser la primera señal de que fluidos de formación están ingresando al pozo.

Al igual que los indicadores de nivel de las piletas, los sensores de línea de flujo tienen alarmas sonoras y visuales que se pueden configurar para alertar a la cuadrilla sobre los cambios en la velocidad del flujo. Los sensores de línea de flujo son simples y requieren poco mantenimiento más allá de verificar todo el movimiento de las paletas y mantener la línea de flujo libre de sólidos acumulados. Algunos perforadores en la actualidad tienen sistemas de medición de lodo extremadamente precisos que utilizan tecnología de rayos láser.

Figura 9.27. Sensores de línea de flujo.



DETECTORES DE GASES

El detector de gases tiene sensores montados en el tanque pequeño (tanque giratorio) en la parte posterior de las zarandas vibratorias en las cuales el lodo rebasa la línea de flujo. Los sensores detectan y miden el gas que se transporta a la superficie por medio del lodo que regresa. Ciertos detectores de gas especiales pueden colocarse en áreas donde se acumulan gases tóxicos, como por ejemplo H₂S. Si el emplazamiento no tiene un técnico controlador de lodos en el lugar, las cuadrillas deberían tener mucho cuidado al realizar el mantenimiento y la calibración necesarios de acuerdo con las especificaciones del fabricante.

SISTEMAS DE LLENADO DE VIAJES

Se utiliza un sistema de llenado para medir el lodo que se bombea al sistema anular en los viajes fuera del pozo. Consta de una combinación de sensor de la línea de flujo y contador de carreras de bomba. La consola del sensor de flujo de la estación del perforador tiene un interruptor “mode” (modo). Para poner el dispositivo en funcionamiento, el interruptor de la consola del perforador del sensor de flujo vuelve a “trip” (viaje) y una de las bombas se alinea a la línea de llenado. Después de extraer un tiro o más, el perforador enciende la bomba, la cual se apaga automáticamente cuando el sensor de línea de flujo indica retornos del pozo. Las carreras de bomba calculadas que se requieren para llenar el

pozo por tiro de tubería se comparan con las carreras bombeadas realmente. Las carreras de bombeo se registran según las carreras en total para llenar el pozo y las carreras que se requieren para el último llenado. Es importante verificar el pozo durante el primer llenado para asegurarse de que el contador de carreras de bomba se apaga cuando comienza el flujo.

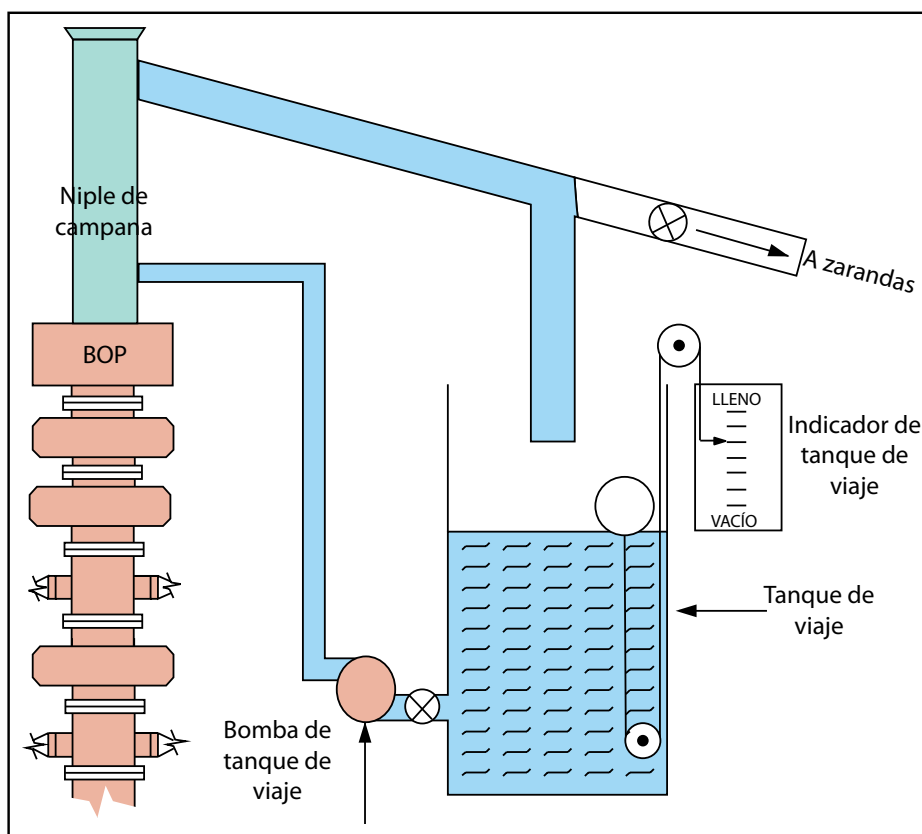
TANQUES DE VIAJE

Los tanques de viaje son tanques pequeños que permiten medir con precisión el fluido que se bombea al pozo o se desplaza de éste durante los viajes. A medida que cada tiro de tubería se introduce al pozo o se extrae de éste, el nivel de fluido en el pozo cambia y se mide en el tanque de viaje calibrado.

Existen diversos tipos de tanques de viajes. Un tanque de viajes simple accionado por gravedad que incluye un tanque pequeño en el piso de perforación o en un punto por encima de la línea de flujo. Se utiliza una válvula para liberar el fluido que drena al niple campana por arriba de la línea de flujo. La válvula se abre manualmente y luego se cierra cuando el pozo está lleno. El volumen de llenado se registra y compara con los cálculos teóricos de llenado. Las versiones automatizadas de los tanques de viaje accionados por gravedad tienen una bomba que el perforador acciona que automáticamente la apaga cuando el sensor de la línea de flujo indica que el pozo está lleno. Esta clase de configuración no permite que se mida el volumen en los viajes hacia el pozo.

Los tanques de llenado continuo automáticamente circulan del tanque por el pozo durante el viaje. El volumen de fluido se mide y transmite a un registrador en el piso de perforación para compararlo con el volumen teórico calculado que se requiere para el llenado. Si el tanque se utiliza para medir el fluido que se desplaza en el viaje hacia el pozo, por lo general se coloca debajo del nivel de la línea de flujo. El fluido desplazado luego es encaminado de la línea de flujo al tanque de viaje donde se mide y compara con el desplazamiento teórico de tubería.

Figura 9.28. Disposición del tanque de viaje.



SISTEMAS INFORMÁTICOS

Al igual que sucede en la sociedad, la industria de la perforación y reparación avanza rápidamente en esta era de computadoras y comunicaciones satelitales. Se han desarrollado métodos de medición de fondo de pozo (MWD, por sus siglas en inglés) que transmiten una gran cantidad de información en tiempo real y ahora se usan en lugares de perforación en todo el mundo. Las computadoras permiten enviar información a lugares alejados del emplazamiento de perforación en sí mismo. Un perforador de una plataforma de perforación moderna puede observar que la manija de freno se reemplazó por un joystick que se opera desde una consola, donde se observan y registran diversos datos operativos que alguna vez se recopilaban en un registrador de perforación además de información del fondo del pozo, como por ejemplo, la presión de los poros, la temperatura e incluso información geológica. Toda la operación se puede supervisar simultáneamente en diversos lugares del emplazamiento por medio de monitores de computadoras.

En muchos casos, medidores analógicos han sido reemplazados por medidores digitales más fiables y precisos. Es verdad muchas plataformas de perforación utilizan registradores de perforación estándar y medidores analógicos, pero las empresas de servicios desarrollaron diversos instrumentos que se pueden rentar e instalar para complementar los equipos permanentes de perforación. Los medidores analógicos están más sujetos a daños y errores de calibración debido a la vibración y el rigor del trabajo del piso de perforación. La precisión de un medidor analógico es dudosa a bajo rango. Por lo general, los medidores de alta presión (tubería de subida, tubería de revestimiento, etc.) se calibran para que el rango medio del medidor sea el más preciso. Por ello, los rangos bajos y altos extremos son menos precisos. Los medidores digitales no tienen piezas móviles, por lo tanto la calibración no se ve muy afectada por la pulsación, vibración y actividad del piso de perforación de rutina.

Figura 9.29. Abajo: imagen del Sistema de control de pozo escuela 21 del curso de capacitación en línea que ilustra cómo las plataformas modernas le brindan al perforador mucha información.



SISTEMAS DE UNIDAD DE MANDO SUPERIOR

Los sistemas de unidad de mando superior reemplazan la mesa rotativa convencional que se usa para girar la sarta de perforación. La unidad de mando superior moderna combina los elevadores, las mordazas, la unión giratoria y el gancho. No obstante, se conserva la mesa rotativa para poder brindar un lugar para colocar las cuñas y suspender la sarta.

Los sistemas de unidad de mando superior mejoran mucho la tecnología de rotación porque se pueden usar múltiples tramos de tuberías a la vez. Debido a que el sistema maneja un tiro de tubería completo, es posible circular y volver a rectificar el pozo cuando resulta necesario. La seguridad se mejora durante las operaciones habituales que no son de emergencia debido a que se reducen muchas conexiones. Si se produce un incidente de control de pozo, el perforador rápidamente puede colocar las tuberías en las cuñas, insertar la unidad de mando superior en la sarta, girar y ajustar la conexión con asistencia mínima de la cuadrilla del piso de perforación. Los sistemas de unidad de mando superior emplean dos válvulas de seguridad de apertura total, una válvula operada hidráulicamente en la parte superior y otra manual en el extremo inferior que reemplazan a las válvulas del vástago de perforación.

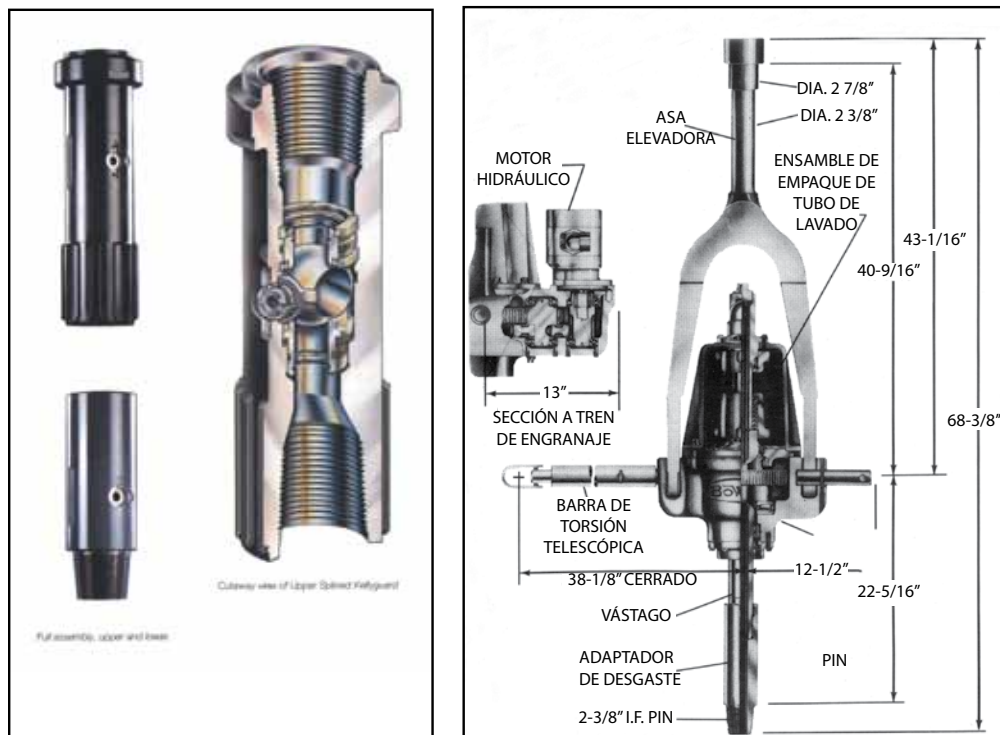


Figura 9.30.

Derecha superior: sistema de unidad de mando superior.

Izquierda inferior: empalme para desgaste del vástago de perforación.

Derecha inferior: unión giratoria de accionamiento.



UNIÓN GIRATORIA DE ACCIONAMIENTO

Las uniones giratorias son equipos giratorios de accionamiento hidráulico diseñados para operaciones de perforación leves y reparación. Los equipos de perforación de reparación generalmente utilizan bombas del sistema hidráulico. También se dispone de unidades de accionamiento hidráulico portátiles colocadas sobre el patín o remolque. Una barra de torsión o brazo telescópico se debe extender hasta una guía o un componente rígido del equipo de perforación debido a los efectos de torsión que genera la rotación.

RESUMEN

Un equipo de perforación se puede considerar una planta industrial de alto nivel. Consta de diversos sistemas de generación de energía y equipos. Cada sistema y los equipos que contiene se diseñan para trabajar en conjunto con otros sistemas para poder elaborar el producto de manera segura y eficaz. Cuando algún eslabón de la cadena rinde por debajo de la capacidad normal todo el funcionamiento es afectado. El mantenimiento del equipo consta de la observación habitual, el mantenimiento programado de acuerdo con las recomendaciones del fabricante y la política de la empresa, como también la reparación y el reemplazo de componentes. Casi todos los accidentes industriales son producto de una cadena de sucesos en lugar de un solo suceso independiente. Este hecho también se aplica a todos los incidentes de control de pozos. No hay reemplazo para los equipos adecuados operados por una cuadrilla bien capacitada.

Preguntas de repaso

1. Mencione 3 ocasiones en las que se pueden probar preventores de reventones

2. ¿Por qué se usa nitrógeno para precargar cilindros del acumulador?

3. ¿Por qué debemos evitar cerrar arietes de tubería en el pozo abierto?

4. ¿Cuál es la diferencia entre un preventor de reventones interno (válvula Gray) y una válvula de seguridad de apertura total (válvula FOSV o TIW)

5. ¿Cuáles son los dos objetivos del conjunto de BOP?

6. ¿Por qué le lleva más tiempo a un BOP anular cerrarse que a un BOP de ariete?

7. ¿Cuál es la función de un sistema desviador?

8. ¿Cuál es la función del sello superior en bloques de preventores de ariete?
9. ¿Cuáles son las dos maneras en las que las bridas de anclaje de perforación afectan la flexibilidad de un conjunto de BOP?
10. ¿Cuál es la precarga de nitrógeno que se recomienda para un sistema de BOP de superficie de 3.000 psi?
11. ¿Por qué se recomienda que los colectores múltiples de estrangulamiento cuenten con rutas de flujo y quema aguas abajo de la línea de estrangulamiento alternativas?
12. ¿Por qué se usan estranguladores ajustables (en lugar de estranguladores fijos) en la circulación de golpes de presión?
13. ¿Cuáles de los 3 tipos de estranguladores principales (fijos, ajustables manuales, hidráulicos remotos) se prefieren para las operaciones de control de pozo?
14. ¿Cuál es la función del separador de lodo-gas?

OPERACIONES DE TERMINACIÓN Y REPARACIÓN DE POZOS

10

AL FINALIZAR ESTE CAPÍTULO, EL ALUMNO DEBE SER CAPAZ DE:

- Analizar las operaciones de terminación y reparación de pozos.
- Analizar y contestar preguntas sobre las operaciones de remediación.
- Enumerar las causas de los golpes de presión en operaciones de remediación.
- Analizar y contestar preguntas sobre las operaciones de terminación.
- Analizar y contestar preguntas sobre las operaciones de reparación.
- Identificar métodos de control de pozos utilizados en operaciones de remediación.
- Completar la hoja de trabajo sobre bombeo forzado de WCS.
- Realizar cálculos con la planilla de fórmulas de WCS para obtener lo siguiente:
 - Capacidad del tanque rectangular
 - Colchón de agua
 - Presión hidrostática
 - Cálculos sobre operaciones de terminación y reparación de pozos en la hoja informativa.
- Analizar y contestar preguntas sobre las operaciones de remediación y los métodos de control de pozos.
- Identificar equipos comunes de fondo de pozo y su función principal.
- Alinear el simulador para realizar una circulación inversa.
- Verificar la densidad de fluido en el espacio anular.
- Realizar los procedimientos de encendido adecuados.
- Mantener la presión de fondo de pozo hasta que el influjo esté fuera del pozo.
- Completar la hoja de trabajo sobre bombeo en forma forzada de WCS para:
 - Registrar las presiones estáticas.
 - Armar un programa cronológico de bombeo.
- Crear y/o aplicar el peso del lodo de ahogo.
- Alinear el simulador correctamente para realizar el ejercicio.
- Aplicar y atrapar la presión en el espacio anular.
- Realizar los procedimientos adecuados de encendido.
- Vigilar y registrar todas las velocidades de bombeo y los cambios de presión, o cualquier estado inusual.
- Cerrar el pozo y asegurarse de que esté ahogado.
- Alinear y aliviar presiones

Las operaciones de *terminación de pozos* son las actividades y los métodos utilizados con el fin de preparar un pozo para la producción. Algunas veces, se denomina “terminación” al sistema de componentes tubulares y a los arreglos de herramientas que llevan la trayectoria de flujo desde la formación hasta la superficie. Las herramientas y las técnicas utilizadas en las operaciones de terminación pueden variar mucho según el área local y el o los yacimientos particulares de interés. En algunas zonas, se termina más de un yacimiento en un solo pozo.

Las *operaciones de reparación* se refieren a una — o más de una — variedad de actividades realizadas en un pozo existente tras su perforación y terminación. Las operaciones de tapón y abandono también están incluidas en la categoría de reparación. Las *operaciones de remediación* se refieren a cualquier labor realizada en un pozo tras su perforación. Tanto las operaciones de terminación como las de reparación están incluidas en la categoría de operaciones de remediación.

Es posible que la vida productiva de un pozo de producción sea de muchos años y que, durante ese tiempo, los componentes que constituyen la terminación deban repararse o reemplazarse varias veces a medida que se agote el pozo y se desgasten los componentes. Cada pozo y sus problemas específicos son distintos. Todas las operaciones de reacondicionamiento comienzan con el desarrollo de un plan. Para planificar y ejecutar eficazmente la operación, se debe conocer la información precisa sobre el pozo y su historial de producción. Ejemplos de datos de pozo inexactos que afectan negativamente el plan de reacondicionamiento incluyen: barras perdidas de plomo, herramientas de cable de acero dejadas en el agujero y nunca reportadas, registro incorrecto de profundidades de perforación, realizaciones en el lugar incorrecto, tapones de puente o tapones de cemento en el lugar equivocado, datos incorrectos de estudios. Es esencial que los contratistas y las empresas de servicios recopilen tanta información como sea posible antes de comenzar a trabajar. Las hojas de trabajo (a veces llamadas hojas de comunicación) se utilizan para organizar los datos del pozo y ayudar a planificar el trabajo. En la página 10-42 del presente texto se encuentra una hoja de trabajo como ejemplo.

Este capítulo está dividido en cuatro secciones: la primera sección, “Operaciones de remediación”, analiza algunas de las razones más comunes para realizar trabajos de remediación en pozos terminados y las técnicas aplicadas para solucionar diversos problemas. La segunda sección, “Métodos de control de pozos”, describe dos métodos utilizados para controlar presiones o ahogar un pozo terminado. La tercera sección trata sobre fluidos de trabajo de remediación y, por último, la cuarta sección enumera y describe el equipo habitual utilizado para terminar o reparar un pozo terminado.

Figura 10.1.



PRIMERA SECCIÓN – OPERACIONES DE REMEDIACIÓN

Si bien las particularidades básicas del control de pozos son las mismas presentadas en las operaciones de remediación y en las perforaciones realizadas en agujeros descubiertos, ciertas cuestiones son más representativas de una operación que de otra. Casi todo trabajo de remediación se realiza en pozos entubados. En las operaciones de remediación, los operadores y contratistas tienen acceso a información que no está disponible mientras se perfora el pozo. Conocen el tamaño de las tuberías de revestimiento y todos los componentes que forman parte de la terminación, así como la presión de la formación y la profundidad y posición de los disparos. Sin embargo, la naturaleza misma del trabajo de remediación (es decir, tratar con zonas de producción abiertas) puede ser peligrosa desde el punto de vista del control de pozos. Han ocurrido muchos reventones trágicos durante lo que parecían ser operaciones de terminación y reparación rutinarias. De las diversas causas de golpes de presión analizadas en el capítulo dos, cinco son especialmente importantes al momento de considerar operaciones de remediación.

1. Insuficiente densidad de fluido

En general, la densidad de los fluidos de remediación se mantiene en un nivel apenas lo suficientemente alto para balancear o sobre balancear un poco la formación de producción. Una reducción aparentemente menor en la densidad de fluido podría permitir que fluyan fluidos de formación no deseados hacia el pozo.

2. Monitoreo inapropiado o inadecuado de viajes

Muchas unidades de reparación son equipos pequeños con cuadrillas conformadas por menos miembros que los equipos de perforación. Los tanques de viaje y otros dispositivos sofisticados de medición de fluidos no siempre están disponibles en los equipos de reparación. Es posible que el tanque del equipo se utilice para vigilar ganancias y pérdidas en los viajes. La siguiente fórmula puede utilizarse para calcular el volumen de un tanque rectangular.

$$\text{Barriles por pie} = L * W \div 5,61$$

Donde:

L es la longitud del tanque en pies.

W es la anchura del tanque en pies.

5,61 es una constante que convierte pies cúbicos en barriles por pie (bbl/ft).

Un tanque tiene 12 ft de largo, 4 ft de ancho y 6 ft de alto. ¿Cuál es la capacidad del tanque en barriles por pie y barriles por pulgada (bbl/in)?

$$12 * 4 \div 5,61 = 8,6 \text{ bbl/ft}$$

$$8,6 \div 12 = 0,716 \text{ bbl/in}$$

3. Suaveo/surgencia en viajes

Los viajes son mucho más frecuentes en el trabajo de remediación que en las operaciones de perforación. Las holguras de fondo suelen ser limitadas, y la densidad de los fluidos de remediación se mantiene lo más baja posible para que no se dañe el yacimiento de producción. Todas estas particularidades contribuyen a una mayor probabilidad de suaveos o surgencias en los viajes.

4. Pérdida de circulación

A menudo, los fluidos de empacador y de terminación consisten en soluciones de salmuera clara que tienen un nivel bajo de resistencia de gel o de control de pérdida de agua. Lo ideal sería que los fluidos no depositaran sólidos en la superficie de las perforaciones. Estos fluidos claros pueden ser forzados fácilmente a formaciones permeables si las presiones son excesivas.

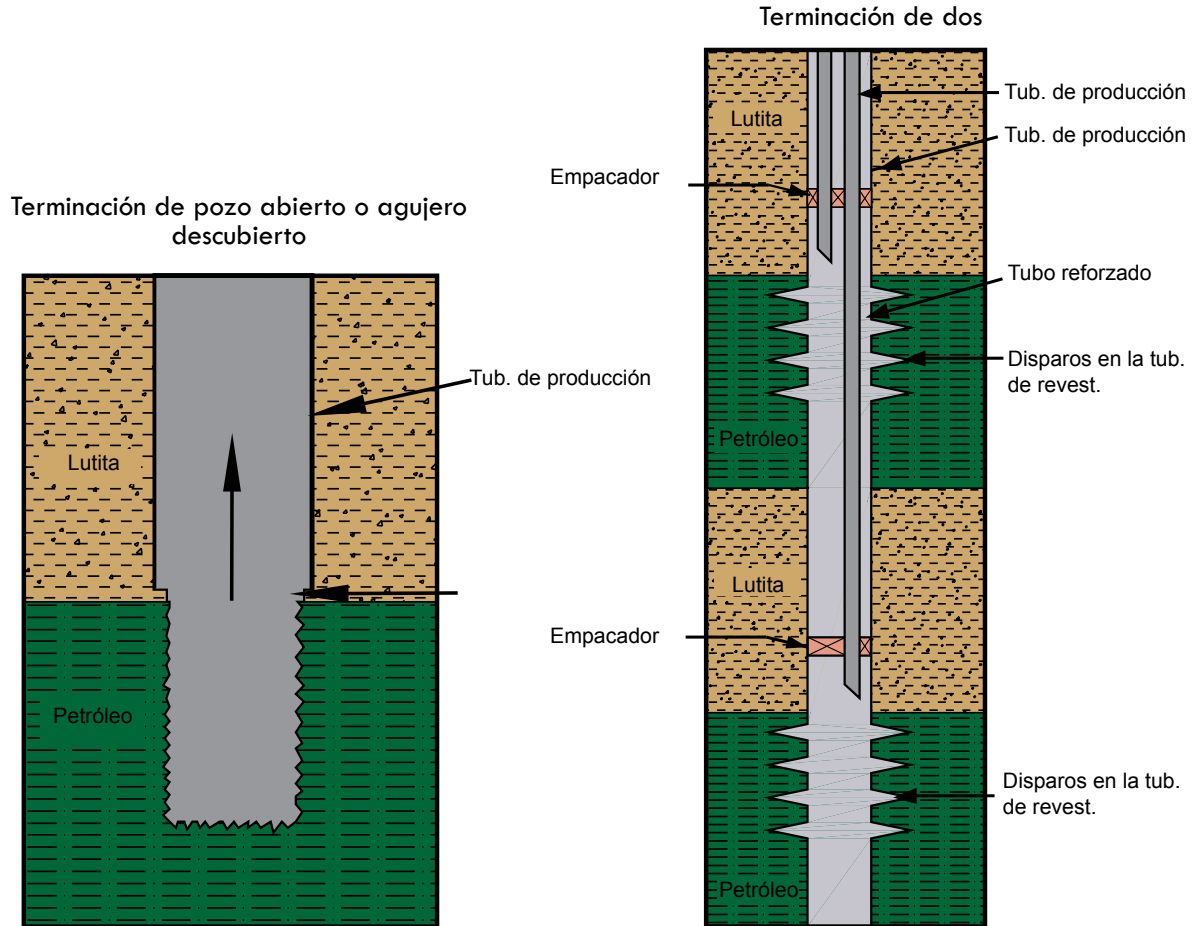
5. Obstrucciones en un pozo

Muchos trabajos de remediación abordan las obstrucciones en el espacio anular y, a veces, en la tubería de producción. La colocación de tapones en la tubería de producción y la colocación y liberación de empacadores en la tubería de revestimiento son tareas de reparación habituales. Las operaciones de reparación frecuentemente requieren la circulación de arena y escombros desde el fondo de un pozo. A menudo, un pozo se hace circular bombeando hacia abajo por el espacio anular y hacia arriba por la sarta de trabajo (circulación inversa). El resultado es que el tiempo de circulación desde el fondo hasta la superficie es mucho más corto que cuando un pozo circula de forma convencional. La cuadrilla espera que el gas llegue a la superficie rápidamente cuando es extraído del pozo por circulación inversa. Es esencial que el equipo de superficie (es decir, los colectores múltiples, los estranguladores, las tuberías de ventilación y las líneas del quemador) esté alineado correctamente antes de que comience la circulación.

OPERACIONES DE TERMINACIÓN

Existen muchos tipos distintos de terminaciones que van desde terminaciones simples en pozo abierto (agujero descubierto) hasta terminaciones muy complejas en varias zonas. El tipo más común de terminación consiste en colocar y cementar la tubería de revestimiento a través de la zona productora. La tubería de revestimiento se dispara en la zona de producción y se coloca un empacador en la tubería de revestimiento sobre la zona. La tubería de producción se baja y se asienta a través del empacador. El fluido de formación se produce y alcanza la superficie a través de la tubería de producción.

Figura 10.2.



DISPAROS

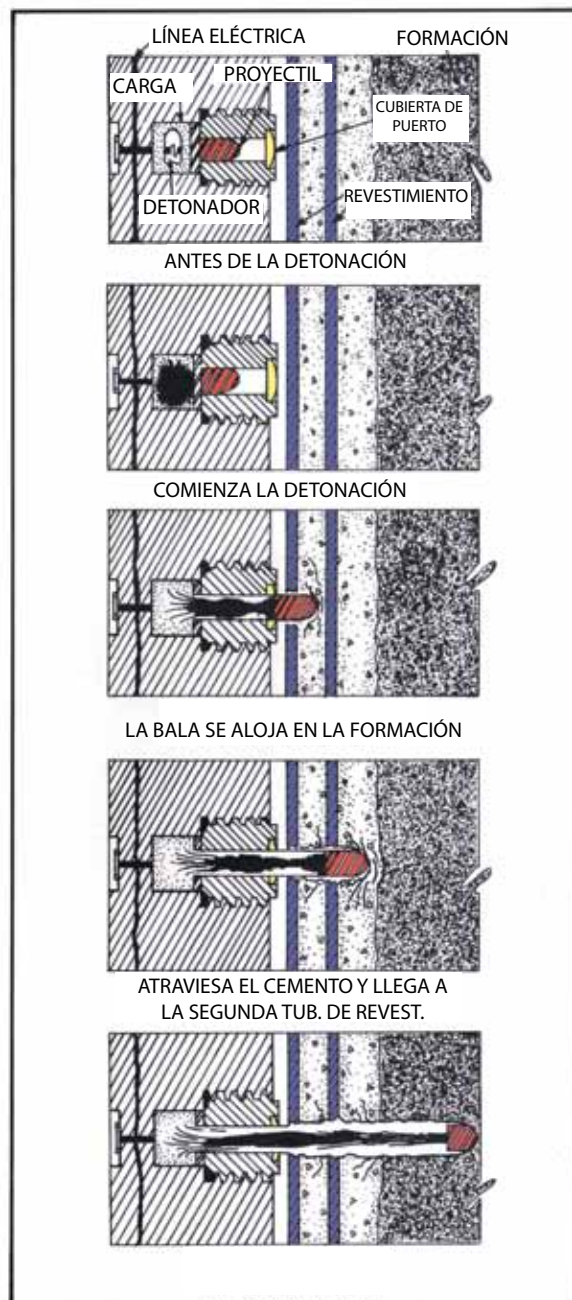
Disparar es la creación de orificios en la tubería de revestimiento a través del cemento, en un pozo, para permitir que los fluidos de formación ingresen en el pozo. A veces, la tubería de revestimiento se dispara con el objetivo de introducir cemento entre la tubería de revestimiento y las paredes del pozo.

Originalmente, los disparos se perforaban o cortaban en la tubería de revestimiento antes de que esta se colocara. Luego, se utilizaban herramientas de agua a alta presión (hidroblast) para crear orificios en la tubería de revestimiento. Más adelante, llegaron los cables eléctricos con pistolas de perforación que disparaban balas.

En algunas zonas, la tubería de revestimiento se dispara en un entorno de desbalance negativo. Se crea una presión diferencial especificada (desde la formación hasta la tubería de revestimiento). Cuando se dispara la tubería de revestimiento, la diferencia de presiones permite que la formación fluya de inmediato hacia el pozo y quite la basura o los escombros presentes en los disparos.

Los escombros caen hasta el fondo del pozo. En general, el fluido presente en la tubería de revestimiento opuesta a la zona que se disparará se ha filtrado para garantizar que contenga la menor cantidad de sólidos posible para evitar el taponamiento de los disparos. A veces, se utiliza nitrógeno para lograr las condiciones de bajo balance deseadas debido a su limpieza y baja densidad en relación con los líquidos.

Figura 10.3. Operación de perforación con bala.



En ocasiones, se utiliza un colchón de agua como líquido de perforación para reducir la cantidad de carga hidrostática en el pozo y lograr la diferencia de presiones deseada. Incluso con un colchón de agua, quizás sea necesario suavear un pozo para iniciar el flujo.

Supongamos que un pozo tiene una presión de formación estimada de 4.680 psi a 10.000 pies de profundidad y que el programa del pozo requiere una diferencial de 200 psi en la sarta de trabajo antes de disparar utilizando agua salada de 9,3 ppg. La altura del colchón de agua se determina de la siguiente manera:

$$\text{Colchón de agua}_{\text{ft}} = (\text{Presión de la formación}_{\text{psi}} - \text{Diferencia de presiones}_{\text{psi}}) \div \text{Gradiente}_{\text{psi/ft}}$$

$$\text{Colchón de agua} = (4.680 - 200) \div (9,3 * 0,052)$$

$$\text{Colchón de agua} = 4.480 \div 0,483$$

$$\text{Colchón de agua} = 9.275 \text{ ft}$$

Se toman precauciones especiales de seguridad cuando hay equipos de disparo en el emplazamiento donde se encuentra el equipo de perforación. Solo el personal experimentado de la empresa de servicios manipula el equipo de disparo. Todos los radios se apagan y las actividades de soldadura se interrumpen. Se envían restricciones especiales sobre el uso de radios a los helicópteros y los barcos de trabajo que se encuentren en la zona, y se apaga la mayor parte de los equipos eléctricos del equipo de perforación para que sea menos probable que las pistolas se disparen accidentalmente a causa de la electricidad estática.

Las diversas operaciones que implica preparar un pozo terminado para producción se incluyen en la categoría de estimulación de un pozo. Casi todas las operaciones de estimulación están supervisadas por el personal de la empresa de servicios, que está capacitado para utilizar sus herramientas y técnicas particulares. A continuación, se describen brevemente algunas operaciones de estimulación habituales.

FRACTURAMIENTO (TRATAMIENTO DE FRACTURAMIENTO)

El *fracturamiento* consiste en crear una fisura o fractura en la roca que contiene el petróleo o el gas. Luego, la fisura se rellena con arena o con un apuntalante artificial para permitir que el petróleo o el gas fluyan más libremente desde la roca hasta el pozo, lo que mejora su producción. Las fracturas suelen ser horizontales a poca profundidad y verticales en pozos más profundos. Dichas fracturas se extienden y alejan del pozo. El *apuntalante* que se utiliza con más frecuencia es la arena, pero también se utilizan cuentas de vidrio o de metal. Los granos del apuntalante deben ser esféricos y tener la menor cantidad de imperfecciones posible con el fin de garantizar la máxima resistencia a la compresión, dado que deben mantener abierta la fractura. Asimismo, el apuntalante debe estar lo más limpio posible y no contener sólidos finos o arcilla.

Se utilizan varios fluidos como portadores de apuntalantes durante la operación de bombeo. El primer paso de un tratamiento de fracturamiento típico consiste en llenar el pozo (o la tubería de producción) con agua tratada. A esto se le llama "*pre-pad*". A medida que se bombea el *pre-pad* hacia el pozo, la presión de bombeo aumenta hasta que alcanza la presión de fractura de la formación. Se establece una tasa de inyección constante y luego se bombea un volumen de "*pad*" medido cuidadosamente. El *pad* arrastra el apuntalante hacia el pozo. Cuando el pozo está lleno, se estabiliza la velocidad de bombeo y se agrega el apuntalante.

La cantidad de apuntalante se aumenta gradualmente hasta que se haya bombeado el volumen requerido de fluido y apuntalante hacia el pozo. Cuando se haya inyectado todo el material, se hace lo propio con más fluido para empujarlo hacia afuera del pozo y hacia adentro de la formación fracturada.

El volumen final se mide con cuidado para asegurarse de que el pozo no esté sobredesplazado. Un sobredesplazamiento puede causar que las fracturas se vuelvan a cerrar cerca del pozo.

Figura 10.4. El fracturamiento y el empaque de grava exponen más superficie de formación para la producción.



La naturaleza misma de las operaciones de fracturamiento (es decir, las largas líneas de mangueras y tuberías, y las altas presiones de bombeo), hace que la labor pueda ser peligrosa. A menudo, se utiliza arena radiactiva para que el pozo se registre con el fin de determinar la altura de la fractura. La utilización de materiales radiactivos añade otra dimensión a las precauciones generales de seguridad del personal.

Se requiere una planificación exhaustiva antes de realizar cualquier tratamiento de fracturamiento. A continuación, se enumeran algunas de las precauciones de seguridad habituales que deben tenerse en cuenta:

- Asignaciones, responsabilidades y procedimientos de notificación para el personal
- Límites y métodos de prueba de presión
- Planes de contingencia en caso de que surjan problemas durante la operación
- Equipos de seguridad obligatorios para el personal como ropa (EPI), protección auditiva, gafas protectoras, guantes de goma, etc.
- Líneas de comunicaciones
- Colocación de letreros y advertencias
- Precauciones especiales si debe utilizarse material radiactivo
- Respuesta médica de emergencia en caso de lesiones personales
- Procedimientos de evacuación del emplazamiento

Figura 10.5. Preparativos para un tratamiento de fracturamiento.



ACIDIFICACIÓN

Un método habitual de estimulación de pozos consiste en bombear ácido hacia el pozo para limpiar los disparos o aumentar la porosidad y permeabilidad. Existen dos técnicas generales de acidificación. La *acidificación matricial* se realiza para limpiar la superficie de los disparos, pero la presión utilizada para ubicar el ácido es menor que la presión de fractura de la formación. El ácido ingresará unas 6 pulgadas dentro de los disparos y después pierde su fuerza. Se utilizan distintos ácidos según el tipo de material que esté impidiendo el flujo. El operador, junto con los representantes de la empresa de servicios, es el encargado de seleccionar tanto el tipo y la fuerza del ácido como los procedimientos operativos.

La *acidificación de fractura* se realiza para mejorar la permeabilidad cuando el daño se encuentra más alejado del pozo. Se bombea ácido hacia la formación a presiones que exceden el límite de la fractura de formación. El ácido crea un área de flujo más amplia a la vez que disuelve algunos de los materiales del lecho de la formación. Es habitual utilizar ácido clorhídrico (HCl) en formaciones de piedra caliza porque el ácido disuelve parte de la caliza y deja un canal en la roca. En algunos casos, el ácido se mezcla con aditivos especiales para retrasar o demorar el tiempo de la reacción química. Al igual que con todos los tratamientos ácidos, cada operación está concebida para un pozo específico.

Los inhibidores de corrosión se utilizan en tratamientos ácidos con el fin de proteger los componentes tubulares y las herramientas de fondo. Los *surfactantes* (*jabones*) y los solventes también se utilizan como ayuda adicional para limpiar la formación. Ayudan a prevenir los geles y las emulsiones que se forman cuando los finos o los limos se mezclan con el agua ácida utilizada. También es posible utilizar dispositivos y agentes desviadores para mejorar el tratamiento. Una vez que la solución de ácido se mantuvo en un lugar durante el tiempo planificado, es extraída del pozo por circulación inversa o suaveo a través de la sarta de trabajo. Es posible que el gas proveniente de la formación, así como cualquier gas generado por reacciones químicas con el ácido, alcance la superficie con rapidez. Un tratamiento ácido puede convertirse fácilmente en un incidente de control de pozos si la cuadrilla no está preparada para expandir rápidamente el gas presente en la superficie.

La seguridad constituye un aspecto clave en todas las operaciones realizadas en el emplazamiento de un equipo de perforación. La combinación de presiones altas y fluidos ácidos hace que los tratamientos ácidos sean particularmente peligrosos. Algunos de los puntos tratados en una reunión de seguridad previa al tratamiento son:

- Medidas que deben tomarse en caso de quemaduras, lesiones oculares o envenenamiento por ingestión o por gases.
- Designación de personal esencial y no esencial.
- Ubicación de estaciones de lavado en caso de que el personal tenga contacto con materiales peligrosos.
- Ubicación de respiradores y otros equipos de seguridad.
- Ropa de seguridad (EPP).
- Peligros que conlleva respirar ácido u otros gases tóxicos.
- Procedimientos para mezclar ácido y agua (es decir, el ácido se vierte en el agua, no al revés).
- Advertencias para evitar la mezcla accidental. Algunos materiales pueden causar explosiones. Algunos inhibidores de la corrosión pueden ser fatales incluso si son absorbidos a través de la piel. En algunos casos, es posible que se formen sulfuro de hidrógeno (H_2S) y otros gases tóxicos.
- Procedimientos para limpiar derrames de ácidos (es decir, los derrames de ácidos deben limpiarse de inmediato).
- Especificaciones del material de las mangueras (es decir, todas las líneas deben ser mangueras de acero).
- Procedimientos para asegurar las líneas (es decir, todas las líneas deben estar atadas firmemente).
- Procedimientos para probar la presión en las líneas (es decir, todas las líneas deben probarse a presiones superiores a las que se utilizarán durante el tratamiento).
- Debe comprobarse la precisión de los manómetros.
- Siempre debe instalarse una válvula de retención en el cabezal del pozo, así como algún mecanismo para liberar la presión atrapada entre el cabezal del pozo y la válvula de retención provista.
- Procedimientos para vigilar la dirección del viento durante la operación.

OPERACIONES DE REPARACIÓN

La lista de posibles operaciones de remediación que se llevan a cabo para reparar un pozo de producción es casi infinita. Las decisiones respecto de si un pozo se repara o se abandona dependen puramente de cuestiones económicas. A continuación, se analizan, en términos generales, varias de las operaciones de remediación más habituales. Desde el punto de vista del control de pozos, debe tenerse en cuenta que todos los pozos terminados son potencialmente peligrosos. Ha habido más de un caso en que un pozo que se daba por ahogado revivió, y se perdió el control. La causa siempre termina siendo el error humano.

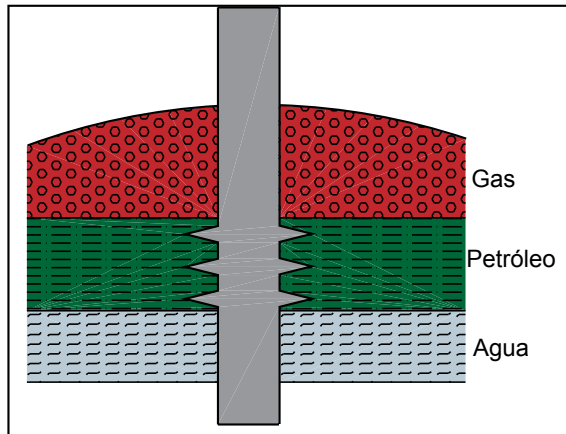
CONTROL DEL AGUA Y/O EL GAS

A medida que el petróleo se agota en una zona productiva, cambia el contacto gas-petróleo o petróleo-agua. Como consecuencia, es posible que se produzca gas o agua junto con el petróleo. Cuando un

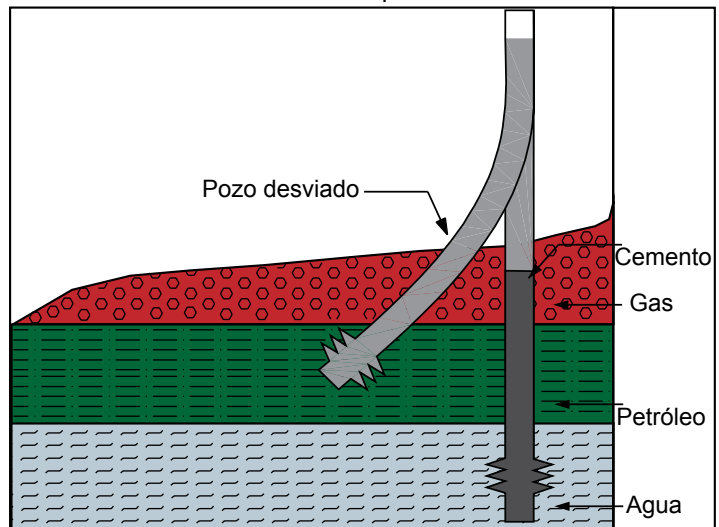
yacimiento de petróleo tiene un casquete de gas y dicho casquete se está produciendo, la fuerza motriz (es decir, el gas) se va agotando, lo que a la vez reduce el volumen de petróleo que se desplaza por el empuje del gas.

Figura 10.6.

En el caso ideal, la producción ocurre en la sección del petróleo que utiliza un casquete de gas como mecanismo de drenaje del yacimiento.



Si cambia el contacto petróleo-agua o gas-petróleo, o si se agota el área de drenaje, es posible desviar la trayectoria del pozo hacia la zona del petróleo y/o hacia una nueva área de drenaje.



Cuando se produce una cantidad excesiva de agua, es probable que la corrosión del equipo del pozo aumente drásticamente y que la descarga de agua en la superficie se convierta en un problema. A menudo, cuando se produce demasiada agua, el control de la producción de arena también se convierte en un problema. Sin embargo, cabe mencionar que la entrada de arena en los disparos puede ocurrir sin importar la cantidad de agua producida. La erosión del metal causada por la producción de demasiada arena dañará el cabezal del pozo y el equipo de producción, lo que implica un grave peligro para el emplazamiento.

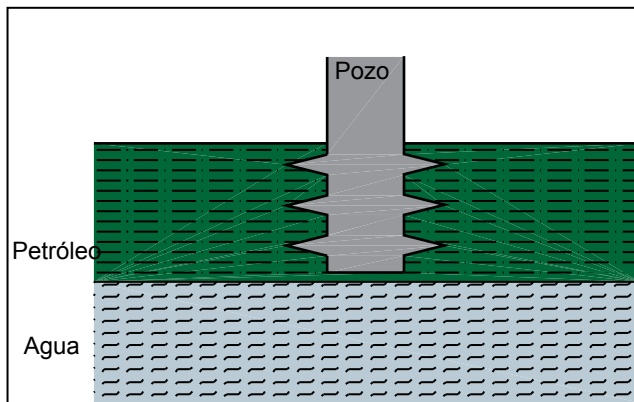
Casi todas las formaciones que contienen hidrocarburos tienen agua en la sección inferior del yacimiento, y la definición del contacto petróleo-agua es una consideración principal en el desarrollo de cualquier campo. Es un error asumir que existe una línea firme que divide el petróleo del agua o que el contacto es horizontal en todo el yacimiento. En realidad, el contacto petróleo-agua es parte agua y parte petróleo, y puede tener entre 10 y 15 pies de grosor.

Conificación es el término utilizado para describir la tendencia natural que tienen los fluidos de un yacimiento de moverse hacia un área con menos presión. A medida que se reduce la presión del área en torno a los disparos debido a la producción, los fluidos ubicados en la zona adyacente

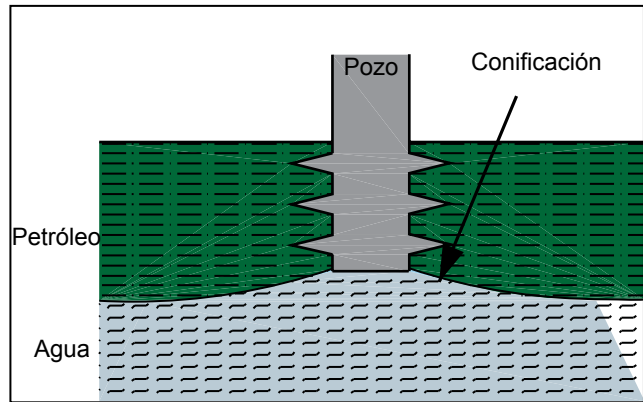
suben o bajan hacia un área con presión menor. Las figuras 10.6 son ilustraciones simplificadas de la conificación. En el primer diagrama, el pozo está estático: no hay producción. El segundo muestra petróleo producido con una reducción baja (índice de producción), lo que da como resultado un 100% de petróleo. Hasta ese momento, no ha habido irrupción de agua. En el tercer diagrama, el operador intentó aumentar la producción. El aumento en la reducción generó que se elevara un cono, y ahora se produce agua junto con el petróleo.

Figura 10.7.

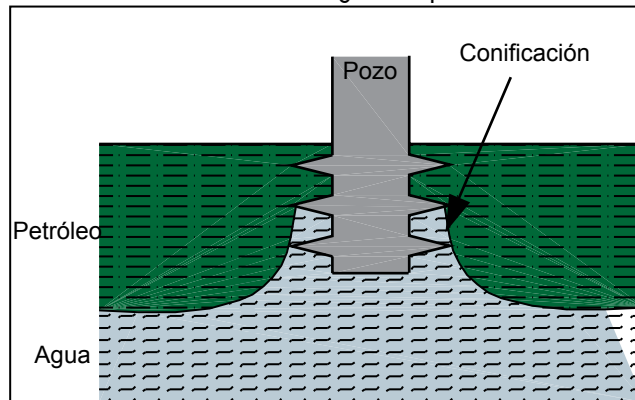
Condiciones estáticas en las que no hay producción.



Petróleo producido a una reducción baja (índices de producción bajos), lo que da como resultado un 100% de petróleo sin irrupción de agua.



Cuando se intenta conseguir índices de producción más altos, la reducción más elevada genera que el cono suba.



Habrà conificación en cualquier yacimiento de hidrocarburos si no existe una barrera entre el gas y el petróleo deseados y el agua no deseada. El resultado es una disminución en la producción de petróleo y un incremento en la producción de agua o gas. La disminución de petróleo ocurre porque el agua o el gas presentes en el cono ocupan parte del espacio de los poros que, en algún momento, ocupaba el petróleo. La cantidad de conificación se relaciona con la cantidad de permeabilidad vertical, la movilidad de los fluidos producidos y la diferencia de presiones. La diferencia de densidad entre el petróleo y el gas también afecta la conificación. En general, el contacto petróleo-gas es más estrecho y está mejor definido que el contacto petróleo-agua.

Si se conocen bien las propiedades de la roca y del fluido, es posible calcular con precisión el índice de reducción sobre el cual se desarrollará un cono de agua. Suele intentarse reducir o eliminar la conificación de agua realizando cementación a presión y volviendo a disparar. Estas operaciones

conlleven el mismo riesgo de que se genere un incidente de control de pozos que la operación de disparo original.

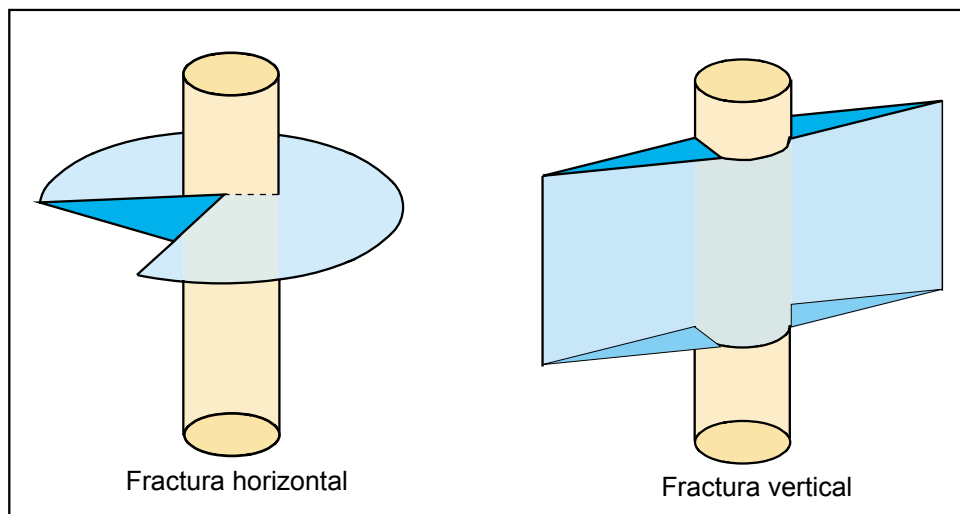
CEMENTACIÓN A PRESIÓN

La cementación correctiva o secundaria se efectúa con el fin de excluir el agua o el gas de un pozo, mejorar la cementación principal, volver a terminar una nueva zona o reparar tuberías de revestimiento corroídas o dañadas.

La *cementación a presión* se logra desplazando cemento en el punto deseado frente a los disparos. El control se logra utilizando empacadores. A veces, se utiliza un empacador permanente ya colocado en la tubería de revestimiento como herramienta de inyección forzada. Luego, el cemento se hace circular hasta el punto de inyección forzada. La herramienta aísla la tubería de revestimiento y la protege contra la presión alta. Después se bombea cemento hacia la zona que se quiere sellar. Se aplica presión hidráulica para forzar o inyectar la lechada de cemento contra la formación. Esto puede realizarse ya sea en un agujero descubierto o a través de disparos en la tubería de revestimiento o la tubería de revestimiento corta. El excedente de cemento puede extraerse del pozo mediante circulación inversa o mediante una perforación en una fecha posterior.

En casi todos los casos, el cemento sube por el orificio que existe entre la formación y la tubería de revestimiento. Una vez que se cierra el canal anular, se puede inyectar la zona de producción. Cabe mencionar que no todo el cemento ingresa a los poros de la formación, sino que es el agua del cemento lo que ingresa al espacio de los poros. El agua es forzada por presión hacia la formación, lo que hace que el cemento permanezca en la superficie de la formación, aunque a menudo todo el cemento ingresa a la formación. Idealmente, el agua se separa de la lechada y el cemento se endurece en su lugar. Si se aplica suficiente presión para fracturar la formación, el cemento puede ingresar por las líneas de fractura provocadas en la formación.

Figura 10.8. La mayoría de los planos de las fracturas inducidas son verticales, pero es probable que las formaciones menos profundas presenten fracturas horizontales.



La mayoría de las cementaciones son satisfactorias cuando se deja cemento en la tubería de revestimiento frente a los disparos o la zona dañada y no cuando se extrae mediante una perforación tras la operación de inyección forzada. Por lo tanto, las operaciones de cementación de fondo han sido las más exitosas. Los resultados de las denominadas “inyecciones de bloqueo” para detener el agua no han sido buenos.

Esto sucede sobre todo en los pozos de gas, dado que las fracturas no suelen ser capas horizontales de cemento endurecido que se propagan en un círculo desde el pozo, sino que suelen ser verticales.

Los requisitos más importantes para una buena cementación de inyección forzada son disparos limpios, canales limpios y una lechada de cemento concebida para satisfacer las condiciones de fondo y el tipo de inyección forzada que se realizará. Un bloqueo mínimo y superficies limpias garantizan un enlace mejor y más integral. Una de las particularidades principales que debe tener en cuenta el encargado de la cementación al momento de realizar una inyección forzada es prevenir que el agua ingrese a la formación. En todo momento, debe saber la ubicación exacta del cemento y de los colchones de agua.

La *cementación a presión* se logra de distintas maneras, en función de las condiciones específicas del pozo y del problema que se intenta remediar. A continuación, se describen algunas técnicas habituales de inyección forzada.

En una *cementación forzada a través de la cabeza del revestimiento (bradenhead)*, se cierran las válvulas de la tubería de revestimiento y se aplica presión en la tubería de revestimiento y en la sarta de trabajo del pozo durante la operación. No se coloca ningún empacador en el pozo. La migración de gas puede representar un problema en este tipo de cementación forzada, por lo que se aplica presión para prevenir todo flujo posible. En una cementación forzada a través de la cabeza del revestimiento, la presión es relativamente baja porque se aplica en la tubería de producción y en la de revestimiento.

Cuando se coloca un empacador sobre los disparos y se bombea todo el fluido presente en la sarta de trabajo hacia la formación antes que el cemento, la técnica se denomina *inyección forzada de cemento (bullhead)*. A veces, la presión se aísla en la tubería de revestimiento sobre el empacador antes de comenzar la operación. Esto se realiza para reducir la presión diferencial en el empacador. Los incidentes de control de pozos son inusuales, ya que el problema suele ser una zona de pérdida de circulación.

Una *inyección intermitente (hesitation)* se refiere a una técnica de bombeo de cemento a través de los disparos de la tubería de revestimiento y hacia el área anular entre la tubería de revestimiento y la formación. Luego se detiene el bombeo. Tras unos pocos minutos, se reanuda el bombeo y se vuelve a detener. Este procedimiento se repite hasta que se alcance la presión deseada. Las técnicas de inyección intermitente se utilizan con frecuencia en cementaciones de alta presión y en inyecciones forzadas de baja presión en las que la presión aplicada puede ser muy baja, hasta de 200 psi. Estas operaciones se realizan para sellar los disparos sin provocar un fracturamiento en la formación.

Una *cementación circulada (circulation)* se utiliza cuando existe una comunicación entre disparos realizados en distintas zonas. Se coloca un retenedor entre los disparos. Una vez que se genera circulación entre los disparos, se bombea cemento a través del disparo inferior y por fuera de disparo superior. Cuando el cemento está en la ubicación deseada, la tubería de producción se mueve desde el retenedor hacia un punto ubicado por encima de los disparos superiores. Luego, el cemento que se encuentra en la sarta de trabajo se extrae a la superficie por circulación inversa. Una cementación circulada podría forzar fluidos de formación (sobre todo, gas) hacia el espacio anular de la tubería de revestimiento por encima del retenedor. En este caso, una inyección de cemento rutinaria podría convertirse fácilmente en un incidente grave de control de pozos.

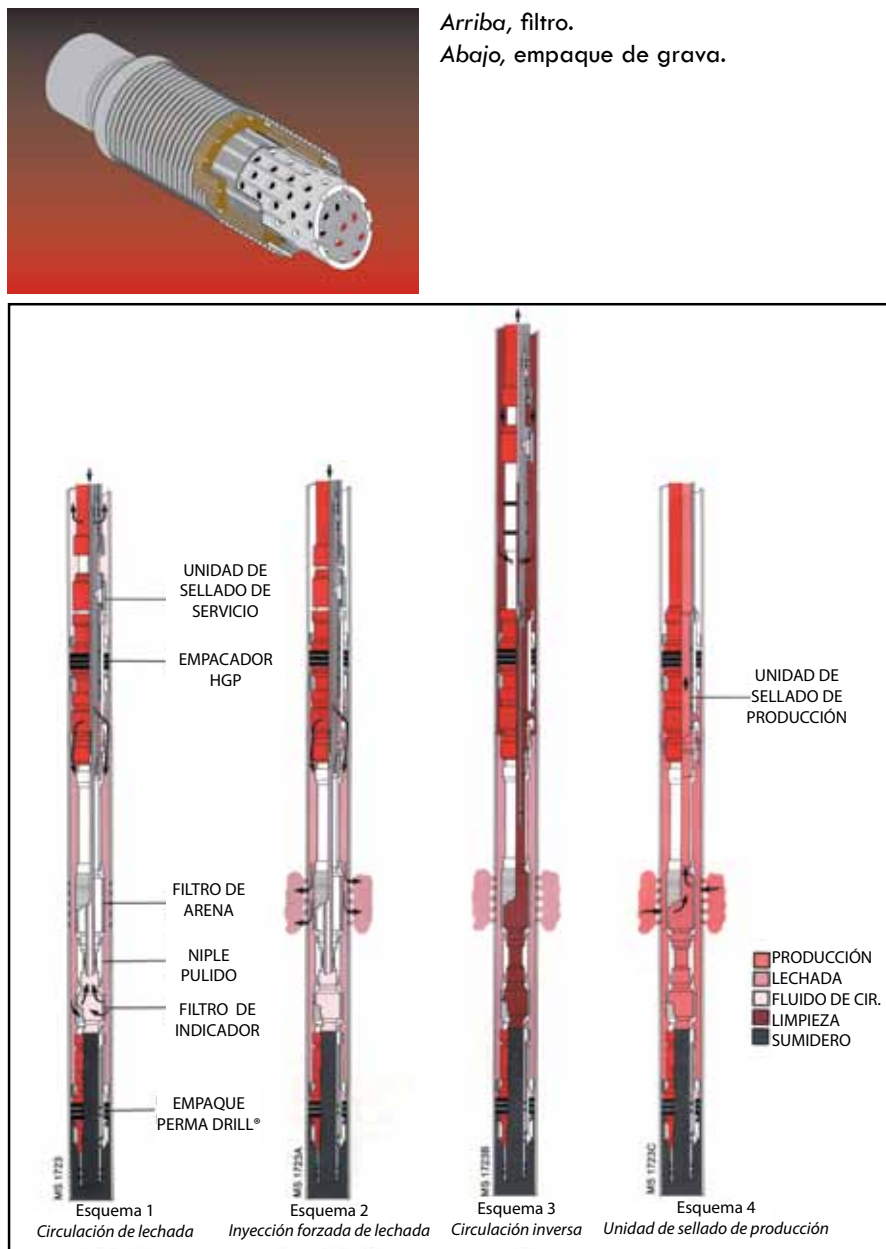
No suelen utilizarse las bombas del equipo de perforación en las inyecciones de cemento dadas las altas presiones requeridas. Las bombas de alta/baja presión de las unidades de cementación son ideales para realizar tareas de inyección de cemento. Las empresas de servicios de cementación no solo garantizan que todos los fluidos estén en excelentes condiciones antes de comenzar una inyección de cemento, sino que se aseguran de que sean compatibles tanto con el cemento como con los otros fluidos que se utilizarán. Cuando los fluidos no son compatibles, se bombea una solución tampón o un espaciador antes y después del cemento.

CONTROL DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA

La producción de arena junto con los fluidos del yacimiento constituye un problema importante en algunas áreas. La arena puede cortar o taponar el estrangulador y las líneas de flujo, generar fallas en el equipo, dificultar la limpieza del pozo y provocar el mal funcionamiento de los equipos de fondo. La descarga de arena también puede constituir un problema en algunas ubicaciones. Algunos métodos utilizados para controlar la producción de arena incluyen la introducción de filtros o tuberías de revestimiento cortas con ranuras, el empaque de grava (arena especialmente preparada) y la consolidación de la arena utilizando resina plástica.

En la mayoría de los casos, los filtros son el método más sencillo de instalar. Se cuelga una tubería de revestimiento corta con ranuras o un filtro con envoltura de alambre frente al intervalo que produce arena. Dado que la *malla del filtro* es demasiado pequeña, la arena no puede fluir hacia el pozo, mientras que los fluidos de formación sí.

Figura 10.9.



Ha ocurrido más de un incidente grave de control de pozos a causa del suaveo. En un caso reciente, se había completado una operación de empaque de grava, y todo parecía estar bien mientras la cuadrilla comenzaba el viaje de salida del pozo. Sin embargo, la combinación de una holgura anular muy estrecha y una excesiva velocidad de viaje terminó en un desastre. Un error llevó al otro y, al final, la unidad completa quedó inutilizable a causa de un incendio que llegó hasta la línea de agua.

RETERMINACIÓN EN UN YACIMIENTO DISTINTO

En general, los pozos que cuentan con muchas zonas de producción se terminan primero en el yacimiento inferior. Cuando la producción de la zona inferior se torna poco rentable, es posible volver a terminar el pozo en una nueva zona superior. Además, es probable que se requiera volver a terminarlo en un nuevo intervalo si fallan la tubería de revestimiento o los equipos de fondo o si existen problemas de cementación. Los planes de operaciones de recuperación secundaria (como la inundación con agua o vapor) a menudo también requieren que un pozo vuelva a terminarse.

Mover el intervalo de terminación desde una zona inferior hacia un yacimiento ubicado en un punto superior del pozo se denomina *taponamiento de fondo*. Se ahoga el pozo y se realiza una inyección forzada de cemento en la formación de producción inferior o más antigua. Algunas veces, la inyección forzada se lleva a cabo a través del antiguo empacador permanente. Los sellos de los empacadores se extraen, reparan o reemplazan, y se vuelven a colocar en el empacador. Se bombea cemento por la tubería de producción a través del empacador y hacia los disparos. Luego, se deja el empacador en el pozo y se instala un tapón de cemento sobre el empacador. Los reglamentos federales y/o estatales exigen que se pruebe el cemento mediante la aplicación de peso o presión sobre el tapón. Tras aislar la sección inferior, el nuevo yacimiento superior se dispara y se pone en producción.

REPARACIONES EN AGUJEROS DESCUBIERTOS

Hay ocasiones en que las operaciones de reparación comprenden tareas realizadas en agujeros descubiertos. En estas situaciones, entran en juego todas las precauciones y técnicas relativas al control de pozos que analizamos en capítulos anteriores. Dado que los equipos de reparación suelen ser más pequeños que los de perforación y pueden contar con equipos de control del pozo menos sofisticados, las cuadrillas deben prestar especial atención a las condiciones cambiantes de los agujeros. A menudo, los operadores alquilan equipos adicionales para realizar el trabajo, aunque ese no siempre es el caso.

A veces, los operadores eligen profundizar los pozos existentes, en vez de gastar para perforar nuevos pozos, y suelen alquilar un equipo de reparación para tal fin. Si el pozo ha estado en producción antes del inicio del proyecto, sería necesario realizar una inyección forzada de cemento en los disparos. Luego, se perfora el cemento, del que se adquiere un registro y se realiza una prueba. Una vez que se disparó el pozo a una nueva profundidad, es posible bajar y cementar una tubería de revestimiento corta. Entonces se dispara la tubería de revestimiento corta y el pozo produce desde la nueva zona. Al diseñar el programa de profundización de pozos, deberían tenerse en cuenta los datos del pozo original, incluidas las consideraciones pertinentes en materia de control de pozos.

En determinados momentos, resulta necesario realizar una derivación del fondo de un pozo o abandonarlo. El término con el que se describe esa operación es desviación de la trayectoria del pozo. Existen diferentes razones por las cuales se desvía la trayectoria de un pozo. Puede que la tubería de revestimiento esté averiada o se haya colapsado, o que haya detritos perdidos en el pozo, o bien que la zona de producción esté dañada por alguna razón.

Por encima del punto de desvío (KOP, por sus siglas en inglés) programado, se coloca un tapón de cemento al que se le dispone una barrena. En la tubería de revestimiento, se recorta una ventana a través de la cual se perfora un agujero direccional. El personal de servicio que realiza la perforación direccional utiliza motores de fondo o guíabarras para dirigir la barrena de acuerdo con el programa. Según la clase de terminación que se deba realizar, es posible adquirir un registro de la nueva sección del agujero descubierto, bajar una tubería de revestimiento corta, disparar el nuevo intervalo y reanudar la producción.

Cuando se realizan desvíos de trayectoria, profundizaciones de pozos, o bien cuando se expone la formación por cualquier otro motivo, los supervisores y la cuadrilla deben reconsiderar cómo controlar el pozo una vez que la barrena ingresa en el agujero abierto.

Todo pozo tiene una vida útil: llega un momento en el que el pozo deja de producir o no resulta rentable intentar que continúe produciendo. El sentido común y las agencias regulatorias exigen que el taponamiento y abandono (P&A) de pozos se lleve a cabo en forma adecuada.

Si se dejara un pozo en el estado en que estaba, aun si su válvula maestra estuviera cerrada, la tubería de revestimiento se deterioraría con el tiempo y podría generarse una migración de líquido de una zona a la otra. Toda formación expuesta a alta presión que contenga agua salada contaminará tarde o temprano las áreas que contengan agua dulce. Existe la posibilidad de que, en el futuro, se produzcan reventones si el gas quedara de alguna manera atrapado en el pozo. Áreas marinas podrían convertirse en riesgos permanentes para la navegación.

Después de que todos los disparos hayan sido cementados por inyección a presión, se colocan tapones de cemento en la tubería de revestimiento mientras la tubería de producción o la sarta de trabajo se sacan del pozo. Se suele cortar y recuperar la tubería de revestimiento superior, que está despegada, y luego se colocan tapones de cemento en la parte superior del pozo. Luego, se retira el cabezal del pozo, como lo exigen los reglamentos.

SEGUNDA SECCIÓN - MÉTODOS DE CONTROL DE POZOS

En cualquier tipo de operación de terminación o reacondicionamiento, siempre es deseable mantener el agujero lleno de fluido pesado (de ahogo); i.e., mantener el pozo en una condición de desequilibrio. Sin embargo, debido a que muchas zonas productoras tienen alta permeabilidad, un fluido pesado (de ahogo) sufrirá pérdidas en la formación. En algunos casos pequeñas pérdidas de unos pocos barriles por hora pueden ser aceptables, llenando el pozo con frecuencia. Las pérdidas grandes pueden ser imposibles de mantener. En algunas situaciones, las pérdidas de fluido pueden ser controladas mediante la detección de una píldora de material de circulación perdida (LCM) a través de la zona de producción abierta.

Las pérdidas de líquidos deben ser monitoreadas y registradas en función del tiempo para determinar si la frecuencia de los rellenos es satisfactoria o si la píldora LCM es efectiva. Las pérdidas son típicamente monitoreadas por el uso de un tanque de maniobra; el líquido agregado para mantener el nivel de líquido en la condición de sobrebalance se registra cuidadosamente.

Cuando se inicia un reacondicionamiento, la producción del pozo debe ser detenida y el pozo matado, a menos que se requiera una intervención “viva”. El método más común para matar el pozo es bombear fluido en la tubería. Para iniciar la actividad de estabilización, la producción debe ser parada y una línea de bombeo montada. Para cerrar la producción, la válvula de ala de la línea de producción se cierra primero. Si hay un SCSSSV en la cadena de tubería, se debe bloquear en la posición abierta (para asegurar que se pueda bombear fluido). Luego, se cierra la válvula maestra.

Para un árbol con una cruz; i.e., dos alas en la superficie, la que no tiene estrangulación es la línea de ahogo, donde una bomba puede ser conectada. Si sólo hay una ala, la presión dentro del árbol debe sangrarse a cero, y la válvula de estrangulación y ala removida y reemplazada por una válvula de “torque bajo” y una línea de la bomba conectada. El pozo puede entonces ser ahogado con bombeo forzado y el árbol extraído.

Cuando esta involucrado en un proyecto de reacondicionamiento o terminación convencional con una cuerda de trabajo o cadena de tubos en el agujero, pueden haber surgencias igual que en un proyecto de perforación. Las acciones correctas son similares, pero cuando el cierre requiere acción con una cadena de tubería, herramientas de reacondicionamiento o ensamblaje de terminación a través del BOP, la acción correcta requiere planificación previa y conocimiento de lo que realmente se puede hacer con el equipo disponible. Por ejemplo, si una larga cadena de herramientas de terminación está a través del BOP, puede ser imposible agregar rápidamente juntas de tubería para llegar debajo del BOP, o para tirar rápidamente de las herramientas por encima del BOP, o para tratar de cerrar y sellar con el anular. Si se intenta lo último, conocimiento avanzado de si se puede obtener un sello alrededor de formas irregulares de herramientas con líneas de control, etc. se debe saber. En la mayoría de las plataformas, los pistones de cizalladura ciega estarán en la pila. Una opción podría incluir el cizallamiento de las herramientas (si se ha probado previamente o se sabe que se puede esquilmar).

Cuando se conoce la densidad del fluido en la sarta de tubería, SITP es generalmente aceptado como la clave para determinar la presión de fondo del pozo (BHP) y peso del lodo de ahogo (KMW). Sin embargo, en un pozo productivo más mayor, SITP puede no ser un medio aceptable para determinar el KMW. Esto se debe a que uno no puede estar seguro de cuál es la densidad de fluidos en el pozo, lo que conduce a una evaluación inexacta de la presión hidrostática en el pozo.

Un manómetro en el fondo de la sarta de tubería puede proporcionar una medida más exacta de BHP y por lo tanto de KMW. Este manómetro también se puede ejecutar en un cable metálico, utilizando un conjunto lubricador para entrar en el pozo a través de árbol de Navidad. Varios tipos de dispositivos de detección de presión están disponibles en las compañías de servicio. Los tipos más comunes son los calibradores de cuarzo.

Idealmente, el método de control de pozos que implementa el perforador (descrito en el capítulo 6) es apto para controlar los golpes de presión que se producen durante las operaciones de remediación. El fluido presente al momento de disparar un pozo suele tener una densidad suficiente como para frenar los fluidos de la formación. Cuando se utiliza la primera circulación del método del perforador, es posible hacer que un influjo no deseado circule sin peligro hacia la superficie utilizando el fluido original que se encuentra en el pozo, lo que permite lograr que el pozo vuelva a estar bajo control. Dado que la mayoría de las operaciones de remediación se llevan a cabo en las tuberías de revestimiento, la fractura de la formación no siempre es motivo de preocupación, pero los problemas asociados a la pérdida de circulación son comunes. En los pozos terminados, suelen utilizarse otros dos métodos de control de pozos. Más abajo, se describen dichos métodos en detalle.

CIRCULACIÓN INVERSA

La circulación inversa, es decir, el bombear hacia abajo por el espacio anular y tomar los retornos en forma ascendente por la sarta de trabajo, constituye un procedimiento común en las operaciones de reparación. Ya que a menudo la tubería de producción puede llenarse con gas, el colector múltiple de estrangulamiento se alinea para conducir a los retornos de la tubería de producción a través de un estrangulador ajustable. Cuando las perforaciones se realizan en agujeros descubiertos que están expuestos, no suele implementarse la circulación inversa como método de control de pozos.

En cuanto al control de pozos, los principios básicos de la circulación inversa son esencialmente los mismos que los que se aplican a cualquier método para mantener constante la presión de fondo de pozo. Este procedimiento difiere en que no se establece velocidad de circulación o presión alguna de antemano. Es necesario acelerar la velocidad de bombeo y estabilizar la presión de fondo de pozo, y luego establecer la presión de circulación.

También difiere en cuanto a que, en lugar de utilizar presión de tubería para controlar la presión de fondo de pozo, se utiliza el medidor de la tubería de revestimiento. Mediante el estrangulador, se ejerce contrapresión (en la tubería de producción). Cabe destacar que el gas alcanzará la superficie mucho más rápido de lo que lo haría con el método convencional.

Con frecuencia, al abrir un puerto de circulación en la tubería de producción, los fluidos que se encuentran en el espacio anular se desplazan de acuerdo al efecto de tubo en U. Esto puede requerir el aceleramiento de la velocidad de bombeo para alcanzar el nivel de fluido descendente en el espacio anular. Es posible minimizar el problema manteniendo cerrado el estrangulador hasta que arranque el procedimiento de bombeo.

Cuando se pone la bomba en línea, la presión de la tubería de producción debe mantenerse constante. Esta tarea puede resultar difícil cuando la sarta de tubería de producción está llena de gas. Una vez que la bomba está funcionando a la velocidad deseada (también tomando en cuenta el desfase en todo el sistema), la presión en la tubería de revestimiento se mantiene constante hasta que la tubería de producción se haya desplazado.

PROCEDIMIENTO PARA LA CIRCULACIÓN INVERSA

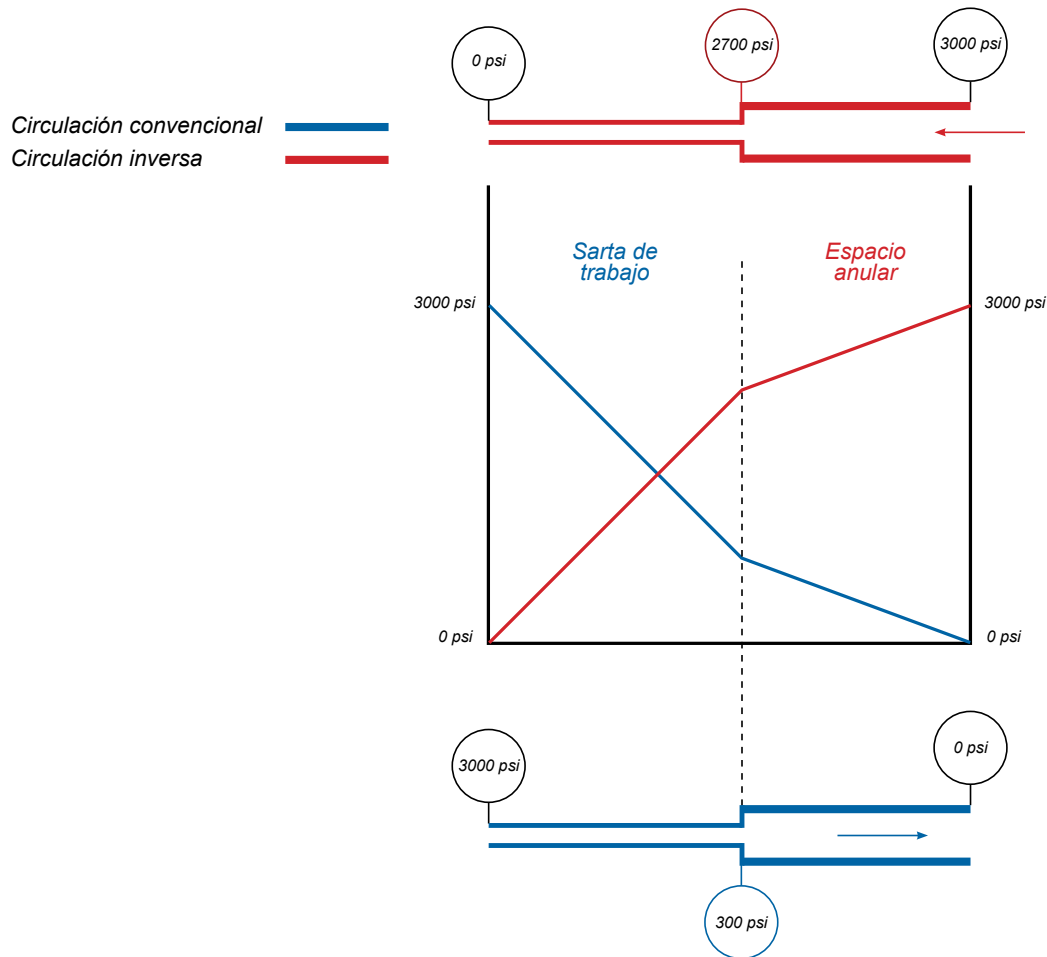
1. Asegurarse de que la tubería de subida y el colector múltiple estén debidamente alineados.
2. Desacelerar la bomba hasta la velocidad de ahogo mientras se mantiene una contrapresión constante en la tubería de producción (presión de cierre de la tubería de producción, SITP).
3. Cuando la bomba alcanza la velocidad deseada, la presión de circulación en la tubería de revestimiento se mantiene constante hasta que se desplace la tubería de producción.

Si el fluido del espacio anular no tiene la densidad suficiente, y si lo que se busca es ahogar el pozo en una circulación, será necesario llenar de líquido la tubería de producción antes de que se puedan utilizar métodos estándar para ejercer una presión de fondo de pozo constante.

El procedimiento sería el siguiente:

1. Mantener una presión de circulación (de la tubería de revestimiento) constante hasta que la tubería de producción se desplace con el líquido.
2. Mantener la presión de tubería constante hasta que el espacio anular se llene de fluido pesado (de ahogo).
3. Mantener una presión constante en la tubería de revestimiento hasta hacer que el fluido pesado circule por todo el sistema.
4. Cerrar el pozo y verificar si hay restauración de presión. Si no se detectan presiones, se puede abrir el pozo y revisar si tiene flujo.

Figura 10.10. Descenso de presión (fricción) impuesta sobre el espacio anular.



Algunas ventajas de la circulación inversa son las siguientes:

- Ofrece la ruta más corta y rápida para hacer circular el líquido desde el fondo de una tubería de producción hasta la superficie.
- Permite abordar el problema dentro de la tubería de mayor resistencia desde el comienzo.
- Muchas veces, el fluido anular (fluido de empacador) tiene la densidad suficiente para controlar la formación, lo que reduce al mínimo de que los fluidos se mezclen en el equipo de perforación.
- La elevada velocidad a la que asciende el líquido por la tubería de producción mejora la capacidad de trasladar salmuera que tiene una resistencia de gel insuficiente.

Algunas desventajas de la circulación inversa son las siguientes:

- Los porcentajes más elevados de pérdida de presión se encuentran dentro del diámetro más pequeño. Por lo general, estos porcentajes se encuentran en la tubería de producción.
- Cuando se ejecuta circulación inversa, la mayor parte de la presión de bombeo (fricción) se ejerce en el espacio anular y en el fondo del pozo.
- Herramientas en una tubería de trabajo o sarta de producción pueden ser perjudiciales para la circulación inversa si tienen secciones con diámetros mucho más pequeños que la

sarta de producción. Esto podría causar un aumento excesivo de la presión en el fondo del pozo (BHP).

- En agujeros descubiertos, las formaciones débiles quizás no soporten la presión adicional. Durante las operaciones de remediación, las tuberías de revestimiento débiles o en mal estado pueden fallar, o, si se intenta alcanzar velocidades elevadas (que generan presiones elevadas), las tuberías de producción llenas de gas y/o débiles pueden colapsarse a causa de las diferencias de presiones.
- No suele recomendarse la implementación de circulación inversa cuando existe peligro de taponamiento de los puertos de circulación, los disparos o la boquilla de la barrena con los escombros del pozo. Otra de las preocupaciones relativas a los pozos abiertos es la posibilidad de que haya pérdida de circulación o tubería atascada.
- Puede ser difícil establecer y mantener velocidades y presiones de circulación debido a la naturaleza compresiva del gas que se encuentra en la tubería de producción. El operador del estrangulador debería esperar que los ajustes ligeros en el estrangulador se traduzcan en grandes cambios en la presión de circulación.
- Calcular la presión de circulación correcta puede resultar difícil en presencia de fluidos de diferentes densidades en el sistema de circulación.
- Si hay gas en el espacio anular, puede migrar hacia arriba, a una velocidad mayor que la de bombeo. Si bien la adición de viscosificadores puede atenuar el problema, es probable que las presiones de fricción se eleven debido al aumento de la viscosidad del fluido.

BOMBEO FORZADO

Se le da el nombre de bombeo forzado a la técnica de bombear líquido a un pozo cerrado para forzar a los fluidos de formación de vuelta a una zona permeable. Obviamente, no se trata de un método para mantener constante la presión de fondo de pozo. El bombeo forzado suele utilizarse en pozos terminados en los que la profundidad de los disparos, la geometría del pozo y las características de formación se conocen bien. En determinadas zonas, el bombeo forzado es una técnica de uso común para ahogar un pozo de producción antes de comenzar con las operaciones de reparación. Esta técnica raramente se utiliza en las operaciones de perforación porque, si se aplican presiones elevadas en el agujero descubierto, la formación puede fracturarse en el asiento de la zapata o en otros puntos débiles del pozo. Sin embargo, a veces se utiliza en situaciones de emergencia. Por ejemplo, puede considerarse inseguro el traslado del fluido de formación hacia la superficie.

Los golpes de presión generados por el H₂S, o los extremadamente grandes derivados del gas, son algunos de los casos en los que podría implementarse el bombeo forzado como parte de las operaciones en agujeros descubiertos. Por lo general, en tales situaciones de emergencia, se bombea fluido hacia el espacio anular y, a la vez, hacia la sarta de trabajo.

Otra técnica de bombeo forzado, también utilizada sobre todo junto con las operaciones de perforación, consiste en bombear hacia el espacio anular sin permitir que pasen fluidos de retorno a través de la columna de perforación. En esos casos, la decisión de realizar un bombeo forzado en el pozo debería tomarse tan pronto como sea posible después de que el pozo se haya cerrado. Si se produjeran demoras antes de tomar la decisión, podría generarse la migración de un influjo de gas, lo que reduciría las posibilidades de forzar un golpe de presión en el yacimiento.

El siguiente análisis aborda la planificación de una operación habitual de bombeo forzado para

ahogar un pozo ya terminado. Si bien no es posible efectuar una operación predecible de ahogo mediante bombeo forzado en la misma forma en que se efectúa cuando se implementa un método para mantener constante la presión de fondo de pozo, es posible adoptar un enfoque estructurado a la hora de planificar la operación. Es posible separar tres elementos distintos del procedimiento de bombeo forzado para su consideración:

- Presión
- Volumen
- Velocidad de bombeo

Pueden estimarse las siguientes limitaciones de presión con mucha precisión.

- Máxima presión de bombeo permitida
- Presión nominal del equipo de cabezal de pozo
- Presión nominal de fluencia interna (rotura por estallido) de la tubería de producción
- Presión nominal de fluencia interna (rotura por estallido) de la tubería de revestimiento
- Integridad de la formación (presión de fractura)

Durante las operaciones de bombeo forzado, deberían vigilarse todos los límites de presión mencionados más arriba. Puede utilizarse una hoja de trabajo (mostrada en la página 10-20) como guía para vigilar la operación de bombeo forzado. En la hoja de trabajo, se plasma un esquema de volumen de bombeo con relación al nivel de presión a partir de datos conocidos y estimados, y se registran las presiones reales durante la operación.

Suele considerarse buena práctica aplicar algo de presión en el espacio anular antes de comenzar con la operación de ahogo mediante el bombeo forzado. La presión anular atrapada logra tres objetivos: 1) constituye una forma de probar el empacador, 2) la presión atrapada ayudará a sostener la tubería de producción durante el trabajo y 3) pueden vigilarse los cambios en la presión anular si ocurren fugas durante la operación.

También es posible obtener estimaciones precisas del volumen de fluido que debe bombearse.

- Volumen de la línea de superficie
- Volumen interno de la tubería de producción
- Volumen de la tubería de revestimiento, desde el final de la tubería de producción (EOT, por sus siglas en inglés) hasta los disparos

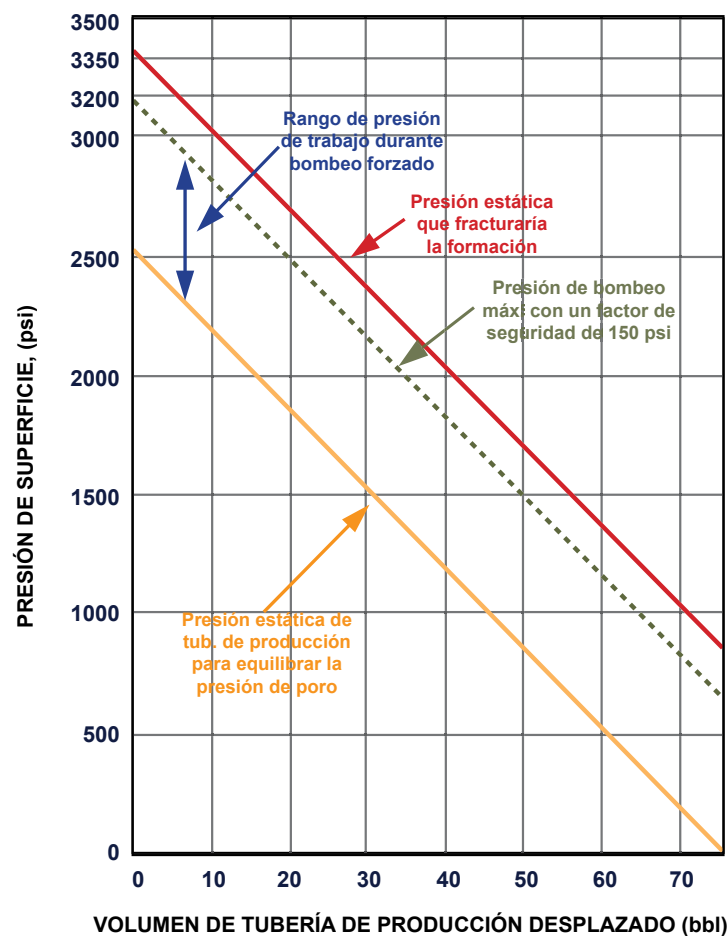
Todas las consideraciones volumétricas — salvo los sobredesplazamientos — constituyen cantidades conocidas que pueden calcularse o encontrarse en tablas de datos. El sobredesplazamiento es estrictamente una cuestión sujeta a la experiencia de campo. Los pozos de gas del Medio Oriente que presentan altas presiones / elevados volúmenes pueden requerir más de 100 barriles. En el Golfo de México, los sobredesplazamientos suelen ser de 3 a 5 barriles. La cantidad de sobredesplazamiento debería limitarse a la cantidad necesaria para evitar que los fluidos de formación reingresen al pozo. El volumen excesivo puede dañar a los yacimientos, al medio ambiente y dificultar la tarea de restablecer la producción de un pozo.

También se evalúa la velocidad de bombeo que debe utilizarse durante la operación. Las principales consideraciones a la hora de elegir las velocidades de bombeo son las siguientes:

- Los límites de presión generados por la fricción
- Superación de la migración de gas

El gas de la tubería de producción migrará en contra del fluido bombeado, a menos que la velocidad de bombeo sea lo suficientemente elevada para forzar el fluido dentro del flujo turbulento. La configuración del flujo del fluido depende principalmente de las propiedades del flujo (viscosidad y densidad), la velocidad de bombeo y del diámetro interno de la tubería de producción. Es posible calcular valores hidráulicos para determinar la velocidad de bombeo que resultará en flujo turbulento. Algunos operadores utilizan una regla general que recomienda bombear un barril cada minuto por cada pulgada de diámetro interno de la tubería de producción. A veces, se agregan viscosificadores especiales al fluido para disminuir las probabilidades de que el gas migre; sin embargo, es probable que estos cambios en las propiedades del fluido den como resultado presiones de tubería más elevadas durante el trabajo.

Figura 10.11.



Cuando se enciende la bomba y ésta alcanza la velocidad programada, la presión de la tubería aumentará porque los fluidos están comprimiéndose. La presión puede aumentar en varios cientos de psi por encima de la presión estática de tubería. Durante el procedimiento de encendido, es necesario vigilar cuidadosamente las máximas presiones permitidas. A medida que la operación continúa, la creciente presión hidrostática del fluido bombeado disminuirá la presión de tubería, la cual, a su vez, aumentará la velocidad de bombeo. Por lo general, si se considera que el trabajo está avanzando correctamente, puede tolerarse este aumento en la velocidad de bombeo si se mantiene

dentro de ciertos límites hasta que el fluido pesado llega al final de la tubería de producción (EOT). Se considera una buena práctica llevar un registro de los valores reales de presión en los intervalos de volumen apropiados hasta que el fluido pesado haya llenado la tubería de producción. El líquido pesado no ingresará a la formación a la misma velocidad de inyección a la que ingresan los fluidos de pozo porque, en la mayoría de los casos, no se trata del mismo tipo de fluido. Si se ha permitido el aumento de la velocidad de bombeo, muchos operadores la disminuyen para alcanzar la velocidad programada hasta que el fluido pesado y los sobredesplazamientos hayan sido bombeados. En este momento se detiene la bomba y se observa el pozo para determinar si hay acumulación de presión. Al reducir la velocidad de bombeo mientras que se bombea de fluido pesado (de ahogo) el pozo, el operador puede controlar la presión de la superficie de manera que caiga entre la línea amarilla y la línea verde discontinua en la Figura 10.11. Trabajar en este rango garantiza que BHP es suficiente para mantener un desequilibrio aceptable sin fracturar la formación. Cuando el KMW ha alcanzado el fondo y comienza a pasar a la formación, habrá un aumento en la presión de bombeo a la velocidad final de la bomba. El aumento de la presión será inversamente proporcional a la inyectividad de la formación. Para una formación altamente permeable, el inyectabilidad será muy alto y el aumento en la presión de bombeo apenas será notable. Para una formación con pobre inyectividad, el aumento de la presión de bombeo a la velocidad final de la bomba será significativo. Para evitar la fractura, la velocidad de bombeo puede tener que ser reducida aún más a pesar de que la presión hidrostática en el pozo no cambia con el bombeo continuo.

RESUMEN DEL MÉTODO DE BOMBEO FORZADO

1. Determinar la presión estática de tubería (en caso de bombeo forzado en la tubería de revestimiento, determinar la presión de la tubería de revestimiento).
2. Preparar una hoja de trabajo de bombeo forzado y un cuadro de presión.
3. Aplicar y atrapar la presión en el espacio anular.
4. Comenzar a bombear aumentando gradualmente la velocidad de bombeo hasta alcanzar el nivel planificado.
5. Vigilar todas las máximas presiones permitidas.
6. Registrar los cambios en la velocidad de bombeo así como los cambios de presión en puntos predeterminados de verificación de volumen.
7. Si se ha permitido el aumento de la velocidad de bombeo, disminuirla hasta alcanzar la velocidad programada mientras fluido de bombeo forzado (pesado/de ahogo) se aproxime al EOT.
8. Cuando se ha bombeado el volumen programado (incluido el sobredesplazamiento), detener el bombeo.
9. Purgar las presiones de superficie hasta que sean nulas, cerrar el pozo y verificar si hay restauración de presión.

HOJA DE TRABAJO DE WCS DE BOMBEO FORZADO

La hoja de trabajo sobre bombeo forzado es una ayuda laboral concebida para asistir al personal de campo en la ejecución de su plan de trabajo y llevar a cabo el ahogo de la tubería de producción de un pozo terminado. Aunque las presiones no pueden predecirse con exactitud cuándo se realiza el bombeo forzado, es posible adoptar un enfoque estructurado organizando los datos conocidos

Figura 10.12. Hoja de trabajo de WCS de bombeo forzado.

La sección preregistrada en el área superior izquierda de la hoja de trabajo brinda datos esenciales del pozo que están organizados para facilitar su rápida consulta mientras se completa la hoja.

Figura 10.13. Datos del pozo registrados previamente.

● ● ● ● ● ● ●

Los cálculos de volumen de bombeo aparecen debajo de los datos preregistrados que figuran en la hoja de trabajo, incluidos los valores de los sobredesplazamientos (desde A hasta F). Es posible calcular volúmenes en términos de barriles, carreras de bombas o galones, según el equipo de perforación o la unidad. Se supone que la operación será vigilada en diez pasos desde la superficie hasta el fondo de la tubería de producción (EOT); por lo tanto, los cálculos E y F determinan el volumen por cada paso que debe ingresarse en el gráfico de presión.

Figura 10.14. Volumen y carrera.

A. Volumen/Carreras (de la superficie hasta el final de tub. de prod., F.D.T.)

MD	FT	*	BBLS/FT	=	BBLS	÷	BBLS/STK	=	STKS
Longitud de tub. de prod. de superficie a F.D.T.			Capacidad por pie de tub. de prod.		Volumen de tub. de prod. de superficie a F.D.T.		Caudal de la bomba		Carreras de la superficie a F.D.T.

B. Volumen/Carreras (del final de tub. de prod., F.D.T., hasta las perforaciones)

MD	FT	*	BBLS/FT	=	BBLS	÷	BBLS/STK	=	STKS
Longitud F.D.T. a perfs. superior/media/inferior			Capacidad por pie de tub. de revest.		Volumen de tub. de revest. F.D.T. a perforaciones		Caudal de la bomba		Carreras F.D.T. a las perforaciones

C. Volumen/Carreras de la superficie hasta las perforaciones (punto de ahogo)

BBLS	+	BBLS	=	BBLS	÷	BBLS/STK	=	Punto de ahogo STKS
Volumen de tub. de prod. de superficie a F.D.T.		Volumen de tub. de revest. de F.D.T. a las perforaciones		Volumen de la superficie a las perforaciones		Caudal de la bomba		Carreras de la superficie a las perforaciones

D. Volumen/Carreras totales para bombear (incluido el sobredesplazamiento)

BBLS	+	BBLS	=	BBLS	÷	BBLS/STK	=	Sobredesplazam. STKS
Volumen de la superficie a las perforaciones		Sobredesplazamiento (si existe)		Volumen total a bombear		Caudal de la bomba		Carreras totales a bombear

E. Volumen por "paso"

BBLS	÷	10	=	BBLS/PASO	*	42	=	GALS/PASO
Volumen de la superficie a las perforaciones		Cantidad de "pasos"		Volumen por "paso"				Volumen por "paso"

F. Carreras por "paso"

STKS	÷	10	=	STKS/PASO
Carreras de la superficie a las perforaciones		Cantidad de "pasos"		Carreras por "paso"

El cálculo G, en el área inferior izquierda de la hoja de trabajo, se utiliza para determinar la densidad del líquido de ahogo.

Figura 10.15. Fluido pesado (de ahogo).

G. Densidad del fluido de ahogo

PSI	÷	0,052	÷	FT	=	PPG
Presión de la formación				Profundidad a las perforaciones superior/media/inferior		Densidad del fluido de ahogo

La sección ubicada en la esquina superior derecha de la hoja de trabajo contiene cálculos sobre rotura por estallido y colapso relativos a los componentes tubulares ubicados en el pozo (cálculos 1 a 3). Si bien se asume que el factor de seguridad es del 70%, en realidad este factor variará en función de la resistencia estimada de la tubería de producción y de la tubería de revestimiento.

Figura 10.16. Presión de la tubería de producción.

1. Estallido interno de tub. de revestimiento

PSI	*		=	PSI
Estallido de tub. de revest.		Factor de seguridad (0,70 o menos)		Estallido de tub. de revest. ajustado

2. Colapso de tub. de producción

PSI	*		=	PSI
Colapso de tub. de prod.		Factor de seguridad (0,70 o menos)		Colapso de tub. de prod. ajustado

3. Estallido de tub. de prod. (si es menor que el n.º 6 o n.º 8, no superar esta presión)

PSI	*		=	PSI
Estallido de tub. de prod.		Factor de seguridad (0,70 o menos)		Estallido interno de la tub. de prod. ajustado

La sección media en el lado derecho de la hoja de trabajo (Figura 10.17) se utiliza para estimar la presión de bombeo descendente durante la operación de bombeo forzado (cálculos 4 a 9). Una vez que la operación se inicia y el fluido comienza a ingresar a la formación, las presiones de circulación reales deberían ser mucho menores que las proyectadas. Las presiones proyectadas que se obtuvieron a partir de esta sección se basan en la presión de formación asumida, la resistencia de formación estimada y los cambios en la presión hidrostática a medida que el fluido pesado llena la tubería de producción.

Figura 10.17. Presión de la formación

Consideraciones sobre la presión de la formación

Presión estimada de integridad de la formación (fractura)

PPG	*	0,052	*	TVD FT	=	PSI
Densidad estimada de integridad del fluido				Profundidad hasta las perf. superior/media/inferior		Presión estimada de integridad de la formación

Presión hidrostática promedio en la tub. de prod.

PSI	-	PSI	=	PSI
Presión de la formación		Presión inicial de cierre de tub. de prod.		Presión hidrostática promedio de tub. de prod.

Presión inicial máxima estimada en la tub. de prod. (estática)

PSI	-	PSI	=	PSI
Presión estimada de integridad de la formación		Presión hidrostática promedio en la tub. de prod.		Presión inicial máx. en la tub. de prod.

Presión hidrostática del fluido de ahogo

PPG	*	0,052	*	TVD FT	=	PSI
Densidad del fluido de ahogo				Profundidad a las perf. superior/media/inferior		Presión hidrostática del fluido de ahogo

Presión final máxima estimada en la tub. de prod. (estática)

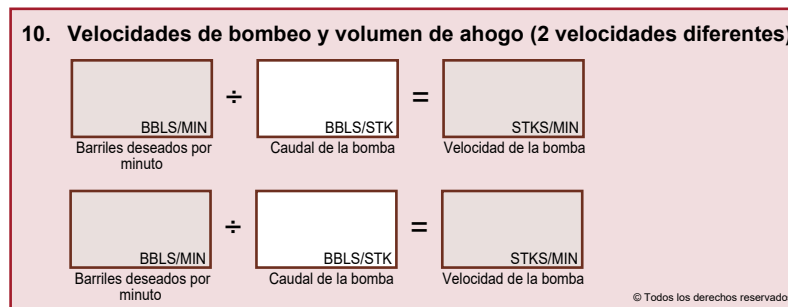
PSI	-	PSI	=	PSI
Presión estimada de integridad de la formación		Presión hidrostática del fluido de ahogo		Presión final máxima estimada en la tub. de prod.

Consideraciones sobre PSI por "paso"

PSI	-	PSI	÷	10	=	PSI/PASO
Presión inicial máx. en la tub. de prod. (menor que n.º 3 o n.º 6)		Presión final máx. en la tub. de prod. (menor que n.º 3 o n.º 8)		Cantidad de "pasos"		PSI por "paso"

El cálculo 10, al pie de la hoja de trabajo, permite convertir los barriles por minuto a carreras de bomba por minuto.

Figure 10.18. Velocidad de bombeo.



El gráfico de presión en el centro inferior de la hoja de cálculo contiene columnas para los volúmenes de bombeo por cada paso según lo determinado en la sección “Volumen y carrera” y está dispuesto frente a la sección “Presión de la formación”, que contiene los datos de cambio de presión por paso. También contiene columnas para documentar las presiones reales a lo largo de la operación.

Figura 10.19. Cuadro de presión.

Carreras	Volumen en BBL	Volumen en GAL	Presión est. máx. estimada	Presión real de tub. de prod.	Presión del tub. de revest.	Velocidad de la bomba	Notas
0	0	0	Inicial				
Punto de ahogo			Final				
Sobredesplazamiento			↓				

La hoja de trabajo está concebida para plegarse en dos tras haber transferido los datos calculados a la sección superior central. De esa manera, los supervisores tienen una guía rápida donde encuentran fácilmente los datos de toda la operación de bombeo forzado.

Figura 10.20.

INFORMACIÓN REGISTRADA DEL POZO		DENSIDAD DEL FLUIDO DE AHOGO	
Presión de la formación	PSI	PPG	
Presión de ahogo de tub. de prod.	PSI	CONSIDERACIONES SOBRE LA VELOCIDAD DE BOMBEO	
Presión de ahogo de tub. de revest.	PSI	Velocidad deseada BBLS/MIN	STKS/MIN
CONSIDERACIONES SOBRE LA PRESIÓN		Velocidad deseada BBLS/MIN	STKS/MIN
Presión nominal del árbol/BOP/cabezal de pozo	PSI	CONSIDERACIONES SOBRE EL VOLUMEN / LAS CARRERAS	
Presión máxima de bombeo	PSI	Superficie a F.D.T. BBLS	STKS
Presión est. inic. máx. en tub. de prod.	PSI	F.D.T a perforaciones BBLS	STKS
Presión est. fin. máx. en tub. de prod.	PSI	Superficie a perforaciones BBLS	STKS
		Total a bombear BBLS	STKS

TÉCNICA VOLUMÉTRICA (MÉTODO ESCALÓN)

El uso de este método en reacondicionamientos es limitado porque el pozo ya está lleno de hidrocarburos. Por consiguiente no hay barro para trabajar una burbuja de gas a la superficie.

MÉTODO DE TÉCNICA VOLUMÉTRICA (LUBRICANTE Y SANGRADO)

Este método también tiene aplicación limitada en reacondicionamientos, pero ha demostrado ser una herramienta útil para matar un pozo de gas seco cuando no hay una bomba grande disponible para la colocación o circulación del gas del pozo. Se utiliza rutinariamente en algunas áreas donde el reacondicionamiento del pozo de gas se debe conducir por la operación del cable. Una bomba pequeña se puede utilizar para lubricar el fluido de ahogo en el pozo y sangrar el gas a través de un estrangulador. Esta operación se realiza en pasos, a través de un árbol con válvulas de ala que permite el bombeo en un lado y sangrar el gas a través de una válvula de ala y estrangulador en el otro lado. El procedimiento es esencialmente el de una operación de perforación, pero en la perforación se utiliza para lubricar una burbuja de gas conocida de haber migrado a través del lodo y para reducir la presión superficial. En una aplicación de reacondicionamiento, se utiliza para matar el pozo de gas.

TERCERA SECCIÓN - FLUIDOS DE REMEDIACIÓN

El término “fluidos de remediación” se refiere a todo tipo de fluido de trabajo utilizado en un pozo una vez finalizada la perforación. Si bien tanto el gas como los líquidos son fluidos, y algunos trabajos de remediación suponen el uso de gas, los términos “fluido” y “líquido” se utilizan de manera indistinta para los efectos de este análisis. El fluido de perforación (lodo) es una parte integral de las operaciones de perforación del mismo modo en que lo son los fluidos utilizados para las operaciones de remediación.

Los fluidos de remediación pueden separarse en dos grupos principales: fluidos de terminación y fluidos de empacador. Muchas veces, el fluido que se usa en un pozo terminado cumple ambas funciones. La principal diferencia es nominal y se refiere al uso específico en un pozo dado. Los fluidos de terminación se utilizan en contraposición a las formaciones de producción para evitar daños al yacimiento. Los fluidos de empacador se dejan en un pozo entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento, por encima del empacador de producción. Ambos comparten las características comunes deseables que figuran más abajo.

- *Densidad estable.* El fluido debería tener la suficiente densidad para controlar las presiones de pozo sin ser demasiado grandes. Generalmente, la densidad se mantiene cerca al equilibrio de formación para reducir las pérdidas o los daños a la formación de producción.
- *Libre de sólidos.* Los sólidos pueden taponar los disparos y reducir la producción o, en caso contrario, dañar la zona de producción. Esto sucede especialmente después de una fractura o de una operación de empaque de grava. La arena puede ser muy abrasiva y dañina tanto para los equipos de superficie como para los equipos de fondo.
- *No corrosivos.* Los fluidos corrosivos dañarán la tubería de producción, la tubería de revestimiento y todos los componentes metálicos de un pozo.
- *Térmicamente estables.* Los fluidos de remediación suelen quedar en los pozos durante períodos prolongados. Durante esos períodos, es posible que se realicen trabajos en los cables eléctricos o quizás se necesite hacer circular el fluido. Los fluidos de remediación de buena calidad no suelen producir grandes viscosidades ni resistencias de gel, aunque permanezcan estáticos durante períodos prolongados a temperaturas de pozo relativamente elevadas.
- *Aceptables para el medio ambiente.* Si se produjeran derrames, algunos fluidos de remediación podrían ser nocivos para el medio ambiente. A la hora de seleccionar el mejor fluido para un pozo, deben considerarse medidas de control de derrames o desechos.
- *Rentabilidad.* Si bien el costo inicial del fluido de remediación en algunos pozos puede parecer excesivo, como en todos los pozos, los elevados costos iniciales pueden compensarse con las ganancias a largo plazo. Cada pozo es diferente, y el fluido más rentable es aquel cuyo costo no supera el presupuesto necesario para hacer el trabajo.

Otras características de los fluidos — transporte de recortes, suspensión de sólidos, entre otros — son mucho menos importantes para las operaciones de remediación de lo que lo son para las operaciones de perforación porque la mayoría de los pozos terminados están entubados.

Al igual que con los fluidos de perforación, puede encontrarse petróleo, agua o, incluso, gas en la fase líquida de los fluidos de remediación. En la actualidad, los fluidos más comunes utilizados en operaciones de reparación o de terminación son una solución compuesta por agua y una o más sales. La concentración y el tipo de sales que se utilizan pueden variar de manera significativa. Esas soluciones, independientemente de su constitución, se denominan fluidos de salmuera o, tan solo, “salmueras”. Las salmueras tienen generalmente una capacidad de carga de sólidos muy baja a menos que se hayan añadido polímeros (viscosificantes) para aumentar su viscosidad. Además, la velocidad de migración de gas es mucho más alta en salmueras claras que no tienen viscosificantes.

El gas puede utilizarse en yacimientos con bajos niveles de presión de la formación. Si se utiliza gas, el pozo se controla solo a través de contrapresión de superficie. Si bien el gas natural es económico y está fácilmente disponible en algunas áreas, cabe mencionar que es muy inflamable. El gas de nitrógeno es inerte, tiene una serie de características favorables y no causará daños a la formación, los componentes metálicos o los sellamientos de goma. La limpieza de residuos del pozo puede ser problemática en

presencia de gas. Para levantar escombros de un pozo, es posible utilizar espuma, mezclada a menudo por la empresa proveedora de nitrógeno.

En ciertas áreas, aceite o emulsiones a base de aceite pueden utilizarse como fluido de remediación. En algunas zonas de producción, el petróleo (aceite) es abundante, y su uso es económico. Normalmente no es corrosivo y no causará hinchamiento de arcilla en la zona de producción. Es liviano (aprox. 7,0 ppg), lo cual es excelente para pozos de petróleo de baja presión. Sin embargo, existen algunas desventajas asociadas al uso del petróleo del campo.

- El petróleo puede contener cera, partículas finas de arena, sólidos u asfalto.
- El petróleo puede ser corrosivo en presencia de H₂S o CO₂.
- El petróleo supone peligro de incendio.
- El petróleo es resbaladizo y supone peligro de resbalón para el personal que trabaja en el piso.
- El petróleo constituye un peligro para el medio ambiente si se derrama.
- El petróleo puede no ser compatible con el petróleo de yacimiento si proviene de otra parte del campo.
- Por razones de seguridad, no puede utilizarse petróleo en un pozo de gas.

A veces, el aceite diésel y el keroseno son utilizados como fluido base en emulsiones de aceite en agua y de agua en aceite. Esos fluidos son limpios y no corrosivos, pero si no se manipulan correctamente, representan los peligros medioambientales y de seguridad mencionados más arriba.

Los fluidos de remediación a base de agua incluyen agua dulce, salmuera y hasta lodos de perforación. Sin embargo, el agua dulce utilizada en las actividades de remediación ha perdido aceptación en los últimos años dado que puede causar hinchamiento de arcilla y generar serios daños a las formaciones de producción. Los lodos también han caído en desuso debido a sus altos contenidos de sólidos. En la actualidad, las salmueras son los fluidos de remediación de uso más común. Una vez filtrados, los fluidos de salmuera no contienen o casi no contienen partículas sólidas; si se controla el contenido de sal, se controla la densidad de la solución. Las salmueras tienen generalmente una capacidad de carga de sólidos muy baja a menos que se hayan añadido polímeros (viscosificantes) para aumentar su viscosidad. Además, la velocidad de migración de gas es mucho más alta en salmueras claras que no tienen viscosificantes.

Cuando se disuelven sales en agua, la densidad de la solución resultante se vuelve elevada sin que ello cause un aumento en el contenido de sólidos. Además, se obtiene un beneficio adicional dado que el aumento en la concentración de sal a menudo inhibe la hidratación de la arcilla. Las salmueras compuestas por un solo tipo de sal, como *cloruro de sodio* (NaCl), *cloruro de potasio* (KCl), cloruro de calcio (CaCl₂) y *bromuro de calcio* (CaBr₂) entran en el rango de salmueras de menor densidad. La salmuera que se utiliza con mayor frecuencia es el cloruro de sodio. La combinación de diferentes sales suele utilizarse para obtener la densidad de fluido deseada en condiciones de máxima rentabilidad y seguridad cuando se requieren densidades más elevadas.

El índice porcentual de una sal respecto de otra es crítico dado que existe un límite en la cantidad de sales diferentes que pueden disolverse en el agua a una temperatura dada. Cuando se alcanza el límite, se dice que la solución está saturada. El punto de saturación del fluido depende de dos factores: el o los tipos de sales que se mezclan y la temperatura de la solución. En otras palabras, si la temperatura permanece constante, la densidad máxima de la solución dependerá del tipo y de la cantidad de sales que se añadan. Al agregar más material, no se ganará peso adicional. Si se agregara más material y se mantuviera la temperatura constante, sucedería una de dos cosas: o bien el material

caería hacia el fondo del tanque o habría cristalización. Los cristales se ven como hielo en formación, y el personal de campo suele referirse a este fenómeno con el término “congelación”. Puede haber cristalización si la temperatura del fluido que se encuentra en los tanques disminuye a causa del clima o de otras condiciones. La cristalización reduce no solo la densidad de los fluidos, sino la capacidad de que éstos sean bombeados. Las variaciones en la relación de sal por agua en soluciones de salmuera pueden incidir drásticamente en el punto de cristalización. Los tanques disponen de bobinas de vapor u otras fuentes de calor que se emplean cuando los fluidos de salmuera se utilizan en climas fríos. Se coloca aislamiento en tramos largos de tuberías. Las empresas de servicios asociados a fluidos pueden ofrecer mezclas de múltiples sales para reducir el punto de congelación. Cuando se expone un agua a un ciclo de enfriamiento y se añade sal común (NaCl), se reduce el punto de congelación de la solución de salmuera. A medida que la sal sigue siendo añadida a la solución, el punto de congelación sigue reduciéndose. Cuando la concentración de sal alcanza el 23.3% en peso, el punto de congelación alcanza un valor mínimo. La temperatura de congelación para la cual se produce esta concentración de sal, es -6 grados F, y se le da el nombre especial de Punto Eutectico. Cuando en este punto, el porcentaje en peso de sal en la solución es del 23.3%, produciendo una gravedad específica de 1.179. A medida que se añade sal adicional a la solución, el punto de congelación aumenta de nuevo a 32 grados F, momento en el cual se dice que la salmuera está completamente saturada y no aceptará más sal en solución. La concentración máxima de sal posible (sal completamente disuelta) ha aumentado a 26.3%, produciendo una gravedad específica de 1.203. Los intentos de añadir sal adicional darán como resultado que los cristales de sal adicionales caigan al fondo de la salmuera.

La sensibilidad térmica de las salmueras tiene especial importancia en los pozos críticos. A medida que la temperatura de fondo de pozo aumenta, la densidad efectiva del fluido se reduce. Por lo general, el personal de campo no cuenta con la información o los medios necesarios para mezclar diversos tipos de sales para alcanzar la densidad de fondo de pozo deseada. La preparación del fluido suele estar a cargo de una empresa de servicio que realiza la tarea en planta; luego, se traslada el fluido a las ubicaciones al aire libre. Las empresas de servicio además contarán con técnicos capacitados disponibles para asistir en el control de las propiedades del fluido.

Se dice que los fluidos de salmuera son higroscópicos; ello significa que absorberán agua de la atmósfera. En regiones húmedas, es posible que se reduzca la densidad en varias decenas de libras por galón en el lapso de algunas horas. Esa reducción es más pronunciada en fluidos pesados, aunque también puede darse en fluidos de menor densidad. Porque el agua es esencialmente incompresible, la densidad de una salmuera apenas se ve afectada por la presión. Sin embargo, la temperatura puede tener un efecto medible y significativo. La densidad superficial requerida para equilibrar el pozo, en PPG en la superficie, para compensar la expansión térmica en un pozo se puede estimar por la fórmula:

$$\text{PPG} = (\text{BHT} - \text{Temp. de Superficie}) * \text{TF}$$

donde BHT = temperatura de fondo, TF = Factor Térmico y FPppg es la presión de formación medida en ppg. El Factor Térmico (TF) es dependiente en la densidad de la salmuera y varía de 0.0017 por 9 ppg de salmueras a 0.0048 por 20 ppg de salmueras.

La corrosión también puede ser un problema cuando se utilizan salmueras, en especial, fluidos de mayor densidad. Para controlar la corrosión se utilizan inhibidores de la corrosión, que pueden ser peligrosos en términos de salud y de seguridad. Las empresas de servicios asociados a fluidos ponen a disposición tablas y gráficos para asistir en el mantenimiento de los fluidos.

Las tablas de la siguiente página muestran los rangos de densidad y los puntos de congelación de algunos fluidos de remediación comunes

Figura 10.21. Densidades de fluidos.

DENSIDADES DE FLUIDOS			
TIPO DE FLUIDO	DENSIDAD MÍNIMA APROXIMADA	DENSIDAD MÁXIMA APROXIMADA	DENSIDAD MÁXIMA REAL
	(ppg)	(ppg)	(ppg)
Petróleo	6,0	8,5	8,0*
Aceite diésel	7,0	7,0	
Agua dulce		8,3	
Agua de mar	8,4	8,6	8,5
Salmuera de cloruro de sodio (NaCl)	8,4	10,0	9,8
Salmuera de cloruro de potasio (KCl)	8,3	9,8	9,7
Salmuera de cloruro de calcio (CaCl ₂)	10,1	11,6	11,5
Salmuera de bromuro de calcio (CaBr ₂)	11,7	15,1	14,6
Salmuera de bromuro de zinc (ZnBr ₂)	15,2	21,0	19,2
* Algunos petróleos se hundirán en el agua.			

Figura 10.22.

PUNTOS DE CRISTALIZACIÓN O CONGELACIÓN								
SALMUERA DE CLORURO DE SODIO			SALMUERA DE CLORURO DE CALCIO			CLORURO DE CALCIO / BROMURO DE CALCIO		
Peso	Cristalización o punto de congelación		Peso	Cristalización o punto de congelación		Peso	Cristalización o punto de congelación	
(ppg)	(° F)	(°C)	(PPG)	(° F)	(° C)	(PPG)	(° F)	(° C)
8,5	29	-1,6	8,5	30	-1,1	12,0	54	12
9,0	19	-7,2	9,0	21	-6,1	12,5	57	13,8
9,5	6	-14,4	9,5	9	-12,7	13,0	59	15
10,0	25	-3,8	10,0	-8	-22,2	13,5	61	16,1
			10,5	-36	-37,7	14,0	64	17,7
			11,0	-22	-30	14,5	65	18,3
			11,5	1,6	35	15,0	67	19,4

SEGURIDAD GENERAL CON RELACIÓN A LOS FLUIDOS

Las siguientes directrices de seguridad son pertinentes para el trabajo con fluidos de salmuer.

- Debería advertírsele a todo el personal acerca de los riesgos que supone la manipulación y la mezcla de fluidos. Más información puede encontrarse en la Hoja de datos de seguridad de materiales (MSDS, por sus siglas en inglés) en la ubicación.
- Al manipular y mezclar químicos, deberían utilizarse ropa protectora, gafas de seguridad, máscaras de respiración, guantes de vinilo o goma, delantales y botas de hule o goma.
- Cuando se mezclan líquidos con productos químicos secos, deberían agregarse los químicos al líquido, y no a la inversa.
- Siempre debe haber estaciones de lavado de piel y ojos cerca de las tolvas mezcladoras.
- En caso de contacto con ojos o piel, será necesario enjuagar con agua la zona afectada y deberá informarse el incidente a un supervisor, quien proporcionará más instrucciones.
- Las pistolas mezcladoras y los chorros de las piletas deberían protegerse antes de quedar desatendidos para evitar derrames o atomizaciones accidentales.
- El material de costales debería apilarse hasta alcanzar una altura razonable para reducir al mínimo las manipulaciones o los peligros.

CUARTA SECCIÓN - EQUIPO DE FONDO DE POZO

Las operaciones de reparación incluyen la reparación de problemas mecánicos que pueden no estar relacionados directamente con la formación. Hay muchas herramientas especialmente diseñadas para realizar operaciones específicas de reparación y de terminación dentro de un pozo. Algunas herramientas permanecen en el pozo durante toda la vida productiva del pozo. Otras se utilizan para realizar trabajos especiales y luego son extraídas. Las herramientas con partes móviles o que requieren ser colocadas y depositadas en lugares precisos dentro de un pozo pueden operarse mediante presión de bombeo, presión hidráulica o pesos y contrapesos. Algunas herramientas están diseñadas para ser usadas por unidades con cables eléctricos.

La presión de trabajo (WP) de los equipos subsuperficiales se define como la clasificación de la limitación de presión para el funcionamiento del equipo. Éstos son fijados por el diseño y la ingeniería del equipo. Sin embargo, después de un servicio extensivo en un ambiente de pozos de petróleo, la presión nominal de trabajo puede tener que ser reducida. La corrosión, la erosión, el gas agrio, las horas en servicio, etc. son factores que deben ser considerados al disminuir la presión de trabajo del equipo subsuperficial. Durante una operación de terminación o de reacondicionamiento, se pueden encontrar muchos peligros. Estos peligros van desde errores de equipo, como hilos que no coinciden con problemas más serios, como una acumulación de presión desconocida por debajo de un enchufe extraíble en un gancho de tubería mientras se retira un BOP para instalar un árbol de Navidad. Los peligros causados por errores de instalación del equipo pueden ser mitigados poniendo cuidadosa atención al equipo de terminación o equipo de reacondicionamiento, cuando se está ensamblando y la supervisión cerca de la tripulación mientras los componentes se ensamblan. Las complicaciones en el fondo del pozo son más difíciles de prevenir, pero las siguientes discusiones del equipo subsuperficial proporcionan algunos mitigadores para consideración.

Abajo se enumeran algunas de las herramientas más comunes entre más de un centenar de herramientas utilizadas dentro de pozos de petróleo y de gas. Cabe mencionar que parte del texto que se incluye en

estas descripciones se destaca en negrita, que indica un aspecto particular de preocupación relativo a un incidente en curso de control de pozo basado en material recopilado en el campo.

EQUIPO DE CABEZA DEL POZO EXTRAÍBLE

Los componentes asociados con un cabezal de pozo que se puede instalar temporalmente en, o posteriormente, y recuperarse posteriormente de la cabeza del pozo para realizar operaciones específicas, se definen como equipos de cabeza de pozo extraíbles.

Algunos ejemplos de equipos WH extraíbles incluyen válvulas de contrapresión, válvulas de retención de dos vías y tapones extraíbles. Estas piezas extraíbles del equipo se instalan enhebrandolos dentro de una percha de la tubería después de que un pozo ha sido matado. Una válvula de contrapresión es esencialmente una válvula de retención tipo tapón o “dardo” que impide el flujo de (pero permite el bombeo en) el pozo mientras que el BOP se infla para instalar un árbol. Una válvula de retención de dos vías es similar a una válvula de presión de paquete, excepto que la verificación de dos vías impide el flujo de o hacia el pozo. Algunos operadores utilizan esta función para probar la presión del árbol después de haberlo instalado. Otros operadores prefieren poner una válvula de tapón extraíble en el cable de acero en un engrasador de aterrizaje profundo en la cadena de tubos antes de instalar una válvula de contrapresión.

El propósito de estas válvulas extraíbles es pegar con seguridad el BOP después de ejecutar una cadena de terminación. Otras aplicaciones incluyen la extracción del BOP después de reacondicionamiento convencional donde era necesario quitar un árbol, instalar un BOP, realizar el reacondicionamiento y luego volver a instalar un árbol. Algunos equipos de cabeza de pozo extraíbles se montan encima de un árbol de Navidad o BOP para permitir el funcionamiento, ajuste o recuperación de herramientas de cable situadas dentro de una cadena de tubos. Un lubricador se utiliza para correr con seguridad herramientas del cable de acero en un pozo que podría o no estar muerto. En general, el ensamblaje del lubricador consistirá en una o más BOPs alámbricas montadas encima del árbol de Navidad o BOPs primarios, más el tubo ascendente para el montaje de la herramienta, y la tapa y la caja de relleno que pueden sellar alrededor del alambre. Para aplicaciones de presión más alta y el funcionamiento de alambre trenzado, la tapa también incluirá un tubo de inyección de grasa que produce una caída de presión de fricción adicional a lo largo de su longitud para permitir una mayor capacidad de sellado de presión. Se requiere un lubricador para entrar con seguridad en un pozo vivo (un pozo bajo presión) y algunos operadores requieren su uso para todas las operaciones del cable en la tubería expuesta a una formación que produce aunque hay suficiente presión hidrostática para que el pozo no fluya.

Mientras que las válvulas de contrapresión están diseñadas como dispositivos de seguridad o barreras mientras el BOP está siendo removido o instalado para un reacondicionamiento, la eliminación de una válvula de contrapresión (BPV) puede ser peligroso e incluso ha causado fatalidad. Mientras que un pozo expuesto a una formación abierta de hidrocarburos puede estar muerto, pequeñas bolsas de gas pueden migrar hacia arriba en la tubería, trayendo la presión del fondo de pozo con ella. Esta “presión atrapada” está oculta porque no se puede medir por debajo del BPV. Una manera de saber que esta allí es bombear lentamente en la cabeza de la tubería mediante la conexión de la bomba de cemento de la plataforma o de otro sistema de bombeo de bajo volumen. La presión de la bomba aumentará hasta que se abra el control unidireccional, creando un cambio rápido en la tasa de acumulación de presión. Si el gas atrapado está allí, se debe sangrar a través del colector de superficie y el estrangulador, el bombeo en forma forzada, o la circulación inversa, dependiendo del equipo de superficie instalado o disponible en ese momento.

INSTALACIÓN DEL ÁRBOL DE NAVIDAD

Los árboles de Navidad y los componentes deben ser sometidos a prueba de presión antes o inmediatamente después de la instalación en el cabezal del pozo. Todos los componentes expuestos a la presión del pozo deben ser probados. Máxima presión de prueba aplicada depende de las condiciones de servicio esperadas y / o de las regulaciones gubernamentales locales. Los cabezales de pozo deben tener una de las siguientes clasificaciones de presión estándar: 2000 psi, 3000 psi, 5,000 psi, 10,000 psi, 15,000 psi o 20,000 psi. La condición máxima de servicio (presión) debe ser menor que la presión estándar. Los componentes pueden tener que ser degradados en la clasificación de presión si están expuestos durante largo períodos de tiempo a cargas cíclicas. La composición del material es muy importante para la aplicación (presión, temperatura y condiciones de servicio de gas agrio). En general, la composición metalúrgica (recorte) se marca como AA, BB, CC, DD, EE, FF o HH. Estas marcas van desde AA (acero de bajo carbono para servicio general) a HH para CRA (Altas concentraciones de Gas Agrio). Las marcas y materiales para cada una de estas condiciones de servicio se encuentran en la Tabla 3 de la Sección 4.2.3.3. De la especificación API 6A. Varios tipos de empaques están disponibles para conectar los componentes del árbol de Navidad. Para aplicaciones de presión más alta, se usan típicamente empaques de anillo metálico que hacen un sello de compresión entre dos componentes con bridas. El acero al carbono suave o las aleaciones de acero se utilizan para las presiones de trabajo moderadas (2.000 psi a 5.000 psi). Empaques de acero inoxidable se utilizan para las presiones más altas (15.000 psi, 20.000 psi). Los cabezales de alta presión para servicio de gas agrio podrían utilizar materiales de CRA. Las aplicaciones de baja presión a menudo utilizan juntas tóricas de goma u otro material de elastómero entre los componentes. Estos no requieren compresión, pero deben coincidir con los surcos del anillo. Las juntas tóricas no tienen tanto tiempo de vida útil como los empaques de anillo metálicos.

ÁRBOL DE NAVIDAD (PRODUCCIÓN)

El *árbol de Navidad*¹ se refiere a las válvulas de control, los manómetros y los estranguladores ensamblados en la parte superior de un pozo con el fin de controlar el flujo de petróleo y gas una vez que se perfora y completa el pozo. Se utiliza cuando la presión de yacimiento es suficiente para causar que los fluidos del yacimiento afloren hacia la superficie.

Si bien no es un componente obligatorio del equipo de subsuelo, la instalación del árbol de Navidad representa la última fase de las operaciones de terminación.

Buen mantenimiento minimiza las complicaciones durante la producción y optimiza la reparación y extracción del árbol. Debería lubricarse el árbol periódicamente. Se deben extremar las precauciones al montar el árbol.

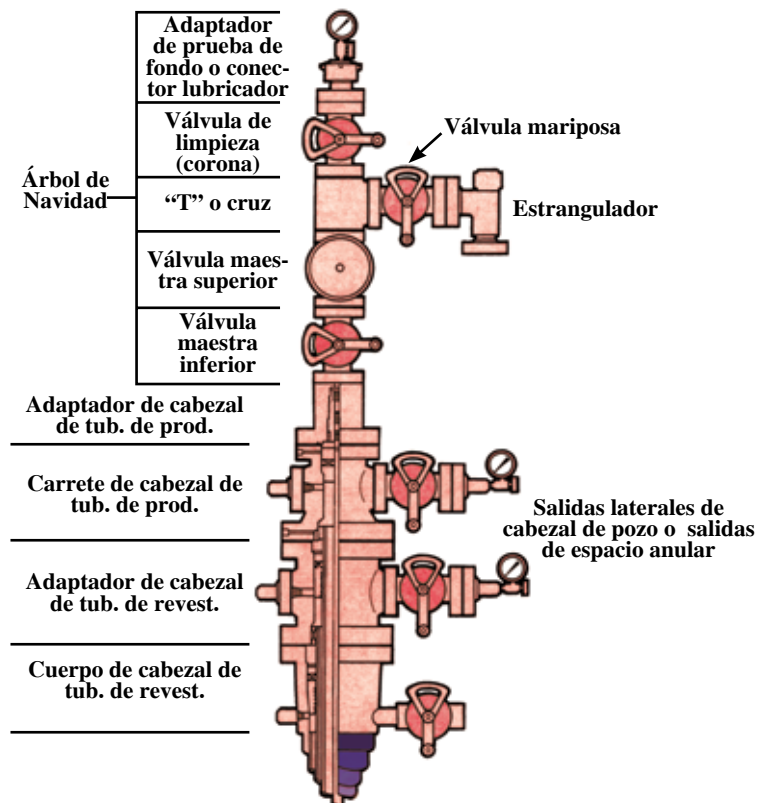
El árbol de Navidad consta de los siguientes componentes básicos:

- *Manómetro*. Los manómetros permiten vigilar las presiones del pozo. Estos medidores permiten vigilar la presión de la tubería de producción y de revestimiento o del espacio anular.
- *Brida de medidor (tapa)*. La brida de medidor constituye un medio para sellar la parte superior del árbol y puede ser equipada con un manómetro. Si se retira la brida, se accede a la tubería de producción.
- *Válvula de limpieza (swab)*. La válvula de limpieza se utiliza para anular la presión y acceder al pozo para montar unidades de cable eléctrico, tuberías flexibles, unidades de reparación, etc.

¹ Departamento de Petróleo de la Universidad de Texas, Dictionary for the Petroleum Industry [Diccionario para la industria petrolera], (Austin: Departamento de Petróleo de la Universidad de Texas en Austin, 2.a edición, 1997).

- *Unión en T (cruz, "T")*. La unión en T se utiliza para que las herramientas puedan bajarse a la tubería de producción sin desconectar la línea de flujo.
- *Válvula de mariposa*. Una válvula de mariposa se utiliza para cerrar el pozo para la mayoría de las operaciones de rutina. Este tipo de válvula es el más fácil de reemplazar si la válvula es dañada o interrumpida.
- *Estrangulador*. El estrangulador controla el volumen de flujo que proviene del pozo.
- *Válvulas maestras*. Las válvulas maestras son las válvulas de cierre principal. Se encuentran abiertas durante la mayoría de la vida productiva del pozo y se utilizan lo menos posible, especialmente la válvula maestra inferior.
- *Colgador de la tubería de producción*. El colgador de la tubería de producción sostiene o mantiene suspendida la sarta de la tubería de producción, sella el espacio anular de la tubería de revestimiento y permite el flujo hacia el árbol de Navidad.
- *Válvula de la tubería de revestimiento*. La válvula de la tubería de revestimiento brinda acceso al espacio anular ubicado entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento.
- *Colgador de la tubería de revestimiento*. Ensamblaje de deslizamiento y sellado que suspende y sella la tubería de revestimiento en la campana de pesca a mordaza.
- *Tubería de revestimiento*. La tubería de revestimiento es una sarta de tubería que sostiene el pozo para evitar que se derrumbe y evita la comunicación de una zona a otra.
- *Tubería de producción*. Una sarta de tubería que contiene el fluido producido por la formación y permite su flujo.

Figura 10.23. Árbol de Navidad.



EXTRACCIÓN DEL ÁRBOL DE NAVIDAD

Cuando se planifica retirar un árbol de Navidad y montar los BOP en un pozo, deberán considerarse varias preguntas, por ejemplo:

- En caso de ser necesario, ¿se enviará el árbol a un taller o se reparará en el lugar?
- ¿Está presente el representante de asistencia del fabricante? ¿Se cuenta con todas las partes que deben ser reemplazadas?
- ¿Está listo el equipo de BOP del equipo de perforación para su instalación inmediata?
- ¿Se ahogará el pozo o se trabajará bajo presión en él?

Si se planea ahogar el pozo por bombeo en forma forzada, deberían realizarse varias verificaciones antes de iniciar la operación. La tubería de revestimiento debería estar llena de líquido, y no debería haber ninguna comunicación entre la tubería de producción y la de revestimiento. El fluido de ahogo se bombeará hasta que el fluido producido en la tubería de producción se haya desplazado hacia la formación. Debería prestarse suma atención en caso de sobre desplazamiento para evitar daños en la formación. Después de ahogar el pozo, se coloca un tapón con cable eléctrico en la tubería de producción, se cierra la válvula de ala y se coloca una válvula de contrapresión (BPV, por sus siglas en inglés) en el colgador para la tubería de producción. Si la presión no aumenta en la tubería de producción o en el espacio anular, puede retirarse el árbol e instalarse el BOP.

TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

La *tubería de revestimiento*² es una tubería de acero colocada en un pozo para evitar que su pared se derrumbe, para impedir que el fluido pase de una formación a otra y para optimizar la eficiencia de la extracción de petróleo si el pozo es productivo (figura 10.24). Una unión de tubería de revestimiento puede tener entre 16 y 48 pies de longitud y entre 4,5 y 20 pulgadas de diámetro. La tubería de revestimiento está compuesta de muchos tipos de aleación de acero, que varían en fuerza, resistencia a la corrosión, etc.

La tubería de revestimiento es un componente integral del sistema de prevención de reventones. Se prueba la calificación de esfuerzo del cedencia interno (explosión), generalmente al 70% de la calificación del fabricante, después de que es cementada en un pozo. Se recurre a los registros de calibre cuando se considera que el desgaste de la tubería de revestimiento es preocupante y el límite de esfuerzo de cedencia interno se ve reducido cuando se ha incrementado el diámetro interno de la tubería de revestimiento. Es común que las empresas utilicen la diferencia entre densidades del fluido de trabajo en el pozo y el fluido del otro lado de la tubería de revestimiento para determinar la presión de prueba de esfuerzo de cedencia interna aplicada.

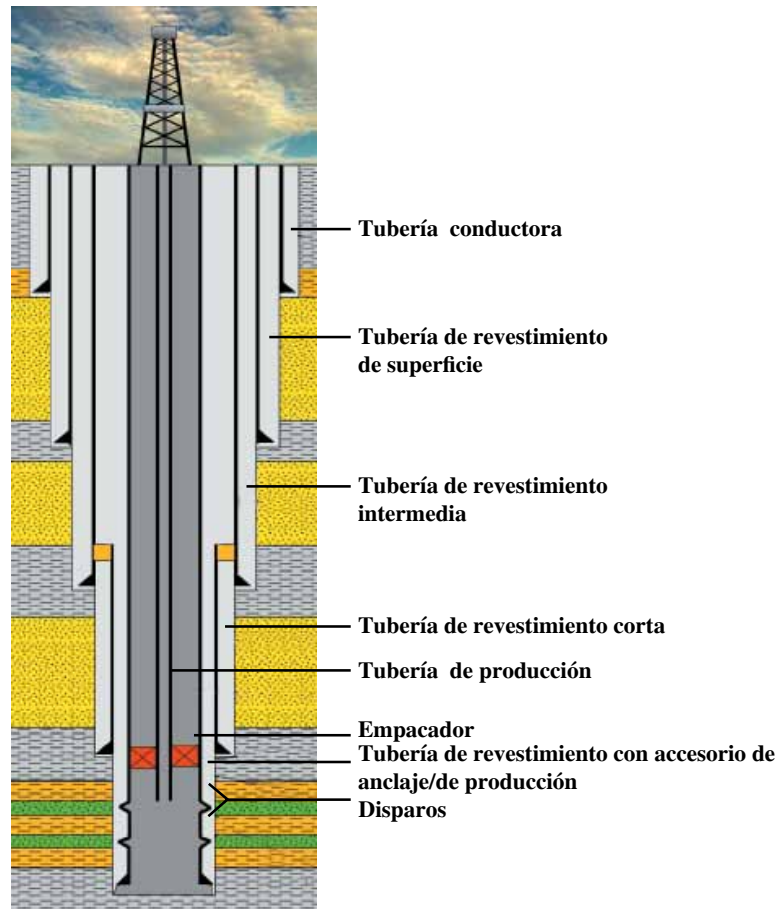
TUBERÍA DE REVESTIMIENTO CORTA

La *tubería de revestimiento corta*³ es una sarta de tuberías utilizada para revestir un pozo abierto por debajo de la tubería de revestimiento existente (figura 10.24). Una tubería de revestimiento corta se extiende desde la profundidad de colocación hasta otra sarta de tubería de revestimiento, generalmente con un solapamiento de 100-300 pies por encima del extremo inferior del intermedio o de la sarta de petróleo. Las tuberías de revestimiento cortas casi siempre están suspendidas desde la sarta superior por medio de un dispositivo colgador.

2 Departamento de Petróleo de la Universidad de Texas, Dictionary for the Petroleum Industry [Diccionario para la industria petrolera], (Austin: Departamento de Petróleo de la Universidad de Texas en Austin, 2.a edición, 1997)

3 Departamento de Petróleo de la Universidad de Texas, Dictionary for the Petroleum Industry [Diccionario para la industria petrolera], (Austin: Departamento de Petróleo de la Universidad de Texas en Austin, 2.a edición, 1997)

Figura 10.24.



Cuando las unidades de reparación se preparan para bajar tuberías de revestimiento cortas, deberían asegurarse de que el equipo de control de pozo del lecho del equipo de perforación, es decir, las válvulas de seguridad de apertura total, los adaptadores de cruce, etc., se hayan probado adecuadamente y estén listos para usar. Si el equipo de flotación de la tubería de revestimiento corta llegara a fallar, debe existir una forma de bloquear el flujo potencial a través de la tubería de revestimiento corta.

COLGADOR DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO CORTA

Un colgador para *tubería de revestimiento corta*⁴ es un dispositivo de deslizamiento que conecta la tubería de revestimiento corta con la tubería de revestimiento (figura 10.24).

El colgador para tubería de revestimiento corta puede colocarse mecánica e hidráulicamente y debería probarse aplicando presión desde el interior, aunque también puede probarse en forma negativa, es decir, reduciendo la presión en el colgador a un nivel inferior al de la presión de la formación estimada en el colgador. La prueba negativa generalmente se efectúa colocando un empacador por encima del colgador y colocando fluido ligero en forma localizada en la sarta para reducir la presión diferencial. Una vez concluida la prueba, se libera el empacador y se permite que el fluido ligero haga tubo en U fuera de la sarta de trabajo.

4,5 Departamento de Petróleo de la Universidad de Texas, Dictionary for the Petroleum Industry [Diccionario para la industria petrolera], (Austin: Departamento de Petróleo de la Universidad de Texas en Austin, 2.a edición, 1997)

TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

La tubería de producción consta de tuberías de diámetro relativamente reducido que se bajan a un pozo para servir como conducto para los fluidos de producción del pozo (figura 10.24). También protege la tubería de revestimiento de la presión y corrosión. La tubería de producción normalmente se tiende desde el cabezal de pozo hasta la zona de producción. Las tuberías de producción se clasifican por tamaño, peso y grado, y existe una variedad de conexiones de la más alta calidad para unir juntas de tubería de producción.

Las tuberías de producción antiguas pueden ser débiles y desarrollar filtraciones. Pueden ocurrir problemas de control de pozo si los fluidos de formación escapan al espacio anular de la tubería de revestimiento.

PERCHAS Y SELLOS DEL TUBO DE PRODUCCIÓN

Los dos tipos de perchas del tubo de producción son 1) deslizamiento y sello y 2) percha de la tubería del mandril. Las perchas de deslizamiento y sellado apoyan la tubería dentro de la bobina de la tubería con dientes dentados que normalmente están ajustados al peso establecido. A continuación, se ajusta un sello de elastómero anular encajando los pasadores de bloqueo mecánico en un patrón radial alrededor de la pestaña superior del carrete del tubo. Esto comprime un sello elastomérico anular para sellar el espacio entre la tubería y la bobina de la tubería. Las perchas de tubo de tipo mandril están roscadas sobre la sarta de tubería; la carga hacia abajo soportada por un hombro de carga dentro del cabezal de la tubería. Las clavijas de bloqueo radiales se ajustan entonces y comprimen un sello elastomérico anular entre la percha del tubo del mandril y la cabeza del tubo. La bobina de la cabeza del tubo o el adaptador del cabezal de la tubería generalmente incorpora puertos de prueba para verificar que no hay escape en el espacio anular y puerto de prueba para asegurarse de que no hay fugas de la tubería (i.e., no se están escapando fluidos de producción en el ambiente), supervisión de la presión del espacio anular, o para proporcionar acceso para inyección anular. Las perchas de tubos también pueden incluir pases a los que se deben pasar cosas como líneas de control para válvulas de seguridad subsuperficiales controladas por superficie, sensores de presión del pozo, y/o cables eléctricos de bomba sumergible. Los colgadores de tubos deben proporcionar una integridad de presión alrededor de cada una de estas líneas.

SARTA DE TRABAJO

Según el tipo de trabajo por realizar, a veces se utiliza la sarta de tubería de producción para trabajar sobre el pozo. Sin embargo, en algunas ocasiones, podría no ser deseable utilizar la tubería de producción, y podría utilizarse una sarta de trabajo con conexiones resistentes. Se retira la sarta de producción y se eleva una sarta de trabajo, la cual se utiliza durante la reparación y se vuelve a descender cuando termina la reparación. Si se utiliza una sarta de trabajo, se evita someter la tubería de producción a desgaste y daños innecesarios.

CAMISA DE DESLIZAMIENTO

Una *camisa de deslizamiento*⁵ es un dispositivo especial colocado en una sarta de tubería de producción, que puede operarse mediante una herramienta de cable eléctrico para abrir o cerrar orificios para permitir la circulación entre la tubería de producción y el espacio anular (figura 10.25). También podría utilizarse para abrir o cerrar la producción de varios intervalos en un pozo.

⁵ Departamento de Petróleo de la Universidad de Texas, Dictionary for the Petroleum Industry [Diccionario para la industria petrolera], (Austin: Departamento de Petróleo de la Universidad de Texas en Austin, 2.a edición, 1997).

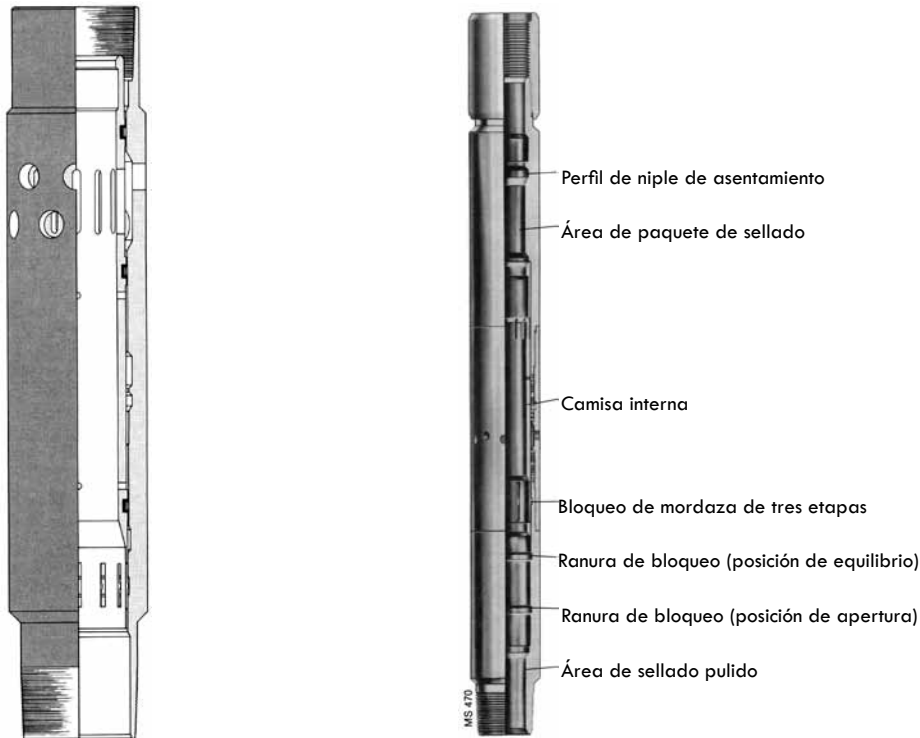


En una sola sarta de tubería de producción puede colocarse un número indeterminado de camisas de deslizamiento, las cuales pueden estar todas abiertas o cerradas en un mismo viaje, así como también puede haber camisas individuales abiertas que se operen selectivamente.

Las camisas deslizables ofrecen un perfil de niple por encima de la camisa de deslizamiento interior y una zona de empaquetamiento pulida como parte integral del ensamblaje. El perfil cuenta con ubicaciones para niples adicionales de asentamiento utilizados para una variedad de dispositivos de control de flujo.

Las camisas de deslizamiento pueden utilizarse como puerto de circulación para ahogar un pozo. Debido a la presión diferencial, a veces resultan difíciles de correr. Los escombros contenidos en un pozo también pueden impedir que la herramienta funcione adecuadamente.

Figura 10.25. Tipos de camisas de deslizamiento.
Izquierda, camisa de deslizamiento.
Derecha, camisa de deslizamiento selectiva.



EMPACADORES

Un *empacador*⁶ es una herramienta de fondo de pozo que consiste de un dispositivo de sellado, un dispositivo de retención o colocación y un pasaje interno para fluidos (figura 10.26). Se utiliza para bloquear el flujo de fluidos a través del espacio anular entre la tubería y la pared del pozo, al sellar el espacio entre estos dos. En producción, suele implementarse en la sarta de tubería de producción a una distancia por encima de la zona de producción. Un elemento de empacador se expande para impedir que el fluido fluya por otro lugar que no sea el empacador o la tubería de producción. Los empacadores se clasifican según la configuración, el uso, el método de colocación y si son recuperables

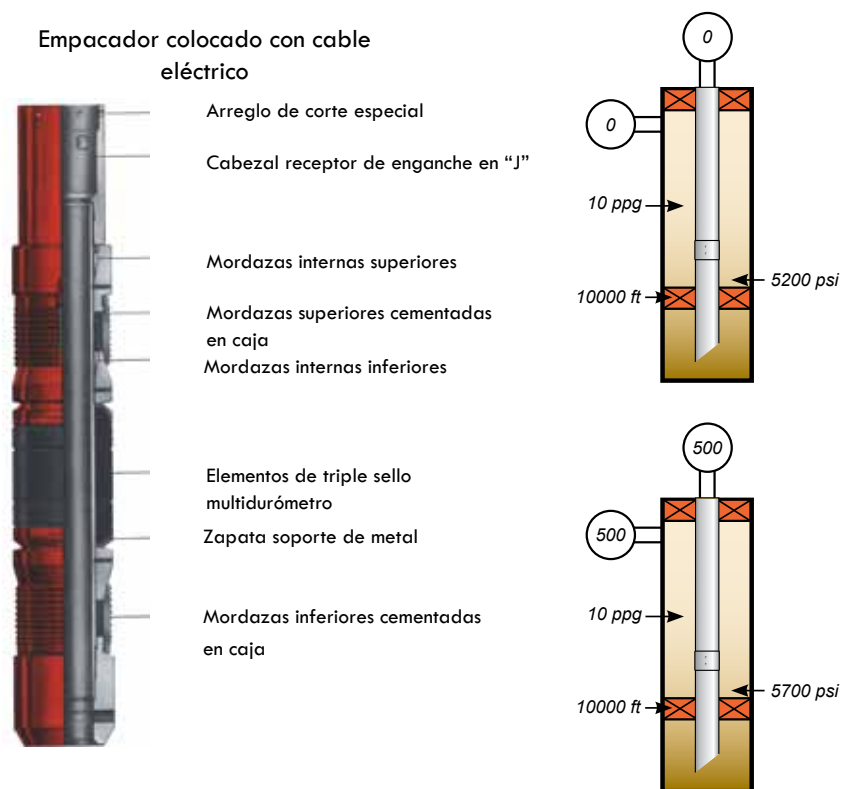
6 Departamento de Petróleo de la Universidad de Texas, Dictionary for the Petroleum Industry [Diccionario para la industria petrolera], (Austin: Departamento de Petróleo de la Universidad de Texas en Austin, 2.a edición, 1997).

o no (es decir, si pueden retirarse cuando resulte necesario o si tienen que ser fresados o taladrados y, por ende, destruidos).

Desde el punto de vista del control de pozos, liberar un empacador equivale esencialmente a quitar cualquier obstrucción de un pozo. En el caso de los empacadores de producción, siempre existe un punto muerto, o sea, un sector sin circulación, entre el fondo del empacador y la tubería de cola de la tubería de producción. El gas que se acumula justo por debajo del empacador no se retirará incluso si el pozo hubiera sido ahogado por bombeo en forma forzada o por otros medios. Algunos empacadores pueden tener una válvula de derivación que puede abrirse para permitir la circulación a través del empacador.

Al probar empacadores y otras herramientas de pozo, es importante recordar que la presión ejercida sobre la herramienta se compone de la presión hidrostática presente encima de ella más la presión aplicada por la bomba. Supongamos que un empacador se colocó a 10.000 ft y el espacio anular estaba lleno de salmuera con una densidad de 10,0 ppg. La presión hidrostática por encima del empacador es $10 \times 0,052 \times 10.000 = 5.200$ psi. Si se utilizara la bomba para aplicar presión al espacio anular a través de una camisa de deslizamiento hasta que el medidor de la tubería de subida leyera 500 psi, la presión estática ejercida sobre el espacio anular sería de 5.700 psi.

Figura 10.26. Diagrama de empacador colocado con cable eléctrico.



ENSAMBLAJE DEL NIPL DE SELLADO

Un *ensamblaje del niple de sellado*⁷ es un componente de sellado ubicado en la tubería de producción que se fija (coloca) en el diámetro interno del sello del empacador (figura 10.27).

El ensamblaje del niple de sellado se utiliza para impedir que el fluido y la presión se trasladen desde la tubería de producción y el empacador hacia la tubería de revestimiento o el espacio anular. Un niple

⁷ Departamento de Petróleo de la Universidad de Texas, Dictionary for the Petroleum Industry [Diccionario para la industria petrolera], (Austin: Departamento de Petróleo de la Universidad de Texas en Austin, 2.a edición, 1997).

de sellado con seguro se acopla al empacador para aplicar tracción a la tensión hacia la tubería de producción si así se desea.

Si los sellos no funcionan bien o si por algún motivo tienen filtraciones, el espacio anular quedaría expuesto a las presiones por debajo del empacador.

Figura 10.27. Ensamble del niple de sellado



TAPÓN PUENTE

Un *tapón puente*⁸ es una herramienta de fondo compuesta principalmente de mordazas, un mandril de tapón y un elemento de sellado de goma que se baja y coloca en la tubería de revestimiento para aislar un sector inferior mientras se prueba o cementa un sector superior.

Los tapones puente pueden ser permanentes o recuperables y pueden colocarse en la sarta de trabajo o con cable eléctrico. Se colocan en la misma forma que los empacadores.

Deberían probarse los tapones puente después de colocarlos. Con frecuencia, solo se prueban desde arriba, pero si el tapón se utiliza para evitar flujos desde la formación, debería considerarse realizar también una prueba negativa para asegurarse de que el tapón también constituirá una barrera desde abajo.

TUBO REFORZADO

Un *tubo reforzado*⁹ es un adaptador de tubería de producción hecho de material resistente a la abrasión. Se utiliza en una sarta de tubería de producción cuando el flujo a alta velocidad a través de las perforaciones podría causar erosión externa.

ACOPLAMIENTO DE FLUJO (COLLAR DE FLUJO)

Un *acoplamiento de flujo* es un adaptador de tubería de producción hecho de material resistente a la abrasión, utilizado en una sarta de tubería de producción en la que el flujo turbulento podría causar erosión interna.

Se utilizan acoplamientos de flujo de acero templado o de aleación especial en el interior de sectores con flujo interno turbulento para evitar que la tubería de producción se dañe o deje de funcionar. Constan de una sección más gruesa de tubería recta, con conexiones de rosca de tubería de producción y DI de tubería de producción total.

UNIÓN DE SEGURIDAD

Una *unión de seguridad* es una unión de perfil grande y roscada que permite una liberación rápida y fácil de la sarta de tubería de producción desde el equipo de fondo por medio de una rotación inversa de la sarta o por fuerza de corte. Las uniones de seguridad se bajan por encima de herramientas que podrían atascarse fácilmente en el pozo. Esto permite desenroscar la tubería rápidamente de la sarta para que puedan bajarse herramientas de pesca equipadas con percutores para recuperar la pesca.

Resulta una buena práctica circular de abajo hacia arriba después de liberar una unión de seguridad para evacuar todo gas que pudiera estar presente en el espacio anular.

^{8,9} Departamento de Petróleo de la Universidad de Texas, Dictionary for the Petroleum Industry [Diccionario para la industria petrolera], (Austin: Departamento de Petróleo de la Universidad de Texas en Austin, 2.a edición, 1997).

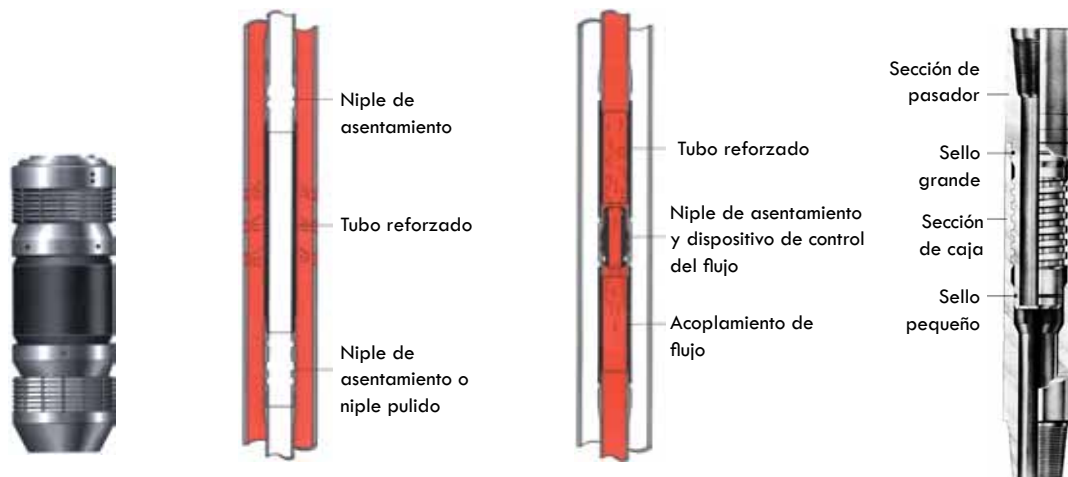
NIPLE DE ASENTAMIENTO

Un *niple de asentamiento* es un tubo especial instalado en una sarta de tubería de producción, con controles mecanizados que encajan en la herramienta con cable eléctrico correspondiente con gatillos de retención (figura 10.28). Se utiliza para sostener reguladores, estranguladores o válvulas de seguridad, para anclar una bomba o posibilitar la instalación de válvulas de levantamiento artificial por gas.

Este equipo se utiliza a veces para bajar un tapón en la tubería de producción antes de montar el árbol de Navidad o de probar la tubería de producción.

Figura 10.28

De izquierda a derecha, tapón puente, ubicación del tubo reforzado, ubicación del collar de flujo, unión de seguridad.



VÁLVULAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS

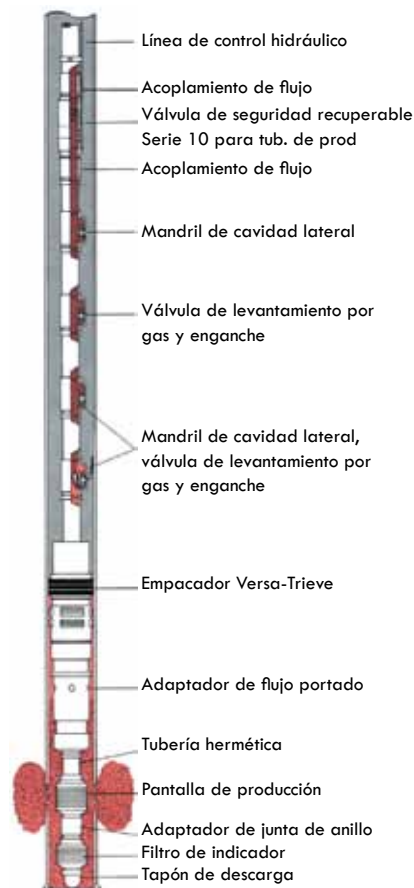
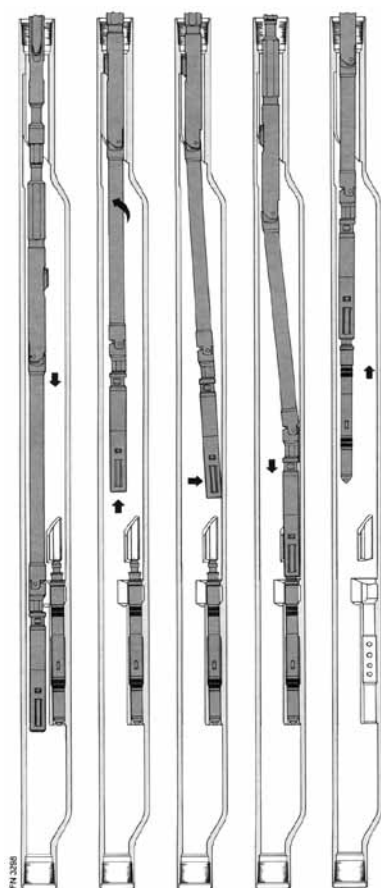
Las válvulas de levantamiento artificial por gas son válvulas de retención reguladas por presión, instaladas en un mandril y bajadas para elevar el fluido del yacimiento desde pozos que la presión de la formación es insuficiente pero donde hay gas a alta presión (figura 10.30). Se permite que el gas a alta presión presente en la tubería de revestimiento ingrese a la tubería de producción a través de los puertos de válvulas y eleve el fluido del pozo disminuyendo la presión hidrostática dentro de la tubería de producción.

También pueden instalarse válvulas ciegas o de circulación en el mandril. Las válvulas ciegas bloquean completamente el flujo, y es posible utilizar válvulas de circulación para que el gas circule hacia afuera del espacio anular antes de retirar la tubería de producción del pozo.

Figura 10.29.

Secuencia de extracción de válvula de mandril

Colocación de mandril en la sarta de producción



CEMENTADOR RECUPERABLE

Un cementador recuperable es un empacador (generalmente colocado mecánicamente) utilizado para inyecciones forzadas de cemento, trabajos con ácido a alta presión y pruebas de pozos (figura 10.29). Dado que se retira después del uso, no es un componente del equipo permanente de terminación.

Así como cuando se retira cualquier otro empacador, debe tenerse cuidado de que no quede presión atrapada debajo de la herramienta.

Figura 10.30.
Retenedor de cemento.

RETENEDOR DE CEMENTO

Los retenedores de cemento son empacadores perforables colocados con cable eléctrico o por tubería de producción, utilizados en trabajos de inyección forzada de cemento (figura 10.30). Normalmente, son perforados o fresados antes de perforar la tubería de revestimiento. El retenedor contiene una válvula tipo charnela que se abre cuando se perfora el retenedor con la sarta de trabajo.

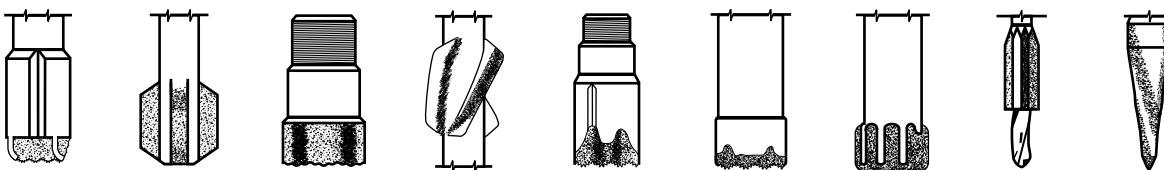


HERRAMIENTAS DE FRESADO

Las *fresas*¹⁰ son herramientas de fondo con superficies ásperas, afiladas y extremadamente cortantes utilizadas para retirar metal, empaques, cemento, arena o incrustaciones por fresado o corte. Se utilizan fresas en la columna de perforación o en la tubería de revestimiento para moler los escombros presentes en el pozo, retirar porciones atascadas de la tubería de perforación o secciones de tubería de revestimiento para desviar la trayectoria del pozo, y rectificar puntos apretados de la tubería de revestimiento. Según el uso, también se denominan fresas de detritos o fresas de rectificación.

Debe tenerse precaución al fresarse detritos para no perforar la tubería de revestimiento accidentalmente. Si el trabajo requiere una rotación prolongada, debería realizarse una prueba de presión en la tubería de revestimiento o calibrarla para determinar si resultó dañada durante las operaciones de fresado.

Figura 10.31. Herramientas de fresado.

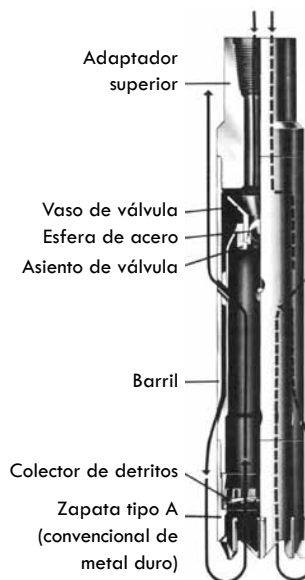


CANASTAS DE PESCA DE DETRITOS Y DESPERDICIOS

Las *canastas de desperdicios* (figura 10.32) son dispositivos que permiten retirar material fresado o perforado. Una canasta de desperdicios se utiliza en la parte inferior de la sarta o cerca de esa zona. Por medio de circulación inversa o directa (según el tipo de herramienta) se barren los recortes en dirección ascendente hacia una cámara interna de la canasta. Los materiales pesados que no pueden hacerse circular hacia la superficie pueden quedar atascados en la canasta de desperdicios.

Una canasta de desperdicios es un dispositivo parecido a una cubeta que se coloca justo por encima de la fresa o barrena. Su diámetro externo es casi el mismo que el del pozo. El fluido y los recortes fresados circulan en forma ascendente por la zona anular restrictiva y pierden velocidad cuando alcanzan la parte superior del desperdicio, donde las partículas se deslizan en forma descendente hacia la canasta.

Figura 10.32. Canasta circulante de desperdicios.



DEPURADOR DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

Un *depurador de tubería de revestimiento*¹¹ es una herramienta de hoja que se utiliza para raspar escombros o detritos del interior de la tubería de revestimiento. En general, se baja en la columna de perforación o en la tubería de producción por encima de una fresa o barrena. El raspado es realizado por hojas montadas sobre muelles que raspan el diámetro interno de la tubería de revestimiento.

10, 11 Departamento de Petróleo de la Universidad de Texas, Dictionary for the Petroleum Industry [Diccionario para la industria petrolera], (Austin: Departamento de Petróleo de la Universidad de Texas en Austin, 2.a edición, 1997).

Una rotación prolongada con depurador podría desgastar y dañar excesivamente a la tubería de revestimiento. No se considera una buena práctica utilizar un depurador de tubería de revestimiento en la sarta cuando se perfora cemento. La vuelta de raspado debería realizarse por separado.

RODILLO DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

Un *rodillo de tubería de revestimiento*¹² (figura 10.34) es una herramienta compuesta de un mandril sobre el que se montan varios rodillos resistentes con superficies de rodillo excéntricas. Se utiliza para restaurar el diámetro y la redondez normales a tuberías de revestimiento de un pozo pandeadas, aplastadas o abolladas. Colocada en la tubería de producción o columna de perforación e introducida en el pozo hasta la profundidad donde se encuentra la tubería de revestimiento deformada, la herramienta es rotada lentamente para que los rodillos toquen todos los lados de la tubería de revestimiento hasta restaurarla más o menos a su estado original.

Figura 10.33. Depurador de la tubería de revestimiento

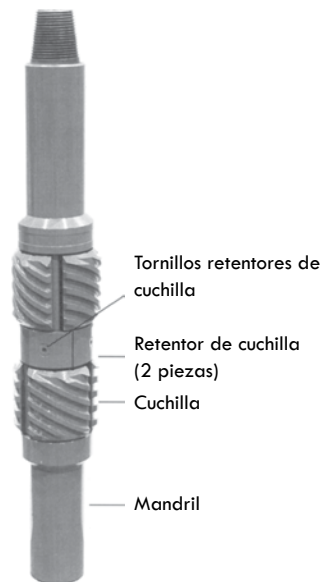
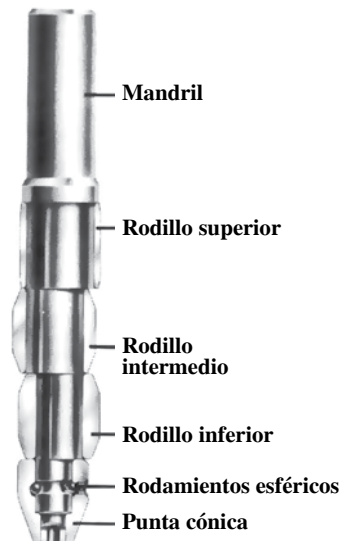
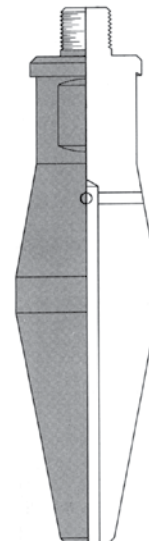


Figura 10.34.

Rodillos de tubería de producción revestimiento



Herramienta desabolladora



12, 13 Departamento de Petróleo de la Universidad de Texas, Dictionary for the Petroleum Industry [Diccionario para la industria petrolera], (Austin: Departamento de Petróleo de la Universidad de Texas en Austin, 2.a edición, 1997)

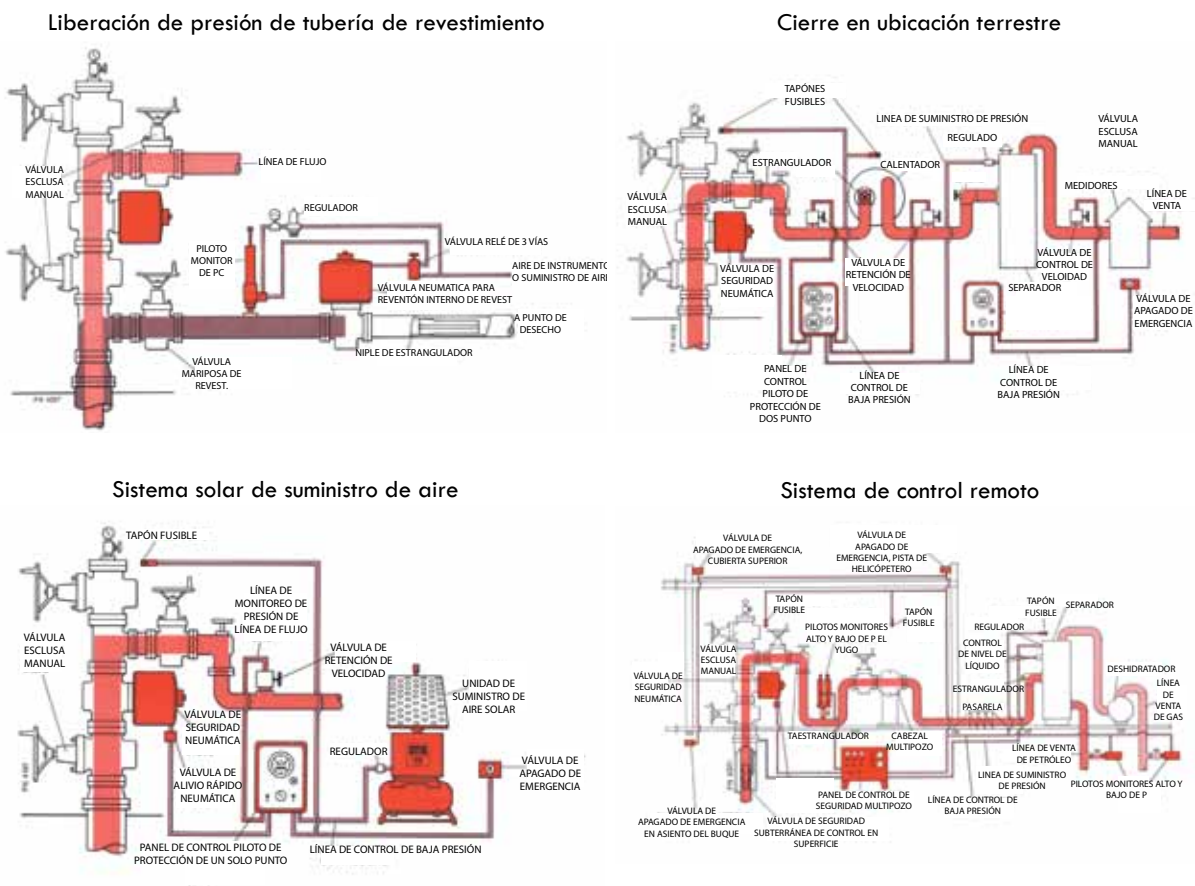
Un mandril¹³ (figura 10.29) es una herramienta cilíndrica maciza con una punta en la parte inferior y equipada con una unión de tubería en la parte superior para conectarla a un martillo. Se utiliza para rectificar tuberías de revestimiento o de producción aplastadas o dañadas para que recuperen su forma original.

No es frecuente el uso de rodillos o mandriles de tubería de revestimiento. Están destinados para tuberías de revestimiento o de producción que solo presenten abolladuras leves. Si la tubería ya está deformada, podría permanecer en mal estado incluso después de pasarle los rodillos. Las buenas prácticas determinan que se baje un conjunto de martillos en la sarta. Si la herramienta cayera a través de una sección angosta de la tubería, podría quedar atascada y debería retirarse con pescador.

SISTEMAS DE CIERRE

Los sistemas de cierre incluyen sistemas de cierre de seguridad o automático y sistemas de cierre de emergencia (ESD, por sus siglas en inglés). Proporcionan una forma fiable de protección de seguridad para las fuentes de energía, la propiedad, el medio ambiente y, especialmente, la vida humana. Estos sistemas están diseñados para cerrar un pozo de producción en caso de irregularidades operativas como el calor externo y otras irregularidades críticas o peligrosas como presión anormalmente alta o baja, pérdida del suministro de presión operativa del sistema, falla de los sellos o cualquier otra irregularidad del sistema potencialmente peligrosa. Estos sistemas pueden configurarse y manejarse de diversas maneras para cerrar un pozo activo. El cierre puede lograrse por control manual, automático, directo o remoto, y con herramientas y válvulas superficiales o de fondo.

Figura 10.35.



Los sistemas pueden ser muy complejos y variar enormemente en función del pozo (y del campo) donde se utilicen. Los componentes esenciales de un sistema de cierre de emergencia incluyen una válvula de seguridad, un accionador automático de válvula de seguridad, sensores (pilotos y monitores), colectores múltiples, una fuente de presión y un tablero de control.

Los pilotos de vigilancia pueden instalarse en puntos críticos para evaluar el sistema en cualquier momento. La función del piloto de control o activador es detectar cambios (por lo general, de presión). Una vez activado el piloto de control, este puede bloquear o purgar la presión de un accionador según el tipo. El accionador hace que se cierre una válvula debido a la pérdida de presión de la apertura (algunos inducen a la válvula a abrirse para eliminar presión excesiva). Los sistemas suelen fabricarse a la medida, según los requisitos de cada operador.

Muchos sistemas ESD son sistemas de seguridad de superficie controlados directamente e instalados aguas abajo de un estrangulador, y se controlan por fluctuaciones en la presión de la línea o en la velocidad del flujo en el punto de la instalación. Estos sistemas normalmente funcionan solo ante cambios repentinos y drásticos en las condiciones de funcionamiento.

Los sistemas de seguridad de superficie con control remoto generalmente se instalan en la válvula maestra superior del árbol y con frecuencia en una válvula de ala aguas arriba del estrangulador. La vigilancia se realiza generalmente en puntos de alto riesgo a lo largo del pozo.

Las características de diseño de varios sistemas de seguridad de fondo de pozo se enumeran abajo.

1. Recuperable

- Los equipos *recuperables de tubería de producción* (TR, por sus siglas en inglés) se enroscan en la sarta de tubería de producción y se vuelven parte integral de ésta. Para recuperar estos equipos, debe retirarse completamente la sarta de tubería de producción. Las válvulas de seguridad TR normalmente tienen un diámetro interno completamente abierto. Esto permite operar con cable eléctrico a través de la válvula.
- Los equipos *recuperables de cable eléctrico* (WR, por sus siglas en inglés) se mueven dentro y fuera del pozo por medio de una operación normal con cable eléctrico. La mayoría de las válvulas de seguridad WR convencionales requieren un receptáculo recuperable de tubería de producción donde se ubica la válvula. Las válvulas de seguridad WR deben quitarse para realizar trabajos con cable eléctrico por debajo de ellas.

2. Método de presión utilizado para reducir la diferencia de presiones del mecanismo de cierre para permitir la apertura.

- Las válvulas de seguridad de ecualización contienen un mecanismo ecualizador integral (descargador). Antes de la apertura, el pozo debe cerrarse en la superficie. El sistema de ecualización se abre al aplicarse la presión de la línea de control totalmente abierta. La presión de superficie se incrementará bajo la válvula de superficie cerrada porque la alta presión contenida debajo de la válvula de seguridad de fondo ahora se ventila en la cámara de baja presión superior. Después de que la presión diferencial en toda la bola o la charnela desciende unos 100 psi, la válvula se abre automáticamente.
- Las válvulas de seguridad no ecualizantes no contienen un ecualizador propio y deben ecualizarse manualmente antes de abrirse. Esto se logra aplicando presión de tubería de producción externa encima de la válvula de seguridad. Una vez que el operador haya ecualizado la presión en toda la válvula, la presurización de la línea de control hará que se abra la válvula de seguridad.

3. Control

- Las válvulas de seguridad de fondo de pozo controladas desde la superficie (SCSSV, por sus siglas en inglés) generalmente están cerradas. Se controlan hidráulicamente y tienen un diseño a prueba de fallas. Estas válvulas utilizan una línea de control hidráulico separada de diámetro reducido, que corre desde la válvula hacia arriba por la sarta de tubería de producción a través del colgador de superficie y sale a través de un puerto exterior en el cabezal de pozo para vincularse al sistema de seguridad de superficie. La válvula consta de un pistón hidráulico, un muelle de potencia y una charnela o bola de cierre. En condiciones de flujo, la presión hidráulica se mantiene sobre la válvula para mantenerla abierta. La pérdida de presión de la línea de control hará que la válvula se cierre (a prueba de fallas). Para mantener la integridad de la línea de control hidráulico, debe tenerse extrema precaución al manipular la sarta de tubería de producción con la línea de control en el pozo.
- Las válvulas de seguridad de fondo de pozo controladas desde la superficie (SSCSV) se accionan a través de cambios en las características de flujo en el pozo por delante de la válvula. Este tipo de válvula depende de un ascenso o descenso anticipado de la presión. Estas válvulas son normalmente de tipo abierto y, una vez que se instalan en el pozo, no son ajustables. La única manera de probar estas válvulas es hacer fluir el pozo a más del caudal de cierre preestablecido. La fiabilidad y precisión están sujetas a cualquier cambio que pueda ocurrir en las características de flujo normales del pozo.

Fórmula para la profundidad máxima de colocación a prueba de fallas

$$\text{FSSD} = (\text{FC-FS}) \div \text{MHFG}$$

Donde:

FSSD = Profundidad de colocación de la válvula a prueba de fallas (ft)

FC = Presión de cierre de la válvula (psi)

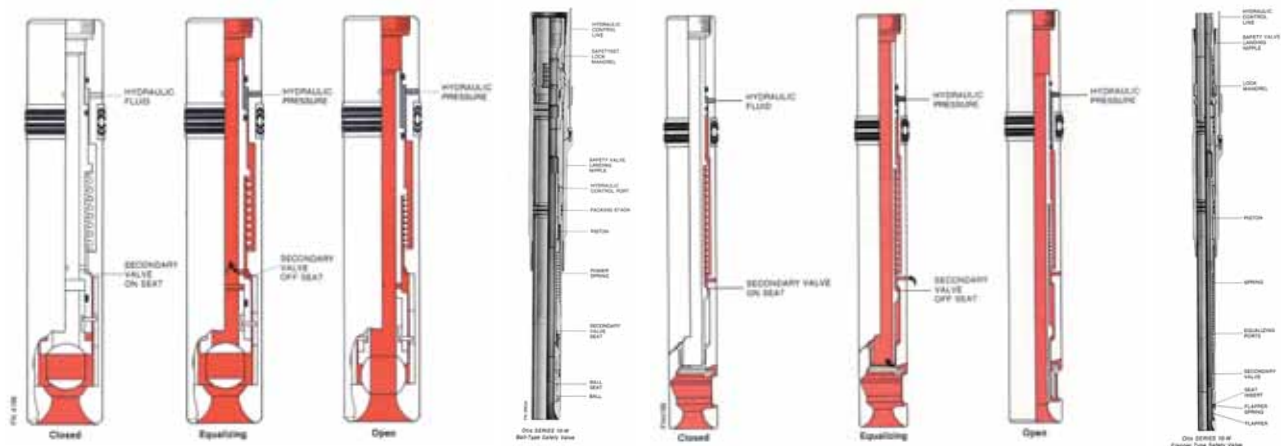
FS = Factor de seguridad de cierre (psi) calculado como $0,15 \times FC$, pero nunca inferior a 75 psi.

MHFG = Gradiente máximo de fluido hidráulico (psi/ft)

Figura 10.36

Izquierda, válvula de seguridad recuperable con cable eléctrico; derecha, válvula de seguridad tipo bola.

Izquierda, válvulas de charnela serie 10-w; derecha, válvula de charnela.



OPERACIONES DE REPARACIÓN

Planilla de trabajo de muestra

Trabajo n.º _____

Cliente _____ Contacto _____ Teléfono _____

Tiempo en el trabajo _____ Fecha de finalización del trabajo _____

Contrato _____ Pozo n.º _____ Campo _____

Tipo de servicio _____

Tamaño tub. de prod. _____ Profund. del empacador _____ BHP aprox. _____ Prof. de colocación segura _____

Fin de tub. de prod. _____ Tipo de empacador _____ Flujo _____ Presión tub. de revest. _____

Presión tub. de prod. _____ Disparos _____ Bombeo _____ Tub. de prod. abierta en _____

Profundidad total _____ Disparos _____ Cierre en _____ Elevación _____

Conexión de árbol _____

Dirección de ubicación _____

Instrucciones especiales para el operador _____

Empleado que recibe este trabajo _____ Fecha actual _____ Trabajo asignado _____

Oper. _____ Ayudante _____

Herramientas o materiales especiales designados para este trabajo:**	Cliente que paga*	Disposición (primer control) Regresado al stock		Oper. de relevo receptor
		Buen estado	Requiere arreglos	

**Se me asignaron las herramientas y los materiales enumerados anteriormente, y soy responsable de cuidar de su disposición.

*WLWO o N.º _____

El operador incluye las herramientas y los materiales adicionales asignados durante el avance del trabajo

Operador _____

SIGN

NOTA DEL OPERADOR (relativa a circunstancias extraordinarias detectadas en el transcurso del trabajo):

COMPLICACIONES

Otras ocurrencias de presión atrapada pueden ocurrir después de haber circulado un pozo muerto (adelante o al revés) por el cierre del estrangulador antes de apagar las bombas. SITP después de la circulación puede significar que el KWM no fue suficiente o que la presión estaba atrapada. Una prueba para la presión atrapada es abrir lentamente el estrangulador y sangrar un poco el fluido del pozo. Si la presión estaba atrapada, SITP se caerá rápidamente a cero. Barreras que fracasan comúnmente durante una operación de reacondicionamiento incluye fugas en tuberías, fugas de empacadores, fugas de SCSSV, fugas de válvulas de elevación de gas, tapones de cemento, casquillos de desplazamiento pegados, y fuga de BOPs. Las principales causas de fugas en tuberías, SCSSV, y válvulas de elevación de gas son la corrosión y la erosión, y a veces una incompatibilidad con los fluidos producidos. Empacadores que fallan son a menudo el resultado de una mala selección del líquido empacador en el espacio anular. Los tapones de cemento generalmente fallan debido a una mezcla mal diseñada o a un desplazamiento incorrecto y/o pruebas del cemento. Las válvulas de casquillos de desplazamiento pegados son generalmente causadas por enarenado o sedimentación. BOPs fallan a menudo durante las operaciones debido al desgaste (pérdida de material de goma) en las caras de sellado de los espolones o elemento anular.

Para mitigar el riesgo de una falla de barrera durante la operación de reacondicionamiento, la integridad de la presión de todas las barreras del fondo del pozo debe ser probada (si es posible) al comienzo del reacondicionamiento. En algunos casos se sabrá de antemano que una barrera ha fallado. Todas las barreras fallidas deben ser reemplazadas antes de poner el pozo de nuevo en producción. Las acciones para superar las barreras fallidas durante reacondicionamiento incluyen matar el pozo, la instalación temporal de una barrera más profunda en el pozo mientras se reemplaza la barrera fallida o alterar el método para matar el pozo. Por ejemplo, un agujero en una cadena de tubería debe ser encontrado y sellado antes de que el pozo pueda ser matado por bombeo forzado. El agujero a menudo se puede localizar por primera vez mediante el uso de una herramienta de cable “cola de caballo” y luego sellado por el uso de juego de herramientas de cable de alta y baja espaciadas por encima y por debajo del agujero. Un tubo separador es entonces puesto en un recubrimiento de agujero pulido dentro del paquete inferior y se apoya en el paquete superior.

El ensamblaje puede ser sometido a una prueba de presión si se sangra de presión el espacio anular. Si el sello se mantiene, el pozo puede ser matado por bombeo forzado convencional por la tubería.

Cálculos de práctica

1. ¿Cuál es el equivalente decimal de $7/8$?

2. Tubería de revestimiento: 7" diámetro externo (OD, por sus siglas en inglés); capacidad: 0,03508 bbl/ft; tubería de producción: $2\frac{7}{8}$ " OD; capacidad: 0,00476 bbl/ft; desplazamiento: 0,00327 bbl/ft. ¿Cuántos pies cubrirían 16 barriles de diésel si se encontraran en el lado posterior en el fondo del pozo?

3. La salmuera de todos los pozos pesa 11,6 ppg. La sarta de trabajo tiene $3\frac{1}{2}$ " OD, 12,3 ppf. ¿Cuál es el peso de tubo efectivo por pie cuando se encuentra suspendido en el pozo?

4. Un equipo de perforación tiene tanques de lodo que midieron 8 ft * 18 ft * 6 ft de alto. Si el equipo de perforación experimentara un golpe de presión de 9,8 bbl, ¿en cuántas pulgadas de lodo aumentaría el tanque?

5. Un empacador está colocado a 8200 ft. El fluido de empaque por encima del empacador es de 10,3 ppg. Se desea probar el empacador a 5500 psi. ¿Cuánta presión de superficie debe aplicar la bomba?

6. Un pozo de 10.000 ft con una presión de formación de 5800 psi se cerró en un golpe de presión de gas puro. Dado que el golpe de presión vino de la parte inferior, la presión del gas también era de 5.800 psi. ¿Cuál sería la presión del gas si migrara en forma ascendente hasta la mitad de camino del pozo cerrado a una temperatura constante?

7. Un pozo tiene una presión de formación de 7.927 psi a 12.560 ft. ¿Qué densidad de fluido se requerirá para contener la formación?

8. La tubería de revestimiento de un pozo con una presión de poros de 6.375 psi debe dispararse. La empresa desea disparar en condiciones de bajo balance de 150 psi para permitir que el pozo fluya y se limpie. Para lograr el bajo balance, se utilizará salmuera de 9,2 ppg. La zona para realizar disparos se encuentra a 13.200 ft. ¿Cuántos pies de salmuera se requieren?

9. Se completa un pozo a 16.800 ft TVD, 16.900 ft MD. Se coloca un tapón recuperable a 12.050 ft. La densidad de fluido del pozo es de 15,0 ppg. La formación está a 16 500.ft. La TVD tiene una presión de poros de 0,780 psi/ft. Si migrara gas desde la formación en forma ascendente hacia el tapón, ¿cuál sería la presión máxima dentro de la burbuja por debajo del tapón? Suponga que el tamaño de la burbuja no varía.

10. La sarta de trabajo en un pozo de 8.900 ft se llena con agua con cloruro de calcio de 10,6 ppg. La tubería de revestimiento contiene agua con un gradiente de 0,444 psi/ft. ¿Cuál es la presión diferencial hidrostática si la sarta de trabajo se encuentra cerca del fondo?

11. Un equipo de rehabilitación funciona con una sarta de trabajo de 2 $\frac{7}{8}$ ", con capacidad de extremo cerrado de 0,00815 bbl/ft. El caudal de la bomba es de 0,049 bbl/stk. Está previsto que el equipo de perforación llene el pozo cada 5 tiros (63 ft por tiro) durante un viaje húmedo de salida del pozo. ¿Cuántos bombeos debería recibir el pozo en cada ciclo de llenado?

Review Questions

Operaciones de remediación

1. Defina el término "operaciones de remediación".
2. ¿Por qué se prefiere a menudo la circulación inversa para los trabajos de rutina en las operaciones de reparación?
3. ¿Cuántos pies de colchón de agua y cuántos barriles se requieren para alcanzar una diferencia de presiones de 500 psi en un pozo de 12.000 pies? La presión de la formación es de 5.740 psi, y se utilizará salmuera de 9,6 ppg. La capacidad de la tubería de producción es de 0,00579 bbl/ft.
4. En cuanto al fracturamiento, ¿qué significa el término "apuntalante"?
5. ¿Cuáles son los dos tipos generales de trabajos ácidos?
6. ¿Cuál es la regla de seguridad correcta? ¿"Siempre verter ácido en agua" o "Siempre verter agua en ácido"?
7. Nombre dos tipos de operaciones de simulación en pozos.

8. ¿Qué significan las iniciales KOP?

Métodos de control de pozos

9. Mencione 3 métodos comunes de control de pozos utilizados en operaciones de reparación.

10. ¿Qué dirección de circulación (estándar o inversa) genera la máxima presión sobre el pozo?

11. Mencione dos ventajas de ahogar un pozo utilizando el método de circulación inversa.

12. Mencione dos desventajas de ahogar un pozo utilizando el método de circulación inversa.

13. ¿Cómo se mantiene constante la presión de fondo de pozo utilizando el método de bombeo en forma forzada?

14. Con frecuencia, se utiliza el método del perforador en operaciones de reparación. ¿Por qué?

15. Al planificar un bombeo en forma forzada a un pozo de producción, se pueden enumerar o estimar seis límites de presión con un elevado nivel de precisión. Mencione tres de los seis.
16. Exprese dos razones por las cuales se considera que es buena práctica aislar algo de presión en el lado posterior de un pozo antes de iniciar la operación de bombeo forzado.
17. ¿Cómo se selecciona el sobre desplazamiento (overflush) para una operación de bombeo forzado seleccionada?
18. ¿Es el límite de esfuerzo de cedencia interno (explosión) para sartas de revestimiento siempre el 70%? Si no, justifique su respuesta.

Fluidos de remediación

19. En el texto se nombran seis características importantes de un buen fluido de remediación. Mencione cuatro de ellas.
20. ¿Cuál es el tipo más común de fluido de empacador/terminación utilizado en pozos completados?
21. ¿Qué significa el término "higroscópico"?

22. Por qué la temperatura de fondo de pozo es una consideración importante al utilizar fluidos de salmuera?

Equipos de fondo

23. ¿Cuál es el propósito de la válvula de limpieza en un árbol de Navidad (producción)?

24. ¿Cómo se llama el componente del árbol de Navidad que sostiene el peso de la tubería de producción?

25. ¿Cuál es la diferencia entre tubería de revestimiento corta y tubería de revestimiento?

26. Mencione la función primaria de una camisa de deslizamiento.

27. ¿Cómo puede relacionarse la función de una camisa de deslizamiento con el control de pozo?

28. ¿Qué constituye una preocupación primaria en el control de pozo cuando se libera un empacador en la sarta de tubería de producción en un pozo de gas?

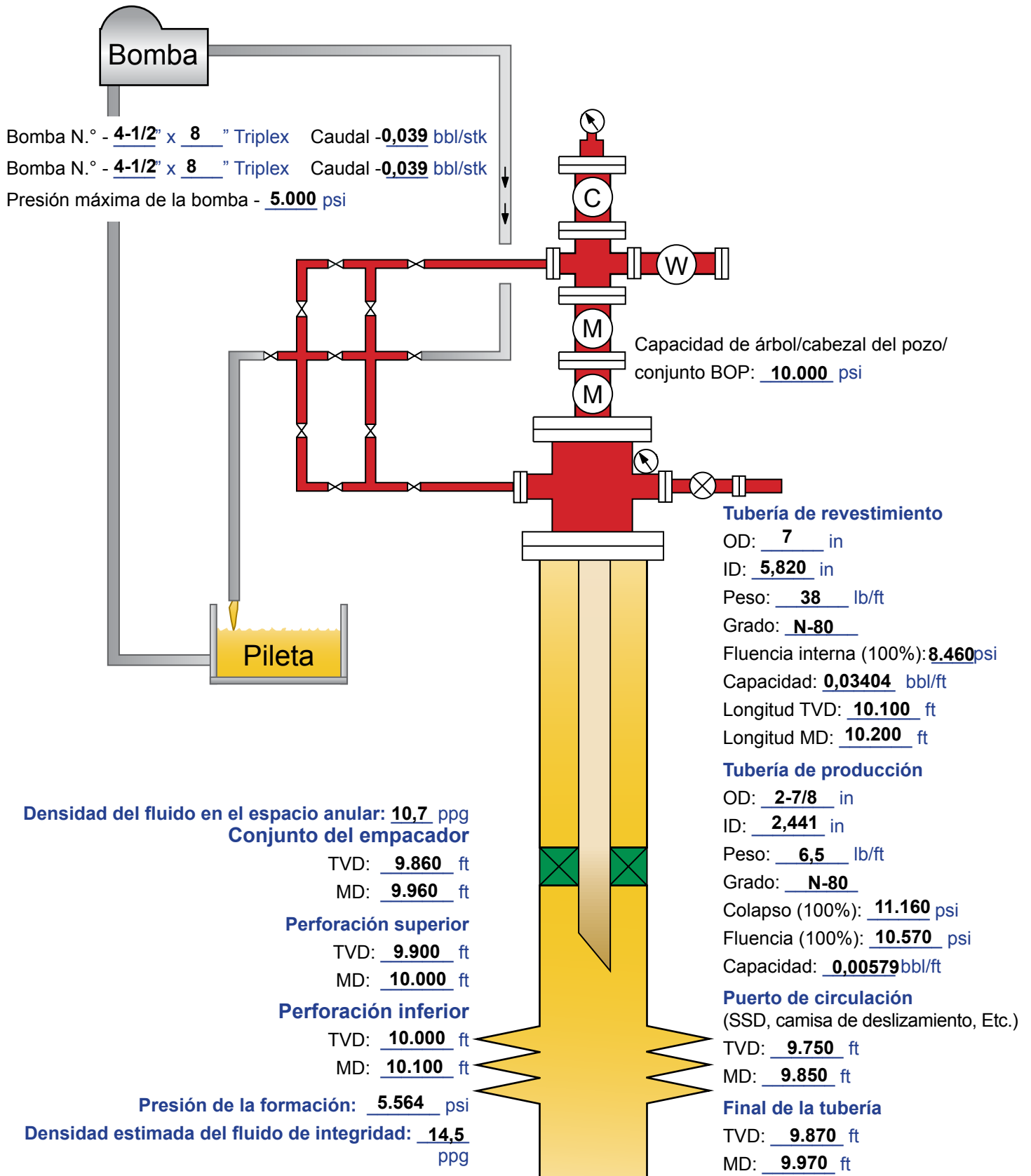
29. El texto afirma que las buenas prácticas requieren una circulación ascendente después de liberar una unión de seguridad. ¿Por qué se considera esto una buena práctica?
30. Verdadero o falso: Para bajar un mandril o un rodillo de tubería de revestimiento con la intención de alisar o reparar pequeñas abolladuras en la tubería de revestimiento, también se colocarían martillos en la sarta. Justifique su respuesta.

P&R

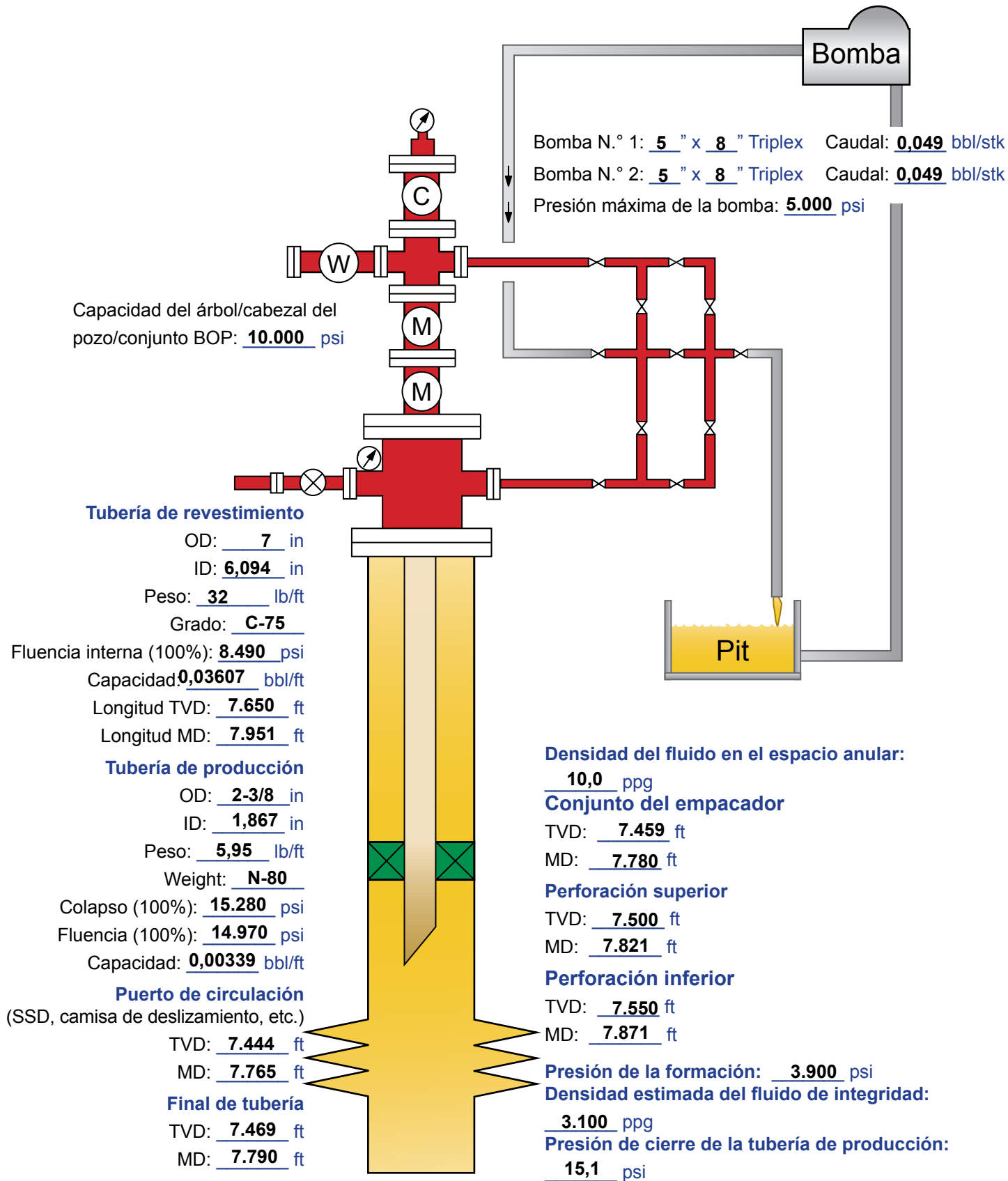
Notas

Ejercicios de simulación

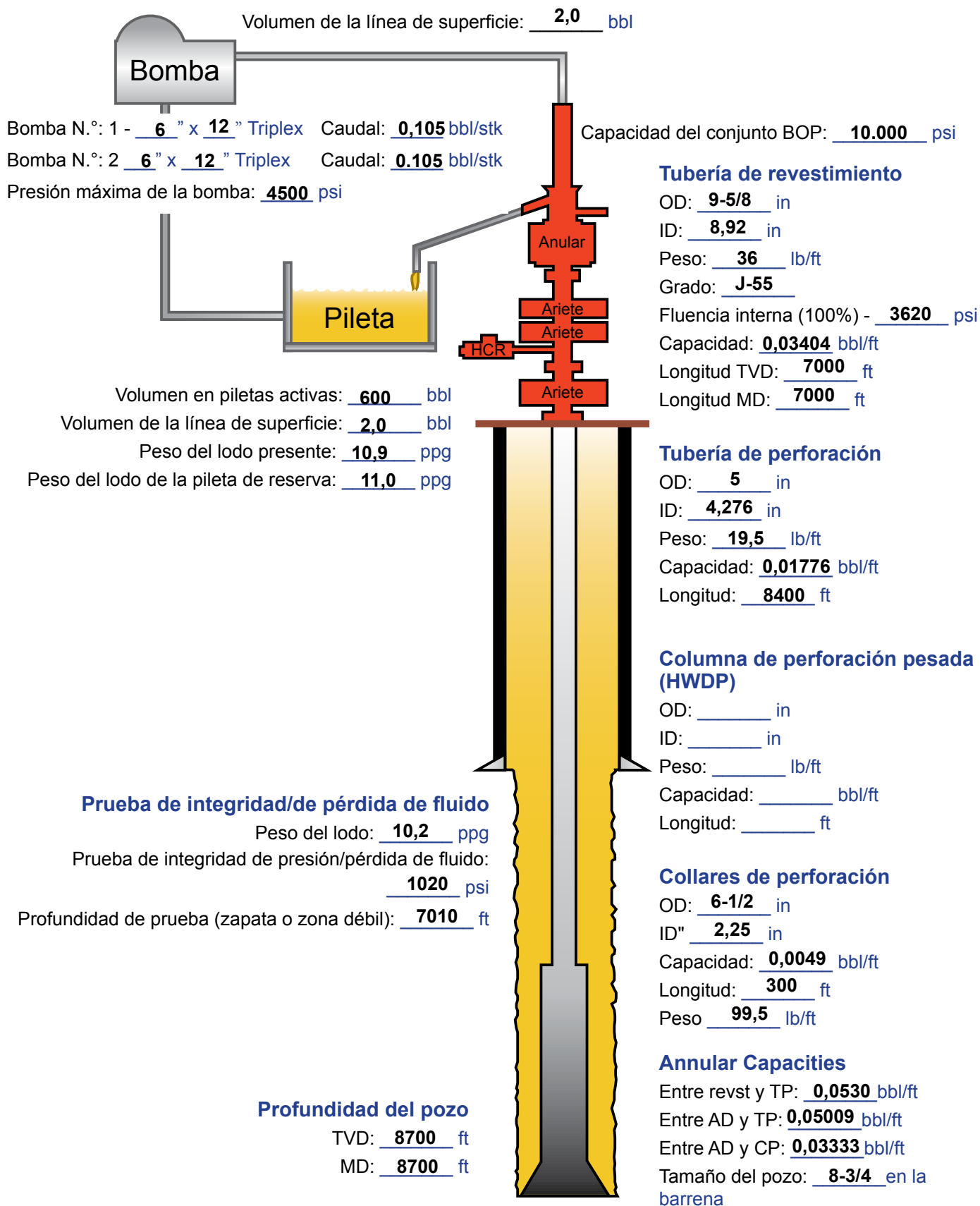
Nombre del pozo: C-1 & Oklahoma



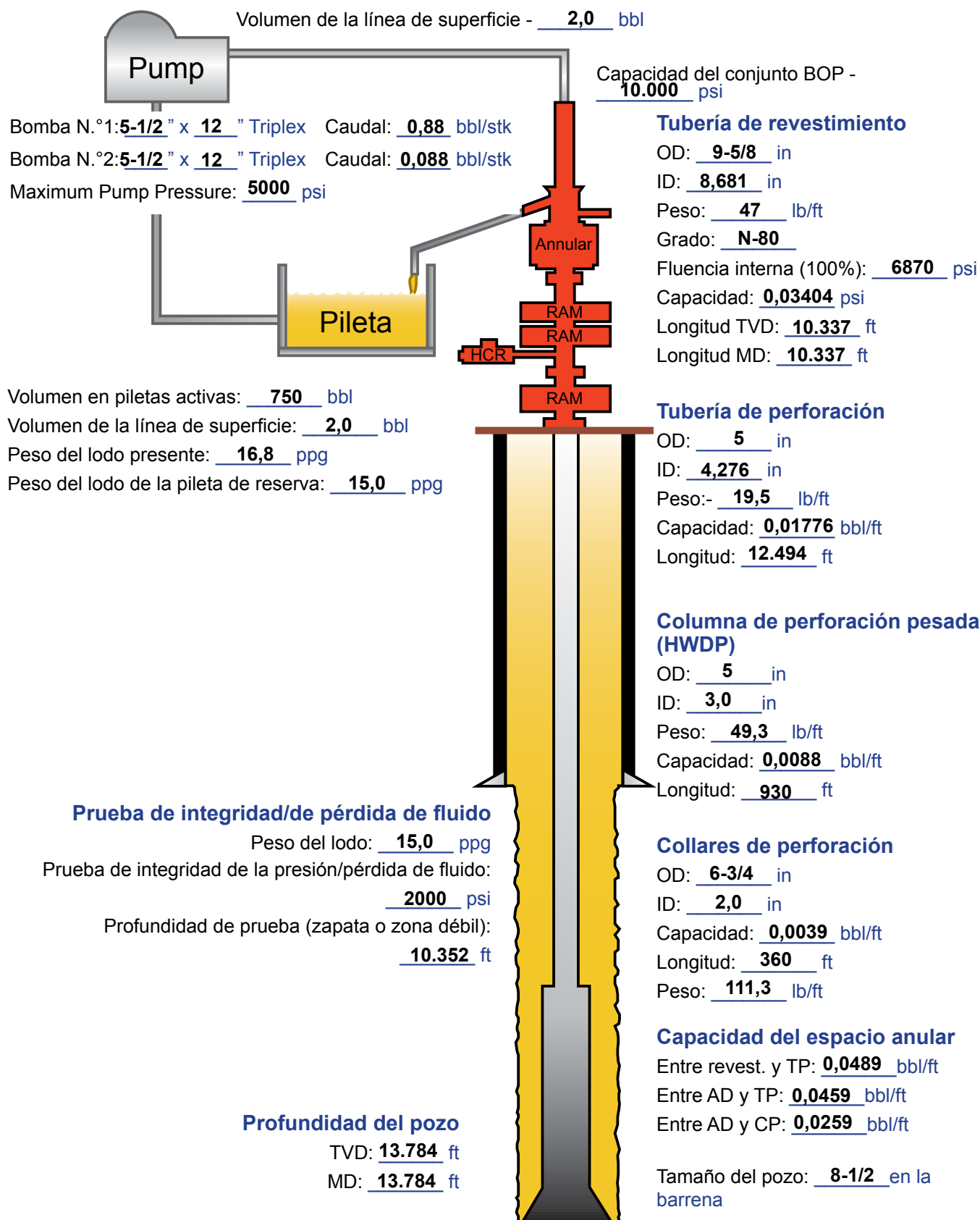
Nombre del pozo: C-2



Nombre del pozo: Beaumont/Beaumont 2

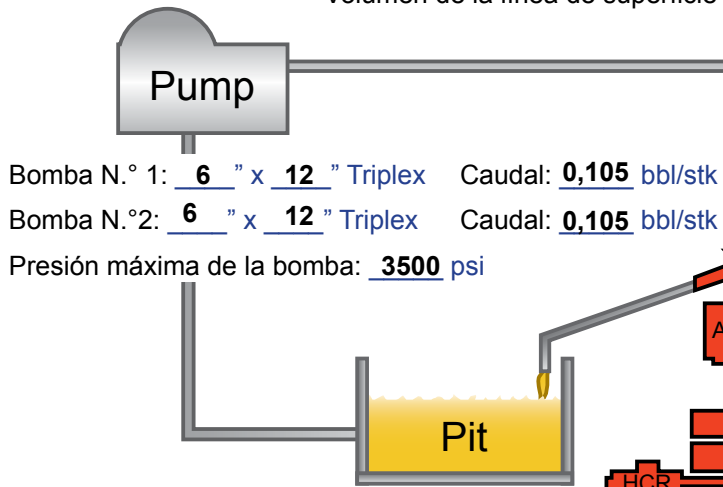


Nombre del pozo - Redstick/Redstick 2



Well Name - Tulsa/Tulsa 2

Volumen de la línea de superficie 2.5 bbl



BOP Stack Rating - 10,000 psi

Tubería de revestimiento

OD: 9-5/8 in
ID: 8,681 in
Peso: 47 lb/ft
Grado: N-80
Fluencia interna (100%): 6870 psi
Longitud TVD: 3730 ft
Longitud MD: 3730 ft

Tubería de perforación

OD: _____ in
ID: _____ in
Peso: _____ lb/ft
Capacidad: _____ bbl/ft
Longitud: _____ ft

Tubería de perforación pesada (HWDP)

OD: 4,5 in
ID: 3,826 in
Peso: 16,6 lb/ft
Capacidad: 0,01422 bbl/ft
Longitud: 4780 ft

Collares de perforación

OD: 6-1/2 in
ID: 2-1/4 in
Capacidad: 0,0049 bbl/ft
Longitud: 450 ft
Peso: 99,5 lb/ft

Capacidad del espacio anular

Entre revest y TP: 0,0535 bbl/ft
Entre AD y TP: 0,0505 bbl/ft
Entre AD y CP: 0,0291 bbl/ft

Tamaño del pozo - 8-1/2 en la barrena

Volumen en piletas activas: 600 bbl
Volumen de la línea de superficie: 2,5 bbl
Peso del lodo presente: 8,8 ppg
Peso del lodo de la piletta de reserva: 8,3 ppg

Prueba de integridad/de pérdida de fluido

Peso del lodo: 8.5 ppg
Prueba de integridad de la presión/pérdida de fluido:
737 psi
Profundidad de prueba (zapata o zona débil): 3745 ft

Profundidad del pozo

TVD: 5230 ft
MD: 5230 ft

Nombre de pozo - B-2

Volumen de la línea de superficie- 4,0 bbl

Bomba

RKB al lecho marino: 1.452 ft

Espacio de aire: 60 ft

OD de tubo ascendente:

20 in

ID de tubo ascendente:

19 in

Línea de estrangulamiento y de
ahogo

OD: 4 in

ID: 3 in

Capacidad del conjunto BOP:
15.000 psi

Tubería de revestimiento

OD: 9-5/8 in

ID: 8,681 in

Peso: 47 lb/ft

Grado: P-110

Fluencia interna (100%):

9.440 psi

TVD: 8.300 ft

MD: 8.569 ft

Tubería de perforación

OD: 5 in

ID: 4,276 in

Peso: 19,5 lb/ft

Capacidad: 0,01776 bbl/ft

Longitud: 10.115 ft

Collar de perforación

OD: 6-1/2 in

ID: 2,25 in

Capacidad: 0,00491 bbl/ft

Longitud: 1.100 ft

Tamaño del pozo: 8-1/2
en la barrena

Bomba N.º1: 7 " x 12 " Triplex

Caudal: 0,143 bbl/stk

Bomba N.º2: 7 " x 12 " Triplex

Caudal: 0,143 bbl/stk

Presión máxima de la bomba: 3.295 psi

Pileta

Volumen en piletas activas: 1.600 bbl

Volumen de la línea de superficie: 4,0 bbl

Peso del lodo presente: 12,3 ppg

Peso del lodo de la pileta de reserva: 13.1 ppg

Prueba de integridad/de pérdida de fluido

Peso del lodo: 11,8 ppg

Prueba de integridad de la presión/pérdida de fluido:

1.480 psi

Profundidad de prueba (zapata o zona débil) TVD:

8.340 ft

Capacidades

Línea de estrangulamiento: 0,00874 bbl/
ft

Tubo ascendente/Tubería de perforación:
0,32640 bbl/ft

Tubería de revestimiento/Tubería de
perforación: 0,04892 bbl/ft

Agujero descubierto/Tubería de
perforación: 0,04590 bbl/ft

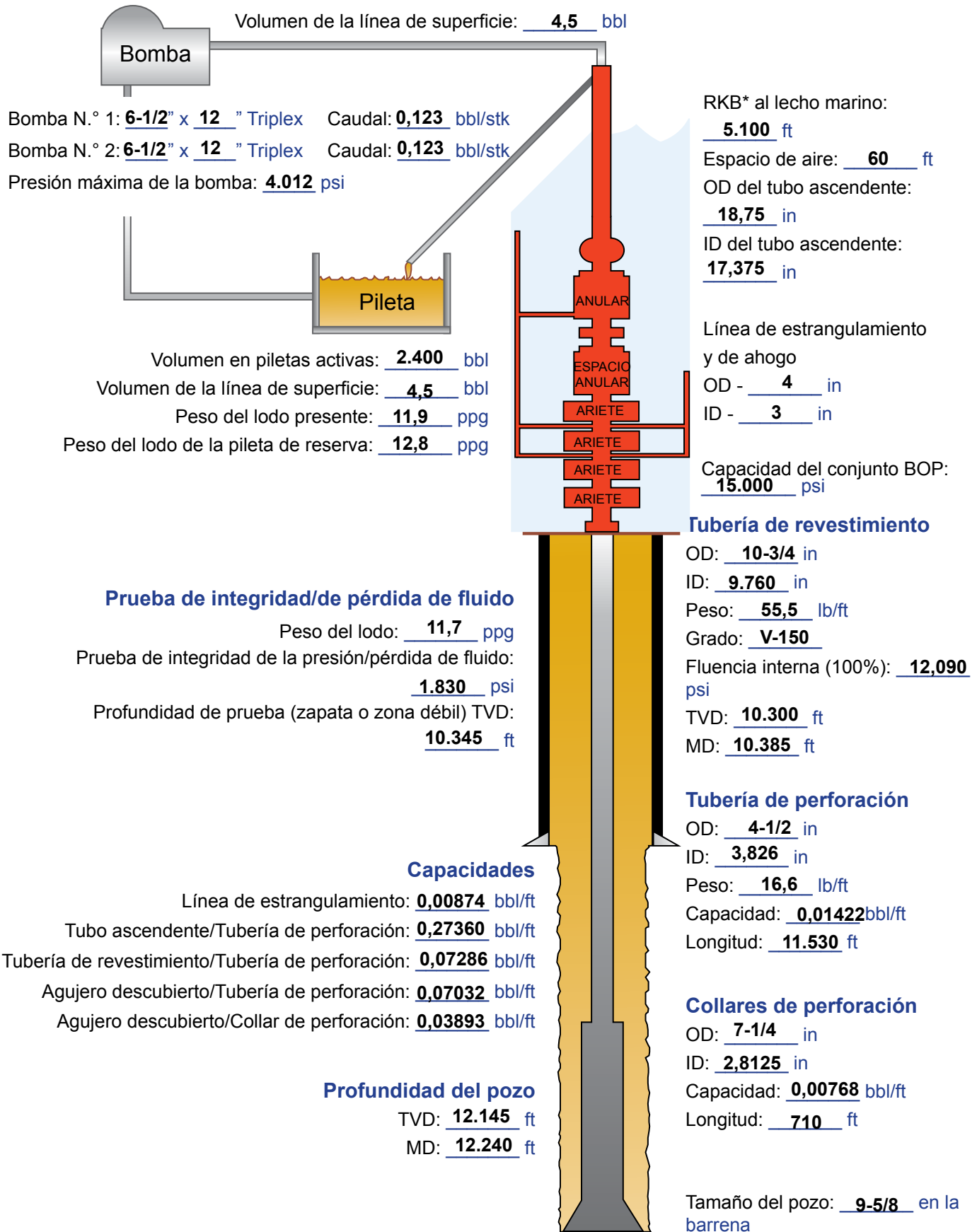
Agujero descubierto/Collar de
perforación: 0,02914 bbl/ft

Profundidad del pozo

TVD: 10.600 ft

MD: 11.215 ft

Nombre de pozo - B-5



1. Gradiente de presión _{psi/ft}	=	Peso del lodo _{ppg} * 0,052	O	Presión _{psi} / TVD _{ft}
2. Peso del Lodo _{ppg}	=	Gradiente _{psi/ft} / 0,052 o Presión hidrostática _{psi} * 0,052 / TVD de interés _{ft}		
3. Presión hidrostática _{psi}	=	Peso del lodo _{ppg} * 0,052 * TVD _{ft}	O BIEN	Gradiente de presión _{psi/ft} * TVD _{ft}
4. Capacidad interna _{bbl/ft}	=	Diámetro interno (ID) ² / 1029,4		
5. Capacidad anular _{bbl/ft}	=	(Diámetro interno (ID) ² - Diámetro externo (OD) ²) / 1029,4		
6. Desplazamiento de la tubería _{bbl/ft}	=	(OD ² - ID ²) / 1029,4	O BIEN	Peso de la tubería _{lb/ft} / 2747 _{lb/bbl}
7. Presión de la formación _{psi}	=	Presión hidrostática en la sarta de perforación _{psi} + SIDPP _{psi}		
8. Caudal de la bomba _{bbl/min}	=	Caudal de la bomba _{bbl/stk} * Velocidad de bombeo _{spm}		
9. Peso del lodo de ahogo _{ppg}	=	SIDPP _{psi} / 0,052 / TVD _{ft} + Peso del lodo actual (CMW) _{ppg}		
10. Presión de circulación inicia (ICP) _{psi}	=	Velocidad de circulación lenta (SCR) _{psi} + SIDPP _{psi}		
11. Presión de circulación final (FCP) _{psi}	=	SCR * Peso del lodo de ahogo _{ppg} / CMW _{ppg}		
12. Densidad equivalente de circulación _{ppg}	=	(Pérdida de presión anular _{psi} / 0,052 / TVD _{ft}) + CMW _{ppg}		
13. Altura del influjo (Pozo vertical) _{ft}	=	Volumen del golpe de presión _{bbl} / Capacidad anular _{bbl/ft}		
14. Densidad del influjo _{ppg}	=	CMW _{ppg} - [(SICP _{psi} - SIDPP _{psi}) / 0,052 / Altura del golpe de presión _{ft}]		
15. Nueva presión de bombeo _{psi} para la nueva velocidad de bombeo _{spm}	=	(SPM nuevos / SPM viejos) ² * Presión presente _{psi}		
16. Nueva presión de bombeo _{psi} para el nuevo peso del lodo _{ppg}	=	(MW nuevo _{ppg} / MW viejos _{ppg}) * Presión presente _{psi}		
17. Peso máximo del lodo permitido (MAMW) _{ppg}	=	P _(shoe) / 0,052 / TVD de la prueba		
18. MAASP _{psi}	=	(MAMW _{ppg} - CMW _{ppg}) * 0,052 * TVD de la zapata _{ft}		
19. Peso del lodo equivalente _{ppg}	=	(Presión _{psi} / 0,052 / TVD _{ft}) + CMW _{ppg}		
20. Presión de prueba _{psi}	=	(Peso del lodo equivalente _{ppg} - CMW _{ppg}) * 0,052 * TVD de la zapata _{ft}		
21. Caída de presión por pie _{psi/ft} (Maniobra seca de la tubería)	=	$\frac{(MW_{ppg} * 0,052 * \text{Desplazamiento de la tubería}_{bbl/ft})}{(\text{Capacidad del revestimiento}_{bbl/ft} - \text{Desplazamiento de la tubería}_{bbl/ft})}$		
22. Caída de presión por pie _{psi/ft} (Maniobra húmeda de la tubería)	=	$\frac{[MW_{ppg} * 0,052 * (\text{Pipe Displacement}_{bbl/ft} + \text{Pipe Capacity}_{bbl/ft})]}{(\text{Capacidad del revestimiento} - \text{Desplazamiento de la tubería} - \text{Capacidad de la tubería})}$		
23. Barriles para llenar seco _{bbls}	=	Desplazamiento de la tubería _{bbl/ft} * Longitud extraída _{ft}		

$$24. \text{ Barriles para llenar húmedo}_{\text{bbl}} = (\text{Desplazamiento de la tubería}_{\text{bbl/ft}} + \text{Capacidad de la tubería}_{\text{bbl/ft}}) * \text{Longitud extraída}_{\text{ft}}$$

$$25. \text{ Carreras para llenar}_{\text{stk}} = \text{Barriles para llenar}_{\text{bbl}} / \text{Causal de la bomba}_{\text{bbl/stk}}$$

$$26. \text{ Caída de volumen en la tubería de perforación}_{\text{bbl}} = \frac{[(\text{Peso del lodo del bolsón}_{\text{ppg}} - \text{Peso del lodo actual}_{\text{ppg}}) * \text{Volumen del bolsón}_{\text{bbl}}]}{\text{Peso del lodo (MW) actual}_{\text{ppg}}}$$

cuando se bombea el bolsón (píldora de lodo)

Fórmulas para operaciones submarinas

$$1. \text{ Pérdida de presión hidrostática del lodo en caso de pérdida del tubo}_{\text{psi}} = \frac{[(\text{MW en el tubo ascendente}_{\text{ppg}} - \text{agua marina}_{\text{ppg}}) * \text{Profundidad del agua}_{\text{ft}} * 0,052] + [\text{MW}_{\text{ppg}} * \text{Espacio de aire libre e/ superficie y plataforma}_{\text{ft}} * 0,052]}$$

$$2. \text{ Margen del tubo ascendente}_{\text{ppg}} = \frac{\text{Diferencial de presión}_{\text{psi}}}{(\text{TVD}_{\text{ft}} - \text{Profundidad del agua}_{\text{ft}} - \text{Espacio de aire libre e/ superficie y plataforma}_{\text{ft}}) / 0,052}$$

Fórmulas para entubación bajo presión

$$1. \text{ Área}_{\text{in}^2} = \text{Diámetro}^2 * 0,7854$$

$$2. \text{ Fuerza}_{\text{lb}} = \text{Área}_{\text{in}^2} * \text{Presión}_{\text{psi}} \quad \text{O} \quad \text{Área}_{\text{in}^2} * \text{Presión}_{\text{psi}} + \text{Fricción}_{\text{psi}}$$

$$3. \text{ Punto de equilibrio}_{\text{ft}} = (\text{Fuerza}_{\text{lb}} + \text{Fricción}_{\text{lb}}) / \text{Peso eficaz de la tubería}_{\text{lb/ft}}$$

$$4. \text{ Factor de flotabilidad} = (65,4_{\text{lb/gal}} - \text{Densidad del fluido}_{\text{ppg}}) / 65,4_{\text{ppg}}$$

5. Cálculo del peso eficaz de la tubería

$$a. \text{ Peso eficaz de la tubería llena}_{\text{lb/ft}} = \text{Peso de la tubería en el aire}_{\text{lb/ft}} * \text{Factor de flotabilidad}$$

$$b. \text{ Peso eficaz de la tubería vacía}_{\text{lb/ft}} = \text{Peso de la tubería en el aire}_{\text{lb/ft}} - [(OD^2) * 0,0408 * MW_{\text{ppg}}]$$

$$c. \text{ Peso eficaz de la tubería llena con densidades diferentes}_{\text{lb/ft}} = \text{Peso de la tubería}_{\text{lb/ft}} - (OD^2 * 0,0408 * MW_1) + (ID^2 * 0,0408 * MW_2)$$

$$6. \text{ Área total de levantamiento}_{\text{in}^2} = \text{Orificio del cilindro}^2 * 0,7854 * \text{Cantidad de cilindros}$$

$$7. \text{ Área de entubación bajo presión}_{\text{in}^2} = (\text{Orificio del cilindro}^2 - \text{Diámetro del vástago}^2) * 0,7854 * \text{Cantidad de Cilindros}$$

$$8. \text{ Presión hidráulica necesaria}_{\text{psi}} = \text{Fuerza}_{\text{lb}} / \text{Área de entubación bajo presión}_{\text{in}^2}$$

Fórmulas para reparación

$$1. \text{ Colchón de agua}_{\text{ft}} = (\text{Presión de la formación}_{\text{psi}} - \text{Diferencial de presión}_{\text{psi}}) / \text{Gradiente}_{\text{psi/ft}}$$

$$2. \text{ Requisitos de fluido}_{\text{bbl}} = \text{Colchón de agua}_{\text{ft}} * \text{Capacidad de la tubería}_{\text{bbl/ft}}$$

$$3. \text{ Capacidad del tanque rectangular}_{\text{bbl/ft}} = \frac{(\text{Longitud}_{\text{ft}} * \text{Ancho}_{\text{ft}})}{5,61} \text{ (Para obtener la cifra en barriles por pulgada, divide los bbl/ft por 12)}$$

$$4. \text{ Altura vertical}_{\text{ft}} = \text{Presión}_{\text{psi}} / 0,052 / \text{Peso del lodo}_{\text{ppg}}$$

$$5. \text{ Volumen}_{\text{bbl}} = \text{Capacidad de la tubería}_{\text{bbl/ft}} * \text{Longitud de la tubería}_{\text{ft}}$$

$$6. \text{ Ley de Boyle} = P_1 * V_1 = P_2 * V_2 \quad \text{O} \quad P_1 * V_1 / P_2 = V_2 \quad \text{O BIEN} \quad P_1 * V_1 / V_2 = P_2$$

Guía matemática para el control de pozos

Se requieren conocimientos básicos de aritmética para comprender totalmente algunos de los temas presentados en este texto. Se asume que el alumno cuenta con cierta experiencia en el uso de una calculadora manual simple. Las pautas que aparecen a continuación pretenden servir de ayuda para los alumnos con menos experiencia.

VARIABLES Y CONSTANTES

Las ecuaciones matemáticas contienen tanto variables como constantes. Las variables son palabras o letras que representan números cuyos valores pueden cambiar. Las constantes son números que no cambian en la ecuación. Por ejemplo:

$$\text{Presión hidrostática}_{\text{psi}} = \text{Peso del lodo}_{\text{ppg}} * 0,052 * \text{TVD}_{\text{ft}} \text{ or bien}$$

$$\text{HP}_{\text{psi}} = \text{MW}_{\text{ppg}} * 0,052 * \text{TVD}_{\text{ft}}$$

En la fórmula de presión hidrostática que aparece anteriormente hay dos variables, el peso del lodo y la profundidad vertical verdadera. Cualquiera de esos valores puede cambiar. La constante 0,052 no cambia mientras la profundidad se mida en pies y el peso del lodo se mida en libras por galón.

Algunas ecuaciones son bastante largas y complejas. Es una buena práctica escribir la ecuación primero y, luego, reemplazar las letras con todos los valores conocidos antes de intentar resolver el cálculo. Por ejemplo:

$$\text{HP}_{\text{psi}} = \text{MW}_{\text{ppg}} * 0,052 * \text{TVD}_{\text{ft}}$$

$$10,5 * 0,052 * 9000 = 4.914 \text{ psi}$$

PARÉNTESIS () Y CORCHETES []

Los símbolos que se utilizan para añadir, sustraer, multiplicar y dividir (+, -, *, ÷) se llaman operadores. A veces, los valores y los operadores aparecen dentro de paréntesis o corchetes. En esos casos, la regla es realizar las operaciones que aparecen entre paréntesis o corchetes primero, de adentro hacia afuera. Por ejemplo:

$$2 * (3 + 5) =$$

$$2 * 8 = 16$$

En el ejemplo anterior, primero se añaden 3 y 5, lo que es igual a 8 y, luego se retiran los paréntesis. Después se multiplica 2 por 8, cuyo resultado es 16.

A continuación los valores dentro de los paréntesis están anidados dentro de corchetes. Siguiendo la regla de ir de adentro hacia afuera, primero se añaden 3 y 5, que resulta 8, y se sacan los paréntesis. Seguidamente, se sacan los corchetes al multiplicar 2 * 8 para obtener 16. Finalmente, se añaden 4 y 16, que es igual a 20.

$$4 + [2 * (3 + 5)] = ?$$

$$4 + [2 * 8] = 4 + 16 = 20$$

$$4 + 16 = 20$$

POTENCIAS Y EXPONENTES

Cuando un valor se multiplica por sí mismo, se dice que se ha elevado a una cierta potencia. El valor que se eleva es la base. La potencia, o la cantidad de multiplicaciones requeridas, se escribe como superíndice, que es un pequeño número arriba a la derecha del número que es la base. Ese número que aparece en el superíndice es el exponente. 32 o ID2 son ejemplos de expresiones exponenciales. En el primer caso, la base es 3, en el segundo, es ID. En ambos casos, la base está elevada a la segunda potencia. 32 se lee como “3 al cuadrado” y se resuelve multiplicando $3 * 3$. Las instrucciones para resolver “ID al cuadrado” (ID2) son multiplicar ID * ID. Cuando un valor se debe elevar a la tercera potencia, el exponente es el superíndice (3) y se lee “al cubo”. Por ejemplo:

$$ID^2 \text{ se lee como “ID al cuadrado” y se resuelve calculando } ID * ID$$

$$3^2 \text{ se lee como “3 al cuadrado” y se resuelve calculando } 3 * 3 = 9$$

$$3^3 \text{ se lee como “3 al cubo” y se resuelve calculando } 3 * 3 * 3 = 27$$

FRACCIONES DECIMALES

Una fracción denota un valor menor que la unidad y puede expresarse como un valor dividido por otro o como fracción decimal. Las fracciones comunes se escriben como un número sobre otro separado por una línea horizontal o inclinada. El número que aparece encima de la línea es el numerador y el número que aparece debajo es el denominador. Por ejemplo:

$\frac{\text{Numerador}}{\text{Denominado}}$	o	$\text{Numerador} / \text{Denominado}$

$\frac{3}{4}$	o	$3/4$

La instrucción matemática es dividir el numerador (encima de la línea) por la cantidad que indica el denominador (debajo de la línea). Cuando eso se hace en una calculadora, el resultado es una fracción decimal y se muestra a la derecha de una “coma” (,) llamada coma decimal. Es mucho más fácil trabajar con fracciones decimales que con fracciones comunes, y el uso de una calculadora hace que la conversión sea simple. Para convertir cualquier fracción común en su equivalente decimal, divida el numerador por el denominador. Por ejemplo:

$$\text{Convertir } 5/8 \text{ en su equivalente decimal.}$$

$$\text{La entrada en la calculadora es } 5 \div 8 = 0,625$$

Un número mixto es un número entero más una fracción. Para convertir un número mixto en una decimal, divide el numerador de la fracción por el denominador y, luego, añada el entero. Por ejemplo:

Convertir 10¾ en su equivalente decimal. Divida 3 por 8 y obtendrán el decimal 0,375, luego añada 10:

La entrada en la calculadora es $3 \div 8 = 0,375 + 10 = 10,375$

PORCENTAJE

Un porcentaje es una proporción de un entero cuando el entero se divide en 100 unidades. Un ejemplo es el dólar estadounidense dividido en centavos. Ya que hay 100 centavos en un dólar, medio dólar son 50 centavos y se escribe como la fracción decimal \$0,50. Para expresar una fracción decimal como un porcentaje, mueva la coma decimal dos lugares a la derecha y coloque el símbolo de porcentaje (%). Por ejemplo:

0,50 = 50%, que se lee como “cincuenta por ciento”
0,25 = 25%, que se lee como “veinticinco por ciento”
00,085 = 8,5%, que se lee como “ocho coma cinco por ciento”

ROUNDING DECIMAL FRACTIONS

Las calculadoras pueden llevar respuestas con muchos lugares a la derecha de la coma decimal y, aunque eso puede ser útil en el ámbito científico o de ingeniería, los cálculos básicos para el control de pozos rara vez requieren de más de dos lugares decimales. El primer número a la derecha de la coma decimal denota las décimas (1/10); el siguiente lugar son las centésimas (1/100), luego las milésimas (1/1000), y así hasta el infinito.

La cantidad de lugares decimales que se deben llevar depende completamente de la aplicación práctica. Por ejemplo, es práctico trabajar con ½ o 0,5 de un barril, pero no es práctico leer 0,5 psi en el manómetro de una tubería de subida.

Las fracciones decimales deben estar redondeadas a un valor de trabajo que resulte práctico. Suponga que el peso del lodo calculado es 12,36 ppg. El equilibrio de lodo en la plataforma está graduado a las décimas, por lo tanto, el peso se redondea ya sea hacia arriba a 12,4 ppg o hacia abajo a 12,3 ppg, según la aplicación.

Hay dos instancias en las que el redondeo decimal cobra especial importancia cuando se realizan cálculos de control de pozo: el peso del lodo de ahogo y la fuerza de la formación o el valor de fractura de la formación (MAASP). Los pesos del lodo de ahogo se calculan utilizando la presión de cierre de la tubería de perforación; el peso del lodo de ahogo equilibraría exactamente la presión de la formación. Cualquier valor inferior no ahogaría el pozo. El peso del lodo de ahogo siempre se redondea a la décima siguiente cuando hay números a la derecha del lugar de las décimas, sin importar cuáles sean esos números. Por ejemplo, 12,31 ppg se redondearía a 12,4 ppg y 12,36 lb/gal. también se redondearía a 12,4 ppg.

Cuando se consideran pruebas de fuga o la fuerza de la formación, la seguridad está en el valor menor. Un peso de lodo mayor que el necesario puede ocasionar pérdidas de rendimiento. Por ejemplo, un peso máximo de lodo permitido de 14,47 ppg se redondearía a 14,4 ppg, el valor más seguro.

PAUTAS PRÁCTICAS PARA EL REDONDEO DE DECIMALES

1. Redondee el caudal de la bomba en barriles/carreras a cuatro lugares a la derecha de la coma decimal. Por ejemplo, 0,142911 bbl/gol. se redondearía a 0,1429 bbl/gol.
2. Redondee las carreras de la bomba al entero más cercano. Por ejemplo, 1.281,7 carreras se redondearía a 1.282 carreras.
3. Redondee los barriles a la décima más cercana. Por ejemplo, 25,68 barriles se convierten en 25,7 barriles, mientras que 25,64 barriles se convierten en 25.6 barriles.
4. Exprese la presión redondeando al entero más cercano en psi. Un valor calculado de 1256,7 psi se redondea a 1257 psi.
5. Las capacidades tubulares y los desplazamientos usualmente se llevan a cinco lugares decimales a la derecha de la coma. Por ejemplo, 0,0145532 bbl/ft se redondean a 0,01455 bbl/ft.
6. Redondee el peso del lodo de ahogo hacia arriba y, el peso del lodo para evitar fugas (el peso máximo de lodo permitido) hacia abajo.
7. Los gradientes deben llevarse a tres lugares a la derecha de la coma decimal.

Procedimientos para probar equipos

Los siguientes procedimientos son fragmentos extraídos de API RP 53 y son solo pautas generales, no se deberían confundir con ninguna política gubernamental, estatal ni empresarial.

En los preventores de superficie, el sistema de cierre debería poder cerrar cada preventor de ariete en 30 segundos y los preventores anulares menores de 20 pulgadas no deberían superar los 30 segundos o los que sean mayores de 20 pulgadas, los 45 segundos. En los preventores submarinos, cada obturador se debería cerrar dentro de los 45 segundos y los preventores anulares, dentro de los 60 segundos.

REQUISITOS PARA UNIDADES DE CIERRE

La prueba de capacidad de la bomba de unidad de cierre se debería realizar en cada pozo antes de probar la presión del conjunto de BOP. Una prueba típica implicaría lo siguiente:

1. Colocar un tramo (sección) de tubería de perforación en el conjunto de BOP.
2. Aislar los acumuladores del colector múltiple de la unidad de cierre al cerrar las válvulas necesarias.
3. Si las bombas son neumáticas, aislar el sistema neumático del equipo de perforación de las bombas. Se debería usar un tanque de almacenamiento de aire independiente o un conjunto de botellas de nitrógeno en la unidad de cierre para alimentar las bombas durante esta prueba. Si se usa una doble fuente de sistema de alimentación, cada suministro de alimentación se debería probar por separado.
4. Al mismo tiempo, gire la válvula de control del preventor anular para cerrarla y gire la válvula de control hidráulico (HCR) para abrirla.
5. Anote el tiempo, en segundos, que tardan las bombas para cerrar el preventor anular y abrir la válvula de control hidráulico, y anote la presión restante. El API recomienda que ese tiempo no supere los dos minutos.
6. Cierre la válvula controlada hidráulicamente y abra el preventor anular. Abra el sistema del acumulador de la unidad de cierre, cargue el sistema a su presión de trabajo y anote el tiempo que lleva esto.

PRUEBA DE CIERRE DEL ACUMULADOR

Se debe realizar por cada pozo antes de probar el conjunto de BOP. Esto es seguido por un procedimiento de prueba típico:

1. Coloque un tramo (sección) de tubería de perforación en el conjunto de BOP.
2. Cierre el suministro de alimentación de las bombas del acumulador.
3. Anote la presión inicial del acumulador. Ajuste el regulador anular a 1.500 psi o a la presión designada.
4. Según la política, realice las actividades necesarias. Por ejemplo, el API requiere como norma mínima cerrar el espacio anular, una esclusa de corte y la válvula de la línea de estrangulamiento hidráulica.
5. Anote el tiempo que tardaron los acumuladores en cerrarse y la presión final del acumulador. La presión final no debería ser menor de 200 psi por encima de la presión precargada.

Nota: Algunos organismos reguladores exigen al menos 200 psi por encima de la presión precargada.

6. Una vez que se abrieron los preventores, recargue el sistema del acumulador a la presión de trabajo designada y anote el tiempo que se requiere para el encendido.

Tabla 1.

PRÁCTICAS DE PRUEBA DE PRESIÓN RECOMENDADAS, EQUIPOS DE PERFORACIÓN TERRESTRES Y CON SOPORTE INFERIOR

<i>Initial Test (prior to spud or upon installation):</i>		
Componente que se probará	Prueba de presión recomendada: baja presión, psi ^a	Prueba de presión recomendada: alta presión, psi ^{b, c}
1. Cabezal giratorio	200-300(1,38 - 2,1 MPa)	Opcional
2. Elemento desviador	200 (1,38 MPa) mínimo	Opcional
3. Preventor anular	200-300 (1,38 - 2.1 MPa)	Presión de trabajo de BOP anular de al menos el 70%.
• Cámaras operativas	N/C	1500 (10,3 MPa) mínimo
4. Preventores de ariete		
• Tubería fija	200-300 (1,38 - 2,1 MPa)	Presión de trabajo de BOP de ariete
• Diámetro variable	200-300 (1,38 - 2,1 MPa)	Presión de trabajo de BOP de ariete
• Cierre total/Ciego de corte	200-300 (1,38 - 2,1 MPa)	Presión de trabajo de BOP de ariete
• Cámara operativa	N/C	Presión de trabajo máxima recomendada por el fabricante de BOP de ariete
5. Líneas de flujo de desviador	Prueba de flujo	N/C
6. Línea y válvulas de estrangulamiento	200-300 (1,38 - 2,1 MPa)	Presión de trabajo de BOP de ariete
7. Línea y válvulas de ahogo	200-300 (1,38 - 2,1 MPa)	Presión de trabajo de BOP de ariete
8. Colector múltiple de estrangulamiento		
• Aguas arriba de la última válvula de alta presión	200-300 (1,38 - 21 MPa)	Presión de trabajo de BOP de ariete
• Aguas abajo de la última válvula de alta presión	200-300 (1,38 - 2.1 MPa)	Opcional
9. Sistema de control de BOP		
• Colector múltiple y líneas de BOP	N/C	3000 (20,7 MPa) mínimo
• Presión del acumulador	Verificar precarga	N/C
• Tiempo de cierre	Prueba funcional	N/C
• Capacidad de la bomba	Prueba funcional	N/C
• Estaciones de control	Prueba funcional	N/C
10. Válvulas de seguridad		
• Vástago de perforación, válvulas de inyección y válvulas de seguridad del piso	200-300 (1,38 - 2,1 MPa)	Presión de trabajo del componente
11. Equipos auxiliares		
• Separador de lodo-gas	Prueba de flujo	N/C
• Tanque de viaje, indicador de flujo, etc.	Prueba de flujo	N/C
^a La prueba de baja presión debería estar estable al menos durante 5 minutos. ^b La prueba de alta presión debería estar estable al menos durante 5 minutos. Las pruebas del tipo de flujo deberían durar lo suficiente para poder observar pérdidas significativas. ^c Los equipos de control de pozo disponibles para el equipo de perforación tienen mayor presión de trabajo nominal de lo que requiere el lugar. Se debería considerar el requisito de prueba específico del lugar en estos casos.		

Tabla 2.

PRÁCTICAS DE PRUEBA DE PRESIÓN RECOMENDADAS, EQUIPOS DE PERFORACIÓN TERRESTRES Y CON SOPORTE INFERIOR

<i>Prueba subsiguiente (no debe superar los 21 días):</i>		
Componente que se probará	Prueba de presión recomendada: baja presión, psi^a	Prueba de presión recomendada: alta presión, psi^b
1. Cabezal giratorio	N/C	Opcional
2. Elemento desviador	Opcional	Opcional
3. Preventor anular	200-300 (1,38 - 2,1 MPa)	Presión de trabajo de BOP anular de al menos el 70%
• Cámaras operativas	N/C	N/C
4. Preventores de ariete		
• Tubería fija	200-300 (1,38 - 2,1 MPa)	Mayor que la máxima presión superficial de cierre prevista.
• Diámetro variable	200-300 (1,38 - 2,1 MPa)	Mayor que la máxima presión superficial de cierre prevista.
• Cierre total/Ciego de corte	200-300 (1,38 - 2,1 MPa)	Mayor que la máxima presión superficial de cierre prevista.
• Tubería de revestimiento (antes del funcionamiento)	Opcional	Opcional
• Cámara operativa	N/C	N/C
5. Líneas de flujo de desviador	Prueba de flujo	N/C
6. Línea y válvulas de estrangulamiento	200-300 (1,38 - 2,1 MPa)	Mayor que la máxima presión superficial de cierre prevista.
7. Línea y válvulas de ahogo	200-300 (1,38 - 2,1 MPa)	Mayor que la máxima presión superficial de cierre prevista.
8. Colector múltiple de estrangulamiento		
• Aguas arriba de la última válvula de alta presión	200-300 (1,38 - 2,1 MPa)	Mayor que la máxima presión superficial de cierre prevista.
• Aguas abajo de la última válvula de alta presión	Opcional	Opcional
9. Sistema de control de BOP		
• Colector múltiple y líneas de BOP	N/C	Opcional
• Presión del acumulador	Verificar precarga	N/C
• Tiempo de cierre	Prueba funcional	N/C
• Capacidad de la bomba	Prueba funcional	N/C
• Estaciones de control	Prueba funcional	N/C
10. Válvulas de seguridad		
• Vástago de perforación, válvulas de inyección y válvulas de seguridad del piso	200-300 (1,38 - 2,1 MPa)	Mayor que la máxima presión superficial de cierre prevista.
11. Equipos auxiliares		
• Separador de lodo-gas	Prueba de flujo opcional	N/C
• Tanque de viaje, indicador de flujo, etc.	Prueba de flujo	N/C
^a La prueba de baja presión debería estar estable al menos durante 5 minutos.		
^b La prueba de alta presión debería estar estable al menos durante 5 minutos. Las pruebas del tipo de flujo deberían durar lo suficiente para poder observar fugas significativas.		

TABLA 3
PRÁCTICAS RECOMENDADAS DE PRUEBA DE PRESIÓN, EQUIPOS DE PERFORACIÓN FLOTANTES CON
CONJUNTOS DE BOP SUBMARINOS

<i>Prueba inicial (sistema desviador antes de iniciar la perforación del pozo y otros antes de poner en funcionamiento el conjunto):</i>		
Componente que se probará	Prueba de presión recomendada: baja presión, psi^a	Prueba de presión recomendada: alta presión, psi^{b,c}
1. Elemento desviador	Opcional	Opcional
2. Preventor(es) anular(es) • Cámaras operativas	200-300 (1,38 - 2,1 MPa) N/C	Presión de trabajo de BOP anular de al menos el 70%. 1500 (10,3 MPa) mínimo
3. Preventores de ariete • Tubería fija • Diámetro variable • Cierre total/Ciego de corte • Cámara operativa	200-300 (1,38 - 2,1 MPa) 200-300 (1,38 - 2,1 MPa) 200-300 (1,38 - 2,1 MPa) N/C	Presión de trabajo de BOP de ariete. Presión de trabajo de BOP de ariete Presión de trabajo de BOP de ariete Presión de trabajo máxima recomendada por el fabricante de BOP de ariete.
4. Conector del BOP al dispositivo de cabezal de pozo	200-300 (1,38 - 2,1 MPa)	Presión de trabajo de BOP de ariete
5. Líneas de flujo de desviador	Prueba de flujo	N/C
6. Líneas y válvulas de estrangulamiento y ahogo	200-300 (1,38 - 2,1 MPa)	Presión de trabajo de BOP de ariete
7. Colector múltiple de estrangulamiento • Aguas arriba de la última válvula de alta presión • Aguas abajo de la última válvula de alta presión	200-300 (1,38 - 2,1 MPa) 200-300 (1,38 - 2,1 MPa)	Presión de trabajo de BOP de ariete Opcional
8. Sistema de control de BOP • Colector múltiple • Presión del acumulador • Tiempo de cierre • Capacidad de la bomba • Estaciones de control	N/C Verificar precarga Prueba funcional Prueba funcional Prueba funcional	3000 (20,7 MPa) mínimo N/C N/C N/C N/C
9. Válvulas de seguridad • Vástago de perforación, válvulas de inyección y válvulas de seguridad del piso	200-300 (1,38 - 2,1 MPa)	Presión de trabajo del componente.
10. Equipos auxiliares • Unión corrediza del tubo ascendente • Separador de lodo-gas • Tanque de viaje, indicador de flujo, etc.	200-300 (1,38 - 2,1 MPa) Prueba de flujo Prueba de flujo Prueba de flujo	Opcional N/C N/C N/C
^a La prueba de baja presión debería estar estable al menos durante 5 minutos. ^b La prueba de alta presión debería estar estable al menos durante 5 minutos. Las pruebas del tipo de flujo deberían durar lo suficiente para poder observar pérdidas significativas. ^c Los equipos de control de pozo disponibles para el equipo de perforación pueden tener mayor presión de trabajo nominal que lo que requiere el lugar. Se debería considerar el requisito de prueba específico del lugar en estos casos.		

Tabla 4.

PRÁCTICAS RECOMENDADAS DE PRUEBA DE PRESIÓN, EQUIPOS DE PERFORACIÓN FLOTANTES CON CONJUNTOS DE BOP SUBMARINOS

<i>Prueba subsiguiente [(A) El conjunto de BOP que se instala en un principio en el cabezal de pozo y (B) no debe superar los 21 días]]:</i>		
Componente que se probará	Prueba de presión recomendada: baja presión, psi^a	Prueba de presión recomendada: alta presión, psi^b
1. Elemento desviador	Opcional	Opcional
2. Preventor anular	200-300 (1,38 - 2,1 MPa)	Presión de trabajo de BOP anular de al menos el 70%
• Cámaras operativas	N/C	N/C
3. Preventores de ariete		
• Tubería fija	200-300 (1,38 - 2,1 MPa)	Mayor que la máxima presión superficial de cierre prevista.
• Diámetro variable	200-300 (1,38 - 2,1 MPa)	Mayor que la máxima presión superficial de cierre prevista.
• Cierre total/Ciego de corte (instalación inicial)	200-300 (1,38 - 2,1 MPa)	Mayor que la máxima presión superficial de cierre prevista.
• Cámara operativa	N/C	N/C
4. Conector del BOP al dispositivo de cabezal de pozo y sellos de la tubería de revestimiento	200-300 (1,38 - 2,1 MPa)	Mayor que la máxima presión superficial de cierre prevista.
5. Líneas de flujo de desviador	Prueba de flujo	N/C
6. Líneas y válvulas de estrangulamiento y ahogo	200-300 (1,38 - 2,1 MPa)	Mayor que la máxima presión superficial de cierre prevista.
7. Colector múltiple de estrangulamiento		
• Aguas arriba de la última válvula de alta presión	200-300 (1,38 - 2,1 MPa)	Mayor que la máxima presión superficial de cierre prevista.
• Aguas abajo de la última válvula de alta presión	Opcional	Opcional
8. Sistema de control de BOP		
• Colector múltiple y líneas de BOP	N/C	Opcional
• Presión del acumulador	N/C	N/C
• Tiempo de cierre	Prueba funcional	N/C
• Capacidad de la bomba	Prueba funcional	N/C
• Estaciones de control	Prueba funcional	N/C
9. Válvulas de seguridad		
• Vástago de perforación, válvulas de inyección y válvulas de seguridad del piso	200-300 (1,38 - 2,1 MPa)	Mayor que la máxima presión superficial de cierre prevista.
10. Equipos auxiliares		
• Unión corrediza del tubo ascendente	N/C	N/C
• Separador de lodo-gas	Prueba de flujo	N/C
• Tanque de viaje, indicador de flujo, etc.	Opcional	N/C
	Prueba de flujo	N/C
^a La prueba de baja presión debería estar estable al menos durante 5 minutos.		
^b La prueba de alta presión debería estar estable al menos durante 5 minutos. Las pruebas del tipo de flujo deberían durar lo suficiente para poder observar fugas significativas.		

Aumentar/disminuir el peso del lodo en lodos a base de agua

AJUSTAR EL PESO DEL LODO EN LODOS A BASE DE AGUA

Se considera lo siguiente cuando se estiman los costales de barita requeridos para aumentar la densidad de un lodo a base de agua, o la cantidad de agua que se requiere para disminuirla.

- La densidad del agua dulce es de 8,33 ppg (a 70°F)
- La densidad de la barita es de 35,0 ppg (gravedad específica especificada por el API de 4,2)
- La barita viene empaquetada en costales (sx) de 100 lb.
- 14,7 costales (1.470 lb) de barita equivales a un barril de volumen

BARITA REQUERIDA PARA AUMENTAR EL PESO DEL LODO

Paso 1: Determinar el volumen de lodo en el sistema activo (en barriles).

$$\text{Volumen total}_{\text{bbl}} = \text{volumen en la superficie} + \text{volumen de la sarta de perforación} + \text{volumen anular} + \text{volumen anular} + \text{volumen en el tubo ascendente}_{\text{(solo en operaciones submarinas)}}$$

Paso 2: Determinar la diferencia entre la densidad de la barita y el peso de lodo deseado (en ppg).

$$\text{Diferencia de densidades}_{\text{ppg}} = 35 - \text{MW deseado}$$

Paso 3: Determinar la cantidad de costales de 100 lb de barita por barril.

$$\text{Barita requerida}_{\text{sx/bbl}} = (\text{MW deseado} - \text{MW presente}) * 14,7 \div \text{resultado del paso 2}$$

Paso 4: Determinar la cantidad total de barita requerida.

$$\text{Barita requerida}_{\text{sx}} = \text{volumen total} * \text{costales requeridos por barril}$$

Paso 5: Determinar el aumento de volumen debido a la adición de barita.

$$\text{Aumento de volumen} = 14.7 * \text{total de barita requerida}$$

Se puede determinar un índice de mezcla constante multiplicando los costales por barril (paso 3) por la velocidad de circulación.

$$\text{Costales por minuto} = \text{costales por barril} * \text{barriles por minuto}$$

AGUA DULCE REQUERIDA PARA DISMINUIR EL PESO DEL LODOT

Paso 1: Determinar la diferencia entre la densidad deseada y la densidad del agua dulce.

$$\text{Diferencia de densidades}_{\text{PPG}} = \text{MW presente} - 8,33$$

Paso 2: Determinar el volumen de agua que se debe añadir para lograr la reducción deseada en la densidad.

$$\text{Volumen de agua a añadir} = \text{MW original} - \text{MW deseado} * \text{volumen que se tratará} \div \text{valor del paso 1}$$

Añadir barita o agua puede afectar mucho otras propiedades del fluido además de la densidad. Si están presentes, los técnicos de fluido (ingenieros de lodos) deben consultarse a para obtener orientación antes comenzar la operación.

Estos cálculos están presentados en forma simplificada en el reverso de la hoja de ahogo de WCS según se muestra a continuación.

SECCIÓN DE REQUERIMIENTOS ESTIMADOS DE BARITA

Requerimientos Estimados de Barita

Volumen total el sistemas activos

BBLS	+	BBLS	+	BBLS	+	BBLS	=	BBLS
Volumen en piletas activas		Volumen de tub. de perf.		Volumen anular total		Volumen e/ tub. perf. y tub. asc. (solo submarino)		Volumen total en sistema activo

Sacos cada 100 barriles

35	-	PPG	=		→		↓		=	
Peso lodo de ahogo		Peso lodo presente		X 14,7		÷		=		SXS/BBL
Costales por barril										Costales por barril

Total de barita requerida

BBLS	X	SXS/BBL	=	SXS
Volumen total en sistema activo		Costales por barril		Total de barita requerida

Aumento de volumen por adición de barita

SXS	÷	14,7	=	BBLS
Total de barita requerida				Aumento de volumen

SXS/BBL	X	BBLS/MIN	=	SXS/MIN
Costales por barril		Velocidad de circulación		Velocidad de mezcla requerida

Dilución del lodo de reserva con agua

PPG	-	8,33	=		→		↓		=	
Peso lodo de ahogo				X		÷		=		BBLS
Peso de lodo en piletas de reserva		Peso lodo de ahogo		Volumen en piletas de reserva						Volumen de agua a añadir

Procedimientos para confirmar el hinchamiento

1. Haga una alineación para llevar los retornos desde el estrangulador hasta un tanque de maniobras u otro tanque del que se puedan observar mediciones exactas de la purga de lodo.
2. Registre la SICP y SIDPP.
3. Estacione personal del equipo de perforación en un lugar donde pueda observar el flujo que va al tanque de maniobras.
4. Abra el estrangulador, purgue lentamente 5 barriles de lodo vigilando la velocidad de retorno del lodo.
5. Registre la posición del estrangulador durante la purga.
6. Registre el tiempo que le llevó purgar 5 barriles.
7. Cierre el estrangulador.
8. Observe la SICP y SIDPP.
9. Si tanto la SICP como la SIDPP se estabilizan a valores menores que el valor de presión de cierre original y la velocidad de retorno del lodo parece disminuir con el tiempo, es probable que haya hinchamiento. Si los valores se estabilizan por encima del valor de presión de cierre original y la velocidad de los retornos aumenta con el estrangulador en la misma posición, entonces es probable que haya un golpe de presión en el pozo.
10. Repita los pasos 4 al 9 hasta que la SIDPP sea cero o ambos manómetros indiquen cero y no fluya lodo del pozo con el estrangulador abierto.
11. Detenga el proceso en cualquier momento en que se vuelva obvio que la purga conduce a más presiones de cierre o incrementos del flujo con el tiempo durante la purga.

Barreras

INTRODUCCIÓN

A partir del accidente de Macondo, ocurrido en el Golfo de México en 2010, se ha prestado especial atención al tema de las barreras. Si bien el concepto de barreras fue parte integral del diseño de pozos durante muchas décadas, no existía un conjunto de directrices único y confiable en la industria de la construcción de pozos. En las clases de control de pozos de la industria, la selección, evaluación e implementación de preventores de reventones (BOP) y otros componentes críticos del equipo de control de pozos siempre han sido temas de discusión. Sin embargo, ha habido una falta de directrices generales de la industria sobre la relación entre los riesgos de las perforaciones y la selección de equipos adecuada para efectuar el control de pozos, más allá de la presión de trabajo (WP) y del tamaño de pozo requerido. También hay una falta de directrices sobre los requisitos para que una prueba de barrera sea aceptable. Recientemente, tanto los operadores de pozos como los contratistas de perforaciones se han abierto más a la idea de que la selección, implementación y prueba de barreras para el flujo proveniente de un yacimiento de hidrocarburos deben volverse más ciencia que arte. Los primeros pasos consisten en establecer un conjunto común que abarque definiciones, filosofía en materia de barreras, principios de diseño de pozos y directrices para implementar barreras. Este conjunto de definiciones, filosofía, principios y directrices siguen desarrollándose a lo largo de la industria. Los grupos de trabajo de la industria siguen dedicados a la perfección a través de la uniformidad de criterios.

DEFINICIÓN DE BARRERAS

En su forma más elemental, una barrera es un elemento que impide que la energía de una formación de hidrocarburos llegue a otros puntos de un pozo o incluso a la superficie. Más específicamente, una barrera es una herramienta, un material, un fluido o una práctica operativa que se utiliza para aislar y administrar la energía dentro de la formación proveniente de sectores del pozo, así como de la perforación de superficie o del sistema de producción. Las barreras pueden ser físicas (herramienta mecánica, material o columna de fluido hidrostático) u operativas (una práctica de perforación que complementa o activa una barrera física inactiva, como la operación de BOP o de válvulas).

FILOSOFÍA Y FINALIDAD DE LAS BARRERAS

La finalidad principal de una barrera es eliminar o, al menos, reducir al máximo el potencial de flujo incontrolado. La posibilidad de flujo incontrolado durante la construcción y la operación de un pozo es inversamente proporcional a la cantidad y la calidad de barreras colocadas. Un sistema de múltiples barreras eficaces, colocadas y aplicadas correctamente, incrementará la integridad y fiabilidad de un pozo y, en esencia, puede eliminar cualquier posibilidad de flujo incontrolado. Un sistema de múltiples barreras para cada posible trayectoria de flujo se considera una *envoltura de barreras*.

En términos generales, la fiabilidad general de un sistema de barreras radica en la probabilidad de que el sistema prevenga la pérdida de control del pozo. Si bien es cierto que muchas barreras en serie incrementarán la fiabilidad del sistema, el cálculo matemático de la fiabilidad (probabilidad que el sistema prevendrá la pérdida de control del pozo) queda a cargo de los especialistas en análisis de probabilidad.

Se puede entender el concepto de pozo de petróleo o de gas como el trayecto que se extiende desde una o más posibles zonas de yacimiento de hidrocarburos hasta la superficie. A medida que el pozo se hace más profundo, se instalan barreras para impedir que esos hidrocarburos tomen trayectorias no deseadas hacia la superficie o que fluyan hacia ella en forma descontrolada. Para lograr un alto nivel de fiabilidad, se utiliza un sistema de barreras múltiples en la construcción de pozos. La experiencia ha demostrado la eficacia de la filosofía de barreras múltiples.

Muchas barreras se diseñan específicamente para prevenir la pérdida de control de los pozos. Otras se diseñan concretamente para prevenir que aumente la presión anular entre sartas de revestimientos y tuberías de revestimiento cortas, o para evitar que los fluidos del yacimiento encuentren una trayectoria hacia la superficie por fuera de la estructura del pozo.

TIPOS DE BARRERAS

Existen cuatro tipos de barreras: hidrostáticas (de fluidos), mecánicas, materiales (de cemento) y operativas. Las primeras tres categorías son consideradas barreras físicas. Por lo general, en la industria se da por sentado que una barrera física únicamente es un tipo de barrera fiable si se verificó probando su máxima carga prevista en la dirección de la carga. En algunos casos, se considera que una barrera está verificada si se confirma que está colocada fijamente en posición.

BARRERAS HIDROSTÁTICAS

La presión hidrostática de una columna de fluido de densidad y altura vertical conocidas debe ser suficiente para superar la presión de los poros de la formación expuesta. El fluido no puede considerarse una barrera, a no ser que su densidad y altura vertical puedan vigilarse. La disminución de la altura vertical o densidad de un fluido se generará una caída correspondiente en la presión hidrostática, lo cual podría causar un estado desbalanceado. El fluido dejaría de constituir una barrera eficaz.

Con buena vigilancia, la mayoría de los lodos de perforación podrán ser barreras fiables en pozos abiertos. En general, la salmuera y los fluidos de terminación no son barreras hidrostáticas eficaces si se quedan expuestas a formaciones permeables porque no existe un revoque de filtración, como en el caso de los lodos. Por lo tanto, los fluidos de terminación suelen filtrarse hacia la formación y perder su presión hidrostática. La salmuera de perforación puede considerarse una barrera fiable durante una operación de perforación, siempre y cuando puedan vigilarse su densidad y nivel de fluido. Sin embargo, la salmuera o los fluidos de terminación que se dejen encima de un empaque entre una tubería de producción y tuberías de revestimiento o entre sartas de revestimiento no constituirán una barrera fiable si no pueden vigilarse.

BARRERAS MECÁNICAS

Las barreras mecánicas también se denominan barreras físicas. Entre ellas se incluyen los empacadores, las válvulas, los taponos puente, etc. Un preventor de reventones (BOP) es una barrera al activarse (cerrarse), pero no puede considerarse una barrera física activa hasta que se haya cerrado. La fiabilidad de una barrera mecánica mejora si se prueba su integridad en función de su carga de diseño en la dirección del flujo una vez que esté instalada.

Las tuberías de revestimiento y las tuberías de revestimiento cortas también conforman una clase de barreras físicas. Puede verificarse su integridad efectuando una prueba después de que se hayan tendido y cementado en su posición. En este caso, la tubería de revestimiento es una barrera que impide el flujo desde el interior a través de las paredes de la sarta de revestimiento; generalmente, el revestimiento se somete a una prueba positiva en la dirección que el flujo podría tomar si el revestimiento no estuviera presente. Una columna de cemento confirmada alrededor de la tubería de revestimiento proporciona una segunda barrera a esta posible trayectoria de flujo.

BARRERAS MATERIALES

Otra barrera física que suele utilizarse es el cemento. El cemento se coloca en el espacio anular exterior a la tubería de revestimiento o a la tubería de revestimiento corta para prevenir que los hidrocarburos u

otros fluidos de formación no deseada asciendan a ese espacio y posiblemente hacia otra zona permeable superior de menor presión. También se utiliza el cemento como tapones (barreras materiales) que se utilizan en los pozos abandonados, así como tapones temporales, utilizados en las operaciones que cesan temporalmente, como sucede con la remoción de un conjunto de BOP debido al clima o a reparaciones.

BARRERAS OPERATIVAS

En muchos casos, una práctica operativa se considera una barrera. El ejemplo más común del uso cotidiano de una barrera operativa es el procedimiento realizado para cerrar un BOP ante el golpe de presión de un pozo. El BOP en sí no constituye una barrera, a no ser que esté cerrado; debe existir una barrera operativa (procedimiento) para activar (cerrar) el BOP. Otro ejemplo de barrera operativa es un plan y procedimiento cuidadosamente concebidos para instalar una cupla desde los filtros hacia la columna de perforación con una válvula de seguridad de apertura total (FOSV) que, posteriormente, haga descender los filtros de manera que pueda cerrarse un BOP alrededor de la tubería. Este procedimiento (práctica operativa) puede verse como una barrera operativa. Esta práctica operativa permite que las barreras mecánicas inactivas (FOSV y BOP) pasen a ser barreras físicas y bloqueen el flujo que asciende por la sarta de perforación o a través de los filtros de terminación por el espacio anular del revestimiento.

Las barreras operativas también se utilizan para garantizar que la falla de una barrera física pueda detectarse y manejarse lo antes posible a fin de evitar la pérdida del control del pozo. Las barreras operativas de control de pozos incluyen controles institucionales como normas de control de pozos de la industria y empresa, capacitación para control de pozos, política y filosofía de control organizativa de pozos y reglamentos gubernamentales.

La siguiente tabla muestra algunos ejemplos de los tipos de barreras definidos.

Tabla G.1. Ejemplos de barreras (la lista no es exhaustiva).

Hidrostáticas	Lodos a base agua Lodos a base de aceite Lodos de base sintética Salmuera
Herramientas mecánicas	Empacadores del tope de la tubería de revestimiento corta Tubulares expandibles Múltiples sellos en cabezal de pozo de alta presión Perfiles de colgador para tubería de revestimiento corta Empacadores inflables de tubería de revestimiento Empacadores de tubería de revestimiento colocados en forma hidráulica o mecánica Anillos de sellado anular Juntas de anillo de BOP Juntas de anillo de conector de BOP submarino Válvulas HCR y de seguridad garantizada Preventores de reventones (cuando están cerrados) Herramientas recuperables de agujero con revestimiento Tapones puente perforables FOSV, IBOP, SCSSV, BPV

Material	Cemento en espacio anular Tapón de cemento Tapón bentonita-diésel (solo temporal)
Prácticas operativas	Procedimientos para cerrar BOP Procedimientos para instalar FOSV (maniobra) Planes y procedimientos para afrontar golpes de presión Procedimientos de desviación Procedimientos para desconexiones de emergencia Procedimientos para desconexiones de LMRP

Nota: Puede resultar tentador considerar que cada BOP de un conjunto constituye una barrera, dado que múltiples preventores del mismo tipo suelen utilizarse para lograr redundancia y mayor fiabilidad. Sin embargo, este modo de pensar es equivocado porque debe recordarse que el conjunto de BOP se opera a través de un solo sistema de control hidráulico. Considerar que los sistemas submarinos cuentan con dos dispositivos de control y que por tal motivo un conjunto debería considerarse como más de una barrera mecánica resulta un argumento inválido porque los dos dispositivos reciben su potencia de fluido de una sola fuente de energía hidráulica en la superficie.

INSTALACIÓN/IMPLEMENTACIÓN DE BARRERAS

Se instalan varias barreras para lograr gran fiabilidad en que el sistema de barreras no fallará. El nivel de fiabilidad deseado depende del riesgo y las consecuencias de una falla. Por lo general, a mayor presión del yacimiento, mayor riesgo de flujo incontrolado de hidrocarburos a la superficie. Las consecuencias de no prevenir un flujo incontrolado dependerán de la ubicación del pozo. Claramente, las consecuencias son mayores cuando los pozos están ubicados en una zona urbana o costa afuera, en comparación con los que están ubicados en una zona remota y despoblada. Por lo tanto, la implementación de barreras requiere reflexión y planificación — o, incluso, una evaluación de riesgos completa — dados los riesgos y las consecuencias que esto implica.

CANTIDAD MÍNIMA ACEPTABLE DE BARRERAS FÍSICAS

Las prácticas de la industria suelen requerir que la cantidad mínima de barreras sea dos (2) y que al menos una de ellas sea una barrera física; sin embargo, en algunas operaciones de mayor riesgo, un operador podría necesitar una cantidad mucho mayor para aumentar la fiabilidad general del sistema de barreras. Si bien se prefiere que ambas barreras sean físicas, muchas operaciones de perforación emplean una segunda barrera con una presencia física, aunque inactiva. Suele convenirse en que dos barreras físicas proporcionan un grado aceptable de fiabilidad. Las barreras operativas se vuelven un factor crítico en cualquier operación que se realice con menos de dos barreras físicas. Una barrera operativa puede complementar una barrera física inactiva, por ejemplo, un BOP. Además, los organismos de reglamentación gubernamental pueden fijar la cantidad de barreras necesarias para operaciones específicas de perforación/terminación de pozos.

COMPLEMENTOS PARA LAS BARRERAS OPERATIVAS

En algunas situaciones, la segunda barrera física requiere una barrera operativa eficaz que la accione. Un buen ejemplo de esto es el espacio anular de un pozo de perforación, donde la columna hidrostática de lodo sirve como barrera primaria, y la barrera secundaria es un preventor de reventones (BOP) que requiere una barrera operativa (plan y procedimiento para cerrar el BOP). La barrera operativa debería

entenderse como un complemento de la barrera física. A modo de recordatorio, la barrera primaria (la barrera hidrostática) también requiere una barrera operativa (procedimientos para evaluar la densidad y vigilar el nivel de fluido en el pozo) como complemento para aumentar la eficacia y fiabilidad del lodo como barrera comprobada.

CONSIDERACIONES SOBRE LAS BARRERAS EN EL DISEÑO DEL POZO

La implementación de barreras debería comenzar durante la etapa de planificación de cada pozo, para cada sección del pozo que se vaya a perforar y para el proceso de terminación. Algunas de las consideraciones generales recomendadas por el Instituto Americano del Petróleo son:

1. Suponer que cualquier barrera única puede fallar, aunque se haya sometido a pruebas de verificación. Considerar las posibles consecuencias de la falla de cada barrera de pozo en una trayectoria de flujo dada (en la tubería de revestimiento a través de un espacio anular de pozo abierto, en la tubería de perforación o tubería de producción a través de un espacio anular de la tubería de revestimiento, dentro de la tubería de perforación o la tubería de producción). Deberán identificarse las respuestas y contingencias requeridas.
2. Deberán determinarse las barreras operativas que deberían colocarse cuando el equipo de perforación funciona sobre el pozo, independientemente de la cantidad de barreras físicas que se haya colocado o de que se hayan verificado dichas barreras.
3. Si no puede verificarse una barrera física mediante una prueba en sus cargas máximas previstas, deberá considerarse uno de los siguientes métodos alternativos de verificación:
 - a. Probar la barrera con una carga menor o en la dirección opuesta a la de la carga prevista,
 - b. Recopilar datos durante la instalación de la barrera física que confirmen una ejecución eficaz de la instalación,
 - c. Realizar una inspección posterior a la instalación de la barrera mecánica o material,
 - d. Si no puede confirmarse la colocación de una barrera física, pueden utilizarse barreras operativas adicionales para mejorar la fiabilidad del sistema de pozo. Para mejorar la eficacia de las barreras operativas complementarias, deben realizarse capacitaciones y simulacros.
4. Revisar el plan de barreras como parte de una gestión de cambios (MOC, por sus siglas en inglés) si varían las condiciones del pozo.
5. Instruir al personal respecto de que una decisión de no implementar una barrera física u operativa planeada debido a una baja probabilidad de condiciones imprevistas (alta presión de formación, rotura de la tubería de revestimiento, tormenta repentina, etc.) puede aumentar la probabilidad de que falle el sistema del pozo.
6. Si, en el transcurso de las operaciones del pozo, se detecta que una barrera física es deficiente y no puede repararse, se deberá reevaluar la fiabilidad del resto del sistema del pozo. Como parte de la MOC, debería considerarse reemplazar la barrera física (dentro de lo posible), instalar barreras físicas adicionales o implementar barreras operativas adicionales.

REQUISITOS REGLAMENTARIOS

Algunos de los requisitos reglamentarios adoptados a nivel mundial (y especialmente en los pozos de aguas profundas del Golfo de México) se desarrollaron en respuesta al incidente de Macondo en 2010. Muchos de estos requisitos reglamentarios aplican a cualquier pozo aguas afuera perforado en aguas estadounidenses, no solo a los pozos de aguas profundas. Para pozos perforados con un conjunto de BOP submarino (todas las operaciones de perforación flotante), estos reglamentos hacen cumplir legalmente la práctica anterior recomendada por la industria de contar con al menos dos barreras (una de las cuales debe ser mecánica) en cualquiera de las posibles trayectorias de flujo hacia la superficie.

Los reglamentos gubernamentales cambian con el tiempo y de un país a otro; por lo tanto, estos reglamentos variados no pueden incluirse en un solo documento ni predecirse con el paso del tiempo. Por ello, el diseñador de sistemas de barreras debería asegurarse de que todas las decisiones que se tomen se verifiquen en virtud de los reglamentos locales para asegurarse de que el sistema de barreras implementado cumpla con la normativa.

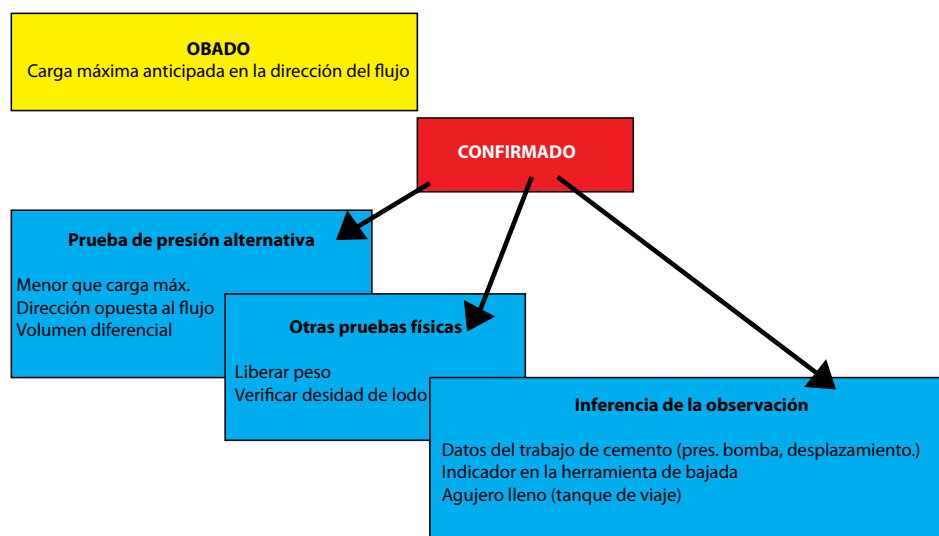
DESARROLLO DE UN PLAN DE BARRERAS

El operador del pozo deberá desarrollar un plan para identificar trayectorias de flujo y barreras que prevengan el flujo en cualquiera de las posibles trayectorias de flujo hacia la superficie durante la perforación y terminación del pozo. Los diagramas que ilustran las barreras colocadas en cada fase operativa resultan muy útiles. El proceso de planificación incluye determinar las condiciones operativas a las que se someten las barreras durante cada fase de la construcción y a lo largo de la vida útil del pozo. Estas condiciones operativas luego se utilizan para asegurarse de que el desempeño de las barreras sea adecuado para ese entorno del pozo en particular.

Dado que la construcción del pozo es una sucesión de procesos (perforación, maniobra, tendido de revestimientos, cementado, prueba, terminación, etc.) las barreras necesarias también cambian. La cantidad y los tipos de barreras varían con el tiempo (fase de construcción del pozo). Estos procesos deben examinarse en detalle; asimismo, primero deben considerarse los riesgos asociados para poder elegir las barreras debidamente.

Las barreras físicas se admiten como tales solo cuando están verificadas o confirmadas. Idealmente, la verificación deberá determinarse a través de la prueba de la barrera a su carga máxima prevista en la dirección del flujo. Esto no siempre es factible después de instalar la barrera. Por eso, la barrera debe confirmarse, ya sea mediante a) prueba alternativa de presión, b) algún otro tipo de prueba física o c) inferencias a partir de observaciones de la barrera. Esta representación de categorías de verificación de barreras se ilustra en la figura G.1.

Figura G.1. Categorías de verificación de barreras (de API RP 96)



EJEMPLOS DE BARRERAS IMPLEMENTADAS DURANTE OPERACIONES DE PERFORACIÓN

EJEMPLO 1: PERFORACIÓN CON BOP DE SUPERFICIE

Durante la perforación, la presión hidrostática del lodo constituye la barrera primaria, en tanto que el BOP (barrera mecánica) y el procedimiento de cierre del pozo (barrera operativa complementaria al BOP físico inactivo) se combinan para constituir la segunda barrera mecánica aceptable. Durante la maniobra el fluido representa nuevamente la barrera primaria, pero solo si se conduce con la operación del tanque de viaje (procedimiento de maniobra, una barrera operativa) y el procedimiento planificado de cerrar el espacio anular con el BOP (otra barrera operativa) como una segunda barrera aceptable o la tubería de perforación abierta con una válvula de seguridad de apertura total (FOSV). Las posibles trayectorias de flujo desde el yacimiento hacia la superficie durante la perforación se ilustran en la figura G.2, junto con las barreras requeridas para cerrar en forma segura esas trayectorias descritas e ilustradas. El sistema de barreras que figura en la ilustración constituye la envoltura de barreras. Cabe destacar que la válvula de flotador de la sarta de perforación no se considera una barrera porque no puede probarse una vez instalada. También debe recordarse que muchas de estas válvulas tienen lumbreras, de manera que la presión del agujero inferior puede determinarse después de un cierre por golpe de presión.

Debe enfatizarse que un fluido de perforación o reparación puede considerarse una barrera física verificada solo si es vigilado debidamente. La debida vigilancia incluye verificar que la densidad del fluido que sale del pozo es igual o mayor que la del que ingresa, así como de que exista una columna completa de fluido en el pozo. Además, la densidad del fluido del pozo y la longitud de la columna de fluido deben ser suficientes para producir una presión hidrostática en la o las formaciones expuestas mayor que la presión de formación en ella o ellas. La densidad del fluido de perforación debe medirse frecuentemente y la observación continua del nivel de lodo en el pozo y de los volúmenes totales de la piletta constituyen barreras operativas requeridas para complementar y verificar el fluido de perforación como barrera hidrostática.

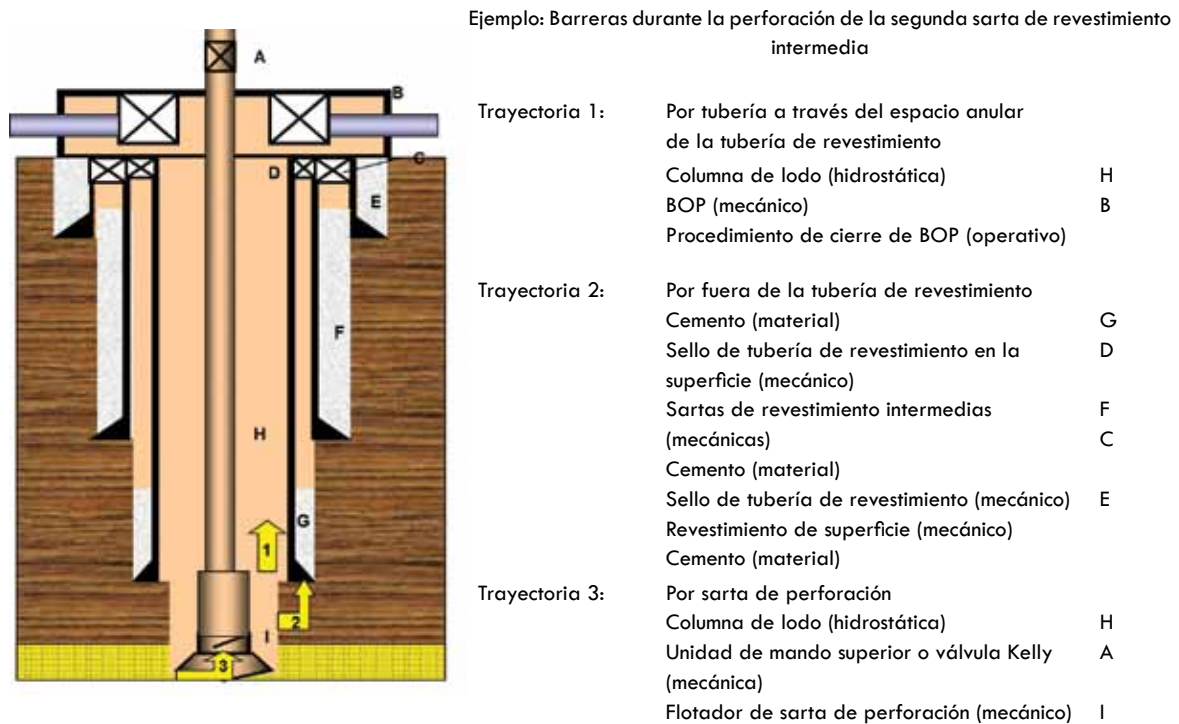
El flotador de la sarta de perforación no se considera una barrera (para la mayoría de los operadores y contratistas) ya que no puede probarse después de implementarse (bajado al pozo). Sin embargo, es posible verificar su presencia antes de taladrar la zapata de la tubería de revestimiento cerrando el BOP y bombeando el espacio anular. Si el manómetro de la tubería de subida no reacciona, se ha verificado pero no probado con la máxima presión potencial de yacimiento. Como punto de referencia, las normas de la Oficina de Seguridad y Cumplimiento Ambiental (BSEE, por sus siglas en inglés) de los EE.UU. ni siquiera consideran válvulas de flotación dobles (una válvula detrás de la otra) como una barrera mecánica aceptable.

El cemento exterior a la tubería de revestimiento es otro ejemplo de barrera material que no puede probarse. Sin embargo, es posible verificarlo si se determina que está ubicado donde estaba planificado. Para lograrlo, hay que calcular el desplazamiento teórico y compararlo con los retornos de lodo observados, así como utilizar un registro de adherencia del cemento u otras herramientas de evaluación. Además, para que el cemento que está asentado en el espacio anular exterior a la tubería de revestimiento funcione como barrera física ante el influjo de fluidos de formación, la lechada de cemento debe estar diseñada y probada en un laboratorio para las condiciones previstas del pozo. Asimismo, para que sea reconocido como barrera física válida, el Instituto Americano del Petróleo (API) establece que la lechada debe colocarse en el pozo según las prácticas y el equipo recomendados de conformidad con la Norma API 65-2, *Isolating Flow Zones During Well Construction* [Aislamiento de zonas potenciales de flujo durante la construcción del pozo].

Es posible utilizar los datos recopilados durante el desplazamiento del cemento a fin de confirmar aún más que el cemento presente en el espacio anular constituye una barrera aceptable. Si los datos de desplazamiento indican que el tope del cemento no está ubicado donde debería, o si el desplazamiento muestra otros problemas, puede ejecutarse un registro de diagnóstico para fijar la ubicación del cemento

o identificar su calidad de adherencia. Por último, es posible realizar una prueba de integridad de presión después de taladrar a través del cemento para identificar canales de cemento que no permitan que este material pueda considerarse como barrera para el espacio anular abierto de la tubería de revestimiento.

Figura G.2. Trayectorias hacia la superficie y barreras para prevenir el flujo del yacimiento.



Para proporcionar una segunda barrera en la trayectoria de flujo anular (espacio anular externo de una sarta de revestimiento o tubería de revestimiento corta), se instala una barrera mecánica. En general, dichas barreras mecánicas se colocan después de la operación de cementación e incluyen uno de los siguientes componentes

- Liner top packers
- Expandable tubulars
- Multiple seals in a high-pressure wellhead housing
- Subsea wellhead liner hanger profiles
- Inflatable external casing packers
- Hydraulic set external casing packers

EJEMPLO 2: QUITAR EL BOP PARA FIJAR MORDAZAS PARA LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO

Cuando se perfora en tierra, suele utilizarse un sistema de cabezal de pozo con bobinador. El cabezal del pozo se considera un conjunto de cabezales de entubación que se ensamblan sobre la marcha, a medida que avanza la perforación y se colocan las tuberías de revestimiento. El cabezal de entubación inicial se sujeta a la tubería guía ya sea por soldadura o compresión. Se mecaniza un perfil dentro del cabezal de entubación para que admita un arreglo de sellos y mordazas donde la siguiente sarta de revestimiento entre y se mantenga firme (tubería de revestimiento de superficie). La parte superior del cabezal de entubación tiene una brida que coincide con la parte inferior del BOP o con la siguiente brida de anclaje para entubación. El ensamblaje de sellos y mordazas transfiere el peso predeterminado

de la tubería de revestimiento hacia la tubería guía a la vez que energiza una junta elastomérica de peso fijo. Cuando se tiende una sarta de revestimiento intermedia, se sujeta una segunda brida de anclaje para entubación al cabezal de entubación inicial mediante una conexión brida por brida. Para realizar esta conexión y fijar el ensamblaje de sellos para la tubería de revestimiento intermedia mediante el espacio anular de la tubería de revestimiento de superficie, es necesario remover el BOP. Si todavía no se ha alcanzado la profundidad para los hidrocarburos, la operación es relativamente segura. Finalmente, se llegará a la zona de hidrocarburos y será necesario remover el BOP e instalar el carrete del cabezal de la tubería de producción.

Cuando se está desmontando el BOP para permitir la instalación de la siguiente brida de anclaje para entubación o del carrete del cabezal de la tubería de producción, debe prestarse suma atención a que haya suficientes barreras. Mientras el BOP está desconectado y apartado para permitir la instalación de la brida de anclaje para entubación intermedia, es práctica común en la industria hacerlo con una sola barrera (la columna hidrostática del lodo de perforación; el collar de flotación con cemento no se considera una barrera). Desafortunadamente, la experiencia ha demostrado que algunos pozos comienzan a fluir durante esta operación.

Las siguientes son algunas barreras operativas que podrían implementarse para reducir el riesgo que implica contar con una sola barrera física mientras el BOP es quitado:

1. identificar zonas potenciales de flujo del pozo;
2. controlar el flujo del pozo mientras se desconecta el BOP;
3. diseñar un cemento que mitigue la probabilidad de que haya un flujo de gas anular;
4. garantizar que haya tiempo suficiente para esperar el fraguado del cemento;
5. previsiones y procedimientos para montar el BOP con rapidez

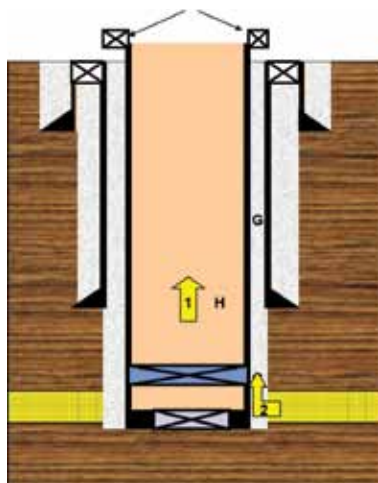
Ninguna de estas barreras operativas sustituye una segunda barrera física. De hecho, ni siquiera complementan la activación de una barrera física.

Algunos operadores optarán por proporcionar una barrera mecánica, además de la barrera hidrostática, colocando en el pozo un tapón bajado con cable y probando el tapón desde arriba antes de quitar el BOP a fin de colocar el ensamblaje de sellos y mordazas en la superficie.

Figure H.3. Example of barrier envelope in place while picking up BOP stack to set slips.

Arreglo de sellos y mordazas para colocar luego de recoger el BOP

Ejemplo: Recoger el BOP para colocar un arreglo de sellos - Conjunto de superficie



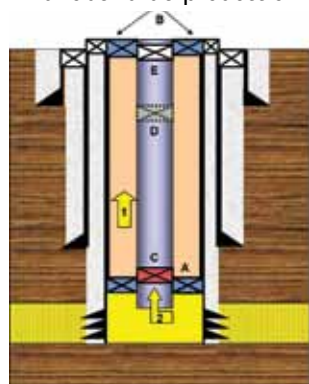
- Trayectoria 1: Por dentro de la tubería de revestimiento
 Columna de lodo (hidrostática); debe ser supervisada para detectar flujo H
 Tapón puente bajado con cable
 Procedimiento para montar el BOP (operativo)
 Flotador de cemento - no es barrera
- Trayectoria 2: Por fuera de la tubería de revestimiento G
 Cemento (material)
 Lechada diseñada para prevenir el flujo de gas anular
 Ubicación del cemento verificado a partir del volumen
 Desplazado
 ¿Registro de adherencia?

EJEMPLO 3: QUITAR EL ÁRBOL DE SUPERFICIE PARA INSTALAR UN BOP

Ocurre una situación similar durante algunas operaciones de trabajo en el pozo. Por ejemplo, cuando se necesita quitar un árbol de Navidad e instalar un BOP antes de realizar actividades de reparación en un pozo de producción. Incluso si el pozo se ha ahogado por un bombeo en forma forzada o por el método volumétrico, la hidrostática del fluido de la tubería de producción no puede considerarse una barrera a no ser que pueda vigilarse. Es poco probable que se lleve a cabo una supervisión mientras se retira el árbol de Navidad. Por lo tanto, deben implementarse barreras mecánicas. Si existe una válvula de seguridad de fondo de pozo controlada desde la superficie (SCSSV, por sus siglas en inglés) en la tubería de producción, puede cerrarse y considerarse ser una sola barrera, siempre y cuando su integridad pueda verificarse mediante una prueba. Si no hay ninguna SCSSV, entonces podría colocarse un tapón bajado con cable en el pozo para luego realizar una prueba. Muchos operadores buscan lograr la segunda barrera deseada colocando una válvula de contrapresión (BPV, por sus siglas en inglés) en el colgador para la tubería de producción. Lamentablemente, no hay forma de probar esta válvula una vez instalada. Por lo tanto, no es posible verificar su integridad como barrera. Incluso si se hubiera hecho una prueba reciente de la válvula en un circuito cerrado de flujo que fuera suficiente para confirmar el funcionamiento de la retención, no es posible verificar la rosca del colgador para la tubería de producción ni el sellado del exterior de la válvula.

Figura G.4. Envoltura de barreras para retirar el árbol e instalar un BOP de superficie con fines de operaciones de reparación.

Sellos para el colgador para la tubería de producción



Ejemplo: Remover el árbol para instalar el BOP - Reparación del conjunto de superficie

Trayectoria 1:	Por tubería de producción a través del espacio anular de la tubería de revestimiento	
	Columna de lodo (hidrostática)	H
	No es barrera - No es posible supervisarla	
	Empacador - Colocado y probado	A
	Sellos para el colgador para la tubería de producción	B
	Procedimiento para montar el BOP (operativo)	
Trayectoria 2:	Por dentro de la tubería de producción	
	Tapón bajado con cable	C
	Válvula de seguridad subsuperficial - de ser probada	D
	BPV en colgador para la tubería de producción	E
	No es barrera - No es posible probarla	

EJEMPLO 4: PERFORACIÓN CON BOP SUBMARINOS (PERFORACIÓN FLOTANTE)

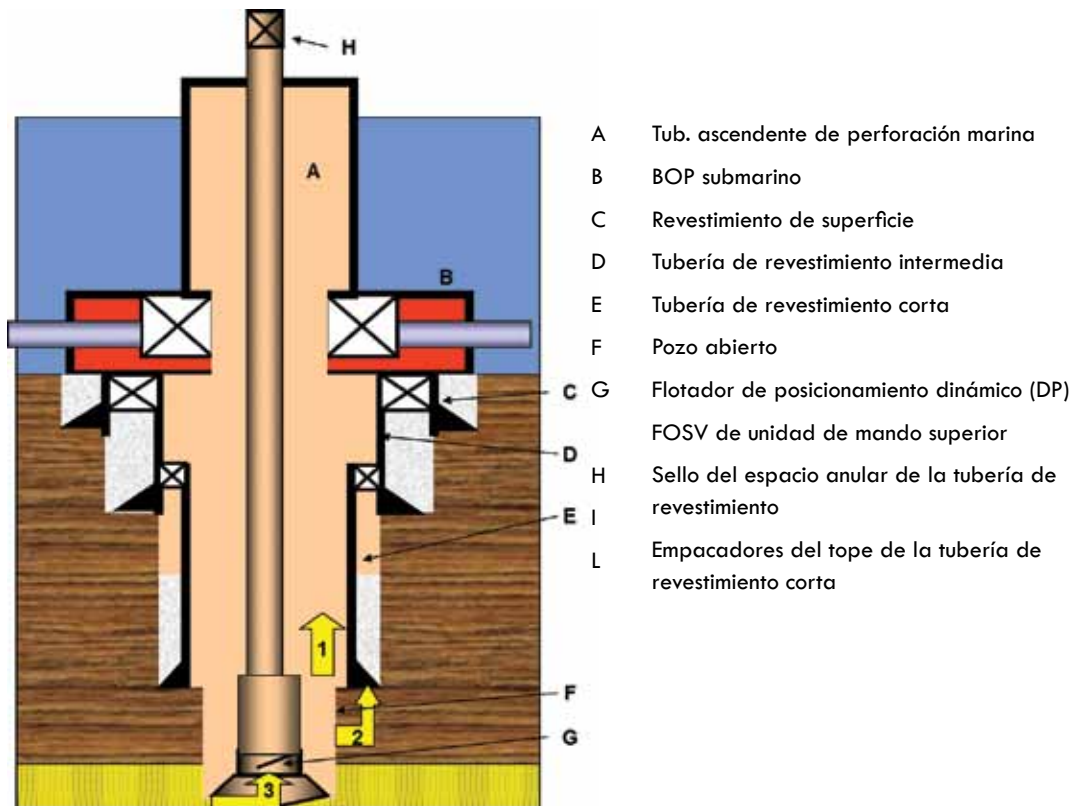
Realizar una perforación desde un equipo flotante utilizando un BOP submarino presenta algunas consideraciones distintas respecto del diseño y la implementación de las barreras debido a la ubicación del BOP y a la presencia del tubo ascendente de perforación marina, que debe llevar los retornos de lodo y los recortes a la superficie. Ahora, la columna hidrostática tendiente a superar la presión de formación se mide desde la línea de flujo del barco hasta la parte superior de la presión de formación expuesta. Si la densidad del lodo bombeado es equivalente o superior a la densidad de lodo que se expulsa, y si la presión hidrostática resultante que se mide desde la línea de flujo del equipo de perforación hasta la parte superior de la formación expuesta supera la presión de formación, el lodo sirve de barrera hidrostática y constituye la barrera de perforación principal. El BOP ubicado en el lecho marino funciona como barrera física secundaria, pero solo si existe una barrera operativa satisfactoria para detectar influjo, así como prácticas operativas para cerrar el BOP.

Imaginemos un pozo submarino que tenga una sarta de revestimiento de superficie, una sarta de revestimiento intermedia, una tubería de revestimiento corta y un pozo abierto bajo la zapata de la tubería de revestimiento corta. Esta situación se ilustra en la figura G.5 y es una simplificación de los pozos submarinos, pero contiene las características esenciales de dichos pozos. La diferencia es que podrían existir sarta de revestimiento o tuberías de revestimiento cortas adicionales en otros pozos submarinos.

Existe una cantidad suficiente de barreras siempre que la columna de fluidos tenga densidad y longitud vertical suficientes para sobre balancear las zonas de hidrocarburos expuestas y en tanto que el BOP esté listo para cerrar el pozo cuando sea necesario. La longitud vertical de la columna de fluido incluye el tubo ascendente de perforación marina. La mayoría de las entidades reglamentarias de los países de todo el mundo exigen que se desplace el tubo ascendente con agua de mar antes de desconectar el conjunto marino inferior del tubo ascendente (LMRP, por sus siglas en inglés) y retirar el tubo ascendente para que no se genere un efecto de tubo en U entre el lodo y el océano. Por lo tanto, es necesario prepararse para compensar la pérdida de presión hidrostática del fluido en el pozo y prevenir un influjo de fluidos de formación.

En general, se coloca un tapón temporal (casi siempre mecánico) en las profundidades de la tubería de revestimiento para formar una barrera que pueda probarse. El pozo queda lleno de un fluido de perforación que, combinado con un gradiente hidrostático de agua marina sobre el BOP, no balanceará ni sobre balanceará la presión de formación potencial por debajo del tapón temporal. Tras quitar toda sarta de perforación que haya en el pozo, el ariete ciego de corte se cierra y se asegura para formar la segunda barrera física. En este punto, el tubo ascendente se desplaza con agua de mar y se separa del conjunto inferior junto con el LMRP.

Figura G.5. Pozo submarino simplificado con características esenciales (durante la perforación).

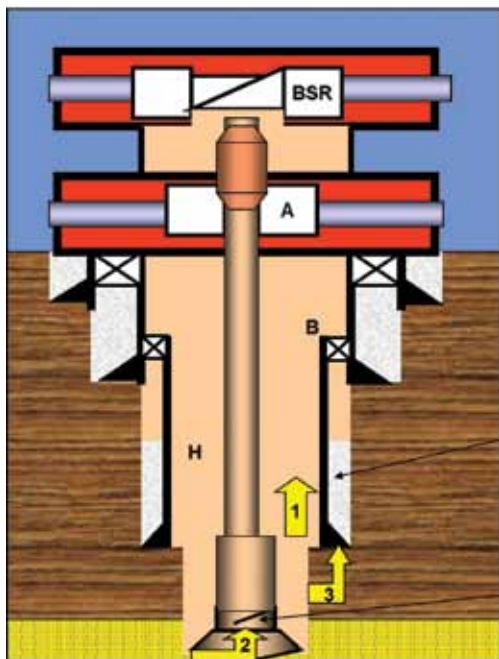


EJEMPLO 5: EVACUACIÓN/DESCONEXIÓN DE EMERGENCIA (BARCO DE POSICIONAMIENTO DINÁMICO)

Habrán algunos casos en los que será imposible diseñar e implementar dos barreras mecánicas o, incluso, una barrera hidrostática supervisada y una barrera mecánica. Consideremos el ejemplo ilustrado en la figura G.6. En ese caso, se está utilizando un equipo de perforación de posicionamiento dinámico (DP, por sus siglas en inglés) para perforar un pozo de aguas profundas. El barco sufre movimientos inesperados o no puede mantener la posición sobre el pozo. A fin de evitar graves consecuencias, debe realizarse una desconexión de emergencia entre el tubo ascendente y el conjunto de BOP y el cabezal de pozo.

Antes de esta situación, la perforación se realizó sin peligro, y el sobre balance hidrostático del lodo formó la barrera física principal. La hidrostática del lodo puede considerarse una barrera física porque está siendo vigilada detenidamente (barrera operativa de apoyo) desde la superficie. La segunda barrera es el BOP, que funciona como una barrera mecánica pasiva que aguarda a ser activada para funcionar como segunda barrera física. La activación se logra implementando una barrera operativa (el procedimiento de cierre del BOP).

Figura G.6. Barreras colocadas tras una desconexión de emergencia y un corte de tubería.



Ejemplo: Desconexión o corte de emergencia - Equipo de perforación de DP

Trayectoria 1: Por tubería a través del espacio anular de la tubería de revestimiento

Columna de lodo (hidrostática) H

No es barrera - Pérdida de margen del tub. ascendente

Arietes colgantes cerrados A

Tope cortado de la pesca provocará una fuga de presión desde la columna de perforación hasta el espacio anular BSR

Ariete ciego de corte cerrado

Trayectoria 2: Por dentro de la tubería de producción

Columna de lodo (hidrostática) H

No es barrera - Pérdida de margen del tub. ascendente

Arietes ciegos de corte cerrados BSR

Flotador de columna de perforación - No es barrera D

Trayectoria 3: Por fuera de la tubería de revestimiento

Cemento anular C

Sello para el colgador para tubería de revestimiento corta B

Arietes ciegos de corte cerrados BSR

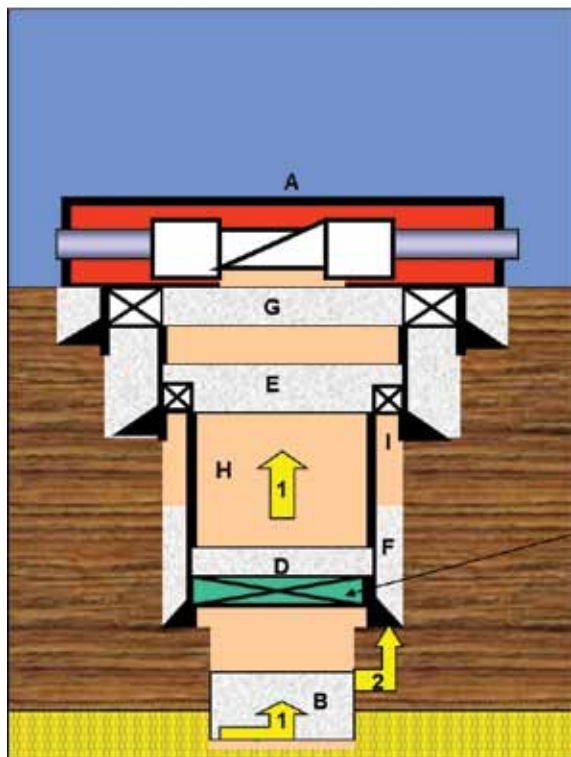
Durante la desconexión de emergencia, la tubería se colgará de arietes anulares cerrados (si hay suficiente tiempo) y se cortará como parte de la secuencia de desconexión. El tubo ascendente marino y el LMRP se desconectarán entonces de la parte superior del conjunto inferior de BOP y se extraerán con el barco de perforación. Tras completar la operación, el pozo quedará lleno de un fluido de perforación que no tendrá la suficiente presión hidrostática para evitar que el pozo se vea invadido por los fluidos de formación. Eso se debe a que, de repente, el margen del tubo ascendente se habrá perdido cuando la presión hidrostática del lodo en el tubo ascendente se haya reemplazado por presión hidrostática del agua de mar.

La única barrera mecánica para detener el flujo que subirá por la sarta de perforación estará constituida por los arietes ciegos de corte cerrados. A primera vista, podría parecer que la barrera mecánica principal

para detener el flujo que subirá por el espacio anular serán los arietes colgantes cerrados. Sin embargo, tras el corte, la pesca de la parte superior de la tubería de perforación tendrá comunicación de presión con el espacio anular sobre los arietes colgantes; los arietes colgantes cerrados no proporcionan sellado para el pozo ubicado por encima de ellos. Por lo tanto, los arietes colgantes cerrados no pueden ser contados como una barrera fiable una vez que se haya cortado la tubería.

El pozo quedará en este estado no deseado hasta que un barco o equipo de perforación regrese al sitio, el tubo ascendente marino y el LMRP sean reconectados y el pozo sea ahogado antes de abrir los arietes de corte cerrados y retirar la pesca (la sarta de perforación desconectada que cuelgue del ariete colgante, o la pesca cortada que haya caído tras el corte, si es que no hubo tiempo suficiente para colgar la sarta de perforación). Algunas secuencias de desconexión de emergencia (EDS, por sus siglas en inglés) incluyen el cierre de los arietes colgantes antes de operar los arietes de corte para atrapar la sarta de perforación en caso de que haya una unión de tubería entre el ariete colgante y el ariete ciego de corte. Sin embargo, no es muy probable que eso suceda. En la mayoría de los casos, el perforador tendrá tiempo suficiente para colgar lo que sea necesario antes de ejecutar la EDS.

Figura G.7. Barreras típicas para un abandono temporal en aguas profundas.



Ejemplo: Abandono temporal de pozo de aguas profundas

Trayectoria 1: Desde la formación hasta el pozo	
Columna de lodo (hidrostática)	H
No es barrera - Pérdida de margen del tub. ascendente	
Tapón de cemento	B
Influjo probado	
Tapón puente mecánico	C
Probado desde la superficie	
Tapón de cemento	D
Prueba de lechada, desplazamiento verificado	
Posado luego de colocado	
Tapón de cemento	E
Prueba de lechada, desplazamiento verificado	
Posado luego de colocado	
Tapón de cemento	G
No es barrera	
Arietes ciegos de corte cerrados	A
Trayectoria 2: Por fuera de la tubería de revestimiento (¿trayectoria válida?)	F
Cemento anular	
¿Influjo probado?	
Sello para el colgador para tubería de revestimiento corta	I
Probado anteriormente	A
Arietes ciegos de corte cerrados	

EJEMPLO 6: ABANDONO DE UN POZO (TEMPORAL)

El abandono temporal de un pozo constituye otro ejemplo de barreras colocadas en un pozo cuando hay suficiente tiempo para preparar, colocar y verificar las barreras. Esta medida podría requerirse si hay suficiente advertencia de que se acerca una tormenta. En ese caso, hay bastante tiempo para extraer la sarta de perforación del pozo y colocar los tapones adecuados.

La figura G.7 ilustra las barreras típicas instaladas en un pozo submarino (de aguas profundas) abandonado de forma temporal. Debido a que probablemente el pozo esté abandonado (quizás sin supervisión) durante un período indefinido, el hecho de que haya más de dos barreras aumenta la fiabilidad del sistema de barreras. En el pozo abierto, se coloca un tapón de cemento cerca del fondo. El tapón debería estar cerca del fondo y cubrir y extenderse sobre toda posible zona permeable que pueda contener hidrocarburos. Ese cemento se vuelve una barrera física (material) aceptable si es que su influjo puede probarse exitosamente (reduciendo la presión hidrostática en el pozo a una presión que sea lo suficientemente menor que la presión de formación que hay bajo el tapón de cemento) tras su colocación. Para la prueba de influjo (prueba negativa), la presión diferencial de prueba a lo largo de la barrera debe ser tan alta como sea factible.

Luego se instala una segunda barrera física colocando una barrera mecánica. Dentro de la tubería de revestimiento, es posible colocar un tapón mecánico (tapón puente) bajado con cable y probarlo desde la superficie. Para mejorar aún más la eficacia del tapón mecánico, se instala sobre él un tapón de cemento. En general, este tapón se verifica probando la lechada antes de bombear y luego posando su extremo superior para estimar su resistencia a la compresión tras su colocación.

El pozo de ejemplo tiene una tubería de revestimiento corta. La parte superior de dicha tubería ya se habrá probado antes. Para garantizar aún más la eficacia del sello de la parte superior de la tubería, se coloca un tapón de cemento a través y por encima del tope de la tubería a fin de garantizar aún más que no haya pérdida de flujo en el colgador de la parte superior de la tubería de revestimiento corta. De ser posible, se prueba el influjo del tapón de cemento reduciendo la presión hidrostática sobre él hasta alcanzar un valor menor que la presión de formación prevista que podría filtrarse a través de la columna de cemento anular y de los sellos de la parte superior de la tubería de revestimiento corta. El valor de la presión diferencial de prueba es muy subjetivo porque no se conoce la presión de formación real que va desde el espacio anular cementado hasta los sellos del colgador para la tubería de revestimiento corta.

Muchos operadores consideran que las filtraciones externas a una tubería de revestimiento cementada no son una trayectoria de flujo válida. Por lo tanto, no se justifica ningún tipo de prueba de influjo realizada a través de los sellos del tope de la tubería, ya que dicha trayectoria de flujo externa no se reconoce como válida.

Por último, se coloca un tapón de cemento en la tubería de revestimiento, en la superficie. No puede considerarse que este tapón constituya una barrera porque no hay manera de probarlo. Sin embargo, es posible verificar la colocación mediante la observación de volúmenes de desplazamiento. Puede probarse la lechada antes del bombeo.

PRUEBA DE BARRERA

La verificación de la integridad de una barrera estará supeditada al tipo de barrera. La naturaleza exacta del proceso de verificación o prueba y los criterios de aceptación asociados deberían desarrollarse para cada barrera física y operativa de un pozo. Los criterios de aceptación establecen las condiciones que deben cumplirse para verificar satisfactoriamente la integridad de la barrera respecto de su aplicación esperada. Es necesario documentar y conservar los resultados de las verificaciones conforme a los reglamentos locales o a la política empresarial.

La mejor manera de verificar una barrera física es efectuando una prueba o una confirmación cuando no resulte viable realizar una prueba. Para evaluar las barreras físicas de manera óptima, debe medirse la capacidad que tiene una barrera para contener la carga de presión anticipada a la que puede ser sometida. Para equipos de control de pozos tales como BOP, válvulas y reguladores de perforación, entre otros, los fabricantes someten este tipo de barreras físicas a evaluaciones internas e integrales de diseño y calificación antes de enviar dichos equipos a la fase de producción. Sin embargo, dado que cada componente aún no ha sido instalado como pieza integral del sistema completo de pozo, es necesario realizar verificaciones adicionales de su integridad después de la instalación.

La verificación más fiable de una barrera física se realiza efectuando una prueba de presión en la que se alcance la presión diferencial esperada en dirección del flujo tras la instalación de la barrera en el pozo. Lamentablemente, no es viable efectuar una prueba de presión para algunas barreras en dirección del flujo. Por lo tanto, debe realizarse una evaluación menor de integridad, como confirmar la barrera mediante otro tipo de prueba u observación de su presencia y rendimiento.

PRESIÓN (PRUEBA POSITIVA)

Para ciertos tipos de barreras, es posible aplicar una carga de presión a fin de evaluar si la instalación e integridad de la barrera son adecuadas para una posible situación operativa. Se considera que dicha prueba, en la que la presión aplicada simula la condición de carga aplicada, constituye una prueba positiva. Una forma viable de verificar es mediante una prueba de presión en una barrera mecánica de reciente instalación utilizando el fluido que está en el pozo al momento de verificar. Ese fluido suele ser lodo de perforación, salmuera de terminación o agua. Por lo general, los reglamentos locales estipulan los criterios de aceptación para los criterios de integridad de presión, pero en algunos casos, las empresas pueden regirse por sus propias políticas. Los criterios de aceptación pueden incluir lo siguiente:

- Cambio de presión durante un lapso de retención designado
- Observación de una pérdida
- Diferencia entre volumen de presurización y volumen de purga.

Un ejemplo de prueba positiva consiste en probar preventores de reventones. Para realizar una prueba de BOP, se coloca un *tapón de prueba* en el espacio anular a fin de aislar el pozo, se cierra un preventor seleccionado y se aplica presión al lado del fondo del preventor. Algunos conjuntos de BOP submarinos están configurados con un ariete de BOP adicional como ariete inferior extremo y designado como un *ariete de prueba*. Cuando este ariete está cerrado, es posible aplicar presión de prueba entre dicho ariete y el que se encuentra en el extremo superior para realizar una prueba positiva del ariete superior cuando se encuentra cerrado.

Otro ejemplo de prueba positiva consiste en aplicar presión entre un ariete de BOP probado previamente y la parte superior de un ensamblaje de sellos del tope de una tubería de revestimiento o tubería de revestimiento corta. Esta prueba no verifica la integridad del ensamblaje de sellos del tope de una tubería de revestimiento o tubería de revestimiento corta para cargas ascendentes aplicadas en el espacio anular entre dos sartas de revestimiento o entre una tubería de revestimiento corta y una tubería de revestimiento exterior. No obstante, puede utilizarse para verificar la integridad de la presión de un sello o sellos para cargas de presión descendentes entre dos sartas de revestimiento o la parte superior de una tubería de revestimiento corta interna utilizada a modo de sarta de revestimiento.

INFLUJO (PRUEBA NEGATIVA)

En muchos casos, la generación positiva de presión diferencial de fluidos (en la dirección del flujo) resulta imposible. Una prueba de influjo es un método utilizado para aplicar presión diferencial en dirección del flujo desde la formación hacia el pozo. La diferencia de presiones por verificarse a través de la barrera se genera reduciendo la presión hidrostática en la parte superior de la barrera. Otro nombre común con el que se designa la prueba de influjo es prueba negativa. Dado que la diferencia de presiones surge a partir de la densidad del fluido en la parte superior, la máxima presión diferencial de prueba aplicada puede estar limitada y no siempre puede simular la máxima carga posible durante la explotación de pozos.

Para limitar la cantidad de fluido pesado desplazado del pozo y generar un volumen de agua atrapado para realizar la prueba, el fluido de menor densidad que está por encima de la barrera física por verificarse suele desplazarse en sentido descendente por la tubería de perforación y es atrapado cerrando una barrera

superior temporal, como un BOP o un tapón de prueba en el cabezal del pozo. Esta barrera superior temporal sirve como segunda barrera durante la prueba de influjo de la barrera que se esté verificando.

Debería considerarse el método para restablecer la hidrostática original una vez finalizada la prueba de influjo (es decir, la prueba negativa). Además, también debería considerarse el método por el cual se restablecerá el control de la barrera por si se produce una falla ya sea en la barrera sometida a la prueba de influjo o en la barrera utilizada para atrapar el volumen de fluido de menor densidad. Debería prepararse un plan de contingencia para manejar la falla de la barrera que se está probando. Todo el personal debería revisar el plan exhaustivamente antes de poner en marcha la prueba.

La ejecución de la prueba de influjo puede volverse muy compleja. Por lo tanto, será necesario que varios miembros tanto de la cuadrilla de perforación como del personal auxiliar de ingeniería comprendan y desempeñen cabalmente sus funciones. No existen reglas precisas a la hora de establecer las funciones que desempeñará cada individuo. Como punto de partida, considere asignar a los ingenieros — tanto a los de oficina como a los del emplazamiento (si los hubiere) — la tarea de determinar la máxima carga posible a través de la barrera. Los ingenieros, junto con el representante del operador en el emplazamiento y el representante del contratista (encargado de turno) en el emplazamiento, deberían colaborar para establecer la máxima carga viable que puede aplicarse. Por lo tanto, el representante en el emplazamiento del operador debería elaborar, fechar y firmar un plan y un procedimiento de evaluación tras su revisión con el personal auxiliar de ingeniería. Todos ellos deberían acordar los “criterios de aceptación” para efectuar una prueba exitosa de influjo de la barrera. El encargado de turno debería ser responsable de reunir todos los equipos e instrumentos necesarios para realizar la prueba; luego, debería asignar tareas específicas a cada uno de los miembros de la cuadrilla después de haberles comunicado en detalle el procedimiento y los objetivos de la prueba. Una vez que el representante del operador haya finalizado la preparación del equipo, debería confirmar por escrito la finalización de su tarea. La prueba debería realizarse bajo la supervisión del representante del operador, con la ayuda del encargado de turno. Los respectivos representantes en el emplazamiento del operador y del contratista deberían acordar si la prueba cumplió o no con los criterios de aceptación y luego firmar y fechar el informe de la prueba.

El apéndice C incluye ejemplos de pruebas de influjo de la Norma API RP 96, Deepwater Well Design and Construction [Diseño y construcción de pozos de aguas profundas]. Estos ejemplos ofrecen una orientación para establecer procedimientos de pruebas de influjo, identificar posibles vías de pérdidas que producen pruebas fallidas y restablecer una presión hidrostática sobre balanceada por encima de la barrera sometida a la prueba de influjo una vez terminada (tanto para pruebas fallidas como satisfactorias).

No siempre es viable ejecutar una prueba de barrera bajo plena presión diferencial en dirección del flujo. Es necesario evaluar la integridad de la barrera utilizando otros métodos de verificación. Las barreras verificadas con métodos distintos de las pruebas tanto de presión positiva como de presión negativa (prueba de influjo) en dirección del flujo se categorizan como “confirmadas”. Algunas alternativas a las pruebas de presión son las siguientes:

- Prueba de presión en dirección opuesta al flujo (en caso de ser apropiada para la barrera).
- No es posible probar el influjo de una barrera superficial — tapón de cemento o tapón puente — colocado por encima de un tapón más profundo cuyo influjo fue probado en forma adecuada. La razón es porque la presión por debajo de un tapón más superficial es desconocida. Debe aplicarse presión en el lado superior del tapón, pero la presión diferencial es desconocida porque no se conoce la presión por debajo del tapón. Por lo tanto, una simple prueba de presión en dirección opuesta al flujo no verifica la integridad de una barrera ante una presión diferencial conocida, solo puede confirmar la existencia del tapón.
- En el caso de un tapón de cemento, libere peso de la sarta para confirmar que el tapón se haya colocado o endurecido según su diseño.
- Efectúe una prueba de perforación en un tapón de cemento evaluando la solidez del cemento de manera indirecta mediante la medición de la velocidad de penetración y el peso sobre la barrena necesaria para perforar el tapón.

La experiencia indica que la mejor manera de colocar una barrera de cemento en un pozo que va a ser abandonado temporal o permanentemente consiste en colocar el tapón lo más profundo posible en el pozo, apenas por encima de la zona de hidrocarburos que quedó expuesta, atravesándola (véase la figura G.7). De ese modo, la presión de formación crea la máxima presión de pozo en la base del tapón. Una reducción de la presión hidrostática por encima del tapón creada por el desplazamiento del lodo pesado con el peso más bajo de fluido de perforación practicable, por lo tanto, genera la máxima diferencia de presiones viable a través del tapón para una prueba de influjo en dirección del flujo.

VERIFICAR QUE LAS BARRERAS ESTÉN INSTALADAS

No es posible verificar las barreras hidrostáticas mediante una prueba de presión o una prueba de influjo. Para verificar las barreras hidrostáticas, es necesario efectuar numerosas pequeñas pruebas u observaciones del rendimiento de la barrera. Por ejemplo, es necesario evaluar el fluido (lodo o salmuera) para determinar su densidad tanto en las piletas como en el retorno. La densidad medida, sumada a la profundidad de la formación expuesta, siempre debe ser suficiente para generar una presión hidrostática superior a la presión de la formación. Si no hay circulación de líquido — como cuando se extrae la tubería del pozo —, deberían controlarse los fluidos de retorno mediante un tanque de viaje a fin de observar posibles retornos, aun cuando la presión hidrostática calculada sobre balancee la presión de formación. Un tanque de viaje en forma de bomba constituye la herramienta preferida porque llena el pozo en forma ininterrumpida mientras mide el volumen de fluido desplazado hacia el interior del pozo (salida del pozo) o el volumen de fluido desplazado desde el pozo (entrada al pozo).

Si se utilizan salmueras, el operador debería supervisar diligentemente los retornos cuando el pozo está estático, aun si no se están realizando tareas, porque las salmueras no tienen la capacidad de crear un *revoque de filtración*, y el fluido se filtrará en una formación sobre balanceada, lo que reducirá constantemente el nivel de fluido y la presión hidrostática. No puede considerarse que salmuera colocada en un espacio anular por encima de un empacador o un pozo abierto por encima de un tapón mecánico o de cemento colocado en un pozo abierto constituya una barrera, dado que la infiltración que se produce hacia la roca terminará por reducir la presión hidrostática en el espacio anular.

VERIFICACIÓN DEL CEMENTO DE UN ESPACIO ANULAR

El cemento desplazado hacia el interior del espacio anular de la tubería de revestimiento no puede verificarse como barrera material mediante una prueba positiva o una prueba de influjo; por lo tanto, solo es posible confirmar una barrera de cemento del espacio anular. Para que el cemento que está asentado en el espacio anular funcione como barrera física ante el influjo de fluidos de formación, la lechada de cemento debe estar diseñada y probada en un laboratorio para las condiciones previstas del pozo. Luego, el cemento debe colocarse en el pozo según las prácticas y el equipo recomendados de conformidad con la Norma API 65-2.

Una colocación exitosa de la lechada diseñada debidamente puede crear una barrera anular fiable, lo que puede confirmarse con los datos recopilados durante la operación de colocación de lechada. Si los datos indican que el tope del cemento no puede ubicarse en la profundidad planificada o que la colocación de la lechada presenta otros problemas, puede utilizarse un registro de diagnóstico para establecer la ubicación del tope del cemento y/o evaluar la calidad de enlace del cemento. Es posible que los reglamentos locales especifiquen criterios de aceptación o pasos de evaluación alternativos.

Tenga cuidado al utilizar los registros de evaluación del cemento como medio principal a la hora de establecer la competencia del cemento como barrera en el espacio anular. La interpretación de los registros de evaluación del cemento a menudo es subjetiva. Consulte la Norma API 10 TR-1 para tener una aproximación de la física de atenuación y de las limitaciones de los diferentes tipos de registros de evaluación del cemento.

VERIFICACIÓN DE BARRERAS OPERATIVAS

Por definición, una barrera operativa no es una barrera física (mecánica o material). Por lo tanto, suelen considerarse barreras blandas menos importantes respecto de las barreras físicas. Esta caracterización de las barreras operativas resulta totalmente incorrecta. Las barreras operativas constituyen una parte integral de la aplicación de numerosas barreras físicas, como BOP, FOSV y barreras hidrostáticas y de cemento. Recuerde que un BOP no constituye una barrera a menos que esté cerrado; lo mismo sucede con las FOSV. Una barrera hidrostática como lodo de perforación no constituye una barrera a menos que los ingenieros de lodos realicen prácticas operativas para garantizar que la densidad de los fluidos sean correctas, o bien que el equipo de perforación realice tales prácticas para garantizar que se controle el tanque de viaje en todo momento cuando el pozo está estático (es decir, cuando no presenta circulación).

Como se considera que esas operaciones clave son barreras, también es necesario evaluarlas. La tabla de abajo incluye algunas barreras operativas junto con un método para evaluarlas.

Tabla G.2.

Barrera operativa	Método de verificación
Garantizar la densidad de lodo correcta	• Pesar el lodo de entrada y de salida • Corregir la variación de temperatura en el pozo
Garantizar que el pozo esté lleno	• Controlar el tanque de viaje durante los viajes, las conexiones
Procedimiento de cierre	• Efectuar simulacros de tanques, viajes y tiempo de respuesta
Procedimiento para generar circulación por golpe de presión	• Efectuar simulacros de estrangulador; asistir a clases de control de pozos • Simular el arranque de la bomba y la circulación manteniendo la BHP constante con el estrangulador
Procedimiento para bombear el pozo en forma forzada	• Ejecutar simulacros
Prueba de función de BOPs	• Observar cierre; horarios de cierre
Prueba de presión de BOPs	• Observar fugas o pérdidas de presión en comparación con el tiempo
Procedimientos volumétricos de control de pozos	• Asistir con frecuencia a clases de control de pozos • Realizar ejercicios de práctica
Procedimientos de rectificación	• Realizar ejercicios de práctica
Procedimientos de prueba de influjo	• Repasar procedimientos con brigadas de perforación • Realizar un seguimiento mediante simulaciones/debates
Procedimiento de colocación del cemento	• Repasar procedimientos con cuadrillas de perforación; formular preguntas a fin de verificar comprensión
Evaluación del plan de barreras	• Revisar el rendimiento de la barrera; identificar factores de rendimiento deficientes o posibles puntos débiles en el respaldo de las barreras operativas
Capacitación en materia de barreras	• Incluir este tema en el curso de capacitación sobre control de pozos

DOCUMENTACIÓN DE PRUEBAS DE BARRERAS

Es necesario documentar las pruebas o las verificaciones de las barreras dentro del sistema de barreras (envoltura de barreras). El operador y/o la agencia regulatoria local establecen cuál es la documentación requerida. En general, el documento debe incluir los siguientes elementos:

- Descripción de la barrera probada

- Ubicación el pozo
- Carga máxima posible ejercida sobre/a través de la barrera
- Criterios de aceptación
- Máxima carga de prueba aplicada
- Dirección del flujo y dirección de la carga de prueba aplicada
- Prueba positiva o prueba de influjo
- Fuga observada (si la hay)
- Cuadro de carga de prueba (presión), fechado y firmado por el evaluador
- Fuga observada o medida
- Si se realiza una prueba positiva, verificar el volumen de presión y el volumen de purga una vez finalizada la prueba
- Informe de prueba firmado y fechado por el representante del operador

Si no se evaluó la barrera mediante una prueba de presión o una prueba de influjo, sino que simplemente se verificó (véase la sección “Verificar que las barreras estén instaladas”), deben describirse el método de verificación y los resultados, que el representante del operador deberá firmar y fechar.

MANTENIMIENTO DE BARRERAS

Dado que toda barrera física puede fallar, la eficacia continua de las barreras debería evaluarse periódicamente. La política de una empresa o de un organismo reglamentario gubernamental a para solicitar la reevaluación de una barrera física a medida que avanza la construcción de un pozo constituye en sí misma una barrera operativa. La detección de una falla en una barrera física debería plasmarse en una medida inmediata destinada a corregir la falla antes de continuar con las tareas en el pozo.

La repetición de una prueba de una barrera física representa el máximo grado de verificación de la fiabilidad continua de la barrera. La política de una empresa y/o los reglamentos gubernamentales suelen establecer la frecuencia con que se debe repetir una prueba del equipo de control de pozo. Algunos ejemplos de repetir una prueba para verificar la eficacia de una barrera incluyen evaluar la presión y la función de los BOP cada catorce (14) días y llevar un registro de calibre mientras se realizan las tareas de perforación u otras tareas en el pozo que requieran la rotación de la sarta de tuberías. Dicho registro se utiliza para medir el grosor de la pared de la tubería de revestimiento; la pérdida significativa del grosor de la pared reduce la capacidad de presión por estallido o colapso de la tubería de revestimiento.

Si una barrera falla, es necesario reevaluar la integridad de todo el sistema del pozo antes de continuar con la perforación, la reparación o la terminación del trabajo. Por lo general, será necesario implementar algún tipo de medida correctiva; es probable que los reguladores cuenten con más información al respecto. Ante la falla de una barrera, se recomiendan algunas de las siguientes alternativas:

- Hacer un esfuerzo diligente por reparar la barrera
- Instalar una barrera diferente (podría ser del mismo tipo o una versión mejorada)
- Reevaluar la fiabilidad del sistema de control del pozo en función del plan a futuro
- Desarrollar barreras operativas adicionales y preparar la gestión de cambio según sea necesario.

El Apéndice B de la Norma API RP 96 contiene algunos ejemplos adicionales y más específicos de aseguramiento y restablecimiento de barreras. Los ejemplos son aplicables a las operaciones de perforación flotantes en aguas profundas.

BIBLIOGRAFÍA: APÉNDICE G

Especificación API 6A, *Specification for Wellhead and Christmas Tree Equipment* [Especificación para cabezal de pozo y equipo de árbol de navidad], 1 de marzo de 2010.

Práctica Recomendada API 59, *Recommended Practice for Well Control Operations* [Práctica recomendada para las operaciones de control de pozos], mayo de 2006.

Norma API 65 – Parte 2, *Isolating Potential Flow Zones During Well Construction* [Aislamiento de posibles zonas de flujo durante la construcción de pozos], diciembre de 2010.

Práctica Recomendada API 96, *Deepwater Well Design and Construction* [Diseño y construcción de pozos de aguas profundas], marzo de 2013. API TR 10TR1, *Cement Sheath Evaluation* [Evaluación de envoltura de cemento], 1 de septiembre de 2008.

OTC 20820, *Taking the gas lift valves to a new level of reliability* [Lograr que las válvulas de levantamiento artificial por gas alcancen un nuevo nivel de fiabilidad], Jorn Andre Carlsen, Statoil, Oyvind Stokka, PTC y Erling Kleppa, PTC, Conferencia de Tecnología Offshore 2010, Houston, 3 al 6 de mayo de 2010.

Deepwater Wells – OGP Vision, Mission and Objectives [Pozos de aguas profundas: visión, misión y objetivos de OGP], Global Industry Response Group Recommendations [Recomendaciones del Grupo de Respuesta de la Industria Global], Informe OPG 463, mayo de 2011.

Informe SPE 166142, *Environmental Risk Arising From Well Construction Failure: Difference Between Barrier and Well Failure, and Estimates of Failure Frequency Across Common Well Types, Locations and Well Age* [Riesgo ambiental derivado de fallas de construcción de pozos: diferencias entre fallas de barrera y de pozo, y estimaciones de frecuencia de fallas en pozos de distintas clases, ubicaciones y edades], George E. King, Apache Corporation y Daniel E. King, WG Consulting, Conferencia Técnica Anual del SPE 2013, Nueva Orleans, 30 de septiembre de 2013.

Respuestas a las preguntas de los capítulos

CAPÍTULO 1: CONCEPTOS SOBRE PRESIÓN

PREGUNTAS DE PRÁCTICA

1. 0,5096 psi/ft
2. 12,2 ppg
3. 6.109 psi
4. 12,5 ppg
5. 11,3 ppg
6. a. 1.800 psi
b. 800 psi

PREGUNTAS DE REPASO

1. Densidad del fluido
Profundidad vertical
2. 0,052
3. psi/ft
4. La presión hidrostática del espacio anular es mayor que la presión hidrostática del tubo de perforación.
5. Es la suma de todas las presiones (presión hidrostática de columna de fluido, de sólidos perforados y de fricción en el espacio anular) que se ejerce en el fondo del pozo y se expresa en un peso de lodo equivalente (lb/gal).
6. Durante la perforación, esta pérdida de presión anular añade una presión adicional (o equivalente en peso de lodo, ECD) al fondo del pozo. Durante las maniobras, las bombas están apagadas y no existe ECD que reduzca la presión del fondo del pozo.
7. a
8. Un aumento en la densidad del fluido para compensar la pérdida de presión de fricción anular cuando se realiza un viaje de salida del pozo.
9. b
10. La presión de la formación es el resultado del peso de la sobrecarga por encima de la formación.
11. La presión de fondo de pozo es la suma o el total de todas las presiones ejercidas en el fondo de un pozo.

CAPÍTULO 2: CAUSAS DE LOS GOLPES DE PRESIÓN

CÁLCULOS DE PRÁCTICA

1. a. 2,4 bbl
b. 17 carreras
c. 5,8 bbl
d. 41 carreras
2. a. 17 psi
b. 66 psi
3. 9,4 ppg

PREGUNTAS DE REPASOS

1. Para mantener suficiente presión hidrostática con el fin de evitar que los fluidos de formación ingresen a un pozo y asegurar que el lodo no sea tan pesado, ¿qué podría ocasionar pérdida de circulación?
2. Cuanto más viscoso sea, mayor será la probabilidad de que suaveo y surgencia sean un problema.
3. Es posible que la presión del fondo se reduzca a un valor por debajo de la presión de formación, induciendo un golpe de presión usualmente de una zona en el pozo superior a la zona de pérdida de circulación.
4. Formaciones con presión subnormal.
Formaciones fracturadas.
Surgencia.
Densidad de fluido demasiado elevada.
Uso de salmueras.
5. a. Si el volumen para llenar es superior al calculado en el viaje de salida.
b. Si el volumen de retorno durante un viaje al pozo es menor del calculado.
6. Usar salmueras porque no existe revoque de pared que evite que el fluido ingrese a la formación.
7. Disminución de la presión de bombeo Disminución de la densidad de la lutita.
Cambio en la velocidad de penetración Aumento del contenido de cloruro.
Mayor cantidad de recortes.
Aumento de torque y arrastre.
Lutita desmoronable.
Aumento del contenido de gas.
Aumento de la temperatura de la línea de flujo

8. Levantar y verificar el flujo
9.
 1. Pérdida de la presión de fricción anular.
 2. Reducción de la presión hidrostática debido al descenso del nivel de fluidos por desplazamiento de la tubería.
 3. Efecto de suaveo
10. Es más difícil registrar mediciones precisas de la pérdida de fluido desde el interior de la tubería, incluso con cubos de lodo.
11. Para confirmar que el pozo recibe la misma cantidad de lodo que en los viajes anteriores.
12. Siempre puede quedar presión atrapada debajo de cualquier obstrucción anular

CAPÍTULO 3: DETECCIÓN DE UN GOLPE DE PRESIÓN

PREGUNTAS DE REPASO

1. A medida que la perforación avanza, las formaciones más profundas se compactan y se consideraría normal una disminución constante y leve de la velocidad de penetración (ROP). Un aumento en la ROP puede indicar que se está perforando una zona de transición, y el aumento se debe a la presión diferencial entre el fondo del pozo y la disminución de la presión de formación.
2. Un aumento del torque significa que recortes se acumulan alrededor del fondo del pozo debido a recortes adicionales que ingresan al pozo debido a la diferencia de presión entre la presión del fondo de pozo y la formación que se reduce, y los recortes que tienden a desprenderse de las paredes del pozo.
3. d
4. Si se impide el movimiento de las paletas.
5. b
6. d
7. El gas reducirá la densidad del líquido del pozo que disminuirá el factor de flotabilidad efectivo. Esto aumentará el peso aparente de la tubería.
8. Detener las operaciones y realizar un control de flujo.
9. Ciertas formaciones toman fluido cuando se lleva la bomba a la velocidad de operación. Una vez que se ha establecido la presión de circulación, el flujo de retorno finalmente se estabiliza. Más tarde, cuando se apaga la bomba, el fluido continúa retornando hasta que la pérdida original prácticamente se recupera por completo. Si hay hinchamiento, el flujo disminuirá, si hay influjo, el flujo aumentará.
10. La presión de fondo de pozo se reduce de tres maneras:
 1. Cuando las bombas se apagan, no hay pérdida de presión anular.
 2. A medida que se mueve la sarta de trabajo, se desarrollan presiones de surgencia y de suaveo.
 3. Bajar la tubería adentro o extraer la tubería de un pozo afecta la altura de la columna de fluido en el espacio anular.
11. Medir el fluido para llenar el pozo en un viaje de salida del pozo y la cantidad de fluido que se desplaza en un viaje de entrada del pozo; comparar las cantidades medidas con las mediciones calculadas y con los viajes anteriores.
12. Esto puede agregar más presión a la formación y forzar el fluido hacia la formación, lo que reducirá la columna de fluido y, de esta manera, reducirá la presión hidrostática a un valor por debajo de la presión de formación.
13. Para cerrar el flujo ascendente a la tubería de perforación si se produce un golpe de presión en el pozo.

14. Es una válvula antirretorno o de retención. Es una válvula de una vía accionada a resorte que puede quedar trabada en la posición abierta con un tornillo de fijación desatornillable. Permite la circulación hacia el pozo, pero evita todo contraflujo.
15. Arriba de la válvula de seguridad de apertura total.
16. Para volver a rectificar la tubería en el pozo.

CAPÍTULO 4: PROCEDIMIENTOS DE CONTROL DE POZOS

PREGUNTAS DE REPASO

1. Preventor anular
2. d
3. 246 psi
4. Cerrar el estrangulador.
5. d
6. 11,46 ppg
7. Colocar la válvula de seguridad de apertura total (FOSV) en la posición abierta.
8. 815 psi
9. a
10. Cerrar el pozo.
11. 14,5 ppg
12. Una vez por semana por turno.
13. 660 psi

CAPÍTULO 5: COMPORTAMIENTO DEL GAS

PREGUNTAS DE REPASO

1. 8.995 bbl
2. Presión, lodo a base de aceite y temperatura.
3. C
4. 298 ft
5. La baja densidad del gas.
6. 3,1 ppg
7. Mayormente gas.
8. La presión de fondo de pozo descendería.
9. El gas es soluble en aceite.
10. El dióxido de azufre es un producto derivado del ácido sulfhídrico cuando se quema y es más pesado que el aire

CAPÍTULO 6: MÉTODOS PARA MANTENER CONSTANTE LA PRESIÓN DE FONDO DE POZO

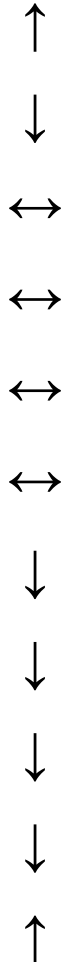
PREGUNTAS DE REPASO

1. Lubricar y purgar.
2. Mantener la presión constante en la tubería de revestimiento en su valor de cierre con el estrangulador hasta que la bomba alcance la velocidad de ahogo.
3. Método volumétrico
4. $\text{psi/bbl} = \text{psi/ft de gradiente de fluido} \div \text{bbl/ft de capacidad anular o bbl/ft de capacidad de la tubería de revestimiento}$
5. Poner en funcionamiento la bomba manteniendo la presión de la tubería de revestimiento constante al valor de cierre cuando la bomba alcanza la velocidad de circulación lenta deseada y la presión de la tubería de revestimiento esté ajustada al valor de cierre original, la presión de circulación es la presión de circulación inicial.
6. A medida que se bombea fluido pesado (de ahogo) a la barrena, aumenta la presión hidrostática en la sarta de perforación. Este aumento de hidrostática efectivamente ahoga el pozo, ya que aumenta la presión del fondo del pozo e iguala la presión de la formación.
7. El método del perforador.
8. Tiempo de ascenso (demora).
9. b
10. El gas está migrando.
11. Peso de lodo nuevo Después de perforar más de 500 pies del pozo nuevo
Al comienzo de cada turno Después de las reparaciones de la bomba
Cuando se cambia el conjunto de fondo de pozo.
12. Para asegurarse de que las presiones de circulación sean exactas mientras se bombea el lodo de ahogo hacia abajo de la tubería de perforación de manera que la presión de fondo de pozo se mantenga constante.
13. b
14. Mantener la presión de cierre de la tubería de perforación (SIDPP) constante al purgar líquido en el estrangulador si no hay flotador en la sarta de perforación.

CAPÍTULO 7: COMPLICACIONES Y SITUACIONES ESPECIALES

PREGUNTAS DE REPASO

1. La pérdida de circulación podría producir un reventón subterráneo.
2. Zona de alta presión que fluye a la zona de baja presión en el mismo espacio anular abierto.
3. El peso de la tubería es menor que las fuerzas del pozo que empujarían hacia arriba contra la tubería.
4.
 1. Pérdida de presión de fricción anular.
 2. Disminución de la presión hidrostática debido al descenso del nivel de fluido a raíz del desplazamiento de la tubería.
 3. Efecto de suaveo.
5. Bajar la tubería adentro o extraer la tubería de un pozo a través de un preventor cerrado cuando el peso de la tubería es mayor que el de las fuerzas ascendentes.
6. Método volumétrico.
7. Sí. Si no hay gas en la superficie, la presión de la tubería de revestimiento debería aumentar.
8. Los pozos cuyo agujero es de 4½ pulgadas o menos.
9. Consultar la formación correcta en el diagrama a continuación



CAPÍTULO 8: FLUIDOS

PREGUNTAS DE REPAS

1. Eficiencia en la limpieza del pozo.
2. Por viscosidad.
3. Se usa para aumentar el peso del lodo.
4. La tendencia de los fluidos a espesarse mientras el movimiento disminuye y para evitar que los recortes vuelvan a caer al pozo.
5. Viscosidad
6. 1.543 psi
7. El gas es soluble en un fluido a base de aceite y puede pasar a la solución si ingresa al pozo.
8. Se pueden producir errores cuando se mide la densidad y la viscosidad.
9. Verificar pesando el agua dulce. Debería pesar 8,33 ppg.

CAPÍTULO 9: EQUIPOS DE SUPERFICIE

PREGUNTAS DE REPASOS

1.
 - a. Antes de iniciar la perforación del pozo o durante la instalación.
 - b. Después de la desconexión o reparación del sello de contención de presión en el conjunto de BOP, la línea de estrangulamiento o el colector múltiple del estrangulador, pero limitado al componente afectado.
 - c. Para que no se superen los 21 días.
2. El nitrógeno no es inflamable. Es inerte.
3. Para evitar que se dañen los sellos del empaque en el frente de los arietes.
4. Una FOSV es una válvula esférica que se abre completamente en el diámetro interno de la sarta y se cierra por medio de una llave Allen acodada. Es el primer componente armado en la sarta durante un viaje hacia adentro para cerrar el posible flujo ascendente por la sarta de perforación.

El preventor de reventones interno es una válvula de retención que podría armarse arriba de una FOSV cerrada. La FOSV se podría abrir y la tubería rectificarse en un pozo.
5. Para detener el flujo del pozo sin riesgo y para brindar flexibilidad para las operaciones subsiguientes.
6. Los preventores anulares son más grandes y requieren más fluido hidráulico para funcionar.
7. Para desviar sin riesgo el flujo de un pozo del equipo y personal de perforación. Se usan en caso de golpes de presión de gas a poca profundidad o cuando la pérdida de circulación es probable si el pozo se cierra.
8. La presión del pozo debajo del ariete sostiene el bloque de arietes contra el cuerpo del preventor y energiza el sello superior para contener la presión del pozo.
9. Brinda conexiones de salida laterales para las líneas de estrangulamiento y de ahogo, y brinda flexibilidad a las operaciones subsiguientes, por ejemplo, cuando se rectifica; proporciona un lugar para colocar la unión de tuberías entre los arietes y permite la ecualización o la purga de presión.
10. $\pm 10\%$ 1.000 psi.
11. Para que puedan aislarse los componentes conectados o con desperfectos para repararlos sin dejar de fluir por el colector múltiple.
12. Si se modifica la holgura del orificio de un estrangulador ajustable, varía el flujo y la contrapresión que controla la presión del fondo del pozo mientras se circula un golpe de presión fuera de un pozo. Un estrangulador fijo tiene un estrangulador de orificio en la línea y el tamaño de apertura de orificio se controla al cambiar el estrangulador de orificio, lo que no se puede realizar durante la circulación.
13. Estrangulamiento hidráulico remoto.
14. Para separar el gas libre del lodo durante la circulación.

CAPÍTULO 10: OPERACIONES DE TERMINACIÓN POZOS Y REPARACIÓN

CÁLCULOS DE PRÁCTICA

1. 0,875
2. 591 ft
3. 10,1 ppf
4. 4,6 pulgadas
5. Aproximadamente 1.108 psi
6. 5.800 psi
7. 12,2 ppg
8. 13.012 ft
9. 13.104 psi
10. 954 psi
11. 52 carreras

PREGUNTAS DE REPASO

1. Cualquier trabajo que se realiza en un pozo después de perforarlo.
2.
 - a. Es la vía más corta o rápida de circular desde el final de la tubería de producción hasta la superficie.
 - b. Permite abordar el problema dentro de la tubería de mayor resistencia desde el comienzo.
 - c. Muchas veces, el fluido anular es suficientemente denso para controlar la formación, lo que reduce al mínimo la posibilidad de que los fluidos se mezclen en el equipo de perforación.
 - d. La circulación inversa aumenta la velocidad de los retornos que fluyen por la tubería de producción, lo que sirve para limpiar el pozo cuando la resistencia de gel del fluido no es suficiente para transportar recortes y otros materiales fuera del pozo.
3. 10.496 pies de colchón de agua y 60,8 barriles de fluido.
4. El fluido de fracturamiento transporta una sustancia granular (como arena, vidrio o partículas de metal) en suspensión, que sirve para mantener las grietas abiertas cuando el fluido de fracturamiento se retira después del tratamiento de fracturamiento.
5. Tratamiento ácido de matriz y fractura ácida.
6. Siempre verter el ácido en el agua.
7. Fracturación y acidificación.
8. Punto de desviación (kickoff point).

9. Método del perforador, método inverso, bombeo forzado.
10. Circulación inversa.
11.
 - a. Es la vía más corta o rápida de circular desde el final de la tubería de producción hasta la superficie.
 - b. Permite abordar el problema dentro de la tubería de mayor resistencia desde el comienzo.
 - c. Muchas veces, el fluido anular es suficientemente denso para controlar la formación, lo que reduce al mínimo la posibilidad de que los fluidos se mezclen en el equipo de perforación.
12.
 1. Los porcentajes más elevados de pérdida de presión se encuentran dentro del diámetro más pequeño. Por lo general, estos porcentajes se encuentran en la tubería de producción.
 2. Cuando se ejecuta circulación inversa, la mayor parte de la presión de bombeo (fricción) se ejerce en el espacio anular y en el fondo del pozo.
 3. En agujeros descubiertos, es posible que las formaciones débiles no soporten la presión adicional.
 4. Una de las preocupaciones con relación a los pozos abiertos es la posibilidad de que haya pérdida de circulación o tubería atascada.
 5. Puede ser difícil establecer y mantener velocidades y presiones de circulación debido a la naturaleza compresiva del gas que se encuentra en la tubería de producción.
 6. Calcular la presión de circulación correcta puede resultar difícil si hay fluidos de diferentes densidades en el sistema de circulación.
 7. Si hay gas en el espacio anular, es posible que migre en dirección ascendente a una velocidad mayor que la de bombeo.
13. El bombeo forzado no es un método constante para el fondo del pozo.
14.
 1. El operador a menudo no desea ahogar el pozo ni cambiar el fluido de trabajo del pozo.
 2. Las instalaciones de mezcla de fluidos son limitadas en algunos equipos de reparación.
 3. Por lo general, el fluido tiene suficiente densidad para ahogar el pozo, y el suaveo o la incapacidad de mantener el pozo lleno se produjo durante las operaciones de viajes.
15.
 1. Máxima presión de bombeo permitida.
 2. Presión nominal del equipo de cabezal de pozo.
 3. Presión de fluencia interna de la tubería de producción.
 4. Presión de colapso de la tubería de producción.

5. Presión de fluencia interna de la tubería de revestimiento.
6. Integridad de la formación.
16. 1. Ofrece una prueba para el empacador y la tubería de revestimiento.
 2. La presión atrapada ayudará a sostener la tubería de producción durante el trabajo.
 3. Controlar la presión anular si hay una fuga durante la operación de bombeo forzado.
17. El sobre desplazamiento es una cuestión de experiencia de campo y debería limitarse a sólo la cantidad necesaria para evitar que los fluidos de formación reingresen al pozo.
18. No. La tubería de revestimiento se puede deteriorar o tal vez la empresa indique un margen de seguridad de fluencia interna.
19. 1. Estabilidad de la densidad 2. Sin sólidos.
 3. No corrosivo. 4. Térmicamente estable.
 5. Aceptable para el medio ambiente. 6. Rentable.
20. Salmueras.
21. Absorberá el agua de la atmósfera.
22. A medida que aumenta la temperatura del fondo de pozo, la densidad efectiva del fluido se reduce.
23. Para cerrar la presión y permitir que los cables eléctricos, la tubería enrollada y las unidades de reparación que se montarán ingresen al pozo.
24. Colgador de la tubería de producción.
25. Una tubería de revestimiento corta se extiende desde la profundidad de colocación hasta otra sarta de tubería de revestimiento, generalmente con un solapamiento de 100 pies por encima del extremo inferior de la tubería de revestimiento intermedia.

La tubería de revestimiento se extiende de la profundidad de fijación hasta la superficie.
26. Un dispositivo especial colocado en una sarta de tubería de producción que se puede operar por medio de una herramienta operada con cable para abrir o cerrar orificios que permiten la circulación o la comunicación entre la tubería de producción y el espacio anular.
27. Se pueden usar como entrada de circulación para ahogar el pozo.
28. El gas se puede acumular debajo del empacador incluso si se ahogó el pozo.
29. Para eliminar todo el gas que podría estar en el espacio anular.
30. Verdadero. Si la herramienta cayera a través de una sección angosta de la tubería, podría quedar atascada y debería retirarse con pescador.

GLOSARIO

A

a prueba de vapor: Susceptible al vapor o que es afectado por el vapor. Por ejemplo, un interruptor eléctrico se fabrica a prueba de vapor para que las chispas que emita no provoquen una explosión ante la presencia de gases combustibles.

a través de la tubería de producción: Operación; sarta de herramientas; capacidad de operar en la tubería de producción, eliminando reparaciones al sacar la sarta.

abandonado temporalmente: Pozo cerrado por un tiempo pero no taponado.

abierto: 1. Relativo a un pozo que no está entubado. 2. Agujero en el que no se ha bajado una tubería de perforación o tubería de producción.

abrasión: Uso de una fresadora para retirar el área externa de una herramienta de fondo de pozo permanente.

abrazadera espaciadora: Abrazadera que se utiliza para sostener la sarta de varillas en posición de bombeo cuando el pozo se encuentra en las etapas finales de regresar a la bomba.

absorción: Penetración o desaparición evidente de moléculas o iones de una o más sustancias en el interior de un sólido o líquido. Por ejemplo, en la bentonita hidratada, la molécula plana de agua retenida entre las capas de mica es el resultado de la absorción.

acelerador de percutor: Herramienta hidráulica utilizada junto con un percutor y enroscada en la sarta de pesca por encima del percutor para aumentar el impacto o la potencia del golpe del percutor.

acelerador: Aditivo químico que reduce el tiempo de fraguado del cemento. Ver **materiales de cementación**.

acidez: Fuerza relativa ácida de los líquidos, medida con el pH. (pH inferior a 7). Ver **pH**.

acidificación: Tratamiento de estimulación en la formación del pozo.

acidificar: Tratar piedra caliza u otras formaciones petrolíferas con una reacción química de ácido para aumentar la producción. Se inyecta ácido clorhídrico u otro ácido en la formación bajo presión. El ácido corroe la roca, agrandando los espacios y pasajes porosos a través de los cuales fluyen los fluidos de la formación. Luego, se extrae el ácido mediante bombeo y se pistonea el pozo para regresarlo a la producción. Se combinan aditivos químicos e inhibidores con el ácido para que reaccionen selectivamente con la formación rocosa sin atacar los equipos metálicos de pozo.

ácido acético: Compuesto de ácido orgánico que se utiliza en ocasiones para acidificar los pozos de petróleo. Es menos corrosivo que otros ácidos utilizados en tratamientos de pozos.

ácido clorhídrico fluorhídrico: Mezcla de ácidos utilizada para eliminar el lodo del pozo. Ver **ácido para retirar revoque de lodo**.

ácido clorhídrico: Compuesto de ácido utilizado normalmente para acidificar rocas carbonato; se prepara mezclando gas de cloruro de hidrógeno en agua. También conocido como **ácido muriático**. El símbolo químico es HCl. Ver **acidificar**.

ácido fórmico: Ácido orgánico simple utilizado para acidificar pozos de petróleo. Es más fuerte que el ácido acético, pero mucho menos corrosivo que el ácido fluorhídrico o clorhídrico. Se suele utilizar en pozos de altas temperaturas. Ver **acidificar**.

ácido húmico: Ácidos orgánicos de composición indefinida que se presentan naturalmente en el lignito leonardita. Los ácidos húmicos son los elementos constitutivos más valiosos. Ver *lignina*.

ácido inhibido: Ácido que fue tratado químicamente antes de acidificar, o efectuar un fracturamiento ácido, un pozo con el fin de disminuir su efecto corrosivo en los objetos tubulares sin afectar su eficacia. Ver *fracturamiento ácido y acidificar*.

ácido para retirar revoque de lodo: Mezcla de ácido clorhídrico y fluorhídrico y surfactantes que se utiliza para quitar lodo del pozo.

ácido sulfámico: Ácido cristalino, $\text{NH}_2\text{SO}_3\text{H}$, derivado del ácido sulfúrico a veces utilizado en la acidificación. Ver *tratamiento ácido*.

ácido tánico: El ácido tánico es el ingrediente activo del quebracho y de otros sustitutos del quebracho, tales como corteza de manglar, extracto de castaña, cicuta, entre otros.

ácido: Cualquier compuesto químico que contiene hidrógeno capaz de ser reemplazado por elementos o radicales positivos para formar sales. En términos de la teoría de disociación, es un compuesto que, al disociarse en la solución, produce iones hidrógeno en exceso. Los ácidos bajan el pH. Ejemplos de ácidos o sustancias ácidas son: ácido clorhídrico, ácido tánico, pirofosfato de ácido sódico.

acoplamiento de flujo: Adaptador ubicado en la sarta de producción para limitar la velocidad de caudal por encima y por debajo de otras herramientas de fondo de pozo.

acoplamiento de la tubería de revestimiento: Sección tubular de una tubería provista de roscas internas y utilizada para conectar dos uniones de tubería de revestimiento.

acoplamiento: 1. En lo que respecta a tuberías, se trata de un collar metálico con roscas internas utilizado para unir dos secciones de tubería roscada. 2. En transmisión de energía, es una conexión que se extiende longitudinalmente entre un eje impulsor y un eje impulsado.

acumulador: En una plataforma de perforación, el acumulador almacena fluido hidráulico bajo la presión del nitrógeno comprimido para cerrar el preventor de reventones en una emergencia. El acumulador es un recipiente o tanque que recibe y

adaptador acodado: Dispositivo cilíndrico corto instalado en una columna de perforación entre el collar de perforación ubicado más en el fondo y un motor de fondo. La función del adaptador acodado es desviar el motor de fondo de la vertical para perforar un agujero direccional.

adaptador conectado: O niple; dispositivo que se utiliza para circular fluido.

adaptador de descarga: Lo mismo que descargador; medio para compensar la presión de la tubería de producción/del espacio anular.

adaptador de fondo: Extremo inferior de la herramienta donde pueden acoplarse los accesorios o las herramientas.

adaptador de presión hidráulica para maniobra: Adaptador provisto de un asiento de esfera que se coloca en la parte superior de un empacador de fijación hidráulica que sirve como medio para asentar el empacador.

adaptador motriz: Dispositivo de accionamiento hidráulico que se utiliza para hacer girar la tubería de perforación, la tubería de producción o de revestimiento en un pozo en lugar de utilizar un dispositivo rotativo. Ver *rotativo*.

adaptador plegadizo de unión giratoria: Adaptador con una junta telescópica utilizado en terminaciones dobles o triples para correr tuberías de cola adicionales.

adaptador superior: Componente de un empacador donde se conecta la tubería de producción.

adaptador; empalme (o sustituto): 1. Tramo corto de tubería, tubo o collar de perforación provisto de roscas a ambos extremos, que se utiliza para conectar dos elementos de diferentes roscas; adaptador. 2. Componente de tubería; componente de herramienta de fondo de pozo; conexión. 3. Piezas roscadas cortas utilizadas para adaptar piezas a la sarta de perforación que de otro modo no podrían unirse por diferencias de tamaño o diseño de rosca.

aditivos para pérdida de circulación: Materiales que se agregan al lodo para controlar o evitar la pérdida de circulación. Estos materiales se agregan en cantidades variables y se clasifican como fibra, escama o granular.

adquisición de registro: Ver **adquisición del registro de lodo y adquisición de registros eléctricos**.

adquisición de registros de pozo: Registro de información acerca de formaciones geológicas subterráneas. Los métodos de adquisición de registros incluyen los registros que mantiene el perforador, los análisis de lodos y recortes de perforación, análisis de núcleos, pruebas de productividad potencial de la formación y procedimientos de registro eléctricos y de radioactividad. Ver **registro eléctrico de pozo, adquisición del registro de lodo, adquisición de registros de radioactividad y registro sísmico**.

adquisición de registros de radiactividad: Registro de las características naturales o inducidas de las formaciones del subsuelo. Un registro de radiactividad, también llamado **registro de radiación**, se compone normalmente de dos curvas registradas: una curva de rayos gama y una curva de neutrones. Ambas curvas indican el tipo de rocas de la formación y el tipo de fluidos que contienen. Los dos registros pueden llevarse a cabo simultáneamente junto con el localizador de collares en un agujero entubado o no entubado.

adquisición de registros eléctricos: Los registros eléctricos se corren por un cable eléctrico para obtener información acerca de porosidad, permeabilidad, contenido de fluido de la formación perforada, entre otras cosas. Puede ser necesario modificar las características del fluido de perforación para obtener buenos registros.

adquisición del registro de lodo.

adquisición del registro de lodo: El registro de información que se obtiene del examen y análisis de los recortes de la formación hechos por la barrena y el lodo que circula al exterior del pozo. Una parte del lodo se desvía a través de un dispositivo detector de gas. Los recortes traídos por el lodo se examinan bajo luz ultravioleta para detectar la presencia de petróleo o gas. La adquisición del registro de lodo se realiza frecuentemente en un laboratorio portátil instalado en el pozo.

adsorción: Fenómeno de superficie que presenta un sólido (adsorbente) para retener o concentrar gases, líquidos o sustancias disueltas (adsorbtivo) sobre su superficie, una propiedad debida a la adhesión. Por ejemplo, el agua que es retenida en la superficie externa de la bentonita hidratada se llama agua adsorbida.

aeración: Técnica que se emplea para inyectar cantidades variables de aire o gas en un fluido de perforación con el propósito de reducir la carga hidrostática. Comparar **corte por aire**.

aflojar: Bajar una sarta de trabajo o tubería de producción a un empacador.

afluencia: flujo de entrada: Ver **alimentación**.

agarre simple: Descripción de empacadores con un sistema de cuñas para el soporte de peso y presión únicamente desde arriba.

agente activo de superficie: Ver **surfactante**.

agente floculador: Sustancias, como la mayoría de los electrolitos, algunos polisacáridos, determinados polímeros naturales o sintéticos, que espesan la consistencia de un fluido de perforación. En fluidos plásticos Bingham, aumentan el umbral de fluencia plástica y la resistencia de gel.

agente humectante: Sustancia o composición que, al agregarse a un líquido, aumenta la extensión del líquido sobre una superficie o la penetración del líquido a un material.

agentes selladores: Materiales que se agregan a fluidos de perforación para restablecer la circulación.

aglomerado: Los grupos más grandes de partículas individuales que se originan normalmente en las operaciones de tamizado o secado. **agregado:** Grupo de dos o más partículas individuales que se mantienen unidas por grandes fuerzas. Los agregados son estables a la agitación, zarandeo o manejo normales como polvo o suspensión. Pueden desintegrarse mediante tratamiento drástico, trituración en molino de bolas o corte de una suspensión.

agregación controlada: Estado en el cual las placas de arcilla se mantienen apiladas por la acción de un catión polivalente, como el calcio, y se defloculan mediante la adición de un diluyente.

agregarse a los fluidos de perforación directamente o como elemento constitutivo de los lignitos de cromo o lignosulfonatos de cromo. En algunas áreas, el cromato se utiliza ampliamente como inhibidor anódico de la corrosión, a menudo combinado con cal.

agriar: Término que suele utilizarse para expresar fermentación (véase).

agua connata: Agua original retenida en los espacios porosos, o intersticios, de una formación desde el momento en que se creó la formación y que se distingue del agua migratoria que ha fluido hacia los depósitos después de su asentamiento. Comparar *con agua intersticial*.

agua de emulsión de aceite (emulsión de leche): Fluido de perforación con un contenido de aceite que suele mantenerse entre el 3 y 7% y, de vez en cuando, por encima del 10% (el porcentaje puede ser bastante más alto). El aceite se emulsiona en agua dulce o salada con un emulsionante químico. En ocasiones, puede agregarse CMC, almidón o goma a los sistemas de agua dulce y salada.

agua de fondo: Se encuentra por debajo del petróleo y gas en una formación de producción.

agua intersticial: Agua contenida en los intersticios de la roca de formación. En la ingeniería de yacimientos, es sinónimo de agua connata. Ver *agua connata*.

agua marginal: El agua que está en contacto con el petróleo en el límite inferior de una formación.

agujero descubierto: 1. Pozo en el que no se asentó ninguna tubería de revestimiento. 2. Agujero descubierto o pozo entubado en el que no se ha bajado una tubería de perforación o tubería de producción. 3. Trabajo realizado en pozos no entubados, no cementados.

abogar (matar): 1. En perforación o servicio de pozos, evitar un reventón inminente implementando las medidas preventivas adecuadas (por ejemplo, cerrar el pozo con los preventores de reventón, circular el golpe de presión al exterior y aumentar la densidad del fluido de perforación, terminación o reparación). 2. En producción, detener la producción de gas y petróleo de un pozo para permitir su reacondicionamiento.

abogar un pozo: Controlar un pozo que sufre un reventón. También se refiere al procedimiento de circular agua y lodo por un pozo terminado antes de comenzar con las operaciones de servicio de pozo.

aislar: Empaquetar (rellenar) por arriba y por debajo de una zona de interés.

alambique para lodo/retorta de lodo: Instrumento que se utiliza para destilar petróleo, agua y otros materiales volátiles con el fin de determinar el contenido de petróleo, agua y sólidos totales en un porcentaje de volumen.

alargador: Sección de tubería que se ajusta al mango de una llave para aumentar la fuerza de palanca de la llave. Sin embargo, es aconsejable usar una llave más grande.

álcali: Cualquier compuesto que presente marcadas propiedades básicas. Ver *base*.

alcalinidad: Poder de combinación de una base que se mide por el número máximo de equivalentes de un ácido con el que puede reaccionar para formar una sal. En el análisis del agua, representa los carbonatos, bicarbonatos, hidróxidos y, en ocasiones, los boratos, silicatos y fosfatos en el agua. Está determinada por la valoración con ácido estándar a ciertos puntos de referencia. Ver *Práctica Recomendada API 13B** para conocer las instrucciones específicas para determinar la alcalinidad de la fenoltaleína (P) y el naranja de metilo (M_p) del filtrado en los fluidos de perforación y la alcalinidad del propio lodo (P_m). Ver también P_p , M_p y P_m .

alimentación (afluencia, flujo de entrada): El flujo de fluidos de la formación al interior del pozo. almacena temporalmente los líquidos utilizados en el proceso continuo de una planta. Un acumulador de goteo recoge hidrocarburos líquidos que se condensan del gas húmedo que recorre la tubería. En algunos países, la batería de almacenamiento se llama acumulador.

almidón: Grupo de carbohidratos presentes en numerosas células vegetales. El almidón se procesa (pregelatinizado) y agrega a los lodos para reducir la velocidad de filtración y, en ocasiones, para aumentar la viscosidad. Si no se toman las debidas precauciones, el almidón puede fermentar.

altura hidráulica: Presión ejercida por el peso de una columna de líquido.

amarrar; fijar: Asentar las herramientas en la tubería de revestimiento.

análisis de lodo: Examen y prueba del fluido de perforación para determinar sus propiedades físicas y químicas.

análisis de núcleos: *Análisis de laboratorio de una muestra de núcleo para determinar porosidad, permeabilidad, litología, contenido de fluido, ángulo de inclinación, edad geológica y productividad probable de la formación.*

análisis por filtrado: Determinación de los porcentajes relativos de sustancias como sólidos en suspensión de un fluido de perforación que pasan o son retenidos por una secuencia de filtros cuyo tamaño de malla va disminuyendo. El análisis puede realizarse mediante métodos húmedos o secos. También se conoce como “análisis por tamizado”. Ver **mall**.

análisis, de lodo o fluido de perforación: Examen y prueba del fluido de perforación para determinar su estado y sus propiedades físicas y químicas.

ancla (segregador) de gas: Dispositivo tubular disparador conectado al extremo inferior de una bomba mecánica que ayuda a impedir un bloqueo por gas. El dispositivo funciona según el principio de que el gas asciende por ser más liviano que el petróleo. A medida que los fluidos del pozo ingresan al ancla, el gas se libera del fluido y sale del ancla a través de disparos cerca del extremo superior. Los fluidos restantes entran a la bomba a través de un tubo mosquito (un tubo dentro del ancla), que tiene una abertura cerca del extremo inferior. Así escapan todos o casi todos los gases antes de que los fluidos entren a la bomba. Ver **bloqueo por gas, tubo mosquito y bomba mecánica**.

ancla: Cualquier dispositivo que asegura o sujeta equipos. Dispositivo que se utiliza para asegurar la tubería de producción para evitar expansiones/contracciones; similar a un empacador pero sin elementos de goma (caucho). En los equipos de fondo, el término se refiere con frecuencia a la tubería de cola. En la perforación marina, los buques de perforación flotantes se fijan a veces a los sitios de perforación con grandes anclas metálicas como las que se usan en los barcos. Ver **tubería de cola**.

anclado: Lo mismo que anclar.

anclaje de contraviento: Peso enterrado al cual se le ata un cable contraviento. Ver **anclaje (muerto)**.

anclaje hidráulico: Accesorio o pieza integral de un empacador que se utiliza para limitar el movimiento ascendente del empacador bajo presión.

anclaje: Arreglo mecánico que impide el movimiento ascendente de ciertas piezas integrales del equipo instalado en un pozo. Una bomba mecánica puede utilizar un anclaje mecánico para acoplarse a un niple de asentamiento.

anclaje; muerto (en México): Anclaje enterrado al cual se atan los vientos de cable para estabilizar la torre de perforación, el mástil, las columnas.

anclar: Asegurar el cabezal de pozo u otros componentes.

ángulo de desviación: En la perforación direccional, el ángulo al cual se desvía un pozo de la profundidad vertical por un guíabarrenas u otra herramienta desviadora. Ver **guíabarrenas**.

anhídrico: Libre de agua.

anhidrita: La anhidrita se encuentra con frecuencia durante la perforación. Puede ocurrir como hilos delgados o formaciones masivas. Ver **sulfato de calcio**.

anillo colector: Sistema deslizante en una configuración anular.

anillo de calibración: Anillo cilíndrico de metal que se utiliza para guiar y centrar empacadores y herramientas en el interior de la tubería de revestimiento.

anillo de retención de cuerpo: Mecanismo interno utilizado en herramientas para trabar los conos en el mandril.

anillo en V: Sello elastomérico energizado por presión.

anillo guía: Anillo metálico que se utiliza para guiar a los empacadores a través de obstrucciones en la tubería de revestimiento.

anillo metálico: Dispositivo tipo dedo que se utiliza para trabar o ubicar ciertos componentes de herramientas manipulando la sarta de tubería de producción o una herramienta de fondo de pozo.

anillo o espacio anular: Espacio existente entre la columna de perforación y la pared del pozo o la tubería de revestimiento.

anillo toroidal: Anillo cilíndrico, generalmente con forma de mordaza, utilizado para respaldar (o asistir) al material de sello contra la extrusión bajo condiciones de temperatura y presión.

anillo: Espacio existente alrededor de una tubería suspendida en el pozo. La pared exterior del anillo puede ser ya sea la pared del agujero o la tubería de revestimiento.

anión: Átomo o radical con carga negativa, como Cl^- , OH^- , SO_4^{2-} , etc., en una solución electrolítica. Los aniones se mueven en dirección al ánodo (electrodo positivo) bajo la influencia de un potencial eléctrico.

antepozo: Excavación en el suelo que provee altura adicional entre el piso de perforación y el cabezal del pozo para acomodar la instalación de los preventores de reventón, el pozo piloto o ratonera, entre otros. También sirve para recolectar agua de drenaje y otros fluidos para su eliminación posterior.

antiespuma: Sustancia utilizada para prevenir la formación de espuma mediante el aumento significativo de la tensión superficial. Comparar **antiespumante**.

antiespumante o agente antiespumante: Toda sustancia utilizada para reducir o eliminar la espuma por reducción de la tensión superficial. Comparar con **antiespuma**.

AOSC: Asociación de Contratistas de Servicios de Pozos Petrolíferos (Association of Oilwell Servicing Contractors).

aparejar: Ensartar la línea de perforación por las roldanas del bloque de corona y el bloque viajero. Un extremo de la línea se asegura al tambor izador, y el otro extremo se asegura a la subestructura de la torre de perforación. Ver **roldana**.

aparejo: Montaje de poleas y cable de alambre o cadena utilizado para levantar objetos pesados; guinche o dispositivo similar; malacate. Ver **malacate**.

API: Instituto Estadounidense del Petróleo (American Petroleum Institute).

APR: Marca registrada de una válvula anular sensible a la presión; para una columna DST.

apuntalante o agente de sustentación: Sustancia granular (como granos de arena, cáscaras de nuez u otro material) transportada en suspensión por el fluido de fracturamiento que sirve para mantener las grietas abiertas cuando se retira el fluido de fracturamiento, luego del tratamiento de una fractura.

araña (cubo de garras): Dispositivo circular de acero con mordazas que sostienen una sarta de tubería de perforación, revestimiento o producción suspendida. La araña puede ser seccionada o sólida.

araña de la tubería de producción: Dispositivo que se utiliza con las mordazas para evitar que la tubería caiga al pozo al desenroscar y estibar una unión de tubería. Ver **mordaza**.

árbol de Navidad: Conjunto de válvulas de control, medidores de presión y estranguladores colocado en la parte superior del pozo, que se emplea para controlar el flujo de aceite y gas después que se ha perforado y terminado el pozo. También llamado "**arbolito de Navidad**".

árbol: Cabezal del pozo.

arcilla de atapulgita: Arcilla viscosificante coloidal utilizada principalmente en lodos a base de agua salada. La atapulgita, una tierra de fuller especial, es un silicato de aluminio de magnesio hidratado.

arcilla de bajo rendimiento: Arcillas comerciales principalmente de tipo montmorillonita de calcio con un rendimiento aproximado entre 15 y 30 bbl/ton.

arcilla de perforación de alto rendimiento: Clasificación que se le otorga a un grupo de preparados comerciales de arcillas de perforación cuyo rendimiento oscila entre 35 y 50 bb/tonelada. Se trata de un grupo intermedio entre la bentonita y las arcillas de bajo rendimiento. Estas arcillas de perforación de alto rendimiento por lo general se preparan por peptización de arcillas montmorillonita de calcio o, en algunos casos, por la mezcla de bentonita con la arcilla peptizada de bajo rendimiento.

arcilla peptizada: Arcilla que fue tratada con un agente para aumentar su rendimiento inicial, por ejemplo, suele agregarse ceniza de soda a la arcilla montmorillonita de calcio.

arena productiva, zona productiva, formación productiva: Formación productora a nivel comercial que, por lo general, no es ni siquiera arenisca. También llamada zona productiva y zona productora.

arena: Material suelto en granos resultante de la desintegración de rocas, por lo general, sílice.

arenisca: Roca detrítica, sedimentaria compuesta por granos de arena individuales (comúnmente cuarzo) que se cementan juntos por acción del sílice, carbonato de calcio, óxido de hierro, entre otros. La arenisca es una roca común en la que se acumula petróleo y agua.

ariete ciego/de corte: Ariete ciego que tiene incorporado un filo de cuchilla que ejercerá un efecto cortante contra cualquier tubería de perforación o tubería de revestimiento. Se sellan mutuamente para cerrar eficazmente el agujero.

ariete ciego: También llamado “*ariete hermético*” y “*ariete maestro*”. Se sellan mutuamente, cerrando completamente el agujero por debajo.

ariete de corte: Elemento de un preventor de reventones que corta o aísla la tubería y forma un sello contra la presión del pozo. Los arietes de corte en las operaciones de perforación marinas móviles son un método rápido para alejar el equipo del pozo cuando no hay tiempo de maniobrar la columna de perforación fuera del pozo.

ariete de tubería (esclusa de corte): Elemento de sellado de los preventores de reventón con muescas y empaque para la tubería de perforación, los collares de perforación o la tubería de revestimiento que cierra el espacio anular entre la tubería y el preventor de reventón o cabezal del pozo. Se requieren esclusas de corte diferentes para cada tamaño (diámetro exterior) de tubería. Ver *espacio anular y preventor de reventón*.

ariete: Componente de cierre y sellado de un preventor de reventón. Puede instalarse uno de tres tipos (obturador de cierre total, esclusa de corte o preventor de cierre total) en varios preventores montados en un conjunto en la parte superior del pozo. Cuando los arietes ciegos (de cierre total) están cerrados forman un sello en el pozo que no tiene una tubería de perforación en su interior; los arietes de corte cortan la tubería de perforación y luego forman un sello. Ver *ariete ciego, ariete de tubería (esclusa de corte) y ariete de corte*.

arietes del preventor de reventones: Componentes de cierre y sellado de un preventor. Corresponde a la esclusa en la válvula de esclusa.

arpón pescador: Herramienta de pesca utilizada para recuperar una tubería perdida. El arpón pescador se baja al pozo y al interior de la tubería perdida. Al aplicar peso, torsión, o ambos, a la columna a la que el arpón pescador fue fijado, las mordazas del arpón pescador se expanden y sujetan la pared interior de la tubería perdida. Luego, se extraen la columna, el arpón pescador y la tubería perdida a la superficie.

arreglo de sellos del ancla: Conjunto de sellos que corre en una tubería de producción para atracar la tubería en tensión o mantener la tubería dentro del diámetro interior del sello debido al peso insuficiente de la tubería.

arrendamiento; concesión: 1. Documento legal ejecutado entre un terrateniente, un arrendador y una empresa o individuo, como arrendatario, que concede el derecho de explotar las instalaciones en busca de minerales u otros productos. 2. El área donde se ubican los pozos de producción, tanques de almacenamiento, separadores, unidades LACT y otros equipos de producción.

arrimo de tubería a la torre: Guiar una herramienta de fondo de pozo al interior del pozo o hacia arriba sobre el piso de perforación.

arregar tubería: 1. Colocar una tubería retirada del pozo en una plataforma para tuberías. 2. Disponer la tubería en forma vertical sobre el piso de perforación al sacarla del pozo.

asa; achicar: Barra de acero cilíndrica (similar a la manija o asa de un balde o una cubeta, aunque mucho más grande) que soporta la unión giratoria y la conecta al gancho. A menudo, las dos barras cilíndricas que soportan los ascensores y los sujetan al gancho se denominan asas. Recuperar fluidos, muestras o recortes de perforación del fondo del pozo al bajar un recipiente cilíndrico llamado achicador al fondo de un pozo, llenarlo y recuperarlo. Ver **achicador**.

asbesto: Término que se aplica a numerosos minerales de silicatos fibrosos; algunas de sus formas se utilizan en determinados fluidos de perforación.

asentar la tubería de revestimiento: Instalar la tubería de revestimiento de manera que quede sostenida por mordazas en el cabezal de entubación. La tubería de revestimiento por lo general se asienta en el cabezal de entubación en la misma posición en la que estaba colgando cuando el tapón de cemento alcanzó su punto más bajo. Ver **cabezal de entubación y mordazas**.

asfalto: Mezcla natural o mecánica de bitumen sólido o viscoso hallado en lechos naturales u obtenido como un residuo del petróleo. El asfalto, las mezclas que contienen asfalto y los materiales asfálticos modificados (por ejemplo, por soplado, modificado químicamente, entre otros) se han agregado a ciertos fluidos de perforación para una gran variedad de fines, tales como componente en lodos base aceite, material de pérdida de circulación, emulsionante, agente de control de filtrado, agente de enlucido de pared, etc.

asfixiar; gasear: Inyección de nitrógeno en la válvula de levantamiento artificial por gas.

asiento de la tubería de revestimiento: La ubicación del extremo inferior de una columna de la tubería de revestimiento cementada en un pozo; normalmente, en este punto se enrosca una zapata de tubería de revestimiento en el final de la tubería.

Asociación de Contratistas de Servicios de Pozos Petrolíferos (Association of Oilwell Servicing Contractors): Organización con sede en Dallas, Texas, que define algunos de las normas, los principios y las políticas de los contratistas de servicios de pozos petrolíferos.

atascado(a): Estado en el la tubería de perforación, tubería de revestimiento u otros dispositivos quedan alojados involuntariamente en el pozo. Puede ocurrir durante la perforación, mientras se introduce la tubería de revestimiento, o cuando se eleva la tubería de perforación. Con frecuencia, debe realizarse un trabajo de pesca para su recuperación.

átomo: De acuerdo con la teoría atómica, es la mínima cantidad de un elemento capaz de combinarse químicamente o tener existencia propia.

autopotencial: También llamado potencial espontáneo (véase).

B

b/d: Abreviatura de **barriles por día**. abreviatura alternativa **bpd**

bajo balance: Término que describe una situación en que la presión del yacimiento es mayor que la carga hidrostática del fluido en el pozo.

balance hidrófilo-lipófilo (HLB): El balance hidrófilo-lipófilo (HLB) es una de las propiedades más importantes de los emulsionantes. Expresa la atracción relativa de un emulsionante hacia el agua o el petróleo,

balanza, de lodo: Balanza tipo barra utilizada para determinar la densidad del lodo. Se compone principalmente de una base, una barra graduada con una taza de volumen constante, una tapa, una pesa deslizante, un borde afilado y un contrapeso.

banda de freno: Parte del mecanismo de freno que consta de una banda de acero flexible forrada con asbesto o un material similar que se adhiere a un tambor cuando se ajusta. En una plataforma de perforación, la banda de freno actúa sobre las bridas del tambor en el malacate para controlar el descenso del bloque viajero y su carga de tubería de perforación, tubería de revestimiento o tubería de producción. Ver **tubería de revestimiento, malacate, tubería de perforación, bloque viajero y tubería de producción.**

barita o espato pesado: Sulfato de bario natural (BaSO_4) utilizado para aumentar la densidad de los fluidos de perforación. En caso de ser necesario, por lo general se mejora a una gravedad específica de 4,20 (es decir, 4,2 veces más pesado que el agua). La barita se encuentra en minerales blancos, grisáceos, verdosos y rojizos o en masas cristalinas.

baritina: Variante **ortográfica de barita.** Ver **barita.**

barra de profundización: Barra o carga pesada que se coloca sobre o cerca de una herramienta de cable conductor. Proporciona el peso suficiente a la herramienta para facilitar su bajada en el pozo.

barra pulida; vástago de bombeo: Tramo superior extremo de la sarta de varillas de bombeo utilizadas para levantar fluido por medio de una bomba de émbolo. Su diámetro es uniforme y está pulida lisamente para sellar eficazmente la presión en el prensaestopas sujeto a la parte superior del pozo.

barrena de conos giratorios: Barrena formada por dos, tres o cuatro conos, cortadores, instalados sobre cojinetes resistentes. También llamada **barrena para roca.** La superficie de cada cono está formada por dos hileras de dientes de acero o hileras de accesorios de inserción de carburo de tungsteno. Ver **barrena.**

barrena de perforación: Elemento de corte o taladrado que se utiliza para perforar. Ver **barrena.**

barrena: Elemento de corte o barrenado utilizado en el extremo de una sarta de trabajo o tubería de perforación para eliminar la tierra al crear o limpiar un fondo de pozo. La barrena está compuesta por el elemento de corte y el elemento de circulación. El elemento de circulación permite el paso del fluido de perforación y utiliza la fuerza hidráulica de la corriente de fluido para mejorar la velocidad de perforación. En la perforación rotatoria, se unen varios collares de perforación en el extremo inferior de la columna de la tubería de perforación. La barrena se ajusta al extremo de los collares de perforación. La mayoría de las barrenas en la perforación rotatoria son barrenas de conos giratorios. Ver **barrena de conos giratorios.**

barril de químicos: Un contenedor donde se mezclan varias sustancias químicas antes de ser agregadas al fluido de perforación.

barril equivalente: Unidad de laboratorio utilizada para evaluar o hacer pruebas en fluidos de perforación. Un gramo de material, que se agrega a 350 ml de fluido, es equivalente a 1 lb de material que se agrega a un barril de 42 galones de fluido. abreviatura BE.

barril por día: Medida de la velocidad de caudal de un pozo; la cantidad total de petróleo producido o procesado por día. abreviatura **b/d o bpd.**

barril: Medida de volumen para productos de petróleo. Un barril equivale a 42 galones estadounidenses o 0,15699 metros cúbicos. Un metro cúbico equivale a 6,2897 barriles. abreviatura **bbbl.**

báscula de lodo: Ver **balanza de lodo.**

base: Compuesto de metal, o grupo similar al metal, con la proporción adecuada de hidrógeno y oxígeno para formar un radical hidróxilo (OH), que se ioniza en una solución acuosa para producir demasiados iones de hidroxilo. Las bases se forman cuando los óxidos metálicos reaccionan con el agua. Las bases aumentan el pH. Ejemplos de bases son la soda cáustica y la cal.

basicidad: Valor de pH > 7. Capacidad de neutralizar o aceptar protones de los ácidos.

batería del tanque: Grupo de tanques de producción en el campo para almacenar petróleo crudo.

batería: 1. Instalación de unidades similares o idénticas de equipo (como una batería de tanque o batería de medidores). 2. Acumulador eléctrico.

bbl: Abreviatura de **barril de petróleo**.

bentonita: Arcilla plástica coloidal compuesta en su gran mayoría por el mineral montmorillonita de sodio (un hidrosilicato de aluminio) que se hincha cuando se humedece. Debido a sus propiedades gelificantes, la bentonita es un componente principal de los lodos de perforación. Para su uso en los fluidos de perforación, la bentonita tiene un rendimiento de más de 85 bbl/tonelada. El término genérico “bentonita” no es un nombre exacto desde el punto de vista mineralógico, tampoco lo es la arcilla de composición mineralógica definida.

bicarbonato de sodio (NaHCO_3): Material de uso extendido para tratar la contaminación de cemento y, en ocasiones, otra contaminación de calcio en los fluidos de perforación. Es la sal sódica del ácido carbónico neutralizada a la mitad.

bicarbonato: Ver **bicarbonato de sodio**.

bicromato de sodio ($\text{Na}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$): También dicromato de sodio. Ver **cromato**.

bloque de arrastre: Accesorios utilizados para proporcionar “arrastre” a una herramienta; similares a los resortes de arrastre, pero más resistentes.

bloque de corona: El bloque de corona es un conjunto de roldanas montado en vigas en la parte superior de la torre de perforación por el cual pasa la línea de perforación.

bloque de impresión: Herramienta hecha de un material suave como el plomo o el alquitrán de hulla utilizada para obtener una impresión de una pesca.

bloque de perforación: Una o varias concesiones de terrenos adyacentes que comprenden una unidad de superficie suficiente para justificar el costo de perforación de un pozo de exploración.

bloque viajero: Arreglo de poleas, o roldanas, a través del cual se pasa el cable de perforación, que se mueve hacia arriba y hacia abajo en la torre de perforación o mástil. Ver **bloque, bloque de corona y roldana**.

bloque; aparejo móvil: Conjunto de poleas en un marco común; en mecánica, una o más poleas, o roldanas, montadas para rotar sobre un eje común. El bloque de corona es un conjunto de roldanas montado en vigas en la parte superior de la torre de perforación. El cable de perforación se pasa por las roldanas del bloque de corona alternativamente con las roldanas del bloque viajero (aparejo móvil), que se levanta y baja en la torre de perforación por medio del cable de perforación. Cuando los elevadores se conectan a un gancho en el bloque viajero (aparejo móvil), y cuando el tubo de perforación se enclava en los elevadores, se puede levantar o bajar la tubería en la torre de perforación o mástil. Ver **bloque de corona, elevador, gancho, pasar, roldana, y bloque viajero (aparejo móvil)**; ver también **bloque de perforación**.

bloqueo por gas: Condición que se encuentra a veces en un pozo en bombeo cuando el gas disuelto, liberado de una solución durante la carrera ascendente del émbolo, aparece como gas libre entre las válvulas. Si la presión del gas es suficiente, la válvula estacionaria se cierra y, por lo tanto, no ingresa fluido a la tubería.

bola; esfera: Objeto esférico utilizado para vaciar por bombeo el pozo para activar, liberar u operar de otra manera determinadas herramientas hidráulicas.

bolsón: Término coloquial que describe flujo por los cabezales.

bomba centrífuga: Bomba provista de un propulsor o rotor, un eje propulsor y un revestimiento, que descarga fluidos por fuerza centrífuga.

bomba de émbolo: Ver **bomba mecánica**.

bomba de la tubería de producción: Bomba mecánica provista de un barril que se conecta a la tubería de producción. Ver **bomba mecánica**.

bomba de lodo: Bomba alternativa de gran tamaño que se utiliza para circular el lodo en un equipo de perforación o el fluido de terminación/reparación en un equipo de servicio. La bomba de lodo típica es una bomba a pistón de acción simple o doble, de dos o tres cilindros, cuyos pistones viajan por las tuberías de revestimiento cortas reemplazables y son impulsados por un cigüeñal accionado por un motor. También llamada **bomba de inyección de lodo**.

bomba de unidad de cierre: Otro término para designar a una bomba eléctrica o hidráulica ubicada en un acumulador, cuya función es bombear fluido hidráulico de alta presión a los preventores de reventón para cerrarlos o abrirlos.

bomba dúplex: Bomba recíproca que consta de dos pistones o émbolos, que se utiliza ampliamente como bomba de lodo en plataformas de perforación.

bomba mecánica: Ensamblaje de fondo de pozo que se utiliza para elevar el fluido a la superficie por medio de la acción alternativa de la sarta de varillas de bombeo. Los componentes básicos son el barril, el émbolo, las válvulas y el ancla. Los dos tipos de bombas mecánicas son la bomba de tubería de producción, a la que se conecta el barril, y la bomba de émbolo o inserción, que se baja al pozo como una unidad completa.

bomba: Instrumento que aumenta la presión en un fluido o lo lleva a un nivel más alto. Hay distintos tipos de bombas, entre ellos, bomba alternativa, centrífuga, rotativa, de chorro, mecánica, hidráulica, de lodo, sumergible y de fondo de pozo.

bomba: Recipiente de pared gruesa, generalmente de acero, que se utiliza para contener muestras de petróleo o gas bajo presión. Ver **presión de fondo de pozo**.

bombeador: Empleado de la compañía petrolera que se ocupa de los pozos productores. Se encarga de supervisar numerosos pozos, asegura la producción continua, prepara informes, realiza pruebas y mediciones, etc. También llamado **mezclador u operador de la concesión**.

bombeo forzado: 1. Término que señala el bombeo en un pozo cerrado sin retornos. 2. Empujar el fluido hacia el fondo del pozo debajo de la ubicación.

Bombeo hacia abajo: Actividad de servicio de pozos “a través de la línea de flujo” que permite acceder al pozo bajo presión para realizar varias tareas, bombeando la línea de acero al fondo del pozo.

bonete: En los preventores de tipo ariete, componente que sella la parte posterior del pistón del cilindro.

boquilla: Conducto de las barrenas de chorro que permite que el fluido de perforación llegue al fondo del pozo y empareje los recortes a través del espacio anular. Las boquillas vienen en diferentes tamaños que pueden intercambiarse en la barrena para permitir mayor o menor flujo.

bpd: Abreviatura de **barriles por día**.

brida aislante: Brida provista de piezas de plástico que aíslan sus piezas metálicas para impedir el influjo de corriente eléctrica. Las bridas aislantes se utilizan con frecuencia en sistemas de protección catódica para evitar la corrosión electrolítica. En ocasiones, se instalan cuando se están conectando líneas de flujo en el cabezal del pozo.

brida con anillo: Conexión con bridas en la que un anillo de metal (apoyado en una ranura de la brida) actúa como sello de presión entre las dos bridas.

brida: Borde o reborde (como el de las conexiones de tubería o de las bocas de bomba y recipientes) que se proyecta en ángulo recto y sirve de refuerzo o conexión con otra pieza. Las bridas tienen orificios taladrados para poder ajustarlas con pernos a otros conectores de brida.

brote, de petróleo: Petróleo que subió a la superficie del lodo que anteriormente fue combinado en el lodo como una emulsión.

brote: Pozo de petróleo cuya presión es tan alta que lanza chorros de petróleo a la superficie con la fuerza de un géiser; también llamado “pozo fuera de control”. En la realidad, un reventón implica desperdicio de fluidos del yacimiento y de energía de transmisión. En los comienzos de la explotación petrolera, los brotes eran habituales y muchas veces eran la única señal de que se había encontrado un yacimiento importante de petróleo y gas. Ver **reventón**.

BS o BS & W: Sedimento básico, o sedimento básico y agua.

BSEE: Acrónimo en inglés de *Bureau of Safety and Environmental Enforcement (Oficina de Seguridad y Aplicación de Normas Ambientales)*, anteriormente MMS, una división del Departamento del Interior.

buje de transmisión: También llamado buje del vástago de perforación. Ver **buje del vástago de perforación**.

buje del vástago de perforación (kelly): Dispositivo especial conectado al buje de la mesa rotativa que transmite torsión al vástago de perforación y permite, al mismo tiempo, el movimiento vertical del vástago para poder perforar. Puede ser cuadrado o hexagonal para encajar en la abertura rotatoria, o también puede tener clavijas para transmitir torsión. También llamado **buje de transmisión**. Ver **vástago de perforación y buje principal (maestro)**.

buje principal (maestro): Dispositivo que se encaja en la mesa rotativa. Acomoda las mordazas y acciona el buje del vástago de perforación para que pueda transmitirse el movimiento giratorio de la mesa rotativa al vástago de perforación. También llamado **buje de la mesa rotativa**. Ver **mordazas y buje del vástago de perforación (kelly)**.

buje: Adaptador de tubería que permite conectar dos tramos de tubería de distinto tamaño.

BUNA-N: Caucho (goma) de nitrilo utilizado comúnmente en todo el campo petrolífero como sellado a base de elastómeros, es decir, en juntas tóricas, anillos en V, etc.

butano: Hidrocarburo de parafina, C₄H₁₀, que es un gas en condiciones atmosféricas pero que puede licuarse fácilmente bajo presión; un componente del gas licuado de petróleo (LPG, por sus siglas en inglés). Ver **gas licuado de petróleo**.

C

ccabezal de circulación: Dispositivo que se conecta al extremo superior de la tubería de perforación o producción, cuya función es permitir el bombeo al interior del pozo sin necesidad de usar el vástago de perforación.

cabezal de control: Extensión de una herramienta recuperable, como un tapón puente recuperable, que se utiliza para fijar y liberar la herramienta.

cabezal de entubación: Adaptador pesado con conexión bridada de acero que conecta los conjuntos de mordazas y empaque a través de los cuales se suspenden las sartas intermedias de revestimiento y se sella el anillo. También se llama **carrete**.

cabezal de la tubería de producción: Accesorio bridado que soporta la sarta de tubería de producción, aísla la presión existente entre la tubería de revestimiento y el exterior de la tubería de producción y actúa como conexión dando apoyo al árbol de Navidad. Ver **árbol de Navidad**.

cabezal de prensaestopa: Parte metálica que comprime y sostiene el empacador en su lugar en un prensaestopas. Ver **prensaestopas**.

cabezal del pozo: Equipo utilizado para mantener el control de superficie de un pozo; también se refiere a los distintos parámetros que existen en el cabezal de pozo, tales como presión del cabezal del pozo, precio del petróleo del cabezal del pozo, etc. Está formado por el cabezal de entubación y el árbol de Navidad.

cabezal estabilizador: Preventor de reventones que consiste en un casquillo de prensaestopas sujetado con pernos al cabezal del pozo. Se utiliza para sellar el espacio anular entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento.

cabezal giratorio: Elemento sellador que se utiliza para cerrar el espacio anular alrededor del vástago de perforación al perforar con presión en la superficie. Por lo general, está instalado arriba de los preventores de reventón principales. El uso del cabezal giratorio evita la formación de una nube de polvo o de fluidos alrededor del equipo rotativo. Además, permite continuar con la perforación incluso cuando hay una presión tal en el espacio anular que no puede ser superada por el peso del fluido de perforación; de esta manera, el cabezal impide que se produzca un reventón en el pozo. Se utiliza principalmente en la perforación de formaciones con baja presión y fluidos de gran volumen. La velocidad de penetración a través de dichas formaciones es generalmente rápida.

cable contraviento (o de retenida): Cable eléctrico conectado a un mástil o plataforma de perforación para estabilizarlo. Los cables que proporcionan el principal soporte de la estructura se denominan tirantes de carga; los cables conectados a los anclajes a tierra para dar soporte lateral se denominan cables contraviento.

cable de acero: Cable compuesto por hilos de acero trenzados en torno a un núcleo de cáñamo u otra fibra que forma un cable de gran resistencia y flexibilidad considerable. El cable de acero se utiliza como línea de perforación, línea de guinche, entre muchos más. A menudo llamado cable o cable eléctrico; sin embargo, el cable eléctrico es una barra de metal simple y delgada, generalmente muy flexible. Comparar con **cable eléctrico**.

cable de maniobras: Línea para levantar o extraer elementos que se opera desde dos cabrestantes en la plataforma. Ver **cabrestante**.

cable eléctrico: Pieza de metal delgada similar a una barra o rosca, generalmente de diámetro pequeño, que se utiliza para bajar herramientas especiales (como sondas de adquisición de registro, pistolas (o cañones) de disparo, entre otras) al pozo.

cabrestante de desenrosque: Dispositivo acoplado al eje del malacate que se utiliza como fuente de energía para desatornillar la tubería de perforación; generalmente se ubica enfrente del lado del perforador del malacate. Ver **cabrestante**.

cabrestante de enrosque: Dispositivo acoplado al eje del malacate; fuente de energía para atornillar juntas de tubería; generalmente se ubica del lado del perforador del malacate. Ver **cabrestante**.

cabrestante: accesorio con forma de carrete colocado en un guinche alrededor del cual se enrolla una cuerda para elevar o traccionar cargas. Ver **cabrestante de desenrosque y cabrestante de enrosque**.

cadena de enrosque: Cadena con forma de Y utilizada para apretar una unión de tubería de perforación con otra. Un extremo de la cadena se sujeta a las llaves, el otro extremo se engancha en el cabrestante de enrosque, y el tercer extremo se deja libre. El extremo libre se enrolla alrededor de la unión de tubería, y el cabrestante jala la cadena haciendo girar rápidamente la unión y apretándola. Una vez que se saca la cadena de la unión, las llaves se fijan en el mismo punto. Se sigue tirando de la cadena (y a su vez de las llaves) por medio del cabrestante para terminar de ajustar la unión.

caída de presión: Pérdida de presión por la fricción a medida que el fluido atraviesa una tubería o recipiente.

cal viva: Óxido de calcio, CaO. Utilizada en los lodos a base de aceite para neutralizar el ácido orgánico.

calcio: Uno de los elementos alcalinotérreos, cuya valencia es 2 y su peso atómico alrededor de 40. Los responsables de la dureza del agua suelen ser compuestos de calcio. También es un componente de la cal, el yeso, la piedra caliza, entre otros.

caldera: Recipiente a presión cerrado equipado con un horno para quemar serpentín, petróleo o gas y utilizado para generar vapor a partir del agua.

calentador: Recipiente o tanque que contiene un arreglo de tubos y un hogar de caldera que se utiliza para calentar una emulsión antes del tratamiento posterior.

calibrador de cable de alambre: Herramienta empleada para calibrar la tubería de revestimiento, además de limpiarla de residuos y detritos, que se utiliza junto con un colector de detritos.

calibre; taco limpiador: Lo mismo que diablo.

calidad de filtración: Características de filtración de un lodo de perforación. Por lo general, estas características están en proporción inversa al espesor del revoque de filtración depositado en la superficie de un medio poroso y a la cantidad de filtrado que se pierde del fluido de perforación, ya sea en o a través del medio poroso.

caliza: Roca sedimentaria rica en carbonato de calcio que a veces sirve como estrato productivo para el petróleo. Ver **carbonato de calcio**.

calor específico: Número de calorías necesarias para aumentar la temperatura de un gramo de una sustancia en un grado centígrado. El calor específico de un fluido de perforación es un indicador de su capacidad para mantener la barrena fría a una velocidad de circulación dada.

cambio angular; doblez pata de perro: 1. Sección torcida de una tubería de revestimiento; un pozo desviado. 2. “Codo” causado por un cambio brusco en la dirección del pozo.

cambio de arietes: Acto de cambiar el tamaño del ariete del preventor de reventones cuando se pone en funcionamiento una tubería de perforación o tubería de producción de un tamaño distinto del que se usaba anteriormente.

cambio de la velocidad de avance de la perforación: Un incremento repentino de la velocidad de penetración de la barrena de perforación. A veces indica que la barrena ha penetrado una zona de alta presión, por lo que advierte sobre la posibilidad de un reventón.

camisa (envoltura): Pieza tubular de acero en una bomba mecánica del tipo tubería de producción-tubería de revestimiento corta, dentro de la cual se coloca una tubería de revestimiento corta perforada y rectificada con precisión. En este tipo de bomba mecánica, el émbolo de la bomba sube y baja dentro de la tubería de revestimiento corta, y la tubería de revestimiento corta está dentro de la camisa.

camisa de bomba: Sección metálica, cilíndrica, fabricada con precisión, que forma el barril de trabajo de algunas bombas alternativas. Las camisas de bomba brindan la posibilidad de reemplazar las bombas cilíndricas desgastadas a bajo costo y, en algunas bombas, constituyen un método adecuado para el cambio de desplazamiento y capacidad a conveniencia. Las camisas con secciones, utilizadas en algunas bombas de pozos petrolíferos, permiten instalar una bomba de pozo de cualquier carrera al agregar secciones de extremo a extremo.

camisa de separación: Camisa diseñada para aislar la tubería de producción del flujo del espacio anular en caso de que la camisa de deslizamiento dejara de funcionar.

campo de petróleo: 1. Superficie sobre la que yace uno o varios yacimientos de petróleo. Comúnmente, el término no solo abarca la superficie, sino también el yacimiento, los pozos y los equipos de producción. 2. Relativo al trabajo realizado en la industria de la perforación, terminación, reparación y servicio de pozos.

campo: Área geográfica en la que se varios pozos petrolíferos o de gas producen a partir de un yacimiento continuo. El término “campo” puede referirse solo al área superficial o puede incluir las formaciones productivas subterráneas. Un campo puede tener varios yacimientos a diferentes profundidades.

canal: Pasaje de fluido en la cubierta de cemento (o formación).

canasta de pesca de detritos: Herramienta cilíndrica que sirve para retirar detritos, recortes u objetos extraños de un pozo. Se utiliza normalmente cuando se perforan o rectifican herramientas perforables o no perforables.

canasta de pesca de detritos: Herramienta que se baja apenas encima de la barrena o del molino en la columna de perforación para atrapar los objetos pequeños no perforables que circulan en el anillo.

canasta de sedimentos: Accesorio de pesca que se coloca por encima de una barrena o fresa para recuperar pequeños trozos de metal o detritos de un pozo.

cañón de disparos: Dispositivo tubular que, al ser bajado a una profundidad específica dentro de un pozo, dispara balas a través de la tubería de revestimiento para proporcionar agujeros por donde puedan pasar los fluidos del pozo.

capacidad de la formación: Capacidad de la formación para soportar la presión ejercida sobre ella. También llamada integridad de la formación.

carbonato de calcio – CaCO_3 : Sal de calcio insoluble que se utiliza a veces para incrementar la densidad (piedra caliza, blanco ostra, etc.) en fluidos especializados de perforación. También se utiliza como unidad y/o norma para registrar la dureza.

carbonato de sodio (Na_2CO_3): Material de uso extendido para tratar varios tipos de contaminación de calcio. Comúnmente se lo denomina “ceniza de soda”. Al agregar carbonato de sodio a un fluido, aumenta el pH del fluido mediante hidrólisis. El carbonato de sodio puede agregarse al agua salada (NaCl) para aumentar la densidad de la fase fluida.

carboximetilcelulosa de sodio: Comúnmente llamada CMC. Se encuentra disponible en varios grados de viscosidad y pureza. Material orgánico que se utiliza para controlar filtración, suspender incrementadores de densidad y hacer fluidos de perforación más viscosos. Se utiliza junto con bentonita cuando se desea obtener lodos con bajo contenido de sólidos.

carburo de tungsteno: Material fino cristalino en forma de polvo gris muy duro, compuesto de tungsteno y carbono. Este compuesto se adhiere al cobalto o níquel en composiciones de carburo cementado y se utiliza para herramientas de corte, abrasivos y dados (troqueles).

carga en el gancho: El peso de la tubería suspendida en el pozo según el indicador de peso del equipo de perforación.

carga hidrostática: Presión ejercida por una columna de fluido, generalmente expresada en libras por pulgada cuadrada. Para determinar la carga hidrostática a una profundidad dada en psi, se debe multiplicar la profundidad en pies por la densidad en libras por galón por 0,052. La carga hidrostática del agua dulce es 0,433 libras por pie (9,81 kPa por metro) de altura. Ver **gradiente de presión**.

carga hueca: Carga explosiva utilizada en operaciones de disparos, con forma de chorro para penetrar la pared de la tubería de revestimiento y la formación.

carga premoldeada: Recipiente relativamente pequeño con explosivos de alta potencia que se carga en una pistola (o cañón) de disparo. Al detonar, la carga libera una corriente (chorro) de partículas pequeñas a alta velocidad que penetra la tubería de revestimiento, el cemento y la formación. Ver **disparar a bala**.

carrete de adaptador: Junta que se utiliza para conectar los preventores de reventones de distintos tamaños o presiones nominales al cabezal de entubación.

carrete espaciador: Conexión del conjunto BOP equipada con bridas en ambos extremos. Por lo general, tiene el mismo diámetro que el preventor de reventones. Puede o no tener salidas laterales para conectar líneas auxiliares. Accesorio utilizado como espaciador en el equipo de cabezal del pozo, que proporciona espacio entre los distintos componentes del cabezal de pozo para que distintos dispositivos puedan suspenderse en la columna de perforación.

carrete; enrollar: Enrollar o bobinar en un carrete o tambor de cable de acero. También espacio de unión embreada entre el preventor de reventones y la válvula de perforación, que actúa como espaciador.

caseta de herramientas: Edificio en el que se guardan herramientas.

caseta de preparación de lodos: Estructura del equipo de perforación utilizada para almacenar y proteger bolsas de materiales utilizados en los fluidos de perforación.

caseta vestuario: Casilla del perforador que utiliza la cuadrilla de perforación para cambiarse de ropa. Ver **casilla del perforador**.

casilla del perforador: 1. Pequeño recinto ubicado en el piso de perforación utilizado como oficina del perforador o depósito para guardar objetos pequeños. 2. Toda construcción pequeña usada como oficina o lugar de almacenamiento.

casquillo del prensaestopas: Dispositivo utilizado para formar un sello alrededor de un vástago recíprocante o rotativo (como en una bomba) para evitar la filtración de fluido. Concretamente, es la pieza móvil del prensaestopas mediante la cual se comprime el empaque. Ver **prensaestopas**.

casquillo sujetacable: Dispositivo para conectar el cable eléctrico a la sarta de la herramienta.

cación: Partícula con carga positiva en una solución electrolítica que, bajo la influencia de un potencial eléctrico, migra hacia el cátodo (electrodo negativo). Ejemplos: Na⁺, H⁺, NH₄⁺, Ca⁺⁺, Mg⁺⁺, Al⁺⁺⁺.

caucho (hule) limpiador: 1. Disco de caucho (hule) que rodea la tubería de perforación o producción para eliminar el lodo a medida que se extrae la tubería del pozo. 2. Elemento sellador a presión de un preventor de reventones de enjugador de tubería. Ver **cabezal estabilizador**.

cavidad lateral: Adaptador de desplazamiento de pared pesada ubicado en la sarta de producción para las válvulas de levantamiento artificial por gas, etc.

CBHT: Abreviatura en inglés *de circulating bottomhole temperature, temperatura de fondo de pozo en circulación*.

CBL: Siglas en inglés de cement bond log, registro de adherencia de cemento.

cc o centímetro cúbico: Unidad del sistema métrico para medir el volumen. Es básicamente equivalente al milímetro y por lo general se utiliza indistintamente. Un centímetro cúbico de agua a temperatura ambiente pesa aproximadamente 1 g.

CCL: Siglas en inglés de casing collar log, registro de collares de la tubería de revestimiento.

cementación a presión: Forzar a presión una lechada de cemento en puntos específicos de un pozo para crear sellos en los puntos de inyección. Método de cementación secundaria que se utiliza para aislar una formación productora, sellar y bloquear el ingreso de agua, reparar filtraciones en la tubería de revestimiento, entre otras. Ver **cementación**.

cementación de retrotaponamiento: Operación de cementación secundaria que consiste en colocar un tapón de cemento en un punto determinado del pozo y dejar que se asiente.

cementación primaria: Operación de cementación que tiene lugar inmediatamente después de bajar la tubería de revestimiento al pozo. Se utiliza como emplazamiento de cemento alrededor de la tubería de revestimiento para aislar la formación productora y prevenir la migración de fluidos no deseados. Ver **cementación secundaria y cementación a presión**.

cementación secundaria: Operación de cementación posterior a la operación de cementación primaria. La cementación secundaria incluye una tarea de retrotaponamiento, en la que se coloca un tapón de cemento en un punto determinado del pozo dejándolo que se asiente. Los pozos se taponan para cerrar el paso de agua del fondo o para reducir la profundidad del pozo por otros motivos. Ver **cementación primaria y cementación a presión**.

cementación: Aplicación de lechada de cemento líquido y agua a puntos dentro o fuera de la tubería de revestimiento. Ver **cementación primaria, cementación secundaria, cementación a presión**.

cementador: Término genérico utilizado para describir una herramienta recuperable de servicio de inyección forzada; se utiliza en operaciones de cementación correctiva. materiales de cementación: Lechada de cemento Portland y agua y, algunas veces, uno o más aditivos que afectan la densidad o el tiempo de fraguado de la mezcla. El cemento Portland puede ser de alta resistencia, cemento Portland: Ver **cemento**.

cemento puro: Lechada compuesta de cemento Portland y agua.

cemento: Mezcla constituida de alúmina, sílice, arcillas, cal y otras sustancias que se endurece al mezclarse con agua. Se utiliza ampliamente en la industria del petróleo para adherir las tuberías de revestimiento a las paredes del pozo. El cemento apagado contiene alrededor de 62,5% de hidróxido de calcio, que es la principal fuente de problemas cuando el cemento contamina el lodo.

ceniza de soda: Ver **carbonato de sodio**.

centipoise (cp): Unidad de viscosidad equivalente a 0,01 poise. Un poise equivale a 1 gramo por metro-segundo, y un centipoise equivale a 1 gramo por centímetro-segundo. La viscosidad del agua a 20 °C es igual a 1,005 cp (1 cp = 0,000672 lb/pie-segundo).

centralizador: Dispositivo que se utiliza para “centrar” la tubería de revestimiento en el pozo, o la tubería de producción en el diámetro interior de la tubería de revestimiento.

centrífuga: Dispositivo utilizado para separar mecánicamente sólidos de alta gravedad específica de un fluido de perforación. Se utiliza generalmente con lodos densificados para recuperar el material densificante y descartar los sólidos provenientes de la perforación. La centrífuga utiliza rotación mecánica de alta velocidad para lograr la separación, a diferencia del separador tipo ciclón, que solamente usa la energía del fluido para efectuar la separación.

cerrar: 1. Cerrar temporalmente un pozo con capacidad para producir petróleo o gas. 2. Cerrar los preventores de reventón de un pozo para controlar un golpe de presión. Los preventores de reventón cierran el espacio anular de manera que la presión que viene de abajo no pueda fluir a la superficie.

Certificación API: Herramienta que cumple con las normas aplicables del Instituto Estadounidense del Petróleo.

Certificado por la NACE: Herramienta que cumple con los estándares de la Asociación Nacional de Ingenieros de Corrosión. arcillas naturales: Arcillas naturales, en contraposición a las comerciales, que se encuentran al perforar varias formaciones. El rendimiento de este tipo de arcilla varía enormemente, y pueden o no ser incorporadas a propósito al sistema de lodo.

certificados: Certificaciones de los materiales en cuanto a sus propiedades físicas y químicas.

cesta: Dispositivo utilizado para recolectar escombros de herramientas perforables, disparadores, etc.

chorro: 1. Dispositivo hidráulico operado por presión de bomba para limpiar piletas de lodo y tanques en perforación rotatoria y para mezclar componentes de lodo. 2. En una pistola (cañón) de disparo que utiliza carga premoldeada, es una corriente de partículas muy penetrante y veloz producida por una explosión que atraviesa la tubería de revestimiento, el cemento y la formación.

ciclón: Dispositivo para separar partículas diversas de un fluido de perforación, que generalmente se usa como desarenador. El fluido se bombea tangencialmente al interior de un cono, y la rotación del fluido proporciona suficiente fuerza centrífuga para separar las partículas por su masa. Ver **centrífuga**.

cierre blando: Operación de cierre de pozo mediante el cierre de un preventor de reventones con el estrangulador y la válvula de línea del estrangulador abiertos. Luego, se cierra el estrangulador mientras se controla la presión de la tubería de revestimiento para que no supere los máximos permitidos.

cierre duro: Operación de cierre de pozo mediante el cierre de un preventor de reventones con el estrangulador o la válvula de la línea del estrangulador cerrado.

cierre: 1. Cerrar las válvulas de un pozo para detener la producción. 2. Cerrar un pozo donde se produjo un golpe de presión. 3. Tapar el pozo.

circulación de lodo: Acción de bombear lodo en forma descendente hacia a la barrena y de vuelta a la superficie por medio de circulación normal o circulación inversa. Ver **circulación normal** y **circulación inversa**.

circulación de los recortes a la superficie: Desde el fondo del pozo a la superficie del pozo.

circulación inversa: Retorno del fluido de perforación a través de la columna de perforación. El curso normal de circulación del fluido de perforación es hacia abajo por la columna de perforación y hacia arriba por el espacio anular que rodea la columna de perforación. En problemas específicos, a veces se invierte la circulación normal, y el fluido regresa a la superficie a través de la columna de perforación, o tubería de producción, después de haber sido bombeado hacia abajo por el espacio anular.

circulación normal: Circulación pareja, ininterrumpida de fluido hacia abajo por la columna de perforación, por fuera de la barrena, hacia arriba en el espacio anular entre la tubería y el pozo, y de regreso a la superficie. Ver ***circulación de lodo y circulación inversa***.

circulación, pérdida de: El resultado del escape del fluido de perforación por la formación a través de grietas o medios porosos.

circulación: El movimiento del fluido de perforación desde la pileta de succión a través de la bomba, tubería de perforación, barrena, espacio anular en el pozo, regresando de nuevo a la pileta de succión. El tiempo empleado se conoce generalmente como tiempo de circulación.

cloruro de calcio – CaCl_2 : Sal de calcio muy soluble agregada a veces a los fluidos de perforación para otorgarles propiedades especiales, pero ante todo para aumentar la densidad de la fase fluida.

cloruro de sodio (NaCl): Conocido como sal común. Puede estar presente en el lodo como contaminante o bien ser agregada por varias razones. Ver ***sal***.

cloruro de zinc (ZnCl_2): Sal soluble que se utiliza para aumentar la densidad del agua a puntos que superan la densidad del agua en más del doble. Por lo general, se agrega a un sistema que primero fue saturado con cloruro de calcio.

coagulación: Sinónimo de floculación en la terminología de fluidos de perforación.

coalescencia: Transformación del estado líquido a un estado semisólido, espeso, producido por una reacción química. También es la combinación de glóbulos en una emulsión causada por la atracción molecular de las superficies.

coeficiente de cierre: La relación entre la presión del pozo y la presión del pistón en operación que se necesita para cerrar los arietes.

cola de milano: Corte de una sección en un cono que permite el movimiento positivo de las cuñas sin la ayuda de los resortes convencionales de retorno de cuña.

colador vibratorio: Ver ***zaranda vibratoria***.

colector de esferas: Tubo cilíndrico colocado alrededor del cuello de recuperación de un tapón puente recuperable para “recolectar” los detritos o las esferas de fracturamiento.

colector múltiple de estrangulamiento: Conjunto de tuberías y válvulas especiales, llamadas estranguladores, a través del cual circula el lodo de perforación cuando se cierran los preventores de reventón para controlar la presión que se presenta durante un golpe de presión. Ver ***estrangulador y preventor de reventón***.

colector múltiple: Un sistema accesorio de tuberías para un sistema principal de tuberías (u otro conductor) que sirve para dividir un flujo en varias partes, para combinar varios flujos en uno, o para redirigir un flujo a cualquiera de varios destinos posibles. Ver ***colector múltiple de estrangulamiento***.

colector: dispositivo instalado en una cesta de pesca de detritos que actúa como puerta de trampa para retener los detritos.

colgador de bomba: Dispositivo que se coloca en la tubería de producción, particularmente en los collares, para facilitar el asentamiento de las bombas de presión (registradores).

colgador de instrumentos: Colgador que se utiliza para fijar instrumentos en el niple de asentamiento (bombas de presión/temperatura, entre otros).

colgador de la tubería de producción: Arreglo de mordazas incorporadas a una carcasa de acero, que se engancha en el extremo superior del cabezal del pozo y actúa como soporte de la sarta de tubería de producción suspendida. Ver ***mordazas***.

colgador de tubería: 1. Elemento circular con una disposición de agarre friccional utilizado para suspender la tubería de revestimiento o producción en el pozo. 2. Dispositivo para soportar una línea de conducción.

colgador de varilla: Se utiliza para colgar varillas de bombeo en el mástil o en la torre.

colgador para tubería de revestimiento corta: Mordaza o dispositivo de sujeción utilizada para fijar o colgar tuberías de revestimiento cortas de la pared interna de una tubería de revestimiento; se puede operar mecánica o hidráulicamente. Ver **tubería de revestimiento corta**.

colgador: Dispositivo para “colgar” o ubicar herramientas en la tubería de revestimiento o tubería de producción.

colgar varillas: Suspender varillas de bombeo en una torre de perforación o mástil en barras de suspensión en lugar de colocarlas horizontalmente en una plataforma.

collar de flotación: Acoplamiento colocado en la sarta de revestimiento que se utiliza en operaciones de cementación primaria para asentar tapones limpiadores y limitar el contraflujo de cemento.

collar de perforación (lastrabarrenas): Tubería pesada, de paredes gruesas, generalmente de acero, que se utiliza entre la tubería de perforación y la barrena en la columna de perforación para proporcionar peso o un efecto pendular a la columna de perforación.

collar de resorte: Banda o anillo metálico (casquillo) accionado por un resorte que se utiliza para ensanchar un parche de línea al reparar una tubería de revestimiento. Ver **parche de tubería de revestimiento corta**.

collar: 1. Acoplamiento utilizado para unir dos tramos de tubería. Un collar de combinación está provisto de roscas de paso izquierdo en un extremo y roscas de paso derecho en el otro. 2. Collar de perforación.

collarín de dados: Collar o acoplamiento de acero, con roscado interno, utilizado para recuperar la tubería del pozo en trabajos de pesca; herramienta hembra correspondiente a un macho cónico. El collarín de dados se baja con la tubería de perforación hasta entrar en contacto con la tubería perdida. La rotación del collarín de dados en la parte superior de la tubería de perforación hace que se rosque el lado externo de la tubería, proporcionando un agarre firme. Por último, se recupera la tubería del pozo. Ver **macho cónico**.

colocar armadura de control al pozo: Controlar un reventón mediante la instalación de una válvula resistente en el cabezal del pozo. Ver **reventón**.

colocar sobrepeso: Procedimiento realizado antes de sacar la tubería de perforación en el que se bombea una pequeña cantidad de lodo pesado hacia la sección superior para provocar un desbalance en la columna. A medida que se saca la tubería, la columna más pesada en la tubería de perforación caerá, manteniendo seco el interior de la tubería de perforación en la superficie cuando se desenrosca la conexión.

colocar: Bombear una cantidad predeterminada de una sustancia (como ácido o cemento) en un intervalo específico en un pozo. Por ejemplo, pueden emplazarse 10 barriles de petróleo diésel en un área del pozo a la profundidad donde los collares de perforación están atascados contra la pared del pozo en un esfuerzo por liberarlos.

coloide liófilo: Coloide que se precipita fácilmente de una solución y no puede volverse a dispersar por adición de la solución.

coloide: Estado de subdivisión de la materia que consiste ya sea en moléculas individuales grandes o conjuntos de moléculas más pequeñas dispersas en tal grado que las fuerzas de superficie se convierten en un factor importante para determinar sus propiedades. El tamaño y la carga eléctrica de las partículas determinan los distintos fenómenos que se observan con los coloides, por ejemplo, el movimiento browniano. El tamaño de los coloides oscila entre 1×10^{-7} cm y 5×10^{-5} cm (0,001 a 0,5 micrones) de diámetro, a pesar de que el tamaño de partícula de ciertos emulsoides puede estar en el rango de una micra.

columna (sarta) de perforación: Todos los miembros del conjunto utilizados para perforar por el método giratorio desde la unión giratoria hasta la barrena, incluido el vástago de perforación, la tubería de perforación y las uniones de tubería, los collares de perforación, estabilizadores y varios elementos subsiguientes.

columna de cuatro varillas: Sección de tubería de perforación, tubería de revestimiento, o tubería de producción que consta de cuatro elementos tubulares enroscados entre sí. Comparar *simple, doble, y tramos de tres tubos*. Ver *unión*.

comenzar la circulación: Arrancar la bomba de lodo para reestablecer la circulación de la columna de lodo. Debido a que el fluido de perforación estancado se ha solidificado durante el período sin circulación, por lo general se requiere presión elevada en la bomba para comenzar la circulación.

composición coloidal: Suspensión coloidal que contiene uno o más elementos constitutivos coloidales. común (o estándar), o de fraguado lento. Los aditivos incluyen aceleradores (como el cloruro de calcio), retardadores (como el yeso), incrementadores de densidad (como el sulfato de bario), aditivos de peso ligero (como la bentonita) y una variedad de materiales de pérdida de circulación (como las hojuelas de mica). Ver *acelerador, material de pérdida de circulación, retardador e incrementador de densidad*.

concentración de ión hidrógeno: Medida de la acidez o alcalinidad de una solución, normalmente expresada como pH. Ver *pH*.

concentración o contenido de sólidos: Cantidad total de sólidos en un fluido de perforación determinada por la destilación, que incluye tanto los sólidos disueltos como los que se encuentren en suspensión o no disueltos. El contenido de sólidos suspendidos puede ser una combinación de sólidos de peso específico alto y bajo y de sólidos nativos o comerciales. Ejemplos de sólidos disueltos son las sales solubles de sodio, calcio y magnesio. Los sólidos suspendidos forman el revoque de pared; los sólidos disueltos permanecen en el filtrado. El contenido total de sólidos suspendidos y disueltos se expresa comúnmente como porcentaje por volumen y, con menor frecuencia, como porcentaje por peso.

condensado: Líquido de hidrocarburo liviano que se obtiene por condensación de vapores de hidrocarburo. Está compuesto, en proporciones variables, por butano, propano, pentano y fracciones más pesadas, con poco o nada de etano o metano. Ver *butano, etano, metano, pentano, propano*.

conductividad: Medida de la cantidad de electricidad que atraviesa una unidad de área por unidad de gradiente de potencial por unidad de tiempo. Es la magnitud recíproca de la resistividad. Se pueden agregar electrolitos al fluido de perforación para alterar su conductividad y así obtener

conexión en T de bombeo: Adaptador de tubería con forma de T y de acero de gran resistencia que se atornilla o conecta con bridas a la parte superior de un pozo de bombeo. El vástago de bombeo atraviesa el prensaestopas en la parte superior de la conexión en T y en la bajada para operar una bomba mecánica en el pozo. El fluido bombeado se descarga por la abertura lateral de la conexión en T. Ver *barra pulida; vástago de bombeo y prensaestopas*.

conexiones de tubería: Partes auxiliares (tales como acoplamientos, codos, conexiones en T, cruces, etc.) que se utilizan para conectar tramos de tubería.

conjunto BOP (de preventores de reventón): Preventores de reventón utilizados como control mecánico o automático del pozo durante la perforación; durante el trabajo realizado en el cable de alambre.

conjunto de lubricación: Dispositivo de superficie utilizado en operaciones de línea de acero para mantener la línea lubricada y suministrar grasa para controlar la presión.

conjunto de preventores de reventón: Conjunto de equipos para el control del pozo, incluidos preventores, carretes, válvulas y niples conectados a la parte superior del cabezal del pozo.

conjunto; arreglo en columna: Arreglo vertical de equipos de prevención de reventones. Ver *preventor de reventones*.

cono: Componente de una herramienta de fondo de pozo, como un empacador. Las cuñas se deslizan dentro de la pared de la tubería de revestimiento.

consistencia del revoque: De acuerdo con la Práctica Recomendada API 13B, notaciones tales como duro, blando, resistente, elástico, firme, etc., pueden utilizarse para transmitir cierta idea de la consistencia del revoque.

consistencia: Viscosidad de un fluido no reversible, expresada en poises, durante un intervalo determinado a una presión y temperatura dadas.

consistómetro: Medidor de tiempo de espesamiento provisto de un elemento de agitación para medir el tiempo relativo de espesamiento de lechadas de lodo o cemento a presiones y temperaturas predeterminadas. Ver **práctica Recomendada API 10B**.

contaminación por calcio: Iones de calcio disueltos en suficiente concentración para otorgarle a un fluido propiedades no deseadas, tales como floculación, disminución del rendimiento de la bentonita, aumento de la pérdida de fluido. Ver **sulfato de calcio, yeso, anhidrita, cal, carbonato de calcio**.

contenedor de tapón: Contenedor de superficie que se utiliza para bajar tapones de cementación bajo presión.

contenido de aceite: El contenido de aceite de un fluido de perforación es el porcentaje en volumen de aceite en un lodo.

contenido de arena: En un fluido de perforación, el contenido de sólidos insolubles y abrasivos que se desecha a través de un filtro de malla 200. Suele expresarse como el porcentaje del volumen aparente de arena en un fluido de perforación. Se trata de una prueba elemental ya que los sólidos atrapados no necesariamente son sílice, ni tampoco son todos abrasivos. Para obtener información adicional sobre las clases de sólidos atrapados en el filtro de malla 200, deberán realizarse pruebas más específicas. Ver **malla**.

contraflujo: Fluidos que retornan al pozo.

contrapresión: Presión mantenida en un equipo o sistemas a través de la cual fluye un fluido.

control de la producción de arena: Lo mismo que empaque de grava.

control de presión: Comúnmente llamado entubación bajo presión; bajada de la herramienta o extracción de la tubería de producción cuando hay presión contenida en el pozo.

control primario del pozo: Consiste en evitar el flujo de fluidos de la formación manteniendo una presión hidrostática igual o mayor que la presión de la formación.

convertidor de torque: Dispositivo que conecta un aparato motor (o motor de impulso) a la máquina que acciona. Elementos que bombean el fluido en el torque del motor sobre el cual se aplica torque, con un aumento de carga en el eje de salida. Los convertidores de torque se utilizan ampliamente en equipos de perforación mecánicos que tienen componentes. Ver **equipo de perforación mecánico**.

copolímero: Sustancia que se forma cuando dos o más sustancias se polimerizan al mismo tiempo para dar como resultado un producto que no es una mezcla de polímeros separados, sino un complejo con propiedades distintas de las de los polímeros que lo componen. Ver **polímero**. Ejemplos: copolímero anhídrido polivinilo acetomaleico (extendedor de arcilla y floculante selectivo), acrilamida carboxílica y copolímero (floculante total), entre otros.

cordón explosivo: También llamado cordón detonante (prima-cord). Dispositivo explosivo que utiliza un cordón detonante (primacord), un núcleo de explosivos de alta potencia cubierto con una tela, para crear un golpe explosivo en el interior de la tubería o tubería de producción atascada con el objetivo de desenroscar la tubería en la unión que está inmediatamente por encima del punto donde se atascó. Ver **tiro**.

correlacionar: Relacionar información subsuperficial obtenida de un pozo con la de otros pozos, para poder hacer un diagrama de las formaciones y llevar un registro de las distintas profundidades y los espesores. Las correlaciones se llevan a cabo comparando los registros eléctricos y radiactivos así como los núcleos de distintos pozos.

corrosión agria: Fragilización y posterior desgaste del metal, causado por contacto del metal con sulfuro de hidrógeno u otro compuesto sulfúrico. También se denomina fisuración por tensocorrosión por sulfuro.

corrosión dulce: El deterioro del metal debido al contacto con dióxido de carbono y ácidos.

corrosión galvánica: Tipo de corrosión que ocurre cuando una pequeña corriente eléctrica fluye desde una pieza de equipo metálico a otra. Se presenta principalmente cuando se juntan dos objetos metálicos disímiles en un ambiente conductor de electricidad, por ejemplo, dos juntas diferentes de tubería en un pozo de petróleo o gas.

corrosión: Proceso químico o electromecánico complejo por el cual se altera o destruye el metal por reacción con su entorno (aire, humedad, productos químicos, temperatura, entre otros). Por ejemplo, el óxido es corrosión.

cortador de chorro: Herramienta utilizada para cortar tubería de revestimiento, tubos o tuberías de producción que se han atascado o deben recuperarse. Por lo general, se utiliza un corte químico o hidrólisis con cortador de arena.

cortador externo: Herramienta de pesca que contiene cuchillas de corte metálicas, que se baja en el pozo por el lado externo de una tubería para cortarla. La parte cortada de la tubería se puede llevar luego a la superficie.

cortador interno: Herramienta de pesca con cuchillas de corte metálicas, que se baja en el pozo por el lado interno de una tubería atascada en el pozo para cortarla. La parte cortada de la tubería se puede entonces ser regresada a la superficie.

cortador por arena: Instrumento para recuperar la tubería de revestimiento en una operación de tapón y abandono (T y A).

corte (esfuerzo cortante): Acción o esfuerzo resultantes de las fuerzas ejercidas que provoca o tiende a provocar que dos partes adyacentes de un cuerpo se deslicen una sobre la otra en dirección paralela a su plano de contacto. **preventor de ariete de corte:** Preventor de reventones que utiliza arietes de corte como elementos de cierre. Ver **ariete de corte**.

corte a chorro: Procedimiento para cortar una tubería atascada en el pozo mediante la detonación de explosivos de cargas premoldeadas similares a los utilizados en el disparo a chorro. El explosivo se baja por el interior de la tubería hasta la profundidad deseada y se detona. La fuerza de la explosión hace cortes horizontales radiantes alrededor de la tubería, y así puede recuperarse la porción cortada.

corte de peso: Cantidad a la que se reduce la densidad del fluido de perforación por los fluidos o el aire arrastrados de la formación.

corte por aire: Incorporación mecánica y dispersión de aire inadvertida en un sistema de fluidos de perforación. Comparar con **aeración**.

corte por gas: Gas arrastrado por un fluido de perforación. Ver **corte con aire**. corte por gas: Ver **lodo cortado por gas**.

corte químico: Método para cortar tubos de acero en un pozo mediante la aplicación de chorros de sustancias corrosivas a alta presión contra la pared del tubo. El corte resultante es muy parejo.

corte selectivo: Habilidad para determinar selectivamente si una herramienta puede fijarse, de acuerdo con la cantidad de tornillos o pernos de corte.

costal: Recipiente paracemento, bentonita, ilmenita, barita, soda cáustica, entre otros. El costal (la bolsa) contiene las siguientes cantidades: cemento, 94 lb (1 pie³); bentonita, 100 lb; ilmenita, 100 lb; barita, 100 lb.

cráter: (argot) Derrumbe; rotura. Luego de un reventón violento, la fuerza de los fluidos que escapan del pozo crea en ocasiones una gran cavidad con forma de embudo o agujero en el suelo. En este caso, se dice que el pozo “hizo un cráter”. Los equipos “hacen cráter” cuando fallan.

cremado de una emulsión: Sedimentación o flotación de las partículas de la fase dispersa de una emulsión, que se observa por una diferencia de matiz del color de las capas formadas. El cremado puede ser ascendente o descendente, según la densidad relativa de las fases continua y dispersa.

criba de lodo: También llamada zaranda vibratoria. Ver **zaranda vibratoria**.

cromato de sodio (Na_2CrO_4): Ver **cromato**.

cromato: Compuesto en el que el cromo tiene una valencia de 6, por ejemplo, el bicromato de sodio. El cromato puede.

cuadrilla de perforación/cuadrilla de reparación: Un perforador, un enganchador y dos o más ayudantes que operan una plataforma de perforación o reparación por turno de trabajo por día. Ver **enganchador, perforador y turno de trabajo**.

cuajado: Término coloquial que habitualmente se usa para describir una floculación del lodo moderada a fuerte causada por diversos contaminantes; también llamada “gelificación”.

cubeta vertedora: Dispositivo de cuchareo con válvula de liberación, generalmente de disco o charnela, que se utiliza para colocar material (como lechada de cemento) en el fondo del pozo.

cuello de cisne; codo de cabeza de inyección: Conexión curva entre la manguera de inyección y la unión giratoria. Ver **manguera de inyección y unión giratoria**.

cuello de pesca: Segmento de tubería que se utiliza como pescador de agarre externo durante las operaciones de pesca.

cuñas: Piezas de metal de forma cónica con diversos elementos de agarre que se utilizan para evitar que la tubería de perforación se deslice por el pozo o para mantenerla en su lugar. Ver **mordaza**.

cuñero (ayudante de perforación): Trabajador en un equipo de perforación o reparación, subordinado al perforador; también llamado ayudante del equipo rotativo, obrero de la plataforma de perforación o miembro de la cuadrilla de perforación.

cupla o adaptador de combinación: Acoplamiento que se utiliza para vincular diferentes tipos de conexiones roscadas entre sí; también es un dispositivo utilizado en herramientas de empaques de grava para permitir el “cruce” de fluidos desde la tubería al espacio anular y viceversa.

custodio: También llamado operador de la concesión o bombeador. Ver **bombeador**.

D

daño de la formación: Reducción de la permeabilidad en una roca del yacimiento originada por la invasión de fluidos de perforación y de tratamiento en una sección adyacente al pozo. Llamado frecuentemente factor de daño. Ver **factor de daño**.

daño por enlodado: Se refiere a la disminución de la productividad originada por el efecto de penetración, sellado o revestimiento de un fluido de perforación.

darcy: Unidad de medida de la permeabilidad. Un medio poroso tiene una permeabilidad de 1 darcy si, cuando una presión de 1 atm sobre una muestra de 1 cm de largo y 1 cm² de sección transversal fuerza a un líquido cuya viscosidad es de 1 cp a través de la muestra a una velocidad de 1 cc por segundo.

dardo: Dispositivo similar a una bola de bombeo pozo abajo, utilizado para manipular herramientas de fondo de pozo de operación hidráulica.

datos del pozo vecino: Información que se obtiene de los pozos que se perforan en un área cercana a la de un pozo que se está perforando o reparando. Esta información puede resultar muy útil para determinar la manera en que se comportará o reaccionará un pozo a ciertos tratamientos o técnicas que se le apliquen.

datos sísmicos: Información detallada que se obtiene de la vibración de la tierra, producida en forma natural o artificial (por ejemplo, en prospección geofísica).

de la pared de la tubería de revestimiento. Esta presión es sumamente importante cuando se expulsa un golpe de presión de gas, ya que el gas en el camino a la superficie se expande y ejerce más presión que la que ejercía en el fondo del pozo. Ver *golpe de presión*.

deducción sobre activo agotable: Una reducción en los impuestos de Estados Unidos para los productores de minerales a fin de compensar el agotamiento de un bien de capital irreemplazable.

defloculación: Separación de las masas flocosas de gel mediante el uso de un adelgazante (diluyente) del aceite sobre el caucho o hule.

delicuescencia: Licuefacción de una sustancia sólida a raíz de la disolución del sólido por la absorción de la humedad del aire, por ejemplo, el cloruro de calcio.

densidad circulante equivalente (ECD, por sus siglas en inglés): La suma de la presión ejercida por la carga hidrostática de un fluido, más los sólidos perforados y la pérdida de presión por fricción en el espacio anular, dividida por la profundidad de interés y por 0,052, cuando la ECD se expresa en libras por galón.

densidad de fluido: Unidad de densidad de fluido, por ejemplo, libras por galón (lb/gal).

densidad de lodo: Peso por unidad de volumen de un fluido de perforación que se expresa generalmente en libras por galón o libras por pie cúbico. Ver *carga hidrostática*.

densidad del fluido de perforación de abogo: Unidad de peso, por ejemplo, libras por galón (lb/gal), seleccionada para el fluido que se utilizará para contener una formación con golpe de presión.

densidad: Masa o peso de una sustancia a menudo expresada en peso por unidad de volumen; por ejemplo, la densidad de un lodo de perforación puede ser 10 libras por galón (ppg), 74,8 libras por pie cúbico (lb/pie³), o 1.198.2 kilogramos por metro cúbico (kg/ m³). Otras unidades de densidad son la gravedad específica y gravedad API. Ver gravedad API y gravedad específica.

densificar: Agregar material densificante, como barita, a los fluidos del pozo.

Densímetro (hidrómetro): Instrumento flotante que se utiliza para determinar la gravedad específica o la densidad de líquidos, soluciones y lechadas. Un ejemplo común es el densímetro de agua con lodo utilizado para determinar la densidad del lodo.

depurador de la tubería de revestimiento: Herramienta provista de cuchillas utilizada para quitar detritos y residuos del interior de la tubería de revestimiento; se introduce por medio de la tubería o tubería de producción.

derechos minerales: Derechos de propiedad, transferidos por escritura, de gas, petróleo y otros minerales bajo la superficie de la tierra. En Estados Unidos, los derechos minerales son propiedad del propietario de la superficie, a menos que sean traspasados por separado.

derivación: Pasaje incorporado dentro de una herramienta para facilitar la derivación de fluidos de la tubería de producción al anillo o viceversa.

desarenador: Ver *ciclón*.

desarmado: Retiro de la sarta de trabajo o tubería de producción del pozo y su colocación sobre una plataforma. Ver *desarmar tubería*.

desarmar tubería: Sacar la tubería de perforación o producción del pozo y colocarla horizontalmente en una plataforma para tuberías. Comparar *haz de tubería en pie*.

descarga: Alivianar la presión hidrostática del pozo para levantar los medios de fluido.

descomposición térmica: Descomposición química de un compuesto o sustancia en sustancias simples o en sus elementos constitutivos provocada por la temperatura. El almidón sufre una descomposición térmica en los fluidos de perforación cuando la temperatura se aproxima a 300 °F.

desconectar la tubería: Desatornillar la columna de perforación en uniones simples y colocarlas en la plataforma para tuberías. La operación se realiza luego de la terminación del pozo, antes de bajar la tubería de revestimiento, cuando ya no se usará la tubería de perforación o cuando se cambia el tamaño de la tubería por otro distinto. También llamado **desarmado**. Ver **desarmar la tubería**.

desenroscar: 1. Desatornillar una sección de la tubería de otra sección, en especial, la tubería de perforación cuando está siendo extraída del pozo. Durante esta operación, se utilizan llaves para comenzar el procedimiento de desenrosque. Ver **llaves**. 2. **Separar, por ejemplo, gas de líquido**.

desenroscar: Desatornillar una pieza roscada (por ejemplo, una sección de tubería) de otra.

desenrosque: Girar una tubería en dirección opuesta a la de enrosque; posibilidad de desenroscar y hacer caer la tubería.

desgasificador: Equipo que saca el gas no deseado de un líquido, en especial, de los fluidos de perforación o fluidos de terminación. Es un recipiente que utiliza la reducción de presión y/o inercia para separar los gases arrastrados de las fases líquidas.

desmoronable: Desprendimiento parcial o total de las paredes de un pozo debido a formaciones incompetentes o no consolidadas, una pendiente o ángulo de reposo pronunciado y la humedad en los planos de estratificación interna. Ver **desmoronamiento y derrumbe**.

desmoronamiento: Colapso parcial o completo de las paredes de un pozo a raíz de las presiones internas originadas principalmente por expansión de la hidratación o presiones de gas de la formación. Ver **desmoronable**.

desplazamiento por empuje de gas: Utilización de la energía que proviene del gas comprimido en un yacimiento para desplazar petróleo crudo hacia el interior de un pozo. El desplazamiento por empuje de gas también se utiliza en un tipo de recuperación secundaria, en la que se inyecta gas en pozos inyectores para barrer los restos de petróleo hacia un pozo productor. Ver **pozo inyector y recuperación secundaria**.

desplazamiento: El volumen de acero de las tuberías y dispositivos que se introducen o retiran de un pozo.

destilación: Proceso por el cual se vaporiza un líquido, para luego condensar el vapor para que retome el estado líquido (el destilado), dejando las sustancias no volátiles, el contenido total de sólidos del fluido de perforación. El destilado es el contenido de agua y/o petróleo de un fluido.

destrabador: Junta de expansión, que permite el movimiento vertical de la sección superior sin mover la parte inferior de la herramienta, utilizada para dar una sopladura fuerte a los objetos en el pozo. Si la pesca puede liberarse mediante una sopladura descendente, el destrabador puede ser muy eficaz.

desviación: Cambio en el ángulo de un pozo. En la perforación direccional, se mide en grados desde la vertical.

desviación: Inclinación del pozo con respecto a la vertical. El ángulo en grados que muestra la variación con respecto a la vertical en una medición de la desviación. Ver **medición de la desviación**.

desviador: Dispositivo conectado al cabezal del pozo o tubo ascendente para cerrar el acceso vertical y guiar el flujo a una línea está alejada de la plataforma de perforación. Se utiliza con frecuencia para controlar reventones de pozo que ocurren a relativamente poca profundidad y para proteger a las plataformas flotantes durante un reventón, al guiar el flujo para alejarlo de la plataforma. La línea de derivación también es llamada "**línea de desalojo**". Ver **línea de desalojo**.

detenedor(es): Componentes pequeños de herramientas cuya función es trabar/liberar ciertos elementos del equipo, y también fijar herramientas de fondo del pozo en posición en la columna de producción. También sirven para desplazar componentes por medio del movimiento de la tubería de producción.

determinada en gran medida por la composición química y las características de ionización de un emulsionante dado. El HLB de un emulsionante no está relacionado directamente con la solubilidad, pero sí determina el tipo de emulsión que tiende a formar. Indica las características de comportamiento, pero no la eficiencia del emulsionante.

detritos; desechar: 1. Desperdicios metálicos sueltos en un pozo. Los detritos pueden ser parte de una barrena perdida, piezas fresadas de tubería, llaves o cualquier objeto relativamente pequeño que impide las operaciones de perforación o terminación y debe ser extraído del pozo. 2. Abandonar (por ejemplo, un pozo no productivo).

diablo (depurador): Tapón que se baja a la sarta de trabajo o tubería de producción para probar que las conexiones no tengan pérdidas.

diámetro: Distancia transversal de un círculo, medida a través del centro. En la medición de diámetros de tubería, el diámetro interno (ID, por sus siglas en inglés) es el diámetro del círculo interior, mientras que el diámetro externo (OD, por sus siglas en inglés) es el diámetro que corresponde a la superficie exterior de la tubería.

diez vueltas: Lo mismo que ocho vueltas; en este caso, diez roscas por pulgada.

digitación: Fenómeno que ocurre en un pozo de inyección en el que el fluido que se está inyectando no entra en contacto con la totalidad del yacimiento, sino que más bien evita secciones de los fluidos del yacimiento formando canales en forma de dedos. La digitación no es deseable ya que no hay contacto entre algunas porciones del yacimiento y el fluido de inyección.

diluyente: Cualquiera de los diferentes agentes orgánicos (tanino, lignino, lignosulfonato, etc.) e inorgánicos (pirofosfato, tetrafosfato, etc.) que se agregan a un fluido de perforación para reducir la viscosidad y/o las propiedades tixotrópicas.

dinámico: Estado de actividad o movimiento; opuesto al estado estático.

disco de vidrio: Adaptador que tiene un tope de vidrio en el diámetro interior, que se utiliza para aislar una cámara de surgencia en operaciones de limpieza de empaques de grava o disparos.

disociación: La separación de un compuesto o elemento en dos o más moléculas, átomos o iones simples. Se aplica generalmente al efecto de la acción del calor o de solventes sobre sustancias disueltas. La reacción es reversible y no permanente como la descomposición; es decir, cuando se elimina el solvente, los iones se recombinan.

Disparar con pistola (o cañón): Agujerear una tubería de revestimiento y fraguado de cemento a través de una formación productiva. Un método común para terminar un pozo es asentar la tubería de revestimiento a través de la formación petrolífera y cementarla. De esta manera, se baja la pistola (o cañón) de disparo al interior del pozo y se dispara para detonar chorros de alta potencia o disparar proyectiles (o balas) de acero a través de la tubería de revestimiento y del cemento hacia la zona productiva. Los fluidos de la formación salen del yacimiento por los disparos hacia el pozo. Ver **disparo a chorro y pistola (o cañón) de disparos**.

disparar: 1. Explotar nitroglicerina u otro explosivo de alta potencia en un pozo para destrozarse la roca y aumentar el flujo de petróleo; hoy en día esta técnica ha sido prácticamente reemplazada por fracturamiento de la formación. Véase fracturamiento de la formación. 2. En trabajos sísmográficos, descargar explosivos para crear vibraciones en la corteza terrestre.

disparar: Perforar la pared de la tubería de revestimiento y el cemento para crear orificios por donde puedan ingresar los fluidos de la formación, o crear orificios en la tubería de revestimiento para que puedan introducirse materiales al espacio anular entre la tubería de revestimiento y la pared del pozo. El disparo se realiza bajando una pistola de perforación, o cañón, al pozo que dispara balas de detonación eléctrica o cargas premoldeadas desde la superficie. Ver **pistola (o cañón) de perforación**.

disparo a chorro: Creación de un orificio que atraviesa la tubería de revestimiento mediante la detonación de una carga premoldeada de explosivos de alta potencia en lugar de usar una pistola (o cañón) que dispara proyectiles. Las cargas se bajan por el pozo hasta la profundidad deseada. Una vez detonadas, las cargas emiten chorros cortos y penetrantes de gases a alta velocidad que agujerean la tubería de revestimiento y el cemento, y la formación hasta cierta distancia. Los fluidos de la formación entonces fluyen al interior del pozo a través de estos disparos. Ver **disparador con bala y disparar a bala**.

disparo: Orificio que se crea en la tubería de revestimiento, en el cemento y la formación a través del cual ingresan los fluidos de la formación al pozo. Por lo general, se realizan varios disparos a la vez.

dispersante: Todo producto químico que estimula la dispersión de la fase dispersa.

dispersión (de agregados): Subdivisión de agregados. La dispersión aumenta la superficie específica de la partícula; aumentando así la viscosidad y la fuerza del gel.

dispersoide: Un coloide o una sustancia dividida en partículas muy finas.

dispositivo de residuos: También llamado canasta de pesca de detritos. Herramienta que se baja apenas encima de la barrena o del molino en la columna de perforación para atrapar los objetos pequeños no perforables que circulan en el anillo.

dispositivos para mezcla de lodo: El dispositivo más común para agregar sólidos al lodo es la tolva de chorro. Otros dispositivos de mezcla son: eyectores, mezcladores de paleta, agitadores eléctricos, inyector de lodo, barriles químicos, entre otros.

dividido por los barriles por minuto.

división por etapas: Colocar varios medios fluidos en un pozo.

doble agarre: Herramienta provista de dispositivos de doble agarre para limitar el movimiento de la herramienta originado por presión desde arriba o desde abajo de esta.

doble empaque: Empacador provisto de dos elementos de empaque que se extiende sobre un conjunto de disparos.

doble/terminación doble: Producción simultánea de dos formaciones individuales. La producción de cada zona se divide al bajar dos sargas de tubería de producción con empacadores dentro de la tubería de revestimiento, o también se puede bajar una sarga de tubería de producción con un empacador en una zona, mientras que la otra se hace producir por el espacio anular. En una terminación doble de tamaño miniatura, se bajan y cementan dos tuberías de revestimiento de 4½ pulgadas o menos en el mismo pozo.

doble: Sección de tubería, tubería de revestimiento, o tubería de producción que consta de dos uniones atornilladas entre sí. Comparar plataforma astillero para tramos de tres tubos, y columna de cuatro varillas. Ver **unión**.

dolomita: Tipo de roca sedimentaria similar a la piedra caliza, pero rica en carbonato de magnesio; a veces es un estrato productivo de petróleo.

drenaje gravitacional: Movimiento de petróleo en un yacimiento hacia el pozo como resultado de la fuerza de gravedad. Ante la ausencia de drenaje por agua o desplazamiento efectivo por empuje de gas, el drenaje gravitacional es una fuente de energía importante para producir petróleo. También se llama desplazamiento por segregación.

durante la perforación.

dureza (del agua): La dureza del agua se debe principalmente a la presencia de iones de calcio y magnesio y es independiente de los iones ácidos que los acompañen. La dureza total se expresa en partes por millón de calcio o de carbonato de calcio y a veces en equivalentes por millón de calcio. Para los ensayos de dureza total, **ver la Práctica Recomendada API 13B**.

dureza Rockwell: Medida de la fuerza de un material ferroso cuando se convierte en fuerza de cedencia o resistencia a la tensión máxima en PSI.

dureza total: Ver *dureza del agua*.

Dyna-Drill: Motor de fondo de pozo accionado por el fluido de perforación que imparte el movimiento rotatorio a la barrena de perforación conectada a la herramienta, eliminando así la necesidad de rotar toda la columna de perforación para perforar el pozo. El motor Dyna-Drill, que es un nombre de marca, se utiliza en la perforación vertical y direccional.

E

efecto de Jones: Al aumentar la concentración de una solución salina, la tensión neta de la superficie primero disminuye, luego alcanza un mínimo y finalmente comienza a aumentar junto con la concentración.

efecto de valencia: Cuanto mayor sea la valencia de un ion, mayor será la pérdida de estabilidad que impartirán estos iones polivalentes a emulsiones y suspensiones coloidales.

El número es importante en los cálculos de hidráulica de fluidos para determinar el tipo de flujo de fluido, es decir, si es laminar o turbulento. El rango de transición tiene lugar aproximadamente entre 2.000 y 3.000; debajo de 2.000, el flujo es laminar, por encima de 3.000 el flujo es turbulento. el registro.

elastómero: Sello; elemento sellador de caucho (goma), por ejemplo, una junta tórica, anillo en V, o sello de superficie.

electrólisis: Descomposición de un compuesto químico causada por el pasaje de una corriente eléctrica a través del compuesto o a través de la solución que lo contiene. La acción corrosiva de las corrientes vagabundas es causada por la electrólisis. Ver *corrosión*.

electrólito: Sustancia que se disocia en iones de carga positiva y negativa cuando está en solución o en estado de fusión y que luego conduce una corriente eléctrica. Ácidos, bases y sales son electrolitos comunes. asas del elevador: Unión entre el elevador y el bloque viajero. Ver *corona de bloque*.

elemento de empaquetado: Sección elastomérica de un empacador.

elemento de respaldo: Anillo de sello a cada lado del elemento de empaque central para limitar su extrusión.

elementos de tipo copa: Sellos de goma (caucho) que se activan solamente por presión, y no mecánicamente; tapones y herramientas de lavado.

elementos del tipo de empacador: Elastómeros que requieren deformación para sellar.

elevador auxiliar: Pequeño accesorio del equipo de transferencia de varillas que levanta las varillas una vez que se las desenrosca de la sarta y luego las traslada al colgador de varilla. También realiza el procedimiento inverso durante la bajada al pozo. Ver *equipo de transferencia de varillas*.

elevador de tuberías de producción: *Aparato de sujeción que se utiliza para extraer tuberías de producción.* Los elevadores se enclavan en la tubería justo debajo del collar superior. Los elevadores se sujetan al gancho por medio de fijaciones de acero o asas.

elevador para transferencia de varillas: Tipo de elevador especial diseñado para acomodar el extremo de una varilla de bombeo. Permite al enganchador transferir la varilla a la plataforma de reacomodamiento desde el elevador regular que se utiliza para levantar y sacar la varilla del pozo. Ver *plataforma de reacomodamiento*.

elevadores de varilla: Dispositivo utilizado para sacar varillas de bombeo. Tiene un asa adosada en el gancho de varillas para extraer o introducir varillas de bombeo. Ver *gancho para varillas o varilla de bombeo*.

elevadores: Conjunto de abrazaderas que sujetan un tiro o una columna de revestimiento, producción y perforación o varillas de bombeo de manera tal que se puedan extraer o bajar al pozo.

embarcación de perforación: Barco construido para la perforación de un pozo marítimo. A pesar de que no es tan estable como otras estructuras flotantes (una plataforma de perforación semisumergible), las embarcaciones de perforación, ordenadas y limpias, pueden perforar pozos de exploración en aguas relativamente profundas. Pueden tener un casco de barco, un casco de balsa con cabria o trimarán. Ver *plataforma de perforación semisumergible*.

émbolo: Componente básico de la bomba mecánica. Ver *bomba mecánica*.

embrague de tubo de aire: Embrague que contiene un tubo que, al ser inflado, engancha el embrague al miembro impulsado. Cuando el tubo se deshinch, se produce el desenganche.

embridar: Unir tubería por medio de bridas en las conexiones finales de un sistema de tuberías. En la jerga del sector, embridar también significa completar cualquier operación.

embudo de Marsh: Instrumento que se utiliza para determinar la viscosidad del embudo de Marsh. El embudo de Marsh es un recipiente con un orificio fijo en la parte inferior de modo que cuando se llena con 1.500 cc de agua dulce, 1 cuarto de galón (946 ml) fluirá en $26 \pm 0,5$ seg. Para 1.000 cc de salida, el tiempo de flujo de salida para el agua es $27,5 \pm 0,5$ seg. Ver *Práctica Recomendada API 13B para conocer las especificaciones*.

embutido del tapón bentonita-diésel: Operación en la que se aplica una lechada de bentonita-diésel por bombeo en una zona del subsuelo.

empacador de copa: Dispositivo que se enrosca en la columna de perforación y se baja al pozo para realizar un ensayo de la presión de la tubería de revestimiento y de los preventores de reventón. El dispositivo sellador tiene forma de copa, por lo que es llamado copa.

empacador de empaque de grava: Empacador que se utiliza en la terminación del pozo para la empaquetadura de grava. Ver *empaque de grava*.

empacador de inyección forzada perforable: Empacador permanente perforable, capaz de soportar presiones extremas, para operaciones correctivas. Cuenta con una válvula de control de flujo positivo.

empacador de inyección forzada: Tipo de empacador de servicio recuperable; retenedor.

empacador de pared: Empacador equipado con bloques de fricción o resortes de arrastre y cuñas, diseñado de manera tal que la rotación de la tubería libere las cuñas. Los resortes de fricción impiden que las cuñas y el gancho giren con la tubería y ayudan a que las cuñas avancen por un manguito cónico y se fijen a la pared de la tubería exterior a medida que se aumenta el peso sobre el empacador. También llamado obturador de expansión. Ver *empacador*.

empacador de producción: Empacador diseñado para sellar el espacio entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento durante la producción.

empacador de tormenta: Herramienta de servicio para inyección forzada, tipo mandril, provista de accionador, que se utiliza en operaciones de perforación si se suspenden las actividades debido a una tormenta.

empacador inflable: Se utiliza en trabajos a pozo abierto, con elementos de empaque inflables.

empacador: Elemento del equipo de fondo de pozo que consiste en un dispositivo sellador, un dispositivo sostenedor o fijador, y un pasaje interior para fluidos. Se utiliza para bloquear el flujo de fluidos a través del espacio anular entre la tubería de producción y la pared del pozo al sellar el espacio existente. Por lo general, se enrosca en la sarta de la tubería de producción a cierta distancia por encima de la zona de producción. El elemento sellador se expande para impedir la circulación de fluido, salvo a través del diámetro interior del empaque y de la tubería de producción. Los empacadores se clasifican de acuerdo con su configuración, uso, método de asentamiento y posibilidad de ser recuperados (es decir, si pueden extraerse cuando resulte necesario o si se deben fresar o perforar y luego destruir).

empaque de grava convencional: Tipo de empaque de grava en el que se retira el empacador de producción y se baja un empaque de servicio con un conjunto de empaques de grava. Una vez terminada la operación, se recupera la herramienta de servicio y se vuelve a bajar el empacador de producción.

empaque de grava: 1. Colocar una tubería de revestimiento corta ranurada o disparada en el pozo y rodearla de grava fina. Ver ***empaque de grava***. 2. Masa de grava muy fina colocada alrededor de una tubería de revestimiento corta ranurada en un pozo. Ver ***tubería de revestimiento corta***.

empaque de revestimiento: Método para cementar la tubería de revestimiento en un pozo que permite, en caso necesario, recuperar el revestimiento con mínima dificultad. Se coloca en el pozo un lodo especial, generalmente un lodo a base de aceite, antes de inyectar el cemento y después de haber colocado la tubería de revestimiento. Debido a que el lodo no se solidifica, no se adhiere ni se pega a la tubería de revestimiento en el pozo, en el área que está por encima del cemento. Como el lodo no se gelifica incluso después de mucho tiempo, la tubería de revestimiento se puede cortar y recuperar por encima de la sección cementada. Se utilizan los empaques de revestimiento en los pozos en que la producción es difícil o limitada, para poder reutilizar tramos considerables del revestimiento.

empaque o limpiador de tubería: Elemento con material de sellado elastomérico que depende de la presión que hay debajo del empacador para sellar una superficie en el espacio anular. Se utiliza principalmente para bajar o sacar la tubería en condiciones de presión baja o moderada. Este elemento no es fiable para servicio en condiciones de presión diferencial alta.

empaque: Dispositivo instalado en la línea de acero que se utiliza para obturar fugas de la tubería de producción.

empaquetadura de grava: Método de terminación de pozo por el cual se coloca una tubería de revestimiento corta disparada en el pozo y se la rodea de grava fina. El pozo se ensancha por debajo del borde ensanchador en el punto donde se coloca la grava. La masa de grava impide que la arena entre al pozo, pero permite una producción rápida y continua.

empujador de residuos: Dispositivo tipo depurador colocado debajo de un retenedor o empacador para quitar los residuos que se encuentren en el diámetro interior de la tubería de revestimiento.

empujar: Unidad de entubación bajo presión; se utiliza para aplicar fuerza adicional a la columna de perforación cuando se necesita colocarla en el interior del pozo en caso de presión elevada.

emulsión de agua en aceite: Ver ***lodo a base de aceite de emulsión inversa***.

emulsión inversa de petróleo: Emulsión de agua en petróleo en la que la fase dispersa es agua dulce o salada, y la fase continua es diésel, crudo o algún otro petróleo. El agua aumenta la viscosidad y el petróleo la reduce.

emulsión o lodo extractor: Término de la jerga de fluidos de perforación que describe una condición de algunos sistemas a los que se agrega petróleo, el cual se separa y sube hasta la superficie. Todo método mecánico o químico para emulsionar el petróleo libre se denomina “extractor o exprimidor”.

emulsión: Mezcla líquida heterogénea de dos o más líquidos que normalmente no se disuelven el uno en el otro, pero que pueden mantenerse en suspensión o dispersión mediante agitación mecánica o, con mayor frecuencia, al agregar pequeñas cantidades de sustancias conocidas como emulsionantes. Los emulsionantes pueden ser mecánicos, químicos, o una combinación de ambos. Pueden ser del tipo petróleo en agua o del tipo agua en petróleo.

emulsionante: Sustancia que se utiliza para producir una emulsión de dos líquidos que no se mezclan. Los emulsionantes pueden dividirse, según su comportamiento, en agentes iónicos y agentes no iónicos. Los del tipo iónico también pueden clasificarse en aniónicos, catiónicos y anfóteros, de acuerdo con la naturaleza de los grupos de iones activos.

emulsoide: Partículas coloidales que absorben agua.

en bombeo: Relativo a un pozo que se está bombeando.

en tándem: Término para indicar la bajada de dos herramientas de fondo de pozo juntas, una arriba de la otra, como una herramienta de inyección forzada y un tapón puente.

encargado de pruebas: Persona que realiza pruebas en tuberías y tuberías de revestimiento para detectar filtraciones.

enchavetamiento: 1. Canal o ranura que se ha cortado en la pared de un pozo paralelo al eje del pozo. El enchavetamiento puede ser el resultado de la fricción de la tubería contra un codo pronunciado del pozo. 2. Sección de un pozo, generalmente de formación muy blanda y con una desviación anormal, en donde la tubería de perforación produjo una erosión o desgaste de tamaño menor que las uniones o collares de la herramienta. Esta configuración tipo cerradura no permite el paso de estos componentes en la extracción del pozo.

engrasado: Ciertas sustancias orgánicas, generalmente derivados de ácidos grasos, que se agregan a los fluidos de perforación como emulsionantes, lubricantes de presión extrema, entre otros, y pueden reaccionar con iones tales como el calcio y el magnesio que ya están o pueden llegar a estar presentes en el sistema. Un material graso fundamentalmente no soluble en agua se separa.

enjotar: Prepararse para usar una herramienta o un empacador con ranura en forma de J.

enroscar: Conectar tuberías en forma manual o por medio de la mesa rotativa.

ensamblajes de niple de sellado: Elementos selladores en el extremo de la tubería de producción que favorecen el asentamiento dentro del diámetro interno pulido del empacador.

ensamblar: Procedimiento realizado para colocar una longitud determinada de tubería de perforación sobre la mesa rotativa de modo que la unión de la herramienta quede ubicada sobre los arietes del preventor submarino del que se suspenderá (colgará) la tubería de perforación de tal manera que ninguna unión de tubería quede frente al conjunto de preventores tipo ariete una vez colgada la tubería de perforación.

ensanchar: Agrandar el pozo por debajo de la tubería de revestimiento.

entubación bajo presión: Ver *rectificación*.

entubar bajo presión: Bajar la tubería o herramientas en un pozo con alta presión contenida que no ha sido ahogada, es decir, bajar tubería o herramientas en el pozo contra la presión. La entubación bajo presión por lo general requiere el despliegue de poleas y cables de acero que empujan la tubería o herramientas dentro del pozo a través de un cabezal estabilizador o preventor de reventones hasta que el peso de la sarta es suficiente para vencer el efecto de levantamiento de la presión del pozo sobre la tubería en el estabilizador. Ver *cabezal estabilizador*.

entubar: Instalación de una tubería o tubería de revestimiento en un pozo. Generalmente requiere mejoramiento del lodo, reacondicionamiento o por lo menos la verificación de las propiedades del fluido de perforación.

equipo de perforación con tubo macarrón: Equipo de reparación, generalmente liviano, que se construye especialmente para correr sarts de tubería de $\frac{3}{4}$ de pulgada y de 1 pulgada de diámetro. Ver *sarta de tubos macarrones*.

equipo de perforación mecánico: Plataforma de perforación en la que la fuente de energía es uno o más motores de combustión interna y en la que la energía se distribuye a los componentes de la plataforma a través de dispositivos mecánicos (como cadenas, piñones, embragues y ejes). También se denomina equipo de perforación eléctrico.

equipo de perforación montado en camión: Equipo de servicio y reparación de pozos que se monta sobre el chasis de un camión.

equipo de perforación semisumergible: Estructura flotante de perforación marina, cuyos cascos están sumergidos en el agua, pero no apoyados sobre el lecho marino. Los módulos habitacionales, de almacenamiento, etc. están armados sobre la cubierta. Los equipos semisumergibles pueden ser autopropulsados, remolcados a un emplazamiento de perforación, o una combinación de ambos. Este tipo de equipos es más estable que las embarcaciones de perforación y se utilizan ampliamente para perforar pozos de exploración en mares picados como el Mar del Norte. Ver *posicionamiento dinámico*.

equipo de perforación: Torre, malacate o equipos de superficie de una unidad de perforación o reparación.

equipo de poste simple: Unidad de servicio de pozo cuyo mástil consta de un solo tubo de acero, generalmente de 65 pies de longitud. Ver *mástil de poste*.

equipo de producción: Equipo portátil de servicio o reparación, generalmente autopropulsado y montado sobre ruedas. La unidad de servicio de pozo está constituida por un aparejo y un motor montados en un chasis sobre ruedas con un mástil que se levanta solo. El equipo de reparación es igual, y además incluye una subestructura con un dispositivo rotativo, bomba, piletas y otros elementos auxiliares, que permiten maniobrar y trabajar con la sarta de perforación.

equipo de reparación de espacio modular: Equipo de plataforma diseñado en paquetes o módulos de equipamiento lo suficientemente livianos como para que una grúa de plataforma los levante a una plataforma. En la mayoría de los casos, el peso máximo de un módulo es 12.000 libras. Una vez levantado del barco de trabajo, el equipo de perforación se puede erigir y comenzar en 24 a 36 horas. Como en todos los equipos de perforación tipo mástil, la profundidad de trabajo está determinada por la resistencia del mástil, generalmente entre 12.000 y 14.000 pies.

equipo de reparación: Unidad autopropulsada sobre ruedas utilizada para reparar pozos de petróleo y gas. Los equipos modernos de producción son generalmente equipos de reparación que están provistos de mástiles, polipastos, motores y otros equipos auxiliares necesarios para el servicio o la reparación de un pozo que van montados sobre un chasis propulsado por los mismos motores empleados para las operaciones de izamiento. Ver *unidad suplementaria y unidad autopropulsada*. **presión de estallido de la tubería de revestimiento:** La cantidad de presión que, al ser aplicada a una columna de revestimiento, provoca la ruptura

equipo de reparación: Ver *equipo de producción y unidad extractora*.

equipo para transferencia de varillas: Este equipo permite que la cuadrilla de reparación extraiga las varillas de bombeo de un pozo y las cuelgue en el mástil del equipo de reparación de manera que las varillas nunca toquen el piso. Se utilizan dos elevadores: uno sostiene la sarta de varillas en el pozo, mientras que el otro se baja para la siguiente extracción.

equipo portátil de pulseta: 1. Perforador; equipo o barco de perforación. 2. Equipo de perforación portátil con herramientas a cable, montado en ocasiones en un camión o remolque.

equipo rotativo: Máquina utilizada para transmitir energía rotacional a la columna de perforación a la vez que permite el movimiento vertical de la tubería para la perforación rotativa. Las máquinas rotativas modernas poseen un componente especial, llamado buje rotativo, que gira el vástago de perforación permitiendo su movimiento vertical mientras se está girando la columna. Ver *perforación rotativa, buje principal (maestro) y buje del vástago de perforación (kelly)*.

equivalente de libra: Unidad de laboratorio utilizada en la prueba piloto. Un gramo o equivalente de libra, que se agrega a 350 ml de fluido, es equivalente a 1 lb/bbl.

equivalente por millón (EPM): Unidad de peso químico de un soluto en un millón de unidades de peso químico de solución. El equivalente por millón (epm) de un soluto en solución equivale a las partes por millón (ppm) divididas por el peso equivalente. Se refiere también a ppm.

escariado: Viento de un fluido hacia la superficie/lecho marino a través de canales externos a la tubería de revestimiento.

escopetado en piletas: Agitación mecánica del fluido de perforación en una pileta por medio de una pistola de lodo, mezclador eléctrico o agitador.

espaciador de tubería disparado: Tubería de producción conectada, extendida que se utiliza como paso alternativo para los dispositivos de medición por cable de alambre.

espaciamento: Posicionamiento del número correcto de pies o uniones de tubería desde el empacador hasta el árbol en superficie, o desde el piso de perforación hasta el conjunto de preventores.

espacio anular: 1. El espacio que rodea a un objeto cilíndrico dentro de un cilindro. 2. El espacio alrededor de una tubería en un pozo, cuya pared exterior puede ser la pared del agujero o la tubería de revestimiento; a veces llamado anillo.

esperando fraguado de cemento: Relativo al período de tiempo en el que las operaciones de terminación o perforación se suspenden para que pueda endurecerse el cemento.

espesor de revoque: Una medición del espesor del revoque de filtración depositado por un fluido de perforación contra un medio poroso, que cumple frecuentemente con el ensayo de filtración de la norma API. El espesor de revoque generalmente se registra en 32avos de pulgada. Ver **revoque de filtración y revoque de pared**.

espesor del revoque de filtración: Medición de los sólidos depositados en un papel filtro de 32avos de pulgada durante 30 minutos, que requiere el ensayo de filtro de la API. Ver **espesor del revoque**. En algunas áreas, el espesor del revoque de filtración resulta de la medición de los sólidos depositados en un papel filtro durante 7 ½ minutos.

espuma) es bombeado en la tubería de producción o tubería de perforación y empujado a través de los disparos en la tubería de revestimiento. El fluido ingresa a la formación y la parte o fractura. Materiales como granos de arena, pelotitas de aluminio, perlas de vidrio u otras partículas similares transportadas en suspensión por el fluido hacia el interior de las fracturas. Se les llama agentes de sustentación o apuntalantes. Cuando se libera presión en la superficie, el fluido de fracturamiento regresa al pozo, y las fracturas se cierran parcialmente en los apuntalantes, dejando canales por donde fluyen los hidrocarburos hacia el interior del pozo. Este proceso se llama tratamiento de fracturamiento. Ver **agente apuntalante**.

espuma: Sistema de dos fases, similar a una emulsión, en el que la fase dispersa es un gas o aire. espumante; agente espumante: Sustancia que produce burbujas bastante estables en una interfaz aire-líquido debido a la agitación, aeración o ebullición. En la perforación con aire o gas, se agregan agentes espumantes para convertir la afluencia de agua en espuma aireada. Este procedimiento se llama “perforación con bruma”.

estabilizador: Dispositivo tipo centralizador utilizado para mantener los componentes de herramientas en posición concéntrica durante su extracción e introducción.

estabilizador: Elemento que sobresale de ambos lados de un mástil portátil y proporciona estabilidad para minimizar la posibilidad de que caiga el mástil. Ver **mástil**.

estación remota: Controles auxiliares para operar los preventores de reventón.

estar al habla: Persona que está hablando por radio con otra a una distancia remota.

estático: Opuesto de dinámico. Ver **quietud**.

estearato de aluminio: Sal de aluminio de ácido esteárico, un antiespumante. Ver **estearato**.

estearato: Sal de ácido esteárico, que es un ácido graso saturado con 18 átomos de carbono. Algunos compuestos, como el estearato de aluminio, el estearato de calcio y el estearato de zinc, se utilizan en fluidos de perforación para los siguientes propósitos: antiespumante, lubricación, perforación con aire, donde se encuentra una cantidad pequeña de agua, entre otros.

estiba (apilamiento) de equipos: Almacenar un equipo de perforación una vez terminado el trabajo, cuando debe retirarse del lugar de operaciones por un período de tiempo.

estimulación: 1. Operación para aumentar artificialmente el potencial de flujo mediante una inyección de productos químicos en el interior del yacimiento de producción. 2. Procesos destinados a agrandar pasajes antiguos o a crear nuevos pasajes en la formación de producción: acidificación, fracturamiento, tratamientos con explosivos.

estrangulador ajustable: Estrangulador en el que una aguja cónica y el asiento varían la velocidad de caudal. También llamado estrangulador automático. Ver **estrangulador**.

estrangulador de fondo: Dispositivo con una abertura limitada ubicado en el extremo inferior de la tubería de producción para controlar la velocidad de caudal. Ver **estrangulador**.

estrangulador de tormenta: Válvula que opera con la velocidad, normalmente abierta que se cierra cuando el flujo de fluidos del pozo excede los límites prefijados.

estrangulador positivo: Estrangulador en el que debe modificarse el tamaño del orificio para cambiar la velocidad de flujo a través del estrangulador. Ver **estrangulador y orificio**.

estrangulador recuperable por cable de alambre: Estrangulador de fondo de pozo que se baja con un cable de alambre y se asienta en un perfil de niple en la sarta de tubería.

estrangulador: Dispositivo con un orificio fijo o variable que se instala en una línea para restringir el flujo de fluidos y/o controlar la capacidad de producción. Los estranguladores superficiales forman parte del árbol de Navidad y están provistos de un niple, o reductor de inserción, con un diámetro interior pequeño que sirve para restringir el flujo. Los estranguladores también se emplean para controlar el flujo del lodo de perforación que sale del pozo cuando es cerrado con el preventor de reventones y el golpe de presión es circulado al exterior. Ver **estrangulador ajustable, preventor de reventón, estrangulador de fondo de pozo, árbol de Navidad, golpe de presión, niple y estrangulador positivo**.

estrato productivo: Roca permeable que contiene petróleo o gas en cantidad.

estudio acústico: Método de registro de pozo que mide el tiempo que tardan los impulsos sonoros en atravesar una longitud determinada de roca para permitir el cálculo de la porosidad de la roca de una formación dada y del tipo de fluido contenido en la roca. Este proceso también se llama registro sísmico. Ver **registro sísmico**.

estudio de la adherencia del cemento: Estudio (relevamiento) acústico o registro sísmico que registra la calidad o dureza del cemento que se encuentra en el espacio anular utilizado para adherir la tubería de revestimiento y la formación. La tubería de revestimiento bien adherida a la formación transmite una señal acústica con rapidez; mientras que la tubería de revestimiento que no está bien adherida transmite una señal con lentitud. Ver **estudio acústico, registro sísmico**.

etano: Hidrocarburo liviano, C_2H_6 , que se encuentra en el gas natural. Es un gas en condiciones atmosféricas.

exploración en zona de alto riesgo: Pozo en un territorio no demostrado.

exposición limitada: Término genérico que describe ciertos tipos de empaques en los que el elemento de empaque se coloca de tal manera que “limita” a los medios del pozo “expuestos” a los mecanismos de fijación/liberación de la herramienta.

extensión de fresado: Tramo corto de tubería con punta fija utilizado para proporcionar mayor longitud y diámetro interior necesarios para acomodar una herramienta de fresado estándar.

extensión del diámetro interno pulido: Tubo que extiende el diámetro interno pulido del empaquetador; se utiliza cuando se prevé una expansión o contracción excesiva de la tubería.

extensión: Componentes tubulares conectados al fondo de un empaquetador para extender su diámetro.

extractor de muestras: Adaptador en una sarta DST que permite obtener una muestra de la formación.

extractor de pozo: Miembro de la cuadrilla de servicios de pozo. Ver **peón; peón de boca de pozo, jefe de la cuadrilla**.

extraer barrenos: Extracción de una herramienta de fondo permanente con barrena para roca o barrena de perforación.

extraer el taco: Operación durante el procedimiento de perforación en la que se extrae el cemento de la tubería de revestimiento antes de que se continúe perforando o se intente la terminación.

extremo macho: Elemento exterior roscado.

F

factor de daño: 1. Área de la formación que está dañada por la invasión de sustancias externas a la sección expuesta de la formación adyacente al pozo durante las operaciones de perforación y terminación. 2. Caída de presión de los límites exteriores de drenaje al pozo provocada por la capa relativamente delgada (factor de daño) de la formación. El factor de daño se expresa en unidades adimensionales; un valor positivo denota daño a la formación, y un valor negativo indica mejora. 3. Medida de la resistencia de un pozo a iniciar el flujo de producción; a mayor número de factor de daño, menor potencial de producción para iniciar el flujo; ecuaciones de flujo Darcy.

factor de recuperación: Porcentaje de petróleo o gas en un yacimiento que básicamente puede recuperarse mediante técnicas primarias o secundarias; porcentaje de petróleo o gas en el lugar, expresado en barriles de tanque de almacenamiento o en miles de pies cúbicos, que se recuperará finalmente.

factor de seguridad: En el contexto de esta publicación, aumento gradual de la densidad del fluido de perforación, que supera la que los cálculos estiman necesaria para contener una formación con golpe de presión.

falla tectónica: Término geológico referente a un rompimiento, ascendente o descendente, de una formación en los estratos de subsuelo. Con frecuencia, los estratos de un lado de la línea de falla sufren un desplazamiento hacia arriba, hacia abajo o lateralmente, con respecto a su posición original. Las fallas pueden afectar mucho los programas de lodo y revestimiento en un área determinada.

fase continua: Fase fluida que rodea completamente a la fase dispersa que puede ser coloides, petróleo, entre otros.

fase dispersa: Fase expandida (sólido, líquido o gas) de una dispersión. Las partículas se dividen finamente y son rodeadas por la fase continua.

fermentación: Proceso de descomposición de ciertas sustancias orgánicas, por ejemplo, los cambios químicos que producen enzimas, bacterias y otros microorganismos en el almidón. Se conoce con frecuencia como “acidificación”.

fibra o material fibroso: Material resistente y fibroso utilizado para impedir la pérdida de circulación o restaurar la circulación. En el ámbito petrolero, generalmente se llama “fibra” a las fibras más grandes de origen vegetal.

filtración: Separación de sólidos suspendidos en un medio líquido, forzando a este último a través de un medio poroso. En un pozo ocurren dos tipos de filtración de fluido: la filtración dinámica durante la circulación y la filtración estática durante las pausas.

filtrado: Líquido forzado a través de un medio poroso durante la filtración. En lo que se refiere a la prueba, ver Pérdida de fluido.

floculación: Asociación dispersa de partículas en grupos con enlaces débiles, asociación no paralela de plaquetas de arcilla. En suspensiones concentradas, como son los fluidos de perforación, se forma gelatina como resultado de la floculación. En algunos fluidos, la floculación puede dar lugar a la precipitación irreversible de coloides y ciertas otras sustancias del fluido como carbón de arcilla roja.

flotabilidad: Pérdida de peso aparente de un objeto sumergido en un fluido. Si el objeto está flotando, la porción sumergida desplaza un volumen de fluido cuyo peso es igual al peso del objeto.

fluidez: Magnitud recíproca de la viscosidad. Medida de la velocidad a la que se deforma continuamente un fluido por el esfuerzo cortante. Facilidad de movimiento de flujo.

fluido de empaque: Fluido que se encuentra en el espacio anular entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento sobre el empacador. Líquido, generalmente agua dulce o petróleo inhibido, utilizado en un pozo cuando el empacador se coloca entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento. El fluido es lo suficientemente pesado para cerrar el paso de la presión de la formación que se está produciendo, no endurece ni asienta los sólidos en suspensión por mucho tiempo y además es anticorrosivo.

fluido de formación: Cualquier fluido (como gas, petróleo o agua) presente en una formación de rocas del subsuelo.

fluido de perforación de corte: Fluido de control de pozo con menos densidad o menor unidad de peso debido al arrastre de aire o de fluidos de formación de menor densidad.

fluido de reparación: Todo tipo de fluido que se utiliza en la operación de reparación de un pozo. Consultar “fluido de terminación”.

fluido de terminación: Todo fluido utilizado durante las operaciones de terminación o reparación, cuya densidad es suficiente para controlar la presión del yacimiento, y que posee propiedades para minimizar los daños a la formación.

fluido dilatante: Un fluido dilatante o fluido plástico invertido está compuesto generalmente por una alta concentración de sólidos dispersos, que exhibe una curva de consistencia no lineal que atraviesa el origen. La viscosidad aparente aumenta instantáneamente al aumentar la velocidad de corte. El umbral de fluencia plástica, determinado por los cálculos convencionales de las lecturas del viscosímetro de indicación directa, es negativo; no obstante, el umbral de fluencia plástica real es cero.

fluido newtoniano: Es el fluido más básico y simple con relación a la viscosidad, cuya fuerza de corte resulta directamente proporcional a la velocidad de corte. Estos fluidos comienzan a moverse de inmediato cuando se aplica una presión o fuerza mayor que cero. Ejemplos de fluidos newtonianos son agua, petróleo diésel y glicerina. El umbral de fluencia plástica determinado por el viscosímetro de indicación directa es cero.

fluido plástico: Fluido complejo, no newtoniano, en el que la fuerza de corte no es proporcional a la velocidad de corte. Se requiere una presión definida para comenzar a mover el fluido y mantenerlo en movimiento. El flujo pistón es el tipo inicial de flujo y solo se produce en fluidos plásticos. La mayoría de los lodos de perforación son fluidos plásticos. El umbral de fluencia plástica determinado por el viscosímetro de indicación directa supera ampliamente el cero.

fluido pseudoplástico: Fluido complejo no newtoniano que no posee tixotropía. Presión o fuerza superior a cero que provocará el comienzo del flujo de fluido. La viscosidad o consistencia aparente disminuye instantáneamente al aumentar la velocidad de corte, hasta que, en un momento dado, la viscosidad se torna constante. El umbral de fluencia plástica, determinado por el viscosímetro de indicación directa, es positivo, al igual que en los fluidos plásticos de Bingham; no obstante, el umbral de fluencia plástica real es cero. Un ejemplo de fluido pseudoplástico es la goma de guar en agua dulce o salada.

fluido/lodo de perforación: Fluido en circulación que se utiliza en la perforación rotatoria para desempeñar varias funciones necesarias en la perforación. Una de estas funciones es llevar los recortes del fondo del pozo a la superficie. Si bien una mezcla de arcilla, agua y otros aditivos químicos constituye el fluido de perforación más común, también se pueden perforar pozos empleando aire, gas o agua como fluido de perforación. También llamado **fluido circulante**. Ver **lodo**.

fluido: Sustancia que fluye sin oponer resistencia a una fuerza que tiende a cambiar su forma. Se refiere tanto a líquidos como a gases. Es una sustancia que, al ser sometida a cualquier sistema de tensión (con excepción de la presión hidrostática), sufrirá una deformación creciente y continua sin relación alguna con el tiempo de deformación en un momento dado y la magnitud de las tensiones en ese momento. Los fluidos de perforación son generalmente newtonianos y plásticos, en raras ocasiones pseudoplásticos, y casi nunca dilatantes.

flujo de circulación: Ver **flujo laminar**.

flujo de fluidos: En la dinámica de fluidos, un fluido en movimiento es determinado por el tipo de fluido (newtoniano, plástico, pseudoplástico y dilatante), propiedades tales como viscosidad y densidad, la geometría del sistema y la velocidad. Por lo tanto, bajo condiciones específicas, el flujo de fluidos puede describirse como flujo pistón, laminar (newtoniano, aerodinámico, paralelo o viscoso) o turbulento. Ver *los términos mencionados y número de Reynolds*.

flujo laminar: Elementos fluidos que se desplazan a lo largo de líneas de corriente fijas paralelas a las paredes del canal de flujo. En el flujo laminar, el fluido se mueve en placas o secciones con una velocidad diferencial a través del frente que varía desde cero en la pared hasta un máximo hacia el centro del flujo. El flujo laminar es la primera etapa de flujo en un fluido newtoniano; es la segunda etapa en un fluido plástico de Bingham. Este tipo de movimiento también se denomina flujo paralelo, aerodinámico o viscoso. Ver *flujo pistón y flujo turbulento*.

flujo pistón: Movimiento de un material como una unidad sin fundirse con la masa. El flujo pistón es el primer tipo de flujo que exhibe un fluido plástico tras superar la fuerza inicial necesaria para producir flujo.

flujo plástico: Ver *fluido plástico*.

flujo turbulento: Flujo de fluido en el que la velocidad cambia constantemente la magnitud y dirección de flujo en un punto dado; sigue cursos erráticos y muy variados. El flujo turbulento es la segunda y última etapa de flujo en un fluido newtoniano; es la tercera y última etapa en un fluido plástico de Bingham. Ver *velocidad crítica y número de Reynolds*.

flujo viscoso: Ver *flujo laminar*.

fondo de pozo: Interior o perteneciente al pozo.

formación cavernosa: Formación que contiene espacios vacíos de gran dimensión, que generalmente son el resultado de la acción disolvente de aguas de formación que pueden ya no estar presentes.

formación compacta: Formación petrolífera o acuífera cuya porosidad y permeabilidad son relativamente bajas. Ver *porosidad y permeabilidad*.

formación: Estrato o depósito compuesto prácticamente en su totalidad por la misma clase de roca; unidad litológica. A cada formación se le asigna un nombre, con frecuencia como resultado del estudio del afloramiento de la formación en la superficie. Otras veces, el nombre está relacionado con los fósiles encontrados en la formación.

fosa de decantación: Pileta de lodo a donde fluyen fluidos y se depositan sólidos pesados. En ocasiones, deben instalarse equipos auxiliares, como un desarenador, para acelerar este proceso. También se denomina tanque de decantación. pileta de agitación: Pileta de lodo adyacente a la zaranda vibratoria que, por lo general, es la primera pileta por donde fluye el lodo después de regresar desde el pozo. También se llama *tanque de agitación*.

fosfato: Algunos fosfatos complejos, por general, el tetrafosfato de sodio ($\text{Na}_6\text{P}_4\text{O}_{13}$) y el pirofosfato ácido de sodio ($\text{Na}_2\text{H}_2\text{P}_2\text{O}_7$), se utilizan como diluyente de lodo o para el tratamiento de distintas formas de contaminación por calcio/magnesio.

foso del lodo de perforación: Pileta de lodo en la cual se separan los recortes de perforación rotatoria de la corriente de lodo o en la que el lodo es tratado con aditivos o almacenado temporalmente antes de volver a bombearlo al pozo. Los equipos modernos de perforación rotatoria por lo general están provistos de dos o tres piletas, usualmente tanques de acero industrializados con tuberías, válvulas y agitadores de lodo incorporados. Ver *pileta de lodo*.

fractura ácida: Presión hidráulica aplicada a posibles formaciones de carbonato (piedra caliza/dolomita) para abrir grietas o provocar la ruptura de la formación en dos partes formando una fractura mediante el empleo de una combinación de petróleo y ácido o agua a alta presión.

fractura de la formación: Cuando la presión que se ejerce sobre un pozo es de tal magnitud, se produce una fractura de la formación expuesta ya que ésta no la soporta.

fractura inducida: Fractura creada por medio de presión hidráulica o mecánica ejercida sobre la formación.

fracturamiento con ácido: Fracturar un pozo con ácidos (acidificación).

fracturamiento de la formación: Método para estimular la producción aumentando la permeabilidad de la formación en producción. En condiciones elevadas de presión hidráulica, el fluido (agua, petróleo, alcohol, ácido clorhídrico diluido, gas licuado de petróleo)

fracturamiento hidráulico: Operación mediante la cual se bombea una mezcla de líquido al pozo y al interior de la formación con una presión lo suficientemente alta como para que la formación se abra. Las grietas o fracturas resultantes actúan como pasajes que permiten el flujo de petróleo hacia el interior del pozo. Ver **fracturamiento de la formación**.

fraguado repentino: Deshidratación rápida del cemento en el interior del pozo.

fresa con piloto: Fresadora especial que cuenta con una extensión tubular pesada debajo de ella que se llama piloto o guía (espolón). El piloto, cuyo diámetro es menor que el de la fresadora, está diseñado para introducirse en la tubería de perforación o tubería de producción que está perdida en el pozo. Guía a la fresadora hasta la parte superior de la tubería y la centra por encima de ésta, evitando así que la fresadora evite la tubería.

fresa: Herramienta de fondo de pozo con superficies de corte ásperas, afiladas y extremadamente duras que sirve para quitar el metal mediante rectificado o corte. Las fresas se emplean en la tubería de perforación o producción para triturar los residuos del pozo, quitar partes atascadas de la columna de perforación o secciones de la tubería de revestimiento para desviar la trayectoria del pozo y rectificar emplazamientos apretados en la tubería de revestimiento. También se llaman fresas de detritos, fresas de rectificación, y así sucesivamente, conforme al uso que tengan. Utilizar una fresa para cortar o triturar objetos metálicos que deben retirarse de un pozo.

fresar: Usar una fresa en el extremo de una sarta de trabajo para extraer una pesca o herramienta permanente.

funciones de los fluidos de perforación: La función más importante de los fluidos de perforación en la perforación rotatoria es la de llevar los recortes del fondo del pozo a la superficie. Otras funciones importantes son: controlar la presión del subsuelo, refrigerar y lubricar la barrena y la sarta de perforación, depositar un revoque de pared impermeable, entre otras.

FWKO: Abreviatura de *free-water knockout, separador de agua libre*.

G

gabarra de enchavetamiento: Gabarra que tiene una canaleta lateral donde se coloca el mástil para realizar las operaciones de perforación y reparación.

galena: Sulfuro de plomo (PbS). Los grados técnicos (peso específico alrededor de 7) se utilizan para aumentar la densidad de los fluidos de perforación a niveles que serían poco prácticos o imposibles de alcanzar con la barita.

gancho de anclaje: Dispositivo utilizado para sujetar los vientos de cable o puntales; dispositivo de anclaje para el cable muerto de un arreglo de motón de gancho.

gancho para varillas: Pequeño gancho giratorio con una traba automática, de manejo rápido para cerrar la apertura del gancho cuando el peso queda suspendido del gancho.

gancho que se agarra a la pared: Dispositivo empleado para pescar tubería de perforación. Si el extremo superior de la tubería perdida está apoyada contra la pared del pozo, el gancho de pared la centra en el agujero de forma que pueda recuperarse con un pescador de enganche externo, que se baja con la sarta de pesca conectado al gancho de pared.

gancho: Dispositivo de gran tamaño y forma de garfio del que se suspenden las asas del elevador o unión giratoria. Está diseñado para soportar cargas máximas entre 100 y 500 toneladas y activa los cojinetes en su alojamiento de soporte. Un resorte contenido en el conjunto amortigua el peso de un tiro (90 pies) de tubería de perforación, permitiendo el enrosque y desenrosque de la tubería con menos daños a las roscas de unión de la herramienta. Los ganchos más chicos, sin resorte, se utilizan para manipular tuberías y varillas de bombeo. Ver *asa (achicar)*, *haces* y *unión giratoria*.

garras roscadas (alambres rotos que se proyectan hacia afuera): 1. Término que se aplica a los dientes de la mordaza. 2. Término utilizado para describir hebras deshilachadas o rotas de cable de acero.

gas agrio: Gas natural que contiene sulfuro de hidrógeno.

gas arrastrado: Gas de la formación que ingresa al fluido de perforación en el espacio anular. Ver *lodo emulsionado con gas*.

gas de almacenamiento: Gas almacenado en un yacimiento subterráneo.

gas de boca de pozo: Gas producido con petróleo.

gas inyectado: Inyección de gas a alta presión al interior de una formación para mantener o recuperar la presión del yacimiento; gas inyectado en operaciones de levantamiento artificial por gas.

gas licuado de petróleo: Mezcla de hidrocarburos parafínicos más pesados, gaseosos, principalmente butano y propano. Estos gases, fácilmente licuados a presión moderada, se pueden transportar como líquidos, pero se convierten en gases ante la liberación de presión. Por lo tanto, el gas licuado de petróleo es una fuente portátil de energía térmica que encuentra amplia aplicación en áreas donde no es práctico distribuir gas natural. También se utiliza como combustible para motores de combustión interna y tiene numerosos usos industriales y domésticos. Las fuentes principales son el gas natural y de refinería, que se utilizan para separar los gases de petróleo licuado por fraccionamiento.

gas natural: Una mezcla natural de hidrocarburos gaseosos, altamente compresible y expansible con baja gravedad específica. Los componentes principales del gas natural y sus porcentajes aproximados son: metano (80,0%), etano (7,0%), propano (6,0%), butano (2,5%), isobutano (1,5%) y pentano plus (3,0%). Además de estos gases, el gas natural puede incluir nitrógeno, helio, dióxido de carbono y contaminantes (sulfuro de hidrógeno, vapor de agua). Aunque es gaseoso a temperatura y presión normales, algunos de los gases que componen esta mezcla denominada gas natural varían en cuanto a su forma y pueden encontrarse como gases o líquidos en condiciones adecuadas de temperatura y presión.

gas que escapa durante una maniobra: Acumulación de gas que ingresa al pozo mientras se realiza una maniobra.

gas: Sustancia fluida y comprimible que ocupa por completo el recipiente que lo contenga, y su volumen depende de la cantidad de presión que se ejerza sobre el recipiente.

gasolina natural: Hidrocarburos líquidos extraídos del gas de boca de pozo.

gasolina natural: Hidrocarburos líquidos que se recuperan del gas natural húmedo; gasolina del gas de boca de pozo.

gel cero-cero: Situación en la cual el fluido de perforación no logra formar geles mensurables durante un intervalo de tiempo de quietud (generalmente 10 minutos).

gel de sílice: Sustancia porosa que consiste en SiO_2 . Se utiliza como agente deshidratante en perforación con aire o gas, donde se encuentran pequeñas cantidades de agua.

gel plano: Estado en el que la resistencia de gel de 10 minutos es esencialmente equivalente a la resistencia de gel inicial.

gel: 1. Estado semisólido, gelatinoso, que adquieren algunas dispersiones coloidales en reposo. Al agitarlo, el gel pasa al estado fluido. 2. Estado de una suspensión coloidal en el que las tensiones cortantes que están por debajo de un cierto valor finito no producen una deformación permanente. La tensión cortante mínima que produce una deformación permanente se denomina corte (cizallamiento) o resistencia de gel. Estos geles ocurren normalmente cuando se combinan bentonita y agua. 3. Término que se aplica a la arcilla viscosificante comercial altamente coloidal, de gran rendimiento, como la bentonita que se utiliza como relleno o para reducir el peso de la lechada. Ver **resistencia de gel inicial, resistencia de gel a diez minutos, tixotropía, tapón bentonita-diésel**.

gelificado: Término de la jerga petrolera que se refiere a un fluido cuya resistencia de gel es alta o que posee propiedades muy viscosas. Suele referirse a un estado de fuerte floculación.

gelificar: Preparar fluidos en estado de gelificación para el bombeo.

geología: Ciencia que estudia la estructura, el origen, la historia y el desarrollo de la tierra y sus habitantes, mediante el análisis de rocas, formaciones y fósiles.

geólogo: Científico que recaba e interpreta información acerca de los estratos de la corteza terrestre.

gerente de equipo de perforación: El encargado de turno.

GLR: Abreviatura en inglés de **gas liquid ratio, relación gas-líquido**.

golpe de presión (patada, amago de reventón): Entrada no programada y no deseada de agua, gas, petróleo u otro fluido de la formación al interior del pozo. Ocurre cuando la presión ejercida por la columna del fluido de perforación no es suficiente para superar la presión que ejercen los fluidos en la formación perforada. Si no se toman medidas rápidamente para controlar el golpe de presión o ahogar (matar) el pozo, ocurrirá un reventón. Ver **reventón**.

goma: Polisacárido hidrófilo vegetal que, al dispersarse en agua, se hincha y produce una dispersión viscosa o solución. A diferencia de las resinas, las gomas son solubles en agua, pero no en alcohol.

gorgojo (operario inexperto): 1. Conector recuperable adosado a la tubería de perforación y utilizado para probar los preventores de reventón. Se asienta sobre la carcasa del cabezal de entubación. La presión proveniente de abajo provoca el cierre del pozo. 2. (argot) Un trabajador inexperto de la plataforma de perforación o campo petrolífero, a menudo llamado "gorgojo" o "gusano".

gpg: Abreviatura de **granos por galón. ppm (véase equivale a gpg $\times$ 17,1**.

gradiente de fractura: Gradiente de presión (psi/pie) al que la formación acepta la totalidad del fluido del pozo. También llamado **gradiente de fracturamiento**.

gradiente de presión: El cambio producido en la presión por unidad de profundidad, expresado normalmente en libras por pulgada cuadrada por pie (psi/ft). Escala de diferencias de presión en la que existe una variación uniforme de la presión de un punto a otro. Por ejemplo, el gradiente de presión de una columna de agua es alrededor de 0,433 psi/pie de elevación vertical (9,79 kPa/m). El gradiente de presión normal en un pozo es equivalente a la presión que ejerce a, una profundidad dada, una columna con 10% de agua salada que se extiende desde dicha profundidad hasta la superficie (es decir, 0,465 psi/pie o 10,51 kPa/m).

Gravedad API: Gravedad (peso por unidad de volumen) del crudo, u otros fluidos relacionados, medida por un sistema recomendado por el Instituto Estadounidense del Petróleo (American Petroleum Institute, API). Relacionada con la gravedad específica de la siguiente manera: gravedad API = (141,5 dividido por la gravedad específica) – 131,5.

gravedad específica: El peso del volumen de una sustancia comparado con el peso de igual volumen de agua a una temperatura de referencia. Para los gases, generalmente se toma el aire como sustancia de referencia, aunque a veces también se utiliza el hidrógeno.

gravedad específica: Relación de peso entre un determinado volumen de una sustancia a una temperatura dada y el peso del mismo volumen de una sustancia estándar a la misma temperatura. Por ejemplo, si 1 pulgada cúbica de agua a 39 °F pesa 1 unidad y 1 pulgada cúbica de otro sólido o líquido a 39 °F pesa 0,95 unidades, la gravedad específica de la sustancia es 0,95. Para determinar la gravedad específica de gases, la comparación se realiza con el estándar de aire o hidrógeno. Ver **gravedad**.

gravedad: La atracción que ejerce la masa terrestre sobre un objeto que está en su superficie; el peso de un cuerpo. Ver *gravedad API* y *gravedad específica*.

GRN (Gamma-Ray-Neutron): Neutrones y rayos gamma (un registro de pozo).

guardián: Persona que supervisa a otra muy de cerca o de forma continua.

guía (espólón): Extensión tubular o cilíndrica, de diámetro relativamente pequeño, que se extiende por debajo de una herramienta de fondo de pozo y ayuda a guiar la herramienta a un emplazamiento determinado (como el centro de una sección de tubería atascada).

guía de inserción operada con cable: Adaptador con extremo abocinado que se corre por el extremo de la sarta de producción para facilitar el acceso de las herramientas de cable conductor al diámetro interior de la tubería de producción.

guíabarrenas: Tubería de revestimiento larga, de acero, que utiliza un plano inclinado para lograr que la barrena se desvíe del diámetro interno original en un ángulo leve. Los guíabarrenas suelen utilizarse en perforación direccional controlada para enderezar pozos torcidos y desviar la trayectoria de un pozo con el fin de evitar pescas no recuperadas. Ver *perforación direccional*, *pescar/pescar y desviar la trayectoria del pozo*. **empacador de anclaje de guíabarrenas:** Empacador para fines específicos que se coloca en la tubería de revestimiento para realizar una operación de desvío de trayectoria.

guiar: Guiar el extremo de una tubería a un acoplamiento o unión de tubería al hacer una conexión. Ver *acoplamiento y unión de tubería*.

guinche: Máquina que permite extraer o levantar al enrollar el cable en el carrete.

gumbo; lutita gruesa: Formación relativamente pegajosa, como la arcilla, que se encuentra durante la perforación.

gusano (operario inexperto): Lo mismo que trabajador inexperto.

H

H₂S: Abreviatura de *sulfuro de hidrógeno*.

hacer circular a la inversa: Método mediante el cual el caudal normal de un fluido de perforación se invierte haciéndolo circular hacia abajo al espacio anular y hacia arriba por la sarta de trabajo (tubería de perforación o tubería de producción). Se utiliza frecuentemente en operaciones de reparación en agujeros entubados.

hacer un viaje (maniobra): Levantar la sarta de perforación o de trabajo del pozo para realizar una de varias operaciones, como cambiar barrenas, extraer un núcleo, reparar herramientas del pozo, etc., y luego regresar la sarta de perforación o de trabajo al pozo.

hacer una conexión: Fijar una unión de tubería de perforación/producción sobre la columna de perforación/sarta de trabajo suspendida en el pozo para permitir la profundización del pozo.

haz de tubería en pie: Colocar tiros de tubería de perforación y collar de perforación en posición vertical a un lado de la mesa rotativa en la torre o mástil del equipo de perforación o reparación.

herramienta a intervalos: Sección perforada y deslizante de la tubería de revestimiento utilizada en la cementación a intervalos.

Herramienta con válvula diferencial; herramienta DV: Término genérico, inicialmente el nombre de una marca, que se refiere a una herramienta de cementación a varios niveles, utilizada en cementación primaria de zona selectiva.

herramienta de asentamiento: Empacador fijado a compresión.

herramienta de encendido/apagado: Herramienta que se utiliza para abrir o cerrar una válvula de fondo de pozo; también puede utilizarse para fijar o liberar una herramienta de fondo de pozo, por ejemplo, un tapón puente recuperable.

herramienta de fresado: 1. Herramienta que se utiliza en operaciones de fresado. 2. Cortador utilizado para extraer las herramientas perforables y empujar herramientas al fondo. También sirve para fresar sobre herramientas recuperables. Ver **fresa**.

herramienta de impresión: Dispositivo lleno de plomo en su interior utilizado para determinar la forma de una pesca.

herramienta de inserción hidráulica: Herramienta de inserción hidráulica fijada por presión al cable de alambre que se utiliza para asentar herramientas de fondo de pozo.

herramienta de inyección forzada: Término genérico para describir un empacador de servicio recuperable.

herramienta de servicio: Elemento recuperable de una herramienta de fondo de pozo utilizada en operaciones de servicio (y a veces de recuperación), similar a un tapón puente recuperable.

herramienta de servicio: Herramienta utilizada para apoyar herramientas perforables o permanentes, tales como empacadores, retenedores, tapones. Puede ser mecánica, eléctrica o hidráulica.

herramienta de solo bajada: Herramienta que se baja al fondo del pozo y no es recuperable.

herramienta de tensión: Empacador perforable o recuperable que se utiliza cuando no se dispone de suficiente peso de tubería como para fijar la herramienta en compresión.

herramienta extractora: Herramienta de operación hidráulica que se baja por encima de la herramienta de pesca y se acopla a la tubería de revestimiento mediante cuñas. Ejerce una fuerte tracción ascendente en la pesca por la potencia hidráulica proveniente del fluido que se bombea por la sarta de pesca.

herramienta protectora del árbol: Dispositivo tubular que se emplea como herramienta aisladora dentro del árbol de Navidad, con el fin de aumentar la presión nominal del árbol durante la estimulación.

heterogénea: Sustancia no uniforme con más de una fase, como coloides y emulsiones, entre otros. Posee propiedades diferentes en partes diferentes.

hidratación: Capacidad de una sustancia de incorporar agua por absorción o adsorción.

hidrato: Sustancia que contiene agua combinada en forma molecular (por ejemplo, $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$). Sustancia cristalina que contiene agua de cristalización.

hidráulico: 1. Dícese de lo perteneciente o relacionado con el agua u otro líquido en movimiento. 2. Operado, movido o afectado por el agua u otro líquido.

hidrófilo: Propiedad de una sustancia con afinidad al agua o una impregnada de agua.

hidrófilo: Sustancia generalmente en estado coloidal o como emulsión, que se impregna de agua, es decir, atrae agua o el agua se adhiere a ella.

hidrófobo: Describe una sustancia que repele agua.

hidrófobo: Sustancia, normalmente en estado coloidal, que no se impregna con agua.

hidrólisis: La hidrólisis es la reacción de una sal con el agua para formar un ácido y una base. Por ejemplo, la ceniza de soda (Na_2CO_3) se hidroliza en forma básica, y la hidrólisis es responsable del aumento del pH del agua cuando se agrega ceniza de soda.

hidróxido de calcio – CaOH_2 : Ingrediente activo de la cal apagada. También es el principal elemento constitutivo del cemento (cuando está húmedo). Se conoce como “cal” en la terminología de la explotación petrolífera.

hidróxido de sodio (NaOH): Conocido como “soda cáustica”. Sustancia química utilizada principalmente para lograr un pH más alto.

hidróxido: Denominación que reciben los compuestos básicos que contienen el radical OH. Cuando estas sustancias se disuelven en el agua, aumentan el pH de la solución. Ver **base**.

higroscópico/a: Propiedad de una sustancia que le permite absorber agua del aire.

hinchazón: Ver **hidratación**.

homogéneo: De naturaleza uniforme o similar; sustancia o fluido que tiene las mismas propiedades o composición en todos los puntos.

humectación: Adhesión de un líquido a la superficie de un sólido.



IADC: Sigla de International Association of Drilling Contractors (Asociación Internacional de Contratistas de Perforación).

imán de pesca: Imán potente y permanente diseñado para recuperar objetos metálicos perdidos en el pozo.

imán: Imán permanente de electroimán montado en el cuerpo de una herramienta para que pueda pasarse y de esa manera recuperar detritos de metales ferrosos relativamente pequeños.

impermeable: Que impide el pasaje de fluido. Una formación puede ser porosa e impermeable a la vez, si no existen pasajes que conecten los espacios en su interior. Ver **permeabilidad**.

indicador de flujo de lodo: Dispositivo que mide y registra continuamente el volumen de lodo que regresa del espacio anular y que fluye por la línea de retorno de lodo. Si el lodo no fluye a una velocidad relativamente constante, es posible que se haya producido un golpe de presión.

indicador de peso: Instrumento ubicado cerca de la posición del perforador en un equipo de perforación o reparación que muestra el peso suspendido del gancho cuando la barrena está fuera del fondo. Para esta medición, se puede estimar el peso sobre la barrena durante la perforación.

indicador de punto libre: Herramienta diseñada para medir el estiramiento en una sarta de tubería atascada e indicar el punto más profundo en el que la tubería tiene libertad de movimiento. El indicador de punto libre se baja al pozo con un cable conductor. Ambos extremos del elemento medidor de deformación se sujetan a la pared de la tubería por medio de resortes o imanes de fricción y, a medida que se aumenta la deformación a la que se somete la tubería, se transmite una medición exacta de su estiramiento a la superficie. Las mediciones del estiramiento indican la profundidad a la que se atascó la tubería.

indicador del nivel de la piletta: Dispositivo que vigila continuamente el nivel del lodo de perforación en las piletas de lodo. Por lo general, el indicador consiste en dispositivos de flotación colocados en la piletta de lodo para detectar el nivel de lodo y transmitir la información a un dispositivo de registro y alarma (denominado registrador de volumen de la piletta) que se instala cerca de la posición del perforador en el piso de perforación. Si el nivel de lodo baja o sube excesivamente, la alarma sonará para advertir al perforador que debe tomar alguna medida para evitar un reventón.

indicador: 1. Medidor de cuadrante que se utiliza en el equipo de perforación para medir la carga en el gancho. 2. Sustancias en titulaciones ácidas/básicas que, en solución, cambian de color o se vuelven incoloras cuando la concentración del ion de hidrógeno alcanza un valor definido. Estos valores varían con el indicador. En otras titulaciones, como las de cloruro, dureza y otras determinaciones, estas sustancias cambian de color cuando la reacción llega a su fin. Ejemplos de indicadores comunes son la fenolftaleína y el cromato de potasio, entre otros.

indicio: Aparición de petróleo o gas en recortes de perforación, muestras, núcleos, etc. de lodo.

indicios durante la perforación: Indicios de gas o petróleo en la perforación de una formación. El gas o petróleo de la formación se mezcla con el lodo que circula a la superficie cuando la presión de la formación es apenas mayor que la presión hidrostática de la columna de lodo.

ingeniero de lodos o de fluidos de perforación: Persona experta en fluidos de perforación que administra y mantiene los distintos programas de lodo para pozos petrolíferos.

ingreso de agua salada: Afluencia de agua salada de la formación al pozo.

inhibidor (de corrosión): Agente que, cuando se agrega a un sistema, retrasa o impide una reacción química o la corrosión. Los inhibidores de corrosión se utilizan en las operaciones de perforación y producción para evitar la corrosión de los equipos metálicos expuestos a la acción del sulfuro de hidrógeno, dióxido de carbono, agua salada, etc. Los inhibidores que se agregan a los fluidos de perforación para evitar la corrosión son las aminas filmantes, los cromatos y la cal.

inhibidor (de lodo): Las sustancias que suelen conocerse como contaminantes del lodo de perforación, como la sal y el sulfato de calcio, se denominan inhibidores cuando se agregan intencionalmente a un lodo para que el filtrado del fluido de perforación impida o retrase la hidratación de las lutitas flojas de la formación.

inhibidor: Aditivo que se utiliza para retrasar la acción química no deseada en un producto. Cuando se agrega en cantidades pequeñas a la gasolina, se impide la oxidación y la formación de goma; también puede agregarse a aceites lubricantes para evitar el cambio de color y a entornos corrosivos para disminuir la acción corrosiva.

iniciar la perforación del pozo: Comenzar a perforar; empezar el agujero.

insertador de tubería contra presión: 1. Instrumento que introduce hidráulicamente la tubería o herramientas a la fuerza al pozo contra la presión. 2. Instrumento dentro de unos ganchos que actúa como absorbedor de impactos al eliminar la acción de rebote de la tubería cuando es levantada. Ver ***entubar bajo presión***.

Instituto Estadounidense del Petróleo: 1. Fundada en 1920, esta asociación nacional comercial del petróleo es la organización de normalización líder en equipos de perforación y producción de campos petrolíferos. Tiene departamentos de transporte, refinamiento y comercialización en Washington, D.C., y un departamento de producción en Dallas. 2. (argot) Indicativo de un trabajo que se realiza correcta o cuidadosamente (por ejemplo, "Su trabajo es rigurosamente API"). 3. Grados API; utilizado para designar la gravedad API. Ver ***gravedad API***.

integridad de la formación: Ver ***capacidad de la formación***.

intensificador: Bomba móvil de servicio de pozo para multiplicación de presión.

intercambio de base: Reemplazo de los cationes asociados con la superficie de la arcilla por los de otras especies, por ejemplo, la conversión de arcilla de sodio en arcilla de calcio.

introducir tubería a presión: Bajar la columna de perforación cuando el pozo está cerrado debido a un golpe de presión.

introducir: Bajar la tubería por el diámetro interior de una herramienta de fondo de pozo.

inundación de agua: Método de recuperación secundaria en el cual se inyecta agua a un yacimiento para eliminar el petróleo residual que quedó luego de la recuperación primaria. Por lo general, la inundación de agua implica inyectar agua a través de pozos especialmente instalados para inyección de agua y eliminar el agua y el petróleo provenientes de pozos perforados adyacentes a los pozos de inyección.

inundar: 1. Impulsar petróleo desde un yacimiento hacia el pozo mediante la inyección de agua bajo presión en la formación del yacimiento. Ver ***inundación de agua***. 2. Ahogar un pozo con agua.

invertir: Desplazar el fluido del pozo de regreso a la superficie; desplazar el volumen de la tubería de producción de vuelta a la piletta.

inyección forzada en el cabezal con prensaestopa: Proceso mediante el cual se aplica presión hidráulica a un pozo para forzar el fluido o cemento hacia afuera del pozo. El cabezal con prensaestopa, o cabezal de entubación, se cierra para cortar el anillo cuando se efectúa una técnica de inyección forzada. A pesar de que todavía está en uso, el término cabezal con prensaestopa es obsoleto. Ver ***espacio anular, cabezal de entubación e inyección forzada***.

inyección forzada suicida: Tratamiento de inyección forzada con disparos abiertos por encima del empacador.

inyección forzada: 1. Operación de cementación mediante la cual una lechada de cemento, lodo o tapón bentonita-diésel es introducida a la fuerza al interior de una formación o por detrás de la tubería de revestimiento ejerciendo alta presión, para volver a cementar las áreas canalizadas o bloquear una zona no cementada. 2. Operación de estimulación en la cual no se excede la presión de fractura.

inyección forzada: Bombeo de fluido en un lado del sistema de flujo de la tubería de perforación/espacio anular, mientras que el otro lado permanece cerrado para impedir el flujo de salida.

inyector de grasa: Dispositivo de montaje superficial que se utiliza para controlar la presión en la línea de acero.

ion: Los ácidos, las bases y las sales (electrólitos) sufren en mayor o menor medida una disociación en iones o partes de moléculas con carga eléctrica al ser disueltos en determinados solventes, en especial el agua, como consecuencia de la pérdida o ganancia de uno o más electrones. La pérdida de electrones da como resultado cargas positivas que producen un catión. La ganancia de electrones da como resultado la formación de un anión con carga negativa. La valencia de un ion es igual al número de cargas que contiene el ion.

J

jabón: Sal sódica o potásica de un ácido graso de alto peso molecular. Cuando contienen algún metal distinto de sodio o potasio, se les denomina “jabones metálicos”. Los jabones se utilizan generalmente en fluidos para mejorar la lubricación, emulsificación, tamaño de la muestra, eliminación de espuma, entre otros usos.

jalar varillas: Sacar el extremo inferior de una varilla de bombeo fuera del pozo para estibarla.

jaula: En una bomba mecánica, dispositivo que contiene y encierra la esfera de válvula, manteniéndola dentro de una distancia operativa adecuada de los asientos de la válvula.

jefe de la cuadrilla: El perforador o encargado a cargo de las operaciones en una plataforma de servicio de pozo cuya función es extraer varillas de bombeo o tuberías de producción.

jefe de turno: Gerente del equipo de perforación, capataz de perforación o superintendente de la plataforma de perforación. El encargado de turno suele ser el representante principal del contratista en la concesión. Ver **capataz de perforación**.

jefe de turno; capataz de perforación: Supervisor de las operaciones de perforación o reparación en una plataforma; también se refiere al encargado de turno o superintendente de la plataforma de perforación.

junta de circulación: Adaptador conectado con una camisa interna que se coloca en una sarta para abrir y cerrar aberturas. Esto permite la circulación entre la tubería de producción y el espacio anular o el paso o el cierre de la producción de un pozo en intervalos alternativos.

junta de ensamble: Unión de tubería de perforación que se utiliza en operaciones de colgado para que ninguna unión de tubería quede frente al conjunto de preventores tipo ariete.

Junta de expansión: Adaptador articulado deslizante que se baja en la sarta de tubería para permitir la expansión o contracción de la tubería.

junta: Material (papel, corcho, asbesto, caucho o hule) que se utiliza para sellar dos superficies estacionarias.

K

Kalrez: Marca comercial de un fluoroelastómero compuesto particularmente para temperatura y presión extremas, y servicio en ambientes hostiles.

L

La mayoría de los acoplamientos son flexibles y compensan las posibles diferencias mínimas de alineación entre los dos ejes.

lado posterior: Área por encima de un empacador entre el diámetro interior de la tubería de revestimiento y el diámetro exterior de la tubería de producción.

largo recorrido: Desplazamiento ascendente de fluidos desde la tubería de producción al espacio anular.

lateral; ala: Sistema horizontal de válvulas en un árbol.

lavado: Extraer herramientas de fondo de pozo permanentes mediante operación de fresado o lavado de fluido.

lavado: Limpieza de disparos.

lavar a presión las paredes de un pozo: Hacer circular un fluido de menor densidad para desbalancear la presión de formación del pozo para iniciar el flujo.

lechada de barita: Mezcla de sulfato de bario, sustancias químicas y agua de densidad unitaria entre 18 y 22 libras por galón (lb/gal).

lechada de bentonita-diésel: Término coloquial para describir una mezcla de petróleo diésel y bentonita.

lechada: Mezcla plástica de cemento y agua que se bombea hacia el interior de un pozo para endurecer; allí se sostiene la tubería de revestimiento y proporciona un sello en el pozo para evitar que migren los fluidos subterráneos.

leonardita: Lignito oxidado de origen natural. Ver *lignina*.

leva de elevador de horquilla: Mecanismo en algunos empacadores para fijar/liberar la herramienta con rotación mínima.

levantamiento artificial por gas: Levantamiento de fluido de un pozo inyectando gas al pozo a través de la tubería de producción o a través del espacio anular entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción. El gas inyectado ventila el fluido para que ejerza menos presión que la formación; como resultado, la presión mayor de la formación expulsa el fluido del pozo. El gas puede inyectarse de forma continua o intermitente, según las características de producción del pozo y la disposición del equipo de levantamiento artificial por gas.

levantamiento con cable eléctrico: Término general que se utiliza generalmente para referirse a cualquier tipo de registro que se lleva a cabo en un pozo. Ver *registro*.

levantamiento de temperatura: Operación realizada para determinar la temperatura a distintas profundidades en un pozo. Además se emplea para localizar flujos de entrada de agua al pozo, cuando se sospecha que la tubería de revestimiento no está cementada correctamente, o por otras razones.

levantamiento direccional: Método de adquisición de registros que registra el movimiento lateral, o desviación, respecto de la vertical y la dirección de dicho movimiento. Un instrumento de registro direccional de disparo simple toma una sola fotografía de una brújula que indica en qué dirección y ángulo se desvía el pozo respecto de la vertical. Un instrumento de disparo múltiple obtiene muchas lecturas del pozo a medida que es extraído del pozo. Ver *perforación direccional*.

libras por galón: Medida de la densidad de un fluido (como lodo de perforación). Su abreviatura es ppg.

ligninas minadas: Lignito especial de origen natural, p. ej., leonardita, producido por minería a cielo abierto de depósitos de lignito especial. Se utilizan principalmente como diluyentes, que pueden modificarse químicamente o no. Sin embargo, también se usan mucho como emulsionantes.

lignito de cromo: Lignito extraído de una mina, al que se le ha agregado cromato o ha sido tratado con cromato. El lignito también se puede caustificar con hidróxido de sodio o potasio.

lignosulfonatos: Aditivos orgánicos para fluidos de perforación derivados de subproductos de la fabricación del papel sulfito de maderas coníferas. Algunas de las sales comunes, como el ferrocromo, cromo, calcio y sodio, se usan como dispersantes universales, mientras que otras se emplean selectivamente para sistemas tratados con calcio. En grandes cantidades, las sales de ferrocromo y de cromo se utilizan controlar la pérdida de fluidos e inhibir lutitas.

limo: Materiales que exhiben poca o ninguna hinchazón, cuyo tamaño de partícula oscila entre las 2 micras y el tamaño de arena según el API, o 74 micras (malla de 200). Algunas arcillas y baritas dispersas también tienen un tamaño de partícula similar.

limpiador de varillas: Instrumento utilizado cuando las varillas están cubiertas de petróleo pesado o cuando el pozo circula a través de la tubería de producción mientras se están sacando las varillas. Es un tipo de preventor de reventones. Ver ***preventor de reventones***.

limpiar: Eliminar arena, sarro y otros depósitos de la sección de producción de un pozo para recuperar o aumentar la producción.

limpieza con chorro: Sacar periódicamente una parte o la totalidad del agua, lodo o sólidos de las piletas, generalmente mediante bombeo con una boquilla de chorro.

línea de acero: Línea no eléctrica.

línea de ahogo: Una tubería de alta presión que conecta la bomba de lodo y el conjunto de preventores de reventón, a través de la cual se puede bombear fluido de perforación al interior del pozo para contener la presión mientras se cierran los preventores.

línea de arena: Cable eléctrico o cable de acero con mucha más capacidad para extraer cargas en comparación con el cable conductor eléctrico. Se utiliza en equipos de servicio de pozos para operar un pistón o achicador. Suele medir 9/16 pulgadas de diámetro y varios pies de longitud.

línea de control: Línea hidráulica pequeña utilizada para comunicar fluido desde la superficie hasta una herramienta de fondo de pozocomo una válvula de seguridad de fondo de pozo.

línea de desalojo: Línea de flujo para perforación neumática o de gas. Una línea de diámetro amplio que desvía el flujo de aire o gas de la plataforma de perforación hacia el área de un tanque. Ver ***desviador***.

línea de flujo del estrangulador: Extensión que se conecta al conjunto de preventor de reventones y se utiliza para dirigir y controlar el flujo de fluidos del pozo que provienen del espacio anular al estrangulador.

línea de flujo: Línea de flujo desde el árbol que se utiliza para el movimiento de fluidos.

línea de flujo: Tubería de superficie a través de la cual circulan los efluentes desde un pozo hasta los equipos de procesamiento o almacenamiento.

línea de llenado: El accesorio lateral más pequeño de un niple campana, que se utiliza para llenar el pozo cuando se extrae la tubería de perforación.

línea de llenado: Línea a través de la cual se agrega fluido al pozo.

línea de retorno de lodo: Canaleta o tubería ubicada entre las conexiones de superficie del pozo y la zaranda vibratoria, a través de la cual fluye el lodo en su regreso a la superficie desde el pozo.

línea del estrangulador: Tubería de alta presión que conecta las salidas del preventor de reventones o las salidas del cabezal del pozo con el colector múltiple de estrangulamiento utilizado para dirigir y controlar los fluidos del pozo provenientes del espacio anular.

línea eléctrica: Cable de acero provisto de un conductor eléctrico en su interior.

liófilo: Que tiene afinidad por el medio de suspensión, tal como bentonita en agua.

lipófilo: Que tiene afinidad por el aceite.

lipófilo: Sustancia generalmente coloidal que se humecta fácilmente con aceite.

llave de desenrosque tipo rueda: Llave con forma de rueda que se fija a la sarta de varillas de bombeo en la superficie y se gira manualmente para desenroscar la sarta y así poder extraerla del pozo. También llamada rueda de desenrosque o llave circular.

llave en mano: Término que se refiere a hacer el trabajo completo, de principio a fin.

llave para jaula: Llave especial diseñada para conectar la jaula de una bomba mecánica a la columna de varillas de bombeo.

llaves de cadena: Herramienta que consiste en un mango y una cadena desembragable, usada para hacer girar tubos o accesorios cuyo diámetro es mayor que el de una llave de tubo. Se aprieta la cadena alrededor del tubo o accesorio y luego es girada por medio del mango.

llaves de entubación: Llaves grandes que se utilizan para girar cuando se arma o desatornilla la tubería de revestimiento. Ver ***llaves. gas de boca de pozo: Gas producido con petróleo.***

llaves de la tubería de producción: Llaves grandes que se utilizan para desarmar y enroscar tuberías de producción. Pueden operarse manual, hidráulica o neumáticamente.

llaves de varilla eléctricas: Llaves que se accionan por medio de fluido neumático o hidráulico y se utilizan para enroscar o desenroscar las varillas de bombeo. Ver ***llaves.***

llaves: Llaves grandes que se utilizan para girar cuando se arma o desatornilla la tubería de perforación, tubería de revestimiento, tubería de producción o de otro tipo; se denominan llaves de entubación, llaves rotativas, de acuerdo con su uso específico. Las llaves de potencia son herramientas de operación neumática o hidráulica que sirven para girar y apretar la tubería y, en algunas ocasiones, para aplicar la torsión de enrosque final. Ver ***llaves de cadena.***

llenado a tope: Llenar un pozo hasta la superficie.

llenar el pozo: Bombeo de fluido al interior del pozo a medida que se retira la tubería, con el fin de mantener el nivel de fluido en la tubería de revestimiento cerca de la superficie. El propósito es evitar un reventón, la intrusión de agua y/o el derrumbe del pozo cuando, por ejemplo, se está retirando la tubería.

localización: Posicionamiento de la tubería de producción para posar o punzar en el diámetro interior de un empacador.

localizador con arreglo de sellos para la tubería de producción: Ensamblaje de sellos utilizado para realizar una localización dentro del sello de un empacador para evitar que se mueva la tubería de producción.

localizador de collares: Dispositivo de adquisición de registros con fines de correlación de profundidad, que funciona de forma mecánica o magnética para producir un registro que muestra la ubicación de cada collar o acoplamiento de la tubería de revestimiento o tubería de producción en un pozo. Brinda una forma precisa de medir la profundidad de un pozo.

localizador: Describe la localización, pero no el anclaje, de la tubería de producción en el empacador.

lockset (lokset): Empacador de marca comercial con mordazas bidireccionales utilizadas en operaciones de terminación.

lodo a base de aceite: Tipo especial de fluido de perforación en el que el aceite constituye la fase continua y el agua, la fase dispersa. Los lodos a base de aceite contienen asfalto soplado y, por lo general, entre 1 y 5% de agua emulsionada en el sistema con soda cáustica o cal rápida y un ácido orgánico. También pueden contener silicato, sal y fosfato. Los lodos a base de aceite se distinguen de los de emulsión inversa (emulsiones de agua en aceite) por la cantidad de agua utilizada, el método de controlar la viscosidad y propiedades tixotrópicas, materiales de construcción de paredes y pérdida de fluido.

lodo a base de agua de mar: Clase de lodo a base de agua de mar que utiliza el agua de mar como la fase fluida.

lodo a base de agua salada: Fluido de perforación que contiene sal disuelta (salobre a saturada). Los fluidos también pueden incluir sólidos nativos, petróleo o aditivos comerciales, tales como arcilla y almidón.

lodo a base de agua: Fluidos de perforación convencionales. El agua es el medio de suspensión de sólidos y constituye la fase continua, si hay petróleo presente o no.

lodo con bajo contenido de sólidos: Designación dada a cualquier tipo de lodo donde los aditivos de alto rendimiento, por ejemplo, CMC, han sido parcial o totalmente sustituidos por arcillas comerciales o naturales. Para una viscosidad y densidad comparables (densificadas con barita), un lodo con bajo contenido de sólidos tendrá un menor porcentaje de volumen de contenido de sólidos.

lodo con surfactante: Fluido de perforación que contiene surfactante. Generalmente, se refiere a un fluido de perforación al que se le agrega un material surfactante para controlar el grado de agregación y dispersión o emulsificación.

lodo convencional: Fluido de perforación, compuesto básicamente de arcilla y agua.

lodo cortado por gas: Fluido de perforación que arrastra gas de la formación, dándole al lodo una textura esponjosa característica. Si el gas arrastrado no se libera antes de que el fluido regrese al pozo, se reduce el peso o la densidad de la columna de fluido. El lodo cortado por gas suele ser una señal de una formación con potencial de surgencia o reventón y, como tal, debe tratarse como una advertencia de que la presión de la formación está cambiando.

lodo de alto pH: Fluido de perforación cuyo pH está por encima de 10,5. Lodo de alcalinidad alta.

lodo de arranque: Fluido utilizado para iniciar la perforación desde la superficie; se utiliza comúnmente lechada de bentonita y cal.

lodo de emulsión de aceite en agua: Llamado comúnmente “***lodo de emulsión***”. Cualquier lodo a base de agua convencional o especial al que se ha agregado aceite. El aceite se transforma en la fase dispersa y puede emulsionarse al lodo por medios mecánicos o químicos.

lodo de muestra: Fluido de perforación con propiedades que permiten realizar muestras adecuadas.

lodo de perforación: Líquido circulado por el pozo durante las operaciones de perforación rotatoria. Ver ***fluido/lodo de perforación***.

lodo no conductor: Cualquier fluido de perforación, generalmente lodos a base de aceite o de emulsión inversa, cuya fase continua no conduce electricidad, por ejemplo, el aceite. El potencial espontáneo (SP, por sus siglas en inglés) y la resistividad normal no pueden registrarse, aunque pueden realizarse otros registros como el de inducción, velocidad acústica, etc.

lodo rojo de cal: Lodo rojo que se convierte en lodo tratado con cal. Por lo general, su pH varía entre 12,0 y 13,0.

lodo rojo: Arcilla, fluido de perforación a base de agua, con cantidad suficiente de tanato de soda cáustica que le da una coloración rojiza. Normalmente es un lodo con pH elevado.

lodo: Líquido que circula a través del pozo durante las operaciones de perforación rotativa y reparación. Además de su función de traer recortes a la superficie, el lodo de perforación enfría y lubrica la barrena y la columna de perforación, brinda protección contra reventones al retener presiones del subsuelo y deposita un revoque de filtración en la pared del pozo para evitar la pérdida de fluidos en la formación. Si bien originalmente era una suspensión de sólidos de la tierra (especialmente arcillas) en agua, el lodo que se utiliza en la perforación moderna es una mezcla más compleja, trifásica de líquidos, sólidos reactivos y sólidos inertes. La fase líquida puede ser agua dulce, petróleo diésel o petróleo crudo, y puede contener acondicionadores. Ver ***fluido de perforación***.

lodos de silicato de sodio: Clase especial de lodos químicos inhibidos que utilizan silicato de sodio, sal, agua y arcilla como base.

lodos tratados con cal: Comúnmente lodos de cal o calizos. Estos sistemas de pH alto contienen la mayoría de los aditivos de agua dulce convencionales a los que se ha añadido cal apagada para impartir propiedades especiales. Las alcalinidades y el contenido de cal varían de bajos a altos.

lodos tratados con calcio: Los lodos tratados con calcio son fluidos de perforación a los que se les agregaron cantidades de compuestos de calcio soluble o a los que se les permitió permanecer provenientes de la formación perforada con el propósito de otorgarles propiedades especiales.

lubricación: Acción de bombear alternativamente un volumen pequeño de fluido a un sistema de pozo cerrado y esperar a que el fluido caiga hacia el fondo del pozo.

lubricante de extrema presión: Aditivos que, cuando se agregan a los fluidos de perforación, lubrican las superficies de rozamiento cuando están sometidas a condiciones de presión extrema.

lutita: Roca sedimentaria, de grano fino, formada por la consolidación de partículas de limo y arcilla o lodo. La lutita es la roca sedimentaria más abundante.

luz ultravioleta: Ondas luminosas más cortas que las ondas azules-violetas del espectro visible. El petróleo crudo, los destilados de color, los residuos, algunos aditivos de fluidos de perforación y ciertos minerales y químicos fluorescen ante la presencia de luz ultravioleta. Estas sustancias, cuando están presentes en el lodo, pueden provocar la fluorescencia del lodo.

M

M_1 : Alcalinidad de naranja de metilo del filtrado, que se indica como el número de milímetros de ácido 0.02 Normal (N/50) requerido por milímetro de filtrado para alcanzar el punto final de naranja de metilo (pH 4.3).

macho cónico: Macho de terraja, sin ranuras longitudinales, utilizado como herramienta de pesca para elementos huecos (como un collar de perforación). Herramienta macho cónica, autorroscante, que se enrosca internamente a una pesca para recuperarla. El macho cónico se corre por el interior de la pesca hueca y se hace girar lo suficiente para cortar un perfil roscado que permita enganchar la pieza firmemente para recuperarla. Ver **macho de terraja**.

macho de pesca: Conexión macho que se introduce en la tubería perdida en un pozo para sujetar firmemente y recuperar la pesca. Se utiliza con frecuencia en lugar de un arpón pescador. Ver **pescar/pescar, arpón pescador, macho de terraja y macho cónico**.

macho de terraja: 1. Herramienta autorroscante cónica hembra que se atornilla externamente a una pesca para recuperación. 2. Macho de terraja a la vieja usanza con ranuras longitudinales a lo largo de las roscas. Ver **macho de terraja y macho cónico**.

macho de terraja: 1. Herramienta que forma filetes internos constituida por un macho de acero templado con ranuras longitudinales que le proporcionan bordes cortantes. 2. Orificio o abertura en una línea o en un recipiente, en el que puede introducirse un medidor o válvula y enroscarse fuertemente.

malacate: Mecanismo de izamiento en un equipo de perforación. Es básicamente un guinche de gran tamaño que deja correr o enrolla el cable de perforación, con lo que baja o sube la columna de perforación y la barrena.

mallá: Medida de la finura del material tejido, filtro o tamiz. Un tamiz de malla 200 tiene 200 aberturas por pulgada lineal. Un filtro de malla 200 con diámetro de alambre de 0,0021 in. (0,0533 mm) tiene una abertura de 0,074 mm, o permitirá el paso de una partícula de 74 micras. Ver **micra**.

mandril: 1. Barra, husillo o eje de forma cilíndrica alrededor del cual se disponen o ensamblan otras piezas o que encaja dentro del cilindro/tubo. 2. Elemento de un empacador que contiene presión; también componente utilizado para transferir energía a las mordazas; también miembro de localización de la válvula de levantamiento artificial por gas.

mandril: También llamado mandril desabollador. Herramienta empleada para enderezar tubería o tubería de revestimiento dañada o colapsada en un pozo.

mandriles de fijación: Herramientas de línea de acero con mordazas y copas de caucho (goma) para contener la presión y empaquetar tuberías en pozos no equipados con niples de asentamiento.

manguera de inyección: Tubería flexible, reforzada de un equipo de perforación rotativa que conduce el fluido de perforación desde la bomba de lodo y la tubería de subida hasta la unión giratoria y el vástago de perforación. También se denomina manguera de lodo y manga de inyección. Ver **vástago de perforación (kelly)**, **bomba de lodo**, **tubería de subida y unión giratoria**.

manguera de lodo: También llamada **manguera de inyección y manga de inyección**. Ver **manguera de inyección**.

maniobra de calibración: Acción de bajar un calibrador por la tubería o línea de acero para verificar las dimensiones de la tubería de revestimiento.

manómetro Cameron: Manómetro utilizado generalmente en líneas o múltiples.

manómetro de fondo: medidor de presión utilizado para medir la presión de fondo. Ver presión de fondo, bomba de presión de fondo: Bomba utilizada para registrar la presión en un pozo en un punto opuesto a la formación de producción. Ver **bomba**.

manómetro de libras por pulgada cuadrada: Presión en un tanque o recipiente según lo registrado por el manómetro que está adosado al recipiente. Esta lectura de presión incluye la presión atmosférica fuera del recipiente. Su abreviatura es psi.

manómetro: Instrumento para medir la presión del fluido que por lo general registra la diferencia entre la presión atmosférica y la presión del fluido al indicar el efecto de dichas presiones en un elemento de medición (como

mapa de espesor de arena: Mapa de contorno que muestra el espesor de las arenas del subsuelo.

margen de maniobra: Aumento gradual de la densidad del fluido de perforación para incrementar el sobre balance con el fin de compensar los efectos de suaveo.

marina: Que se encuentra fuera de la costa o dentro de los límites de una zona cuya extensión abarca hasta tres millas desde la línea de bajamar (como reservas de petróleo marinas).

Martin-Decker: Término común para referirse a un indicador del peso de una plataforma.

mástil de corona abierta: Mástil en una unidad de servicio de pozo que utiliza un bloque viajero y un bloque de corona con una abertura, que permite traccionar tiros de 60 pies con un mástil de 50 pies.

mástil de poste doble: Unidad de servicio de pozo cuyo mástil consta de dos tubos de acero. Los mástiles de poste doble proporcionan plataformas para acomodar y manipular las varillas y tuberías en haces de tubos. Se extienden entre 65 y 67 pies, de manera tal que las varillas pueden quedar suspendidas en haces dobles de 50 pies y haces de tubería en pie de 30 pies. Ver **mástil de poste**.

mástil de poste: Mástil portátil construido con elementos tubulares. Un mástil puede tener un poste simple, por lo general dos tamaños de tubería diferentes plegados para moverse o extenderse y cerrarse para lograr una altura máxima por encima del pozo. Los mástiles de poste doble proporcionan fuerza y estabilidad adicional. Ver **mástil**.

mástil portátil: Mástil que se monta en un camión y puede mantenerse erguido como una sola unidad. Ver **torre plegadiza**.

mástil: Torre de perforación portátil capaz de erigirse como una unidad, a diferencia de una torre de perforación estándar, que no se puede elevar a una posición de trabajo como unidad. Para el transporte terrestre, el mástil puede dividirse en dos o más secciones para evitar que su longitud se extienda excesivamente de las cajas del camión en la carretera. Ver **torre de perforación**.

materia volátil: Productos normalmente gaseosos, excepto la humedad, que desprende una sustancia, como el gas que se separa del petróleo crudo vivo agregado a un lodo. En la destilación de fluidos de perforación, la materia volátil es agua, petróleo, gas, etc., que se vaporizan dejando atrás el total de sólidos, formados por sólidos disueltos y en suspensión.

material de obturación: Material fibroso, escamoso o granular agregado a una lechada de cemento o fluido de perforación para ayudar a sellar las formaciones cuando se pierde circulación. Ver **pérdida de circulación y material para pérdida de circulación**.

material densificante: Cualquiera de los materiales con alta gravedad específica que se utiliza para aumentar la densidad de un fluido de perforación. El más común es la barita, pero también puede utilizarse galena. En aplicaciones especiales, la piedra caliza también es llamada material densificante.

material densificante: Material con una gravedad específica mayor que la del cemento; se utiliza para aumentar la densidad de fluidos de perforación o lechadas de cemento.

material para pérdida de circulación: Sustancia que se añade a las lechadas de cemento o al lodo de perforación para evitar la pérdida de cemento o lodo en la formación. Ver **material de obturación**.

mcf: Abreviatura de 1.000 pies cúbicos de gas, que se utiliza generalmente para expresar el volumen de gas producido, transmitido o consumido en un período determinado.

media pata de mula: Cola corta colocada por debajo de un empacador como dispositivo para la entrada de fluido o como guía de conjuntos de sello. empalmar: Conexión de la línea de tratamiento durante las operaciones de servicio del pozo, desde los camiones de bombeo hasta el árbol/pozo.

medición de la desviación: Operación para determinar el ángulo en el que se ha apartado la barrena de la vertical durante la perforación. Existen dos tipos básicos de instrumentos de medición de la desviación, o movimiento lateral: uno de ellos solo mide el ángulo de desviación, mientras que el otro indica el ángulo y la dirección de la desviación.

medidor de desplazamiento positivo: Dispositivo mecánico que efectúa la medición de fluidos, llenando y vaciando las cámaras con un volumen específico, también conocido como indicador de volumen o volúmetro. El desplazamiento de un volumen fijo de fluido puede llevarse a cabo al alternar u oscilar los pistones, rotar los cubos o aletas, apuntar discos o empleando tanques u otros recipientes que se llenan y vacían automáticamente.

medidor de estabilidad: Instrumento que mide la tensión disruptiva de emulsiones inversas.

medidor de profundidad: Instrumento utilizado para medir la profundidad de un pozo o la profundidad hasta un punto específico del pozo (como hasta la parte superior de una tubería de revestimiento corta o hasta una pesca), que cuenta las vueltas de una rueda calibrada en torno a un cable de alambre a medida que es bajado o jalado del pozo. Ver **tubería de revestimiento corta y pesca**.

medidor de resistividad: Instrumento que mide la resistividad de los fluidos de perforación y sus revoques.

medidor V-G (viscosímetro de viscosidad-gravedad) Nombre que se utiliza comúnmente para referirse al viscosímetro de indicación directa (véase).

medir una tubería a medida que se extrae: Medir la tubería de perforación o producción a medida que se extrae del pozo, generalmente para determinar la profundidad del pozo o la profundidad a la que se colocó la tubería de perforación o producción.

medir una tubería a medida que se inserta: Obtener una medida precisa de la profundidad alcanzada en un pozo al medir la tubería de perforación o producción a medida que se inserta en el pozo.

mejoramiento del lodo: Proceso en el que se mezclan aditivos del lodo para lograr un efecto que no sería posible con el fluido anterior, que por lo general es agua, aire o gas.

menisco: La superficie superior curva de una columna de líquido, cóncava cuando el líquido humedece las paredes de contención, y convexa cuando el líquido no humedece las paredes.

mesa rotativa: Componente principal de un equipo rotativo, o máquina rotativa, que se utiliza para hacer girar la columna de perforación y soportar el conjunto de perforación. Tiene un arreglo de engranajes biselados que generan el movimiento rotativo y una abertura con bujes que permite dirigir y soportar el conjunto de perforación.

metano: Hidrocarburo parafínico liviano, gaseoso e inflamable, CH_4 , con un punto de ebullición de $-258 < 198^\circ\text{F}$, que es el componente principal del gas natural y un importante hidrocarburo básico para la fabricación petroquímica.

meter en el pozo: Bajar herramientas o tuberías al fondo del pozo.

método concurrente: También se conoce como método de circular y pesar. Ver método de circular y pesar.

método de circular y pesar: Método para ahogar la presión del pozo en el cual la circulación comienza inmediatamente y el peso del lodo es incrementado gradualmente, de acuerdo con un programa cronológico definido. También se conoce como método concurrente.

método de inyección forzada del empacador: Método de inyección de cemento en el que el empacador se fija para formar un sello entre la sarta de trabajo (a través de la cual se bombea cemento) y la tubería de revestimiento. Se fija otro empacador o tapón de cemento debajo del lugar donde se efectuará la inyección de cemento. Al asentar empacadores, el punto de inyección queda aislado del resto del pozo. Ver **empacador e cementación a presión**.

método de nivel constante en piletas: Método para ahogar un pozo por el cual se mantiene constante el nivel de lodo en las piletas mientras se reduce la apertura del estrangulador y se disminuye el caudal de bombeo. No es un método eficaz porque la presión de la tubería de revestimiento aumenta hasta un punto tal que se fractura la formación o la tubería de revestimiento y se pierde el control del pozo.

método de presión de estrangulador constante: Método para ahogar un pozo con golpe de presión, mediante el cual se ajusta la apertura del estrangulador para mantener una presión constante en la tubería de revestimiento. Este método no funciona a menos que el golpe de presión sea o esté compuesto mayormente de agua salada; si el golpe de presión es de gas, no hay manera de mantener una presión constante en el fondo de pozo, ya que el gas se expande a medida que sube por el espacio anular.

método del perforador: Método para ahogar un pozo que implica realizar dos circulaciones completas por separado. La primera ventea el golpe de presión hacia el exterior del pozo, y la segunda circula lodo más denso por el pozo.

mezclador: (término obsoleto) Operador de la concesión o bombeador. Ver **bombeador**.

mezcladora: Equipo utilizado para mezclar lechada/geles; generalmente es un equipo móvil.

MFE: Nombre de marca comercial de evaluación de formación múltiple; una prueba de formación efectuada a través de la columna de perforación (DST, por sus siglas en inglés).

mica: Material escamoso de origen natural y tamaño variable utilizado para combatir la pérdida de circulación. Químicamente, es un silicato de aluminio alcalino.

micelas: Agregados moleculares orgánicos e inorgánicos que se presentan en soluciones coloidales. Cadenas largas de unidades estructurales individuales unidas químicamente entre sí y ubicadas una al lado de la otra para formar haces. Cuando la bentonita se hidrata, ciertos iones de sodio u otros iones metálicos entran en solución, la partícula de arcilla más su atmósfera de iones se conoce como micela.

micra $U = MU$: Unidad de longitud equivalente a la millonésima parte de un metro, o a la milésima parte de un milímetro.

migración: 1. El movimiento de hidrocarburos desde el área de formación hasta un estrato productivo donde pueden acumularse. 2. Movimiento de una zona a otra.

milidarcy: 1/1000 de darcy. Ver **darcy**.

ml: Abreviatura de milímetro. Unidad del sistema métrico para medir volumen. Literalmente, 1/1000 de un litro. En el trabajo de análisis del lodo de perforación, este término se utiliza indistintamente con centímetro cúbico (cc). Un cuarto de galón equivale aproximadamente a 946 ml.

molécula: Cuando los átomos se combinan forman una molécula. En el caso de un elemento o un compuesto, una molécula es la unidad más pequeña que aún conserva químicamente las propiedades de la sustancia en masa.

montaje del equipo de perforación: Preparar los equipos para hacer el agujero; instalar herramientas y maquinarias.

montmorillonita: Material de arcilla que se utiliza comúnmente como aditivo para lodos de perforación. La montmorillonita sódica es el elemento constitutivo principal de la bentonita. La estructura de la montmorillonita se caracteriza por una forma que consiste en una lámina delgada tipo placa con el ancho y la amplitud indefinidos, y el espesor de la molécula. El espesor unitario de la molécula consta de tres capas. Hay iones unidos a la superficie que son reemplazables. La montmorillonita de calcio es el elemento constitutivo principal de las arcillas de bajo rendimiento.

mordaza de botones: Mordaza provista de “botones” de carburo de tungsteno en lugar del dentado convencional para asentar herramientas en tuberías de revestimiento muy duras.

mordaza: 1. Herramienta utilizada para pescar una herramienta atascada agarrándola. 2. La pieza de una herramienta de pesca (como pescador de agarre externo o arpón pescador) que engancha la pesca.

mordazas de la tubería de producción: Mordazas diseñadas específicamente para utilizarse con tuberías de producción. Ver **mordaza**.

mordazas: Piezas de metal en forma de cuña con dientes u otros elementos de agarre utilizadas para evitar que la tubería se deslice por el pozo o para mantenerla en su lugar. Las mordazas rotativas se ajustan alrededor de la tubería y se encajan contra el buje principal (o maestro) para sostenerla. Las mordazas eléctricas se accionan neumática o hidráulicamente, permitiéndole a la cuadrilla prescindir de la maniobra manual de las mordazas al realizar una conexión. Los empacadores y otros equipos de fondo de pozo quedan fijos en su posición por medio de las mordazas que enganchan la tubería por la acción dirigida desde la superficie.

movimiento browniano: Movimiento continuo e irregular de las partículas suspendidas en un medio líquido/gaseoso, por lo general, como una dispersión coloidal.

movimiento lateral: Diámetro más chico de la tubería de revestimiento, tubería de perforación o tubería de producción.

muestra: Recortes de perforación para información geológica que se obtienen del fluido de perforación al emerger del pozo. Los recortes se lavan, y secan y rotulan para indicar la profundidad.

múltiple de bomba: Conjunto de líneas y válvulas que permite varias alternativas para dirigir la succión y descarga de fluidos entre dos o más bombas.

múltiple de inyección forzada: Tipo de múltiple utilizado en tratamientos de inyección forzada.

N

neutralización: Reacción mediante la cual el ion de hidrógeno de un ácido y el ion de hidróxilo de una base se unen para formar agua; la sal es otro producto iónico.

niple de asentamiento de restricción interior: Adaptador provisto de un perfil que proporciona espacio para varios dispositivos de control de flujo por cable de alambre; también impide que las herramientas caigan al fondo.

niple de asentamiento: Adaptador para asentar en el interior de herramientas de tuberías de producción, como tapones, medidores de flujo, herramientas de adquisición de registros, etc.

niple de campana: Tramo corto de tubos para pozos de petróleo instalado en la parte superior del preventor de reventones. La parte superior y el extremo del niple se expanden, o adoptan una forma acampanada, para guiar las herramientas de perforación hacia el interior del pozo; generalmente provisto de una conexión lateral para la línea de llenado y la línea de retorno del lodo.

niple hacia arriba: Instalar el conjunto de preventores de reventón en el cabezal del pozo en la superficie.

niple: Cañería tubular con roscas en ambos extremos y menos de 12 pulgadas de longitud.

nitrógeno: Gas inerte (NO_2) que se utiliza para lavar a presión las paredes de un pozo.

nivel de fluido estático: Nivel que alcanza un fluido en un pozo cerrado.

nivel de fluido: Distancia desde la superficie terrestre hasta la parte superior de un líquido en la tubería de producción o de revestimiento en un pozo. El nivel de fluido estático se toma cuando el pozo no está produciendo y se ha estabilizado. El nivel dinámico, o de bombeo, es el punto al que cae el nivel estático en condiciones de producción. Ver **nivel de fluido estático**.

nivel de la piletta: Altura que alcanza el lodo de perforación en las piletas de lodo.

no localizado: Término utilizado para describir el pasaje de entrada de ensamblajes de sello en el diámetro interno pulido de un empacador que no se traba en el lugar correspondiente.

nomograma: Gráfica que representa una ecuación compuesta de un número de variables en forma de escalas, de manera tal que la línea recta atraviesa las escalas en los valores de variables que satisfacen la ecuación.

núcleo: Una muestra cilíndrica extraída de una formación para análisis geológico. Normalmente, se reemplaza un sacanúcleos convencional por la broca y se obtiene una muestra a medida que penetra la formación. Ver también **tomar núcleos de pared**. Tomar una muestra de la formación para análisis.

número atómico: Peso relativo de un átomo de un elemento en comparación con el peso de 1 átomo de oxígeno, donde 16 es el peso de 1 átomo de oxígeno.

número de bromo: Cantidad de centigramos de bromo que son absorbidos por 1 gramo de petróleo bajo ciertas condiciones. Es una prueba del grado de insaturación de un petróleo dado.

número de Reynolds: Número adimensional, Re , que forma parte de los fundamentos de la fluidodinámica. El diámetro, la velocidad, la densidad y la viscosidad (unidades consistentes) de un fluido que fluye a través de un conductor cilíndrico se relacionan de la siguiente manera:

número de yodo: El número que indica la cantidad de yodo que absorben los aceites, las grasas y ceras, que aporta una medida de los enlaces no saturados presentes. Por lo general, cuanto más alto es el número de yodo, más pronunciado es el efecto.



objetos tubulares: Cualquier tipo de tubería; también llamado tubular. Los objetos tubulares en el campo de petróleo incluyen tubería de producción, tubería de revestimiento, tubería de perforación y líneas de conducción. Ver **tubería**.

obrero de la plataforma de perforación: Miembro de la cuadrilla de perforación que trabaja en el piso de maniobra. En la mayoría de las plataformas, hay tres o más obreros por cuadrilla.

obtener muestras: Obtener recortes para información geológica a medida que la barrena penetra la formación. Las muestras se obtienen del fluido de perforación, a medida que éste emerge del pozo o del achicador, en la perforación con herramientas a cable. Los recortes se lavan cuidadosamente hasta que queden limpios de elementos extraños, y luego son secados y rotulados para indicar la profundidad a la que se obtuvieron. Ver **achicador, perforación con herramientas a cable, recortes**.

obtención: Restricción en el diámetro interior de la tubería de revestimiento.

ocho vueltas: Conexión cónica con ocho (8) roscas por pulgada, cada vuelta equivale a 0,125 pulgadas de carrera. Este tipo de conexión es muy común en el campo petrolero.

OCS: Abreviatura en inglés de *Outer Continental Shelf of United States, Plataforma Continental Exterior de los Estados Unidos (áreas de operación marinas)*.

operador de la concesión: También llamado **bombeador**. Ver **bombeador**.

operador de unidad: Compañía a cargo del desarrollo en un campo, como resultado de la asociación de varias compañías con el fin de producir.

operador: La persona o compañía, ya sea el propietario o arrendatario, que opera realmente un pozo de petróleo o la concesión.

operario de herramientas: Persona que opera herramientas; operario de empacadores; operario de la compañía de servicios.

operario de limpieza: Operario de servicio de pozos que se encarga limpiar pozos.

orientado: Se refiere a un sistema de tuberías para fluido en el que el fluido impacta contra un extremo relleno de plomo (testigo) o contra una conexión en T cuando el fluido cambia de dirección.

orificio de flujo: Orificio reductor, cuya apertura se presenta en incrementos de 1/64 pulgadas para estranguladores de fondo de pozo.

orificio: Instrumento con una abertura cuyo diámetro es menor que el diámetro de la tubería o accesorio en el que se encuentra ubicado para restringir parcialmente el flujo a través de dicha tubería. La diferencia de presión a ambos lados de una placa de orificios, según lo determina un medidor de orificios, puede utilizarse para medir el volumen de flujo a través de la tubería.

o-ring (anillo de sello de sección circular): Un tipo de sello circular que se utiliza normalmente en el campo de petróleo. Requiere deformación (inyección forzada) para energizar y sellar.

P

P – Delta P: Diferencia de presión, que se refiere a la que se produce en el espacio anular entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción.

P_t : la alcalinidad de fenolftaleína del filtrado, que se indica como el número de milímetros de ácido 0.02 normal (N/50) requerido por milímetro de filtrado para alcanzar el punto final de fenolftaleína.

papel filtro: Papel poroso sin apresto utilizado para filtrar líquidos. La prueba de filtrado de la API especifica papel filtro de 9 cm de espesor, Whatman n.º 50, o S & S n.º 576.

parafina: Hidrocarburo cuya fórmula es: C_nH_{2n+2} (por ejemplo, metano, CH_4 ; etano, C_2H_6 ; etc.). Los hidrocarburos de parafina de mayor densidad (es decir, aquellos de $C_{18}H_{38}$ y de densidad superior) forman una sustancia similar a la cera llamada parafina. Las parafinas más densas suelen acumularse en las paredes de la tubería de producción y de otros equipos de producción, restringiendo o deteniendo la circulación de las parafinas deseables más livianas.

parche de la tubería de revestimiento: Herramienta especial con un empaque de caucho o sello de plomo que se utiliza para reparar la tubería de revestimiento. Cuando la tubería de revestimiento está dañada en el fondo del pozo, se efectúa un corte por debajo de la tubería de revestimiento dañada, se retiran la tubería de revestimiento dañada y la sección superior del pozo y se extrae la sección dañada de la sarta de tubería de revestimiento. Se arma la herramienta y se baja al pozo hasta que se engancha a la parte superior de la tubería de revestimiento que queda en el pozo, y el empaque de caucho o sello de plomo de la herramienta forma un sello con la tubería de revestimiento que está en el pozo. Esta herramienta es del tipo de pescador de tubería exterior y con frecuencia se la llama pescador de tubería de revestimiento.

parche de tubería de revestimiento corta: Tubo corrugado de acero resistente colocado en el fondo de la tubería de revestimiento existente en un pozo para reparar un orificio o una fuga en la tubería de revestimiento. El parche se cementa a la tubería de revestimiento con fibra de vidrio y resina epoxi.

partícula: Unidad diminuta de materia, por lo general un cristal simple o de forma regular, con una gravedad específica similar a la de un cristal simple.

pasar: Pasar (el final de la cuerda) por un orificio o una abertura en un bloque o dispositivo similar.

pata de mula: Tubo corto cortado de tal manera que proporciona una apertura debajo del empacador para permitir la entrada del fluido.

patín: Montaje que se utiliza para mover equipos de un lugar a otro, generalmente sobre guías correderas que requiere desarmado mínimo.

PBR: Receptáculo de diámetro interno pulido, sección en la sarta de tubería de revestimiento que facilita el asentamiento de la tubería de producción (tubería de revestimiento).

pegadura (adherencia a las paredes) por presión diferencial: Adherencia que ocurre cuando parte de la columna de perforación, generalmente los collares de perforación, se incrustan en el revoque de filtración, lo que provoca la distribución no uniforme de la presión alrededor de la circunferencia de la tubería. Para que ocurra la pegadura, son necesarias una formación permeable y una presión diferencial a lo largo de un revoque de filtración casi impermeable y una columna de perforación.

pegadura (adherencia) a las paredes: Ver **pegadura (adherencia a las paredes) por presión diferencial**.

pentano: Cualquiera de los hidrocarburos isoméricos C_5H_{12} de la serie de metano que hay en el petróleo.

peón; peón de boca de pozo: Trabajador que asiste al capataz en tareas generales en torno a los pozos productores de petróleo, generalmente en el emplazamiento de la compañía petrolera. El peón de boca de pozo también puede desempeñarse como ayudante en una unidad de servicio de pozos o realizar tareas de mantenimiento generales en un equipo de perforación marina.

peptización: Incremento de la dispersión debido a la adición de electrólitos u otras sustancias químicas. Ver **defloculación y dispersión**.

percutor (tijera); martillar: 1. Dispositivo mecánico utilizado para generar un golpe (impacto) en una herramienta atascada. 2. Herramienta de percusión de operación mecánica o hidráulica para dar un golpe seco de martillo a objetos en el fondo del pozo. Los percutores se utilizan para liberar objetos que están atascados en el pozo o para aflojar tuberías de producción o tuberías de perforación que están suspendidas. Los golpes pueden aplicarse hacia arriba o abajo, mientras que el percutor se controla desde la superficie. Dar un golpe fuerte a la columna de perforación mediante el empleo de un percutor.

percutor hidráulico: También llamado percutor mecánico. Ver **percutor mecánico**.

percutor mecánico: Herramienta de percusión accionada en forma mecánica para permitir un impacto ascendente sobre una pesca mediante la liberación repentina de un dispositivo de disparo dentro de la herramienta. Si la pesca puede liberarse mediante un golpe ascendente, el percutor mecánico puede ser muy eficaz. También llamado percutor hidráulico.

pérdida de agua: Ver **pérdida de fluido**.

pérdida de circulación: Pérdida de cantidades de lodo entero en una formación, generalmente en lechos cavernosos, fisurados o gruesamente permeables, que se evidencia porque la todo o parte del lodo no puede regresar a la superficie al ser circulado en el pozo. La pérdida de circulación puede provocar un reventón y, en general, reduce la eficiencia de la operación de perforación. También se llama pérdida de retorno. Ver **reventón**.

pérdida de fluido: Medición de la cantidad relativa de fluido perdido (filtrado) a través de formaciones o membranas permeables cuando el fluido de perforación está sujeto a un diferencial de presión. Por el procedimiento estándar de la prueba de filtrado del API, ver práctica Recomendada API 13B.

pérdida de presión: 1. Una disminución en la cantidad de fuerza que ejerce un fluido contra una superficie, que normalmente se produce porque el fluido se mueve contra la superficie. 2. La cantidad de presión que indica el manómetro de presión de una tubería de perforación cuando la bomba de lodo hace circular fluido de perforación. Las pérdidas de presión se producen mientras el fluido está circulando.

pérdida de retorno: Pérdida de circulación provocada por fluido de perforación que pasa del pozo a una formación porosa, fracturada o cavernosa. También se llama pérdida de circulación. Ver pérdida de circulación.

pérdida por caída de presión: Pérdida de presión en una tubería o en el espacio anular debido a la velocidad del líquido en la tubería, las propiedades del fluido, la condición de la pared de la tubería y la alineación de la tubería. En determinados sistemas de mezclado de lodo, la pérdida de carga puede ser considerable.

pérdida por filtración: Flujo de fluidos y sólidos que ocurre en las etapas iniciales de una filtración, antes de que se taponen las aberturas de poros y se forme el revoque de filtrado. También llamada **pérdida por surgencia**.

perforable: Relativo a empacadores y otras herramientas que se dejan en el pozo para luego ser fragmentadas por la barrena. El equipo perforable está hecho de hierro fundido, aluminio, plástico u otro material blando y frágil.

perforación con bruma: Método de perforación rotativa mediante el cual se dispersa agua o aceite en aire o gas como fluido de perforación.

perforación con herramientas a cable: Método de perforación por el cual se deja caer una barrena puntiaguda en el fondo del pozo. La barrena se conecta a un cable, y el cable se levanta y se deja caer, repetidamente, a medida que se perfora el pozo.

perforación direccional: Desviación intencional de un pozo respecto de la vertical. A pesar de que los pozos por lo general se perforan verticalmente, a veces es necesario o conveniente perforar en ángulo con respecto a la vertical. La perforación direccional controlada permite alcanzar áreas del subsuelo que están alejadas lateralmente del punto en que la barrena penetra en el suelo. Este procedimiento utiliza turboperforadores, equipos Dyna-Drill, guíabarras u otras herramientas de desviación. Ver **Dyna-Drill, turboperforador y guíabarras**.

perforación marina: Perforación para obtener petróleo en un océano o lago grande. Una unidad de perforación para operaciones marinas puede ser una embarcación flotante móvil con un casco de barco o barcaza, una base semisumergible o sumergible, una estructura autopropulsada o remolcada con patas de soporte (o plataforma de perforación autoelevadiza) o una estructura permanente utilizada como plataforma después de la perforación. En general, los pozos de exploración se perforan desde embarcaciones flotantes móviles (como las plataformas semisumergibles y embarcaciones de perforación) o desde plataformas autoelevadizas, mientras que los pozos de desarrollo se perforan desde plataformas. Ver embarcación de perforación, plataforma de perforación autoelevadiza, plataforma, equipo de perforación semisumergible y pozo de exploración.

perforación rotativa: Método de perforación que utiliza una barrena rotativa para perforar un pozo aplicándole fuerza hacia abajo. La barrena se sujeta a la columna de perforación, la cual la hace girar, formando así un paso a través del cual puede circular el fluido de perforación. Las juntas adicionales de la tubería de perforación se agregan a medida que avanza la perforación.

perforador vertical: Configuración de herramienta perforable que permite la apertura a la presión de la formación, durante las tareas de trituración, antes de cortar las mordazas de las herramientas.

perforador: Empleado que está directamente a cargo de un equipo de perforación o reparación y de su cuadrilla. Su tarea principal es la operación de los equipos de perforación e izamiento, pero también es responsable de las condiciones en el fondo del pozo, de la operación de las herramientas de fondo de pozo y de las mediciones de las tuberías.

perforadora de fondo: Herramienta perforable permanente de las que se quitarán las mordazas de la herramienta antes de abrir el taladro de la herramienta y la presión de la formación que podría actuar.

perforadora de línea de arena: Dispositivo que se corre con la línea de perforación de una herramienta a cable, máquina de servicio o línea de arena de un equipo rotativo para perforar herramientas, quitar residuos del fondo de pozo, etc.

perforar la formación productiva: Operación durante el procedimiento de perforación en la que se está a punto de perforar la formación productiva.

perforar un pozo de reingreso; desviar la trayectoria del pozo: Perforar alrededor de una tubería de perforación o revestimiento partida que está alojada de forma permanente en el pozo empleando un desviador, turboperforador u otro motor de lodo. Ver perforación direccional, turboperforador y guíabarrenas.

perfs: Abreviatura en inglés para perforations (disparos), disparos en la tubería de revestimiento para permitir el influjo de hidrocarburos y gas.

permeabilidad absoluta: Medición de la capacidad de flujo de un solo fluido (como agua, gas o aceite) a través de una formación rocosa cuando la formación está totalmente llena (saturada) con un solo fluido. La medición de la permeabilidad obtenida cuando existe un solo fluido en la roca es distinta de la medición de la permeabilidad obtenida cuando hay dos o más fluidos presentes en la roca. Comparar con **permeabilidad efectiva**.

permeabilidad efectiva: Medición de la capacidad de un solo fluido de fluir a través de una roca cuando los espacios porosos no están completamente llenos o saturados por el fluido. Comparar con **permeabilidad absoluta y permeabilidad relativa**.

permeabilidad relativa: Medición de la capacidad de flujo de uno o más fluidos (como agua, gas o aceite) a través de una formación rocosa cuando la formación está totalmente llena (saturada) de varios fluidos. La medición de la permeabilidad obtenida cuando existen dos o más fluidos en la roca es distinta de la medición de la permeabilidad obtenida cuando hay un solo fluido presente en dicha roca. Comparar con **permeabilidad absoluta**.

permeabilidad: 1. Medida de la facilidad o capacidad de una roca para transmitir un fluido de una sola fase bajo condiciones de flujo laminar. La unidad de medida de la permeabilidad es el darcy. 2. Conductividad del fluido de un medio poroso. 3. La capacidad de un fluido de fluir en una red de poros interconectados de un medio poroso. Comparar con **permeabilidad absoluta, permeabilidad efectiva y permeabilidad relativa**.

permiso de pozo: Autorización, generalmente por parte de una agencia gubernamental de preservación, para perforar un pozo. En ocasiones, también se requiere un permiso para trabajos de remediación o profundización.

pesca (pescado); pescar: 1. Objeto dejado en un pozo durante las operaciones de perforación/ reparación que debe recuperarse antes de continuar con el trabajo. Puede ser cualquier objeto, desde un pedazo de metal hasta parte de la columna de perforación. 2. Recuperar piezas de equipos del interior del pozo que quedaron allí durante las operaciones de perforación, tales como una barrena dejada o un collar de perforación perdido, o parte de la columna de perforación. 3. Retirar ciertas piezas de equipos de un pozo antiguo, como empacadores, tuberías de revestimiento corta o tubo colador para permitir el reacondicionamiento del pozo.

pesca: Operaciones del equipo para recuperar secciones de tubería, collares, residuos u otros elementos que obstruyan el pozo.

pescadespojos: Herramienta de pesca que se utiliza para recuperar una sarta dividida de varillas de bombeo u otra pesca de tipo tubular de un pozo.

pescador de agarre externo para la tubería de revestimiento. Ver **parche de la tubería de revestimiento**.

pescador de agarre externo: 1. Herramienta o instrumento de pesca que se conecta a la tubería de producción o perforación y se baja por fuera de la pared de una pesca, tubería o varilla de bombeo perdida o atascada en el pozo. Dispositivo de fricción del pescador de agarre externo que, por lo general, es una canasta o mordaza en espiral, y agarra firmemente la pesca, permitiendo su extracción del pozo. 2. Herramienta de recuperación externa colocada sobre una pesca tubular y la agarra por la superficie exterior con una mordaza.

peso del lodo: Medida de la densidad de un fluido de perforación expresada en libras por galón (ppg), libras por pie cúbico (lb/pie³), o kilogramos por metro cúbico (kg/m³). El peso del lodo está relacionado directamente con la cantidad de presión que ejerce la columna de lodo de perforación en el fondo del pozo.

peso equivalente: Peso atómico o de fórmula de un elemento, compuesto o ion dividido por su valencia. Los elementos siempre se combinan en cantidades proporcionales a su peso equivalente. También llamado **peso combinado**.

peso molecular: La suma de los pesos atómicos de todos los átomos constituyentes en la molécula de un elemento o compuesto.

peso: En la terminología de lodos, se refiere a la densidad de un fluido de perforación. Suele expresarse en libras/galón, libras/pie cúbico, psi presión hidrostática por 1.000 pies de profundidad.

pestillo (abrazadera) de seguridad: Dispositivo que se utiliza para suspender una sarta de varillas después de haber espaciado la bomba o cuando se debe quitar el peso de la sarta de varillas del equipo de bombeo.

petróleo crudo agrio: Petróleo que contiene sulfuro de hidrógeno u otro compuesto sulfúrico.

petróleo crudo dulce: Petróleo que no contiene, o que casi no contiene, sulfuro, especialmente sulfuro de hidrógeno.

petróleo crudo: Petróleo líquido sin refinar, cuya gravedad puede variar entre 9 y 55 grados API, y su color fluctúa entre el amarillo y el negro. Puede ser de base parafínica, asfáltica o mixta. Si un petróleo crudo contiene una cantidad apreciable de azufre o compuestos de azufre, se lo llama crudo agrio. Si tiene poco o nada de azufre es llamado crudo dulce. Además, el crudo puede considerarse pesado o liviano de acuerdo con la gravedad API. El petróleo liviano tiene una gravedad API más alta. Ver petróleo crudo agrio y petróleo crudo dulce.

petróleo de carga: El petróleo crudo o refinado utilizado para fracturar una formación a fin de estimular un pozo, a diferencia del petróleo habitualmente producido por el pozo.

petróleo en condiciones de tanque: Petróleo en condiciones atmosféricas en un tanque de almacenamiento. El petróleo en condiciones de tanque carece de gran cantidad del gas disuelto que está presente a la presión y temperatura del yacimiento.

petróleo vivo: Petróleo crudo que contiene gas y no ha sido estabilizado o intemperizado. Puede provocar corte por gas cuando es añadido al lodo y constituye un posible riesgo de incendio.

pH: Abreviatura de potencial del ion hidrógeno. La escala de valores de pH va de 0 a 14, siendo 7 su estado neutro e indican la acidez (inferior a 7) o alcalinidad (superior a 7) del fluido. Los números son una función de la concentración del ion hidrógeno en peso iónico de gramos por litro que, a su vez, es una función de la disociación del agua, como se indica a continuación: $\frac{-(H)(OH)}{(H_2O)} = \frac{KH_2O}{1} = 1 \times 10^{-u}$ El pH puede expresarse como el logaritmo (base 10) de la recíproca (o logaritmo negativo) de la concentración del ion hidrógeno. El pH de una solución proporciona información valiosa sobre acidez o alcalinidad, en contraste con la acidez o alcalinidad total (que puede titularse).

pie cúbico: Unidad de volumen equivalente al volumen de un cubo de 1 pie de lado. El gas natural en Norteamérica generalmente se mide en pies cúbicos, y el pie cúbico estándar equivale a una unidad de gas a 60<198> °F y 14,65 psia.

píldora: Fluido viscoso gelificado.

pileta de succión: Pileta de lodo de la que se toma el lodo por medio de la succión de las bombas de lodo; también llamada ***pileta colectora***.

piletas de lodo: Una serie de tanques abiertos, instalaciones de almacenaje de acero o tierra, en los que se deja descansar el lodo de perforación para permitir la decantación de la arena y los sedimentos. Los aditivos se mezclan con el lodo en las piletas, y el fluido se almacena temporalmente allí antes de ser bombeado nuevamente al pozo. Los equipos modernos de perforación rotatoria por lo general están provistos de dos o tres piletas, usualmente tanques de acero fabricados con tuberías, válvulas y agitadores de lodo incorporados. Las piletas de lodo también se denominan piletas de agitación (zarandeadores), fosas de decantación y piletas de succión, según su función principal. También se llaman ***tanques de lodo***. Ver ***pileta de agitación (zarandeador)***, ***fosa de decantación*** y ***pileta de succión***.

piloto: Monitor de presión utilizado para detectar cambios de presión en la línea de flujo.

pistola (cañón) semidesechable: Cañón disparador no recuperable que atraviesa la tubería de producción.

pistola (o cañón) de disparo: Dispositivo explosivo provisto de cargas premoldeadas o balas que se baja a la profundidad deseada en un pozo y se dispara para crear orificios de penetración en la tubería de revestimiento, cementación y formación. Ver ***disparar a bala***.

pistola de la tubería de revestimiento: Pistola o cañón de disparos que se baja por la sarta de tubería de revestimiento.

pistolas (cañones): Dispositivos explosivos que se utilizan para disparar.

pistón concéntrico: La presión de la tubería de producción que actúa sobre el área neta del pistón provoca que se ejerza una fuerza sobre un mandril.

pistón: 1. Tapa de succión de goma (caucho) bajada en un cable de acero o bombeada desde la superficie para poner en producción un pozo. 2. Cilindro hueco forrado de goma (caucho) que se monta en un mandril hueco con una unión macho en el extremo superior para conectar a la línea de suaveo (pistoneo). Una válvula de retención de apertura ascendente en el extremo inferior proporciona un medio para extraer el fluido del pozo cuando la presión no alcanza para soportar el flujo. El suaveo es una operación temporal cuya finalidad es determinar si se puede hacer fluir el pozo o no. Si el pozo no fluye después del suaveo, debe instalarse una bomba como dispositivo de levantamiento permanente para traer el petróleo a la superficie. Ver ***mandril***.

plasticidad: Propiedad que poseen algunos sólidos, en especial las arcillas y lechadas de arcilla, de cambiar de forma o fluir cuando son sometidos a una tensión, sin formar planos de corte o fracturas. Tales cuerpos tienen umbrales de fluencia plástica, y debe aplicárseles tensión antes de que comience el movimiento. Superado el umbral de fluencia plástica, la velocidad de movimiento es proporcional a la tensión aplicada, pero cesa al eliminar esa tensión. Ver ***fluido***.

plataforma de perforación autoelevadiza: Estructura de perforación marina con patas tubulares o tipo torre que sostiene la cubierta y el casco. Cuando es colocada sobre el sitio de perforación, los extremos inferiores de las patas descansan sobre el lecho marino. Esta plataforma autoelevadiza se remolca o impulsa hasta la ubicación con sus patas elevadas. Una vez que las patas están firmemente asentadas en el fondo, la altura de la cubierta y el casco se regulan y nivelan.

plataforma de reacomodamiento: Plataforma pequeña con proyecciones salientes de acero en forma de dedo, fijadas al lateral del mástil en un unidad de servicio de pozo. Cuando se extraen las varillas de bombeo o la tubería de producción de un pozo, la parte superior de las varillas o de la tubería de producción se coloca (arruma) entre las proyecciones de acero y se mantiene en posición vertical en el mástil.

PM: Alcalinidad de fenolftaleína del lodo, que se indica como el número de milímetros de ácido 0.02 normal (N/50) requerido por milímetro de lodo.

polea opresora: Parte superior del travesero alzapoleas de una línea de acero a través de la cual pasa la línea de un camión.

polea viajera doble: Bloque viajero de dos velocidades, que permite que un elevador levante tiros a medida que los desenrosca mientras el bloque viajero continúa su movimiento.

poliacrilato de sodio: Polímero de acrilonitrilo sintético de alto peso molecular que se utiliza principalmente como agente de control de pérdida de fluido.

polímero: Sustancia formada por la unión de dos o más moléculas de la misma clase, unidas de punta a punta con otro compuesto que tiene los mismos elementos en la misma proporción, aunque con un peso molecular superior y distintas propiedades físicas, por ejemplo, el paraformaldehído. Ver **copolímero**.

poner en producción un pozo: Completar un pozo y ponerlo en el estado de producción.

porcentaje: Para porcentaje de peso, ver **ppm**. El porcentaje de volumen es la cantidad de partes volumétricas de un constituyente líquido o sólido por 100, como partes volumétricas del todo. El porcentaje de volumen es el método más común para registrar el contenido de sólidos, aceite y agua de los fluidos de perforación.

poro: Abertura o espacio dentro de una roca o masa de rocas, generalmente pequeño y que suele estar lleno de algún fluido (como agua, petróleo, gas, o los tres). Comparar **vacuola**.

porosidad: Espacio vacío en una formación rocosa, que suele expresarse como porcentaje de espacios vacíos por volumen aparente. La porosidad absoluta se refiere al total de espacio entre los poros de una roca, independientemente de si dicho espacio resulta accesible para la penetración de fluido o no. La porosidad efectiva se refiere al total de espacio entre los poros conectados, es decir, el espacio disponible para la penetración del fluido. Ver **permeabilidad**.

poroso: Condición de algo que contiene poros, por ejemplo, una formación rocosa. Ver **poro**.

posar: Bajar tubería/tubería de producción y asentarla en una herramienta de fondo de pozo.

posicionamiento dinámico: Método por el cual se mantiene una plataforma flotante de perforación marina sobre la zona de ubicación de un pozo. Generalmente, hay varios motores impulsores en el/los casco(s) de la estructura que se accionan mediante un sistema de detección. Este sistema envía señales a una computadora que controla los impulsores para que mantengan la posición de la plataforma.

potasio: Uno de los elementos alcalinos de metal, cuya valencia es 1 y su peso atómico alrededor de 39. Los compuestos potásicos, más comúnmente hidróxido de potasio (KOH), suelen agregarse a los fluidos de perforación para otorgarles propiedades especiales, por lo general, de inhibición.

potencial de circulación: Sección electrocinética de la curva de potencial espontáneo (SP, por sus siglas en inglés) de un registro eléctrico, que puede verse afectada significativamente por las características de filtrado y de revoque de filtración del fluido de perforación empleado para perforar el pozo.

potencial espontáneo: Una de las características eléctricas naturales que presenta una formación, obtenida con una herramienta de adquisición de registros que se baja al pozo. También llamado autopotencial, es una de las curvas básicas que se obtienen por medio del registro de pozos eléctricos. Se suelen usar las iniciales SP (del inglés spontaneous potential).

potencial Z: Potencial electrocinético de una partícula determinado por su movilidad electroforética. Este potencial eléctrico provoca que las partículas coloidales se repelen mutuamente y se mantengan en suspensión.

potencial: Columna máxima de petróleo o gas que puede producir un pozo.

pozo agrio: Pozo o formación del que se sabe que contiene gas de sulfuro de hidrógeno.

pozo casi agotado; enjugador de tubería: 1. Pozo cerca del agotamiento, que produce cantidades muy pequeñas de petróleo o gas. 2. Cabezal estabilizador. Ver **cabezal estabilizador**.

pozo con flujo natural: Pozo que produce petróleo o gas por la propia presión del yacimiento sin necesidad de emplear un medio de elevación artificial.

pozo de alivio: Pozo perforado para combatir un reventón; se utiliza para hacer canalizar lodo hacia el pozo con golpe de presión.

pozo de desarrollo: 1. Perforación de un pozo en territorio comprobado de un campo para completar un patrón de producción. 2. Pozo de explotación. Véase **pozo de explotación**.

pozo de exploración: 1. Pozo que se perfora en un área donde no existe producción de petróleo o gas. Teniendo en cuenta los métodos y equipos de exploración actuales, cerca de uno de cada seis pozos de exploración resultan productivos, lo que no quiere decir que todos sean rentables. 2. Barboten o molinete (en cuanto a la náutica): Roldana acanalada de un cabrestante que se utiliza para jalar la cadena de ancla vs. perforar pozos exploratorios.

pozo de explotación: Pozo perforado que permite mayor eficacia en la extracción de petróleo del yacimiento. A veces llamado pozo de desarrollo. Ver **pozo de desarrollo**.

pozo de gas: Pozo que produce principalmente gas natural.

pozo de inyección de gas: Pozo al que se le inyecta gas con el propósito de mantener o complementar la presión en un yacimiento petrolífero. Este es su nombre más común.

pozo de inyección: Pozo en el que se han inyectado fluidos en un estrato subterráneo para aumentar la presión del yacimiento.

pozo marginal: Un pozo que se está acercando al agotamiento de su recurso natural al grado que cualquier beneficio de la producción continua es dudoso.

pozo muerto: 1. Pozo que deja de producir petróleo o gas temporal o permanentemente. 2. Pozo que fue ahogado tras recibir un golpe de presión.

pozo piloto; ratonera: 1. Agujero en el piso de perforación a 30-35 pies de profundidad, alineado con la tubería de revestimiento que se proyecta por encima del piso, dentro del cual se colocan el vástago de perforación y la unión giratoria durante las operaciones de izamiento. 2. Agujero cuyo diámetro es menor que el del principal, que se perfora en el fondo del pozo principal. Para reducir el tamaño del pozo y seguir perforando. Operación de profundización adicional por debajo de la zapata de la tubería de revestimiento en el pozo.

pozo seco: Un pozo que no produce petróleo o gas en cantidades comerciales. Agua, gas, y hasta petróleo pueden fluir de un pozo seco, pero no en cantidad suficiente como para justificar la producción.

pozo torcido: Pozo que se ha desviado de la vertical. Esto ocurre, generalmente, en secciones alternadas de estratos duros y suaves que presentan un ángulo de inclinación muy pronunciado.

pozo vecino: Pozo perforado en una extensión de tierra contigua a la de otro propietario, en la que hay un pozo productor.

pozo: Agujero; el pozo perforado por la barrena. El pozo puede estar entubado o abierto (es decir, descubierta), o puede tener una parte entubada y otra parte descubierta. Ver **entubado y descubierta**.

pozo: El pozo en sí; agujero que se forma al perforar o taladrar. Ver **agujero**.

ppm: Abreviatura de **partes por millón**. Unidad de peso de soluto por millón de unidades de peso de solución (soluto más solvente), que corresponde al porcentaje de peso, salvo que la base es un millón en lugar de cien. Los resultados de las titulaciones del cloruro, dureza, entre otros, conforme el estándar del API, se expresan correctamente en miligramos (mg) por litro, pero no en ppm. En bajas concentraciones, mg/l es prácticamente equivalente a ppm.

práctica de preventor de reventones: Procedimiento de entrenamiento para determinar que la cuadrilla de perforación esté completamente familiarizada con las prácticas operativas correctas que deben seguirse al usar los equipos de prevención de reventones. Un “simulacro” de una acción preventiva de reventón.

precipitado: Material que se separa de la solución o lechada en calidad de sólido. La precipitación de sólidos en un fluido de perforación puede darse después de la floculación o coagulación, como la arcilla roja dispersa luego de agregar un agente floculante al fluido.

prensa de filtro: Dispositivo que se utiliza para determinar la pérdida de fluido de un fluido de perforación según las especificaciones de la Práctica Recomendada API 13B.

prensaestopas: Cabezal de prensaestopa enroscado en la parte superior del cabezal del pozo a través del cual funciona el vástago de bombeo en una pozo de bombeo. Impide el escape de petróleo, desviándolo a una salida lateral conectada a la línea de fluido hasta el separador de petróleo y gas o a los tanques de almacenamiento del campo.

preservante: Generalmente paraformaldehído. Material que se utiliza para impedir que el almidón u otra sustancia fermenten por acción bactericida.

presión anormal: Presión de los poros que excede la presión resultante de la presión hidrostática que ejerce una columna vertical de agua cuya salinidad es normal para el área geográfica.

presión de cierre de fondo de pozo: Presión en el fondo de un pozo cuando las válvulas de superficie en el pozo están completamente cerradas. La presión es originada por los fluidos presentes en la formación en el fondo del pozo. ***presión de cierre de la tubería de revestimiento:*** Presión del fluido del espacio anular sobre la tubería de revestimiento en caso de cerrar el pozo.

presión de cierre de la tubería de perforación: Presión del fluido de perforación en el interior de la columna de perforación. Se utiliza para medir la diferencia entre la presión hidrostática y la presión de la formación cuando se cierra un pozo y se apaga la bomba de lodo.

presión de circulación de la velocidad de ahogo: Presión de bombeo necesaria para hacer circular el volumen de ahogo cuando no hay un golpe de presión.

presión de circulación inicial: Presión de la tubería de perforación que se requiere para la circulación inicial a la velocidad de ahogo seleccionada mientras se mantiene la presión de la tubería de revestimiento en la válvula de cierre; es equivalente a la presión de circulación de la velocidad de ahogo más la presión de cierre de la tubería de perforación. Su abreviatura es ***ICP***.

presión de circulación: Presión generada por las bombas de lodo, que se ejerce en la columna de perforación.

presión de estrangulador: Ver ***contrapresión***.

presión de fondo: Según el contexto, ya sea la presión ejercida por una columna de fluido contenida en un pozo o la presión de la formación en la profundidad de interés.

presión de formación: Fuerza que ejercen los fluidos de una formación, registrada en el pozo al nivel de la formación cuando el pozo está estático. También se llama ***presión de yacimiento p presión estática de fondo de pozo***. Ver ***presión de yacimiento y presión estática de fondo de pozo***.

presión de fractura de formación: Punto en el que la formación se fracturará por la presión ejercida en el pozo.

presión de la tubería de perforación: Cantidad de presión ejercida en el interior de la tubería de perforación como resultado de la circulación de presión, el ingreso de presión de la formación al pozo, o ambas cosas.

presión de los poros: Presión que ejercen los fluidos dentro del espacio de poros de la formación.

presión de prueba: Presión de trabajo de un equipo multiplicada por un factor de seguridad.

presión de trabajo: Clasificación del límite de presión de un equipo.

presión de yacimiento: Presión en un yacimiento bajo condiciones normales.

presión del pozo: Presión total ejercida en el pozo por una columna de fluido y/o la contrapresión impuesta en la superficie.

presión diferencial: La diferencia de presión entre la carga hidrostática de la columna de fluido de perforación y la presión de la formación a cualquier profundidad dada en el pozo. Puede ser positiva, nula, o negativa con respecto a la carga hidrostática.

presión en la tubería de revestimiento: Presión acumulada en un pozo entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción o la tubería de revestimiento y la tubería de perforación. Ver ***contrapresión***.

presión final de circulación: Presión de la tubería de perforación necesaria para circular a la velocidad seleccionada de ahogo ajustada para aumentar la densidad por ahogo del fluido de perforación sobre la densidad original del fluido de perforación; se utiliza desde el momento en que el fluido de perforación de ahogo alcanza el fondo de la sarta de perforación hasta que se terminan las operaciones de ahogo o se produce un cambio en la densidad por ahogo del fluido de perforación o en la velocidad de ahogo.

presión hidrostática: Presión ejercida por un cuerpo de fluido en reposo; la presión hidrostática aumenta en forma directamente proporcional al peso y la profundidad del fluido. En perforación, el término se refiere a la presión ejercida por el fluido de perforación en el pozo. Ver ***carga hidrostática.***

presión mínima de fluencia interna: La presión interna más baja a la que se producirá una falla (de la tubería).

presión normal: Presión de la formación equivalente a la presión que ejerce una columna vertical de agua cuya salinidad es normal para el área geográfica.

presión: Fuerza por unidad de área que se ejerce sobre una superficie (tal como la que ejerce un fluido contra la pared interior de un recipiente o sistema de tuberías o la que ejerce una columna de gas sobre el cabezal del pozo). En Estados Unidos, la presión se expresa normalmente en libras por pulgada cuadrada (psi), mientras que en otros países la unidad más común es el kilopascal (kPa).

preventor anular de reventones: Dispositivo que se instala generalmente arriba de preventores de ariete para controlar la presión del cabezal de pozo. La compresión de un elemento de empaque de goma o caucho reforzado que ejerce la presión hidráulica acciona el dispositivo que luego actúa como sello. Un preventor anular de reventones (BOP, por sus siglas en inglés) estándar cerrará la presión anular, la presión del agujero abierto y permitirá rectificar la tubería de producción/tubería de perforación mientras contiene la presión del pozo.

preventor con empaque o de enjugador de tubería: Preventor que contiene una unidad de material empaquetador cuyo cierre depende de la presión del fondo del pozo. Se utilizan principalmente para extraer la tubería a través del pozo o permitir que la tubería se mueva con presión en el espacio anular.

preventor de ariete ciego: Preventor de reventones en el cual los arietes ciegos son los elementos de cierre. Ver ***ariete ciego.***

preventor de ariete de tubería: Preventor de reventones que utiliza esclusas de corte como elementos de cierre. Ver ***ariete de tubería (esclusa de corte).*** ***pileta:*** Contención temporal de fluidos de pozo, generalmente una fosa de tierra.

preventor de ariete: También se lo llama ***válvula de control de esclusas*** (véase).

preventor de reventones de varilla: Ariete que se utiliza para cerrar el espacio anular alrededor de la barra pulida o varilla de bombeo en un pozo de bombeo.

preventor de reventones submarino: Preventor de reventones que se coloca en el lecho marino y se emplea en plataformas flotantes de perforación marina.

preventor de reventones tipo dardo: Preventor de reventones instalado en la parte superior de la columna de perforación cuando el pozo golpea a través de la tubería de perforación. Es enroscado en posición abierta y luego cerrado contra la presión. Debe su nombre a que la válvula de cierre tiene forma de dardo.

preventor de reventones: Equipo instalado en el cabezal del pozo para que no escape la presión ya sea por el espacio anular entre la tubería de revestimiento y la tubería de perforación o por un pozo abierto (es decir, pozo sin tubería de perforación) durante las operaciones de perforación y terminación. El preventor de reventones se coloca debajo del piso de perforación en las operaciones terrestres y marítimas de “apilado de superficie”, y en el fondo oceánico para los equipos de perforación flotantes de perforación marina o de “apilado submarino”. Ver ***preventor anular de reventones y válvula de control de esclusas.***

preventor interior de reventones: Válvula que se instala en la columna de perforación para evitar un reventón en el interior de la columna. De esta manera, solo es posible el flujo descendente, lo que permite bombear el lodo al interior pero impide que el flujo vuelva hacia arriba por la columna. También llamado **preventor interno de reventones (IBOP, por sus siglas en inglés)**.

preventor interno de reventones: También se lo llama **preventor interior de reventones** (véase).

preventor interno: También llamado **preventor interior de reventones**. Válvula de retención situada en la tubería de perforación que permite la circulación descendente por el pozo, pero que impide cualquier contraflujo (flujo de retorno).

preventores para cable eléctrico: Preventores que se instalan en la parte de arriba del pozo o de la tubería de perforación como medida de precaución mientras se baja el cable eléctrico. El empaque del preventor se cerrará alrededor del cable eléctrico.

probador de la tubería de producción: Válvula (de rotación de tubería de producción) de operación mecánica que se utiliza para cerrar la presión de la formación por encima de un empacador, con el objetivo de probar todas las conexiones entre el empacador y el árbol.

producción afluyente: Tasa alta de flujo que se alcanza con un pozo nuevo.

producción bruta: Producción total de petróleo de un pozo o una concesión durante un período específico de tiempo. goma de guar: Un polisacárido hidrófilo procedente de la semilla de la planta de guar. La goma se clasifica químicamente como galactomanano. Las lechadas de goma de guar que se preparan en agua dulce o salmuera poseen propiedades de flujo pseudoplástico.

producción: 1. Fase de la industria petrolera que se ocupa de traer los fluidos del pozo a la superficie y de separarlos, almacenarlos y medirlos, además de otras actividades relacionadas con la preparación del producto para la tubería. 2. Cantidad de petróleo o gas producido en un período determinado.

profundidad total (TD): Longitud o profundidad total o máxima que se alcanza en un pozo.

programa de lodos: Plan que se elabora para su cumplimiento con respecto al tipo y las propiedades del fluido de perforación que se usará en la perforación de un pozo teniendo en cuenta la profundidad. Algunos factores que influyen en el programa de lodo son el programa de tuberías de revestimiento y características de la formación como tipo, competencia, solubilidad, temperatura y presión.

propano: Hidrocarburo parafínico, C_3H_8 , un gas a condiciones atmosféricas comunes, pero que puede licuarse fácilmente bajo presión. Elemento constitutivo del gas licuado de petróleo (LPG). Ver **gas licuado de petróleo**.

prorrato: Sistema impuesto por una agencia estatal o federal o por mutuo acuerdo entre operadores que limita la cantidad de petróleo que puede producirse de un pozo o campo en un período de tiempo determinado.

protector de la tubería de revestimiento: Niple corto roscado que se enrosca en el extremo abierto del acoplamiento y sobre el extremo roscado para evitar la acumulación de polvo y daños en las roscas. También se llama **protector de rosca, y está hecho de acero o de plástico**. Ver **protector de rosca**.

protector de rosca: Dispositivo que se enrosca sobre o por dentro de las roscas de tubería para protegerlas de posibles daños cuando la tubería no está en uso. Los protectores pueden ser metálicos o de plástico.

prueba de admisión; prueba de pérdida de fluido: Presión ejercida por la superposición de presión de superficie sobre una columna de fluido para determinar la presión a la que la formación expuesta permite el ingreso de todo el fluido.

prueba de capacidad de la formación: Presión que se ejerce por la superposición de presión superficial sobre una columna de fluido para determinar la capacidad de resistencia de un área del subsuelo a una presión hidrostática determinada. También llamada **prueba de integridad de la formación**.

prueba de flujo: Prueba que se realiza para confirmar la velocidad de caudal a través de una herramienta antes de bajar al pozo.

prueba de formación: Acción de recolectar datos sobre una formación para determinar su productividad potencial antes de instalar una tubería de revestimiento en el pozo. El método convencional es la prueba de productividad potencial de la formación. La herramienta de prueba de productividad potencial está provista de un empacador, válvulas o puertos que pueden abrirse y cerrarse desde la superficie, y un dispositivo para registrar la presión. La herramienta se baja hasta el fondo en una sarta de tubería de perforación y se fija el empacador, para aislar la formación que se va a analizar de las formaciones superiores y para sostener la columna de fluido que está por encima del empacador. Se abre uno de los puertos de la herramienta para purgar la presión atrapada por debajo del empacador hacia el interior de la tubería de perforación; de esta manera, la formación queda gradualmente expuesta a la presión atmosférica y el pozo puede producir a la superficie, en donde se toman muestras de los fluidos del pozo para su inspección posterior. Teniendo en cuenta el registro de las presiones obtenidas, pueden inferirse diversas características de la formación.

prueba de producción: Prueba del potencial de producción del pozo que se realiza generalmente durante la fase de terminación inicial.

prueba de productividad potencial de la formación: Método para obtener información acerca del potencial de productividad de una formación antes de instalar la tubería de revestimiento en un pozo para determinar la existencia de petróleo o gas en cantidades comerciales. Ver ***prueba de la formación***.

prueba del asiento de la tubería de revestimiento: Procedimiento por el cual la formación que está inmediatamente debajo de la zapata de la tubería de revestimiento es sometida a una presión equivalente a la ejercida por un exceso de densidad de perforación o por la presión resultante de un fluido de perforación más denso sumado a la contrapresión originada por un golpe de presión.

prueba del empacador: Prueba de presión del fluido de la tubería de revestimiento. También llamada ***prueba de ductilidad***.

prueba piloto: Método para predecir el comportamiento de sistemas de lodo que consiste en mezclar cantidades de lodo y aditivos de lodo, para luego analizar los resultados.

PSA (pressure setting assembly): Término genérico para el conjunto de ajuste de presión; herramienta utilizada para ajustar herramientas permanentes en cables eléctricos, por fuerza explosiva.

puente; obstruir: Obstrucción causada en un pozo por la intrusión de formaciones del subsuelo.

puerta de la torre: Abertura en forma de V a nivel del piso sobre un lado de la torre o mástil, opuesta al malacate que se utiliza para poner en producción una tubería de perforación, tubería de revestimiento y otras herramientas desde la plataforma para tuberías. El nombre proviene de la torre del estándar anterior, cuya abertura tenía la forma de una V invertida.

punto de anilina: La temperatura más baja a la que volúmenes iguales de anilina recién destilada y el petróleo siendo examinado son completamente miscibles. Este ensayo indica el carácter (paraafínico, nafténico, asfáltico, aromático, procedente de yacimientos de la región conocida como mid-continent, entre otros) del petróleo. El punto de anilina del diésel o crudo utilizado en el lodo de perforación también indica el efecto de deterioro que podrían tener estos materiales sobre el caucho (hule) natural o sintético. Cuanto menor sea el punto de anilina del petróleo, más dañará generalmente las piezas de caucho.

punto de atascamiento: Profundidad a la que se encuentra atascada la columna de perforación, tubería de producción o de revestimiento en el pozo.

punto de pegado: Profundidad a la que se atascó una tubería de producción, tubería de revestimiento o de perforación en el pozo. Ver ***indicador de punto libre***.

punto final: Final de una operación o el punto en que se observa un cambio definido. En la titulación, este cambio suele manifestarse como un cambio de color de un indicador que ha sido agregado a la solución o como la desaparición de un reactivo de color.

punto libre: Profundidad a la que se encuentra una tubería atascada en el pozo o, más específicamente, la profundidad de un punto que está justo arriba de la tubería atascada.

(punto) neutro: Posición del indicador de peso del equipo que marca cero en la carga del gancho.

puntos: Manera de indicar la carga o la fuerza del gancho, lectura del indicador del equipo; 1 punto = 1.000 libras.

purga: Evacuación de la presión de un pozo.

purgado: Liberación controlada de fluidos de un sistema cerrado y a presión con el objetivo de reducir la presión.

purgar: Drenar líquido o gas, por lo general lentamente, a través de una válvula de purga. Drenar o purgar es liberar lentamente la presión del pozo o de equipos presurizados.

Q

quebracho: Aditivo de fluido de perforación utilizado de forma generalizada como diluyente o dispersante para controlar la viscosidad y la tixotropía. Se trata de un extracto cristalino del árbol de quebracho que contiene esencialmente ácido tánico.

quietud: Estado de quietud o reposo (inmóvil). Estático.

R

radical: Dos o más átomos que se comportan como una sola unidad química, es decir, como un átomo; por ejemplo, sulfato, fosfato, nitrato.

ragón: Pedazo de presión de cierre roto o torcido dentro de una rosca hembra. A veces, puede sobrepasar la conexión.

rampa; área de almacenamiento de las tuberías: 1. Rampa situada al costado de la plataforma de perforación donde se coloca la tubería para ser levantada al piso de la torre de perforación por medio del cable de maniobras. 2. Cualquier pasillo elevado.

rango de carga: En la bomba mecánica, la cantidad de peso que la varilla de bombeo es capaz de levantar.

ranura automática en forma de "J": Tipo de mecanismo en los empacadores o herramientas donde la acción de levantamiento recto o de asentamiento fija o libera la herramienta.

ranura en forma de J: Tipo de mecanismo en los empacadores o herramientas donde la acción giratoria de la tubería impulsa al mandril de la herramienta a realizar una serie de movimientos, similares a los de la letra J, para fijar o liberar la herramienta.

raspador: Dispositivo de entubación que se utiliza para acondicionar la boca del pozo.

raspatubos; taco de limpiar tubos: 1. Dispositivo que se baja o bombea al fondo de un pozo, generalmente por medio de la tubería de perforación o tubería de producción. 2. Todo tipo de herramienta "que se baja" al pozo.

Re = diámetro × velocidad × densidad × viscosidad, o $Re = DV \rho/\mu$

rebajo: Tendencia de una barra o tubería de metal a estrecharse, adoptando un diámetro reducido en un punto determinado, cuando está sometida a una tensión longitudinal excesiva.

receptáculo del empacador del pozo: Un PBR recuperable anclado a la parte superior de un empacador de producción para bajar un ensamblaje de sellos.

receptáculo del sello de la tubería de revestimiento: Adaptador de la tubería de revestimiento que contiene un diámetro interno pulido y una rosca de paso izquierdo, que opera como un cruce de paso entre los tamaños de tubería de revestimiento, para proporcionar un anclaje para la tubería de producción.

recorrido corto: Desplazamiento de los fluidos del pozo desde el espacio anular hacia arriba por la tubería de producción.

recortes: Fragmentos de roca que se desprenden por la acción de una barrena y que son llevados a la superficie por el lodo de perforación. Los geólogos analizan las muestras lavadas y secas de recortes para obtener información acerca de la formación que se perfora.

rectificación: El proceso de introducir o extraer una tubería cuando el pozo está bajo presión sin permitir el flujo vertical en la parte superior del pozo.

rectificador: Herramienta utilizada en perforación para alisar la pared de un pozo, agrandar el diámetro del pozo a un tamaño especificado, estabilizar la barrena, enderezar el pozo si se detectan torceduras o dobleces pata de perro, y perforar direccionalmente. Ver **rectificar**. **bomba alternativa:** Bomba que consiste en un pistón que se mueve de un lado para otro o vertical y horizontalmente en un cilindro. El cilindro está equipado con válvulas de entrada (succión) y salida (descarga). Durante la carrera de admisión, las válvulas de succión se abren, y el fluido se vierte en el cilindro. Durante la carrera de descarga, las válvulas de succión se cierran, las de descarga se abren y el fluido sale con fuerza del cilindro.

rectificar: Agrandar un pozo al perforarlo nuevamente con una barrena especial. frecuencia menudo, el pozo piloto o ratonera se rectifica o abre al mismo tamaño que el pozo principal. Ver **pozo piloto; ratonera**.

recuperación primaria: Producción de petróleo en la que solo las fuentes de energía naturales del yacimiento facilitan el movimiento de los fluidos del pozo.

reemplazo: Proceso mediante el cual un volumen de fluido equivalente al volumen de acero de las herramientas y tubulares recuperados del pozo regresa al pozo.

reforzar contrapresión: Sustener un extremo de un objeto (como una tubería) mientras se le enrosca o desenrosca otro. Llave de refuerzo utilizada para sostener una tubería o perno y evitar que gire mientras se ajusta o afloja otra sección de tubería o una tuerca.

refracturamiento: Volver a fracturar una formación. Ver **fracturamiento de la formación**.

regalías: Participación del petróleo, gas y minerales, o su valor en efectivo, que paga el arrendatario al arrendador o a la persona que adquirió los derechos de regalías, basándose en un porcentaje determinado de la producción bruta de la propiedad.

registrador del peso del lodo: Instrumento instalado en el sistema de lodo que pesa el lodo mecánicamente y registra su peso.

registrador del volumen de la pileta: Medidor de la posición del perforador que registra datos del indicador de nivel de la pileta.

registro calibrador: Registro cuyo objetivo es determinar el diámetro del pozo, que sirve para indicar ensanchamientos en exceso debido a derrumbes, socavamiento, etc. El registro calibrador también detecta corrosión, incrustaciones o picaduras en el interior de los objetos tubulares.

registro de control de profundidad de disparo: Tipo especial de registro de radioactividad que mide la profundidad de cada uno de los collares de la tubería de revestimiento. Al conocer la profundidad de los collares, resulta sencillo determinar la profundidad exacta de la formación que se va a disparar, ya que se puede correlacionar la profundidad del collar con la profundidad de la formación.

registro de lodo: Registro de información que se obtiene del análisis del fluido de perforación y de los recortes de la barrena de perforación.

registro de medidas: Medición y registro de la longitud de tubería o tubería de producción que se saca de un pozo antes de acomodarlas en la plataforma o desarmarlas.

registro eléctrico de pozo: Registro de ciertas características eléctricas de la formación atravesadas por el pozo, que se realiza para identificar las formaciones, determinar la naturaleza y la cantidad de fluidos que contienen, y calcular su profundidad. También llamado **registro eléctrico o perfilaje eléctrico**.

registro eléctrico: También llamado **registro eléctrico de pozo**. Ver **registro eléctrico de pozo**.

registro PDC: Abreviatura en inglés de **perforating depth control log**, **registro de control de profundidad de disparo**.

registro sónico: Registro del tiempo que tarda una onda sonora en atravesar una formación. La diferencia que se observa en los tiempos de viaje se debe en gran medida a las variaciones de porosidad del medio, que representa una determinación importante. El registro sónico, que puede realizarse en forma simultánea con un registro de potencial espontáneo o registro de rayos gamma, resulta útil para la correlación, a menudo en conjunto con otros servicios de obtención de registros para confirmar porosidades. Se realiza en agujeros no entubados.

registro; registrar: 1. Un registro sistemático de datos, como el registro del perforador, registro de lodo, registro eléctrico de pozos o registro de radioactividad. Se ejecuta una variedad de registros distintos en pozos en producción o que se están perforando para obtener diversas características de las formaciones de fondo de pozo. 2. Registrar datos.

regulador: Dispositivo que reduce la presión o el volumen de un fluido que circula en una línea y mantiene esta presión o volumen a una velocidad determinada.

relación de apertura: La relación entre la presión necesaria para abrir el preventor y la presión del pozo debajo de los arietes.

relación gas-petróleo: Medida del volumen de gas producido con el petróleo, expresada en pies cúbicos por barril, o en metros cúbicos por tonelada métrica, o en metros cúbicos por medidor de corte.

rendimiento: Término utilizado para definir la calidad de una arcilla que describe el número de barriles de lechada de determinados centipoises que pueden obtenerse a partir de una tonelada de arcilla. Según el rendimiento, las arcillas se clasifican en tipos de arcilla como bentonita, de alto rendimiento, bajo rendimiento, etc. No está relacionado con valor de fluencia plástica, a continuación. Ver **Práctica Recomendada API 13B para conocer los procedimientos**.

reología: Ciencia que estudia la deformación y el flujo de agua.

reparación hidráulica: Conjunto de arietes hidráulicos utilizado para retener y sacar la tubería bajo la presión del pozo, montado temporalmente en el cabezal del pozo para operaciones de reparación. Su abreviatura es **HWO**.

reparación: Llevar a cabo una o varias de las operaciones de remediación en un pozo de petróleo productor con el propósito de aumentar la producción. Ejemplos de operaciones de reparación son: profundización, retrotaponamiento, extracción y recementación de tuberías de revestimiento cortas, cementación a presión, entre otras.

resina: Complejo semisólido o sólido, mezcla amorfa de compuestos orgánicos sin punto de fusión definido ni tendencia a cristalizarse. Las resinas pueden ser un elemento de materiales compuestos que se agregan a los fluidos de perforación para otorgarles propiedades especiales al sistema, revoque de pared, etc.

resistencia a la cizalladura: Medida del valor de corte (cizallamiento) del fluido. El esfuerzo cortante mínimo que produce una deformación permanente. Ver **resistencia de gel**.

resistencia de gel a diez minutos: La medición de la resistencia de gel a diez minutos de un fluido es la lectura máxima (desviación) que se obtiene de un viscosímetro de indicación directa después de que un fluido ha quedado inactivo durante 10 minutos. La lectura se registra en libras/100 pies cuadrados. Ver **la Práctica Recomendada API 13B para conocer el procedimiento de la prueba**.

resistencia de gel inicial: La medición inicial de la resistencia de gel de un fluido es la lectura máxima (desviación) que se obtiene de un viscosímetro de indicación directa después de que un fluido ha quedado inactivo durante 10 segundos. Se registra en libras/100 pies cuadrados. Ver **la Práctica Recomendada API 13B para conocer detalles del procedimiento de la prueba**.

resistencia de gel: Capacidad o medida de la capacidad de un coloide de desarrollar y conservar una forma de gel. La resistencia de gel, o la tensión cortante, de un lodo determina su capacidad de mantener sólidos en suspensión. La bentonita y otras arcillas coloides se agregan al fluido de perforación para aumentar la resistencia de gel. La resistencia de gel es una unidad de presión que se registra normalmente en libras/100 pies cuadrados. Medida de las mismas fuerzas entre partículas de un fluido que se determina por el umbral de fluencia plástica, salvo que la resistencia de gel se mide en condiciones estáticas, mientras que el umbral de fluencia plástica se mide en condiciones dinámicas. Las mediciones comunes de la resistencia de gel son la resistencia de gel inicial y a 10 minutos (véase). Ver **corte (cizallamiento), tubo medidor de la resistencia a la cizalladura y tixotropía**.

resistividad: Capacidad de un material para resistir la conducción eléctrica, expresada en ohm-metros. Es la inversa de la conductividad. Los lodos de agua dulce por lo general tienen alta resistividad, mientras que los lodos de agua salada tienen menor resistividad.

resorte de arrastre: Resorte de fricción que se utiliza para generar un “arrastre” en el diámetro interior de la tubería de revestimiento, permitiendo así el soporte, la centralización o resistencia de la herramienta a la rotación.

respaldo: Giro de una tubería o tubo en dirección opuesta a la de enrosque; cada dos o tres grupos de tubos para evitar asentar una herramienta de fondo de fijación giratoria.

restricción interior: Medidor que se baja al pozo para verificar dimensiones.

retardante: Compuesto químico (por ejemplo, yeso, tanato de sodio calcificado, etc.) utilizado para prolongar el espesamiento, fraguado o tiempo de endurecimiento de los cementos del pozo petrolífero. Opuesto a un acelerador. Ver **materiales de cementación**.

retenedor de cemento: Herramienta que se coloca temporalmente en la tubería de revestimiento o pozo para impedir el paso de cemento, forzándolo así a que siga otro camino designado. Se utiliza en la cementación a presión y en otras operaciones de cementación correctiva. Ver **cementación a presión**.

retenedor de cemento: Lo mismo que empacador de inyección forzada perforable.

retenedor: Empacador de inyección forzada perforable con control de flujo positivo.

retrotaponar: Colocar cemento en o cerca del fondo del pozo para excluir agua del fondo, desviar la trayectoria del pozo, o producir a partir de una formación que ya fue perforada. También se puede retrotaponar un pozo por medio de un tapón mecánico fijado por cable eléctrico, tubería de producción o tubería de perforación.

retrotaponar: Colocar cemento en o cerca del fondo del pozo para excluir agua del fondo, desviar la trayectoria del pozo, o producir a partir de una formación que ya fue perforada. También se puede retrotaponar un pozo por medio de un tapón mecánico fijado por cable eléctrico, tubería de producción o tubería de perforación.

reventón subterráneo: Flujo no controlado de fluidos de la formación desde una zona subterránea hacia una segunda zona subterránea.

reventón: 1. Flujo descontrolado de gas, petróleo u otros fluidos del pozo hacia la atmósfera u otra área. Un reventón, o brote, se produce cuando la presión de la formación excede la presión ejercida por la columna del fluido de perforación. Un golpe de presión advierte sobre un reventón inminente. Ver **presión de la formación, brote y golpe de presión**. 2. Expulsar una porción de agua o vapor de una caldera para limitar su concentración de minerales.

reversión: Cuando un fluido de perforación se comporta de manera opuesta a la esperada. Se dice que una emulsión de agua en aceite se revirtió cuando las fases continua y dispersa se invierten.

revestimiento: Reemplazo de ciertas piezas, como juntas tóricas, de las herramientas; uso de accesorios de tamaño específico para un rango determinado de tamaño y peso de tuberías de revestimiento.

revoque de filtración: 1. Sólidos de lodo que se depositan en la pared permeable del pozo por filtración. 2. Los sólidos en suspensión que se depositan en un medio poroso durante el proceso de filtración. Ver también **consistencia del revoque**.

revoque de pared: Material sólido depositado a lo largo de la pared del pozo que se origina por la filtración de la parte de lodo del fluido al interior de la formación.

roca de cubierta: Roca impermeable que cubre un yacimiento de petróleo o gas que tiende a impedir que el petróleo o gas migren más allá del yacimiento. 2. Los domos salinos porosos y permeables de los estratos superiores que pueden servir como la roca del yacimiento.

rodillo de la tubería de revestimiento: Herramienta resistente provista de un mandril con una serie de superficies de rotación excéntricas, cada una ensamblada con una serie de rodillos de alta resistencia. Se utiliza para restaurar el diámetro nominal/la redondez de tuberías de revestimiento pandeadas, colapsadas o abolladas. Se ensambla en la tubería de producción o perforación y se baja en el pozo hasta la profundidad donde está deformada la tubería de revestimiento, la herramienta se gira lentamente para que los rodillos toquen todos los lados de la tubería de revestimiento y la restauren a su condición original, al menos en parte.

roldana: Polea acanalada.

rota tapón: Herramienta que se utiliza para fresar sobre tapones puente/retenedores de cemento, mientras se recuperan los residuos una vez fresados.

rótulo: 1. Pedazo de tela, cuerda o cordón de nylon que se utiliza para marcar el cable eléctrico en las operaciones de pistoneo o cuchareo. 2. Indicador de la dirección del viento que se utiliza en las operaciones de perforación o cuando se realiza una reparación donde podría encontrarse gas (agrio) de sulfuro de hidrógeno. 1. Señalizar o llamar la atención. 2. En las operaciones de suaveo o cuchareo, acción de colocar un pedazo de tela al cable de acero para que el operador pueda estimar la posición del pistón o del achicador en el pozo.

rotura por torsión: 1. Con relación a tuberías de perforación o collares de perforación, acción de partir o quebrar que se origina principalmente por problemas de fatiga en la tubería o por manipulación incorrecta. 2. Corte en dos partes de una unión de tubería de perforación debido a la torsión excesiva ejercida por la mesa rotativa.

RRC: Abreviatura en inglés de *Railroad Commission, Comisión de Ferrocarriles, organismo regulador de petróleo y gas del estado de Texas*.

RTTS: Nombre de marca comercial de una herramienta de inyección forzada recuperable.

S

sacanúcleos: Dispositivo tubular de 25 a 60 pies de largo que se baja en el extremo inferior de la tubería de perforación en lugar de la barrena para cortar una muestra de núcleo.

sacar tubería a presión: Extraer la columna de perforación cuando el pozo está cerrado debido a un golpe de presión.

sacudida de las varillas de bombeo: Movimiento indeseable repentino en la sarta de varillas de bombeo que se produce cuando la sarta no está bien conectada a la bomba mecánica.

sal: En la terminología de lodos, la palabra sal se refiere al cloruro de sodio, NaCl. En términos químicos, también se refiere a cualquier elemento de una clase de compuestos similares que se forma cuando se reemplaza todo o parte del ácido de hidrógeno de un ácido por un metal o radical metálico. Las sales se forman por la acción de los ácidos en los metales, o de los óxidos e hidróxidos, en forma directa con amoníaco, y de otras formas.

salmuera: Agua saturada o con una alta concentración de sal común (cloruro de sodio); por ende, cualquier solución muy salina que contiene otras sales como cloruro de calcio, cloruro de zinc, nitrato de calcio, etc.

sarta de perforación: Columna, o sarta, de la tubería de perforación con uniones acopladas que transmite fluido y fuerza giratoria desde el vástago de perforación hasta los collares de perforación y barrena. A menudo, particularmente en el campo petrolero, el término se aplica generalmente para incluir la tubería de perforación y los collares de perforación. Comparar columna (sarta) de perforación.

sarta de reparación: Sarta de la tubería de perforación o de producción suspendida en un pozo a la que se conecta una herramienta o dispositivo especial para realizar una tarea específica, por ejemplo, cementación a presión o pesca.

sarta de revestimiento intermedia: Sarta que se coloca en un pozo después de la tubería de revestimiento de superficie; a veces llamada tubería de revestimiento de protección. Previene que el pozo se derrumbe y, en ocasiones, constituye una sarta de tubería resistente a la que pueden conectarse preventores de reventón.

sarta de trabajo: Sarta de la tubería de perforación suspendida en un pozo a la que se conecta una herramienta o dispositivo especial para realizar una tarea específica, por ejemplo, cementación a presión o pesca. También llamada **sarta de reparación**.

sarta de trabajo: Sarta de tubería utilizada en operaciones de reparación o servicio de pozo; por lo general no se considera como tubería de producción.

sarta de tubos macarrones: Sarta de tubería o presión de cierres de diámetro pequeño, generalmente de $\frac{3}{4}$ o 1 pulgada, capaz de suministrar servicio de pozo a través de una tubería de producción de $2\frac{3}{8}$.

sarta de varillas: Sarta de varillas de bombeo; longitud total de las varillas de bombeo que, por lo general, consiste en varias varillas simples que se enroscan unas con otras. La sarta de varillas funciona como unión mecánica entre la unidad de bombeo de balancín en la superficie y la bomba mecánica cerca del fondo del pozo.

sarta de varios diámetros: Sarta de tubería de producción formada por distintos tamaños; combinada.

sarta larga: 1. Última sarta de tubería de revestimiento que se coloca en un pozo. 2. Sarta de tubería de revestimiento colocada a través de la zona de producción, a menudo llamada sarta de petróleo o sarta de producción.

sarta: 1. Longitud total de la tubería de revestimiento, producción o perforación que se introduce en un pozo; sarta de revestimiento. Comparar **tubería de perforación y columna (sarta) de perforación**. 2. Número de uniones de tubería de revestimiento/tubería/tubería de producción; es decir, tubería de producción.

saturación de fluido: Cantidad de volumen de los poros de una roca del yacimiento llena de agua, petróleo o gas, que se mide en un análisis habitual de núcleos.

SBHT: Siglas en inglés de static bottomhole temperature, temperatura de fondo de pozo estática.

Schlumberger: Una de las empresas pioneras en la adquisición de registros eléctricos de pozos, cuyo nombre se debe a un científico francés que desarrolló el método por primera vez. Se pronuncia “slumberjay”. Hoy en día, muchas empresas brindan servicios de adquisición de registros de todo tipo.

SCSSV: Abreviatura en inglés de **surface-controlled subsurface safety valve**, **válvula de seguridad de fondo de pozo controlada desde la superficie**.

secuestro: Formación de un complejo estable de calcio, magnesio y hierro por tratamiento de agua o lodo con ciertos fosfatos complejos.

segmento de traba: Dispositivo para trabar el mandril del empacador en su carcasa del bloque de arrastre.

segmento deslizante: Componente simple de un sistema deslizante completo.

segundo API: Unidad de la viscosidad que se mide con un embudo de Marsh conforme al procedimiento del API. Ver *Práctica Recomendada API 13B y viscosidad del embudo de Marsh*.

sellado esférica: Taponado de los disparos abiertos por medio de selladores esféricos.

selladores de esferas: Esferas de nylon, caucho duro (goma endurecida) o ambos que se utilizan para sellar disparos a través de las cuales se pierden cantidades excesivas de fluido.

sensibilidad de formación: Tendencia de ciertas formaciones de producción a reaccionar de forma adversa a los filtratos invasores.

sensor de flujo de lodo: También llamado *indicador de flujo de lodo*, véase.

sensor de línea de flujo: Dispositivo para controlar el caudal de fluido proveniente del espacio anular.

separador de agua libre: Recipiente vertical u horizontal por el que se circula petróleo o una emulsión para poder separar el agua que no se haya emulsionado con el petróleo (agua libre).

separador de gas: Término coloquial para referirse a un separador de lodo-gas.

separador de lodo-gas: Dispositivo que separa el gas libre del lodo que proviene de un pozo cuando se circula un golpe de presión al exterior.

separador de petróleo y gas: Aparato del equipo de producción utilizado para separar los componentes líquidos de los gaseosos de la corriente del pozo. Los separadores son verticales u horizontales, cilíndricos o esféricos. La separación se logra principalmente por gravedad; los líquidos más pesados caen al fondo y el gas sube hasta la parte superior. Una válvula de flotación u otro control de nivel de líquidos regulan el nivel de petróleo en el fondo del separador.

separador: 1. Recipiente cilíndrico o esférico utilizado para aislar componentes en corrientes mixtas de fluidos. Ver *separador de petróleo y gas*. 2. Tanque de almacenamiento en superficie que se utiliza para separar petróleo y gas.

servicio de pozo: Trabajo de mantenimiento que se lleva a cabo en un pozo de petróleo o gas para mejorar o mantener la producción de una formación productora. Por lo general, implica reparaciones en la bomba, varillas, válvulas de levantamiento artificial por gas, tuberías de producción, empacadores, entre otras. Relacionado con las tareas de servicio de pozo, como las de una compañía de servicio de pozo.

SICP: Abreviatura en inglés de *shut-in casing pressure*, *presión de cierre de la tubería de revestimiento*.

SIDPP: Abreviatura en inglés de *shut-in drill pipe pressure*, *presión de cierre de la tubería de perforación; utilizada en informes de perforación*.

simple: 1. Unión de tubería de perforación. Comparar *doble, tiro triple y tiro cuádruple*. 2. Término que se aplica a terminaciones de zona simple.

sinergia, propiedades sinérgicas: Término para describir el efecto obtenido al utilizar dos o más productos simultáneamente para conseguir un resultado determinado. El resultado de esta combinación no es una suma, sino una multiplicación de los efectos de cada producto.

sismógrafo: Dispositivo que detecta vibraciones del terreno, utilizado para la exploración de posibles estructuras petrolíferas. Las vibraciones son creadas por la detonación de explosivos en pozos de poca profundidad o mediante golpes fuertes en la superficie. El tipo o la velocidad de las vibraciones registradas por el sismógrafo indican las características generales del corte de terreno a través del cual pasan las vibraciones.

sistema de control y operativo del preventor de reventones (unidad de cierre): Conjunto de bombas, válvulas, líneas, acumuladores y otros elementos necesarios para abrir y cerrar el equipo preventor de reventones.

sobre balance: Cantidad de presión que excede la presión de la formación por acción de la presión que ejerce la carga hidrostática del fluido en el pozo.

sobrecarga: 1. Presión de la corteza terrestre en una formación. Para fines prácticos, suele considerarse ser 1 libra por pulgada cuadrada (psi) por pie de profundidad. 2. Las capas de roca que yacen sobre el estrato de interés a perforar.

sobrepasar; fluir libremente: 1. Término que describe una condición en la que el fluido baja en caída libre por el pozo a una velocidad superior a la de bombeo. 2. Con relación a cables conductores, intento de extracción del pozo a una velocidad superior a la de expulsión de las herramientas de cable conductor como resultado de una presión inesperada. 3. Intento de vaciar el influjo de gas mediante bombeo antes de que su expansión reduzca la presión que permite el golpe de presión del pozo.

sobrepresión, surgencia: 1. Aumento rápido de la presión en el fondo de pozo que se produce al bajar la columna de perforación con demasiada velocidad o al aumentar la velocidad de la bomba de lodo una vez comenzado el bombeo. 2. Método de succión para eliminar los desechos de los disparos abiertos.

sobresaturación: La sobresaturación se produce cuando una solución contiene una concentración más alta de soluto en solvente de la que correspondería normalmente a su solubilidad a una temperatura dada. Este estado es inestable, ya que el exceso de soluto se separa cuando la solución es sembrada por la introducción de un cristal del soluto. Con frecuencia, el término “sobresaturación” se aplica erróneamente a los lodos salinos calientes.

sobretensión: Acción de ejercer sobre la tubería una tensión superior a la de su peso, tanto en el aire como en un fluido.

soda cáustica: Ver *hidróxido de sodio*.

sodio: Uno de los elementos alcalinos de metal, cuya valencia es 1 y su número atómico alrededor de 23. Gran cantidad de compuestos de sodio (véase) se utilizan como aditivos de fluidos de perforación.

sol: Término para soluciones coloidales, que se distingue de una solución verdadera.

soldadura oxiacetilénica: Método para unir componentes de acero mediante en el cual se mezclan gas acetileno y oxígeno en un soplete para alcanzar las altas temperaturas necesarias para soldar.

solubilidad: El grado al cual se disolverá una sustancia en un solvente en particular.

solución normal: Solución que contiene una concentración equivalente a 1 gramo de sustancia por litro de solución.

solución saturada: Una solución que contiene tantos materiales disueltos como puede contener a una temperatura dada. A 68 °F, se requieren 126,5 lb/bbl de sal para saturar 1 bbl de agua dulce. Ver *sobresaturado*.

solución: Mezcla de dos o más componentes que forman una fase simple homogénea. Ejemplos de soluciones son los sólidos disueltos en líquido, líquido en líquido, gas en líquido.

soluto: Sustancia que se disuelve en otra (el solvente).

solvente: Líquido utilizado para disolver una sustancia (el soluto).

sonda manométrica: Herramienta de diagnóstico utilizada para determinar si hay una fuga de gas en la tubería de producción en las operaciones de levantamiento artificial por gas de un pozo. Si hay una fuga en la tubería de producción, la presión en el espacio anular equivaldrá a la presión de la tubería de producción.

sonda para cable eléctrico: Herramienta de diagnóstico que se utiliza para determinar la posición de una filtración de gas en la tubería de producción en las operaciones de levantamiento artificial por gas de un pozo.

sonda: Herramienta de adquisición de registros, en particular, el dispositivo del conjunto de adquisición de registros que detecta y transmite datos de la formación.

SP: Autopotencial o potencial espontáneo,

SSV: Sigla en inglés de *surface safety valve, válvula de seguridad controlada desde la superficie*.

suaveo, pistoneo: 1. Descenso de la presión hidrostática en el pozo debido al movimiento ascendente de elementos tubulares o herramientas. 2. Operación de un pistón, sobre cable de alambre, para traer fluidos del pozo a la superficie cuando el pozo no fluye naturalmente. El suaveo es una operación temporal cuya finalidad es determinar si se puede hacer fluir el pozo o no o bien determinar el volumen de fluidos que ingresa al pozo (prueba de suaveo). Si el pozo no fluye después del suaveo, debe instalarse una bomba como dispositivo de levantamiento permanente para traer el petróleo a la superficie.

subestructura: Base sobre la que la torre de perforación o el mástil se asientan y, a veces, también los motores, con espacio para almacenamiento y equipo de control de pozo.

subir y bajar: Mover la columna de perforación hacia arriba y hacia abajo en el pozo a una distancia corta sin rotación. Una ejecución sin cuidado de esta operación crea golpes de presión que pueden fracturar la formación, provocando pérdida de circulación. Ver **iniciar la perforación del pozo**.

sulfato de bario: 1. Combinación química de bario, azufre y oxígeno. También llamado **barita**. Véase **barita**. 2. Sarro persistente que es difícil de quitar. BaSO_4 .

sulfato de calcio: (anhidrita: CaSO_4 ; yeso de París: $\text{CaSO}_4 \cdot \frac{1}{2} \text{H}_2\text{O}$; y yeso: $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$). El sulfato de calcio se presenta en lodos como un contaminante o bien puede agregarse a determinados lodos para otorgarles propiedades especiales.

sulfuro de hidrógeno: Compuesto gaseoso, H_2S , de sulfuro e hidrógeno que se encuentra comúnmente en el petróleo. Dicho compuesto es el que origina el olor nauseabundo de las fracciones de petróleo agrio. Su gravedad específica es 1,189 y es extremadamente tóxico y corrosivo.

surfactante: Sustancia que afecta las propiedades de la superficie de un líquido o sólido al concentrarse en la capa superficial. Los surfactantes reducen la tensión superficial; de esta manera, el fluido puede penetrar y aumentar la “mojabilidad”. Los surfactantes son útiles en cuanto a que su uso puede asegurar que la superficie de una sustancia u objeto esté completamente en contacto con la superficie de otra sustancia.

surgencia o pico de presión: Aumento repentino de presión, generalmente de corta duración. Si la tubería o la tubería de revestimiento bajan por el pozo demasiado rápido, puede producirse un aumento de la presión hidrostática, que puede ser suficientemente grande para generar pérdida de circulación.

suspensión coloidal: Partículas divididas finamente de tamaño ultramicroscópico que se dispersan en un líquido.

suspensioide: Mezcla compuesta por partículas coloidales muy finas que flotan en un líquido. Las partículas son tan pequeñas que no se depositan, pero se mantienen en movimiento por las moléculas móviles del líquido (movimiento browniano).

sustituto destrabador; compensador de movimiento vertical: Dispositivo similar a un destrabador pero que se utiliza en la tubería de perforación normal para compensar el movimiento vertical de la tubería, en especial, en la perforación marina. Además, proporciona el efecto de sacudida pero en menor medida que un destrabador en operaciones de pesca. Ver **percutor**.

sx: Abreviatura del término en inglés “**sacks**” (**sacos**); **se utiliza en informes de perforación y de lodo**.

T

T y P: Taponar y abandonar un pozo (**P & A**, en inglés).

TA: Abandonado temporalmente.

tablero de control – maestro o primario –: Sistema múltiple de válvulas, generalmente ubicado en la fuente de alimentación, que puede operarse de manualmente (o mediante control remoto) para guiar el fluido presurizado hacia los dispositivos de cierre en el cabezal del pozo.

tablero de control del preventor de reventones (BOP): Conjunto de controles, generalmente ubicado cerca de la posición del perforador en el piso de perforación, que se manipula para abrir y cerrar los preventores de reventones.

tablero de control: (remoto o secundario) Sistema de controles, práctico para el perforador, que se utiliza de forma selectiva para accionar las válvulas en el tablero de control maestro.

tablero remoto del estrangulador: Conjunto de controles, generalmente ubicados en el piso de perforación, utilizado para controlar la cantidad de fluido de perforación que es circulado a través del colector múltiple de estrangulamiento. Este procedimiento resulta necesario cuando se circula un golpe de presión al exterior del pozo.

tambor izador: Carrete bridado de gran tamaño ubicado en el malacate por el que se bobina el cable de izaje. Ver *malacate*.

tanque de captación: Tanque de almacenamiento al que se envía el petróleo producido.

tanque de producción: Tanque utilizado en el campo para recibir petróleo crudo tal como viene del pozo; también llamado **tanque de captación o tanque de la concesión**. Ver *tanque de captación*.

tanque desemulsionante: Pieza individual que actúa como separador de petróleo y gas, calentador de aceite, y recipiente de tratamiento de aceite y agua.

tapón aislador: Dispositivo que se coloca o cuelga en la tubería de revestimiento por debajo del conjunto de preventores de reventón para formar un sello hermético de presión. Luego, se aplica presión al conjunto de preventores de reventón para comprobar que no haya pérdidas.

tapón bentonita-diésel: 1. Una lechada en petróleo crudo o diésel que contiene alguno de los siguientes: bentonita, cemento, atapulgita y goma de guar (nunca con cemento). Se utiliza principalmente para combatir la pérdida de circulación. 2. Volumen de lechada de bentonita-diésel que se coloca en un pozo. El tapón puede ser embutido a presión o no.

tapón ciego: Tapón que circula en el cable de alambre/bloque fuera del diámetro interior (ID, por sus siglas en inglés) de la tubería ubicada en el perfil de asentamiento.

tapón de aceite diésel: Ver *tapón bentonita-diésel*.

tapón de apertura/cierre: Tapón de goma (caucho) utilizado en operaciones de cementación primaria para desplazar lechadas de cemento desde la tubería de revestimiento hacia el interior del espacio anular del pozo.

tapón de barita: Volumen asentado de partículas de barita de una lechada de barita colocada en el fondo del pozo para sellar una zona presurizada.

tapón de bombeo: Dispositivo que permite bajar la tubería de producción vacía, con un empacador que se libera al subir la presión de la tubería de producción, provocando así la apertura de la tubería de producción a la presión de la formación.

tapón de cemento: Volumen de cemento colocado en el pozo para taparlo. Ver *cementación*.

tapón de descarga: Adaptador de extremo cerrado que generalmente se baja con los conjuntos de sello o la tubería de producción para “descargar” su paso más allá de la obstrucción.

tapón de gas: Cantidad de gas relativamente escasa que ingresa al pozo cuando se detiene la bomba para poder hacer una conexión.

tapón de tormenta: Tapón recuperable utilizado para suspender la perforación temporalmente durante una tormenta.

tapón descartable: Tapón temporal insertado en PSA, que aterriza dentro de un empacador de producción convirtiéndolo en un tapón puente.

tapón fundible de seguridad: Dispositivo térmico utilizado en líneas de flujo de superficie como parte de un sistema de cierre de emergencia (ESD, por sus siglas en inglés).

tapón limpiador: Tapón de goma (caucho) utilizado en cementación primaria.

tapón puente: 1. Herramienta que se utiliza como barrera temporal o permanente en la tubería de revestimiento; puede ser permanente o recuperable. 2. Herramienta de fondo, compuesta básicamente por mordazas, un mandril de tapón y un elemento de sellado de caucho que se baja y asienta en la columna para aislar una zona inferior mientras se realizan pruebas en una sección superior.

tapón separador: Dispositivo obstructor utilizado para efectuar una tubería seca durante la bajada, y que se abre al separarlo de la tubería. Se utiliza con retenedores y empacadores.

tapón: Cualquier objeto o mecanismo que bloquea un pozo o pasaje (como el tapón de cemento en un pozo). Barrera; herramienta/dispositivo de fondo de pozo, por lo general un dispositivo que contiene presión, como un tapón puente, tapón de asentamiento, entre otros.

taponar y abandonar: Colocar un tapón de cemento en un pozo seco y abandonarlo. También llamado *P&G*.

TCP: Cañón de disparo transportado por la tubería de producción.

TD: Profundidad total del pozo; profundidad de la herramienta.

técnica de entrada limitada: Método de fracturamiento en el cual se inyecta fluido de fracturamiento a la formación a través de un número limitado de disparos (el fluido no se inyecta por todos los disparos a la vez, sino que la inyección se limita a unos pocos disparos seleccionados). Esta técnica especial puede resultar útil al momento de fracturar zonas de producción grandes, gruesas o múltiples.

templado; con tratamiento térmico: Material tratado en un horno para aumentar sus propiedades físicas.

tensión interfacial: La fuerza necesaria para romper la superficie entre dos líquidos inmiscibles. Cuanto menor sea la tensión interfacial entre las dos fases de una emulsión, mayor será la capacidad de emulsificación. Cuando los valores se aproximan a cero, la formación de la emulsión es espontánea. Ver *tensión superficial*.

tensión superficial: Fuerza que actúa dentro de la interfaz entre un líquido y su propio vapor, que tiende a mantener el área de superficie en un mínimo; se expresa en dinas por centímetro. Dado que la tensión de un líquido es aproximadamente igual a la tensión interfacial entre ese líquido y el aire, es una práctica habitual referirse a los valores registrados como tensión superficial, y usar la tensión interfacial para las mediciones en la interfaz entre líquidos, o entre un líquido y un sólido.

terminación del pozo: Actividades y métodos necesarios para preparar un pozo para la producción de petróleo y gas. Método mediante el cual se establece una línea de flujo para hidrocarburos entre el yacimiento y la superficie. El método de terminación de pozo empleado por el operador depende de las características individuales de la o las formaciones productoras. Estas técnicas incluyen terminación en agujero descubierto, terminación con exclusión de arena, terminación sin tubería de producción, terminaciones múltiples y terminación miniaturizada.

terminación en agujero descubierto: Método de preparación de un pozo para la producción sin colocar tubería de revestimiento de producción o tubería de revestimiento corta frente a la formación de producción. Los fluidos del yacimiento fluyen sin restricciones hacia el pozo descubierto. La terminación en agujero descubierto se utiliza solo en situaciones especiales. También llamada *terminación en agujero abierto*.

terminación en agujero descubierto: También llamada *terminación en pozo abierto*. Véase terminación en pozo abierto.

terminación múltiple: Esquema de producción de un pozo en el que un pozo penetra dos o más formaciones petrolíferas superpuestas entre sí. Las sarts de tubería de producción se suspenden una al lado de la otra en la sarta de revestimiento de producción; la longitud de las sarts es variable y ambas se empaican para impedir que se mezclen fluidos de distintos yacimientos. De esta manera, se produce cada yacimiento por medio de su propia sarta de tubería de producción.

terminación sin tubería de producción: Método de producción de pozo en el que solamente se coloca una tubería de revestimiento de producción de diámetro pequeño en la zona productiva, sin el empleo de tubería de producción o sarta de producción interna para traer los fluidos a la superficie. Este tipo de terminación tiene aplicación limitada a yacimientos de gas seco, de columna pequeña.

terminar un pozo: Finalizar el trabajo en un pozo y ponerlo en producción. Ver terminación de pozo.

terraja: Herramienta que se utiliza para dar forma o terminar otras herramientas o piezas de metal. Por ejemplo, una terraja roscadora se utiliza para cortar roscas de tubo.

testigo: Tapón o brida ciega en el extremo de una conexión en T para evitar la erosión que se produce en el punto donde el flujo cambia de dirección.

tiempo de ciclo del fluido de perforación: El tiempo de un ciclo, o el tiempo desde que desciende por el pozo y regresa a la superficie, es el tiempo que necesita la bomba para desplazar el fluido de perforación en el pozo. El ciclo medido en minutos es equivalente a los barriles de lodo en el pozo.

tierra diatomácea: Tierra infusoria compuesta por esqueletos silíceos de diatomeas, que se caracteriza por ser muy porosa. Se utiliza con frecuencia para combatir la pérdida de circulación y como aditivo del cemento; también puede agregarse a fluidos de perforación especiales para un fin en particular.

tirabuzón: Pandeo del tubo en una tubería o tubería de revestimiento de gran diámetro.

tiro triple: Tiro formado por tres elementos tubulares que se maneja como una unidad. Ver **tiros**.

tiro: 1. Carga de explosivo de alta potencia, generalmente nitroglicerina, que se detona en un pozo para destrozar la formación y acelerar la recuperación de petróleo. Los tiros de nitroglicerina han sido reemplazados en gran medida por el fracturamiento de la formación y los tratamientos ácidos. Ver **disparar y tiros de nitroglicerina**. 1. Momento en que se toma una fotografía durante un relevamiento de disparo simple. Ver **levantamiento direccional**.

tiro: Elementos tubulares conectados y dispuestos en la torre o mástil conectados a la línea de descarga que va desde la bomba de lodo a la manguera de inyección y a través de la cual se bombea lodo al pozo. 1 tiro = 2 elementos tubulares en una unidad de extracción/repación; = 3 elementos tubulares en una torre de perforación. Ver **bomba de lodo y manguera de inyección**.

tiros de nitroglicerina: Proceso de estimulación de la formación utilizado por primera vez hace aproximadamente 100 años en Pensilvania. Nitroglicerina es colocada en un pozo y hecha explotar para fracturar la roca. Por lo general, se utiliza arena y grava sobre la carga explosiva para mejorar la eficacia del tiro. En la actualidad, el disparo de nitroglicerina ha sido reemplazado en gran medida por el fracturamiento de la formación. Ver **fracturamiento de la formación**.

tiros: Disparos de la pistola (o cañón) de disparo.

tiros: Uniones de tubería conectadas que se apilan en la torre de perforación o en el mástil al realizar una maniobra o viaje. En un equipo de perforación, la longitud habitual de un tiro es 90 pies (tres secciones de tubería conectadas) o "tiro triple". Ver **tiro triple**. Comparar **tiro doble y tiro cuádruple**.

titulación: Método o proceso que utiliza una solución estándar para determinar la cantidad de una sustancia que existe en otra solución. Se suele agregar una cantidad definida de la solución conocida a la solución desconocida hasta que se logra una reacción.

tixotropía: Propiedad que exhibe un fluido en estado líquido cuando está en movimiento, y en estado semisólido, gelificado cuando está en reposo. Propiedad de un fluido que hace que forme una estructura de gel rígida o semirígida si se lo deja en reposo, pero que puede volver al estado líquido mediante la agitación mecánica. Este cambio es reversible. La mayoría de los fluidos de perforación deben ser tixotrópicos, para que los recortes del fluido permanezcan en suspensión cuando se detiene la circulación.

tolva de chorro: Dispositivo para contener/alimentar aditivos de lodo de perforación. Ver **dispositivo para mezcla de lodo**.

toma de fuerza: Caja de engranajes u otro dispositivo que sirve para transmitir la energía de una fuente energética primaria a un equipo auxiliar.

tomar núcleos de pared: Técnica para extraer muestras de núcleos de una zona que ya fue perforada. El núcleo se extrae disparando balas huecas en la pared de la formación y luego se recupera por medio de un cable de acero flexible. Las muestras de núcleo por lo general varían entre $\frac{3}{4}$ y 1 $\frac{3}{16}$ pulgadas de diámetro y entre $\frac{3}{4}$ y 1 pulgada de longitud. Resulta útil en áreas de rocas blandas.

torque: Fuerza o esfuerzo de rotación que se aplica a un eje para hacer que gire. En un equipo rotativo, se aplica especialmente a la rotación de la columna de perforación y su acción contra el diámetro interior del pozo. El torque suele reducirse cuando se agregan distintos aditivos de fluidos de perforación.

torre de perforación: Gran estructura que soporta cargas, generalmente atornillada. En perforación, la torre estándar tiene cuatro patas en cada esquina de la subestructura que llegan hasta al bloque de corona. La subestructura es un conjunto de vigas que le dan altura a la torre de perforación y proporcionan un espacio libre para instalar los preventores de reventón, el cabezal de la tubería de perforación, etc. Debido a que la torre de perforación debe ensamblarse, en su gran mayoría ha sido reemplazada por el mástil, que puede bajarse/subirse sin necesidad de desarmarlo. Ver corona de bloque, mástil, subestructura.

torre plegadiza: Mástil portátil capaz de ser erigido como una unidad, generalmente por medio de un aparejo que levanta el cable eléctrico o mediante pistones hidráulicos. Generalmente, la sección superior de la torre plegadiza está contenida (plegada) dentro de la sección inferior de la estructura y se eleva para completar la altura total mediante cable eléctrico o en forma hidráulica. Ver **equipo de producción, mástil portátil y mástil de poste**.

torrero; enganchador: Miembro de la cuadrilla encargado de controlar el extremo superior de la columna de perforación al irse extrayendo del o bajando al pozo. También es responsable de acondicionar el fluido de perforación y/o de terminación y de la maquinaria de circulación.

trabajador inexperto: Operario sin experiencia en el campo de petróleo; aprendiz.

transferencia automática de custodia de arrendamiento: Medición y transferencia automática de petróleo desde los tanques del productor a la tubería conectada sin que tenga que haber un representante de cualquiera de ellos. Ver **LACT, unidad LACT**.

transferencia: Bajar la tubería o tubería de producción sobre una herramienta de fondo de pozo transfiriendo toda o parte de la carga del gancho.

transmisión por cadena: Sistema de transmisión que utiliza una cadena y una rueda dentada para transmitir fuerza motriz. Las transmisiones de energía utilizan una cadena de rodillos, en la que cada eslabón está compuesto por barras planas, pernos transversales y rodillos en los pernos. Una cadena de rodillos doble tiene dos hileras conectadas de eslabones, una cadena triple, tres hileras, y así sucesivamente.

transportador del registrador: Adaptador de una sarta DST donde se colocan los registradores de presión/temperatura para la evaluación de la formación.

tratador por calor: Recipiente que calienta una emulsión y elimina el agua/gas del petróleo para elevarlo a una calidad aceptable para ser transmitida por la línea de conducción. Combinación de calentador, separador de agua libre y separador de aceite/gas. Ver **separador de agua libre, calentador, separador de petróleo y gas**.

tratador: Persona de servicio de pozos, tal como el operario de estimulación de fracturamiento.

tratamiento ácido: Método mediante el cual se bombean sustancias químicas a canales microscópicos de flujo de la formación. Al disolver la roca, estos canales se agrandan, lo que aumenta la producción. Ver **acidificar**.

tratamiento caliente de petróleo: Inyección de un petróleo libre parafínico, caliente en la sarta de la tubería para disolver o derretir los depósitos de parafina.

tratamiento de inyección forzada: Actividad correctiva de servicio de pozo que requiere bombear una lechada de cemento al interior de disparos abiertos, tuberías de revestimiento partidas, etc., con el fin de efectuar un bloqueo.

tratamiento de las tuberías de producción: Acción de retirar y reemplazar la tubería de producción en un pozo.

trinquete: Término genérico para describir movimientos de una herramienta, tales como el engranaje cono a cuña en empacadores o tapones permanentes.

triple: Bomba de tres pistones para servicio de pozos.

triple: Tres uniones de tubería. Ver **tiro**.

tubería atascada: Tubería de perforación, collar de perforación, tubería de revestimiento o de producción que ha quedado inadvertidamente inmovilizada en el pozo. Puede ocurrir cuando la perforación está en curso, cuando se está introduciendo la tubería de revestimiento en el pozo o cuando se eleva la tubería de perforación.

tubería con unión lisa: Tubería en la que el diámetro exterior de la unión es igual al diámetro externo del tubo. La unión también puede ser lisa en el diámetro interno.

tubería de cola: 1. Sección corta de caño que se utiliza por debajo de una herramienta de inyección forzada durante cementaciones correctivas. 2. Tubería que se introduce en un pozo por debajo de un empacador.

tubería de combinación: Sección de una tubería de revestimiento que tiene una rosca en el extremo macho y otra rosca diferente en el acoplamiento, que se utiliza para cambiar un tipo de rosca por otro en la columna de revestimiento.

tubería de perforación: Tubería gruesa sin costuras que se utiliza para rotar la barrena y circular el líquido de perforación. Las uniones de tuberías de 30 pies de longitud son acopladas por las uniones de la tubería.

tubería de producción: Sarta de tubería de producción utilizada para producir el pozo, que controla el pozo y conserva energía.

tubería de producción: Tubería de diámetro pequeño que se baja a un pozo y se utiliza como conducto para circular petróleo y gas a la superficie.

tubería de revestimiento con unión lisa: Cantidad de volumen de los poros de una roca del yacimiento llena de agua, petróleo o gas, que se mide en un análisis habitual de núcleos.

tubería de revestimiento corta disparada: Tubería de revestimiento corta disparada con una pistola (o cañón) de disparo. Ver **tubería de revestimiento corta**.

tubería de revestimiento corta sin disparar: Tubería de revestimiento corta sin disparos.

tubería de revestimiento corta: 1. Sarta de revestimiento cuyo extremo superior se encuentra por debajo de la superficie. Una tubería de revestimiento corta puede servir como tubería de revestimiento final, ya que se extiende desde el intervalo de producción hasta la próxima sarta de revestimiento. 2. Una tubería de revestimiento de menor tamaño que se baja en la tubería de revestimiento de producción para lograr una terminación más profunda. 3. Una extensión de sarta de revestimiento, generalmente para terminaciones de línea a una zona o reparación de tubería de revestimiento más profundas. 4. En las pistolas disparadoras a chorro, una pieza metálica de forma cónica que forma parte de una carga premoldeada. Aumenta la eficiencia de la carga al aumentar la capacidad de penetración del chorro. Ver **tubería de revestimiento corta sin disparar**, **chorro**, **tubería de revestimiento corta sin disparar**, **tubería de revestimiento corta tipo colador**.

tubería de revestimiento de superficie: También llamada **tubería de superficie**. Ver **tubería de superficie**.

tubería de revestimiento hermética: Tubería de revestimiento sin disparos.

tubería de revestimiento: Tubería de acero colocada en un pozo de gas o petróleo a medida que avanza la perforación para evitar que la pared del pozo se derrumbe durante la perforación y para proporcionar un medio de extracción de petróleo en caso de que el pozo sea productivo.

tubería de subida: Tubería vertical que se eleva a un lado de la torre de perforación o mástil, que conecta la línea de descarga que va desde la bomba de lodo a la manguera de inyección, a través de la cual se bombea lodo al pozo. Ver bomba de lodo y manguera de inyección.

tubería de subida: Tubería y conexiones especiales que se utilizan en equipos flotantes marinos de perforación para establecer un sello entre la parte superior del pozo, en el lecho marino, y el equipo de perforación, ubicado en la superficie del agua. La tubería de subida sirve como guía para la columna de perforación desde el buque de perforación hasta el pozo y como conductor del fluido de perforación desde el pozo al buque. El tubo ascendente consta de distintas secciones de tubería e incluye dispositivos especiales para compensar cualquier movimiento del equipo de perforación causado por las olas. También se denomina tubería de subida marina.

tubería de superficie: La primera sarta de tubería de revestimiento (después de la tubería guía) que se cementa en un pozo, cuya longitud varía de pocos cientos a varios miles de pies. Algunos estados requieren una longitud mínima de tubería para proteger arenas de agua dulce. Comparar **tubería guía**.

tubería enrollada: Mantenimiento de pozo menos exigente que la reparación hidráulica, que emplea una tubería de diámetro interior pequeño capaz de bajar la sarta de tubería de producción cuando hay presión en el pozo.

tubería flexible: Lo mismo que tubería enrollada.

tubería guía: 1. Columna corta de revestimiento de gran diámetro utilizada para mantener abierto el extremo superior del pozo y conducir el fluido de perforación ascendente desde el pozo hasta las piletas de lodo. 2. Un pescador. Ver **pescador**.

tubería lavadora (tubo de lavado): Tubería de tamaño apropiado que se pasa por una pesca en un pozo abierto o tubería de revestimiento y lava o quita las obstrucciones de modo que pueda liberarse la pesca.

tubería: Cilindro hueco largo, generalmente de acero, a través del cual circulan fluidos. Los objetos tubulares en el campo de petróleo son: tubería de revestimiento (incluidas tuberías de revestimiento cortas), tubería de perforación, tubería de producción o líneas conductoras. Las tuberías de revestimiento, producción y perforación se designan por acoplamientos de diámetro exterior que se roscan con herramientas estándar, a medida que aumenta el diámetro de intervalo. De esta manera, el diámetro exterior es igual para todas las densidades lineales del mismo tamaño de tubería. La densidad lineal se expresa en kilogramos por metro (kg/m). La calibración depende del límite elástico del acero.

tubo ascendente: Tubería a través de la cual el líquido asciende; véase tubería de subida.

tubo colador: Tubería disparada dispuesta con una envoltura de alambre que actúa como tamiz para evitar o minimizar el ingreso de partículas de arena al pozo. También llamado **tubo colador**.

(tubo) corto: Sección corta de tubería de producción o de perforación que se utiliza para proporcionar espaciado adecuado.

tubo de Bourdon: Tubo metálico aplanado doblado en forma de curva, que tiende a enderezarse bajo presión. Por los movimientos de un indicador en una balanza circular, el tubo de Bourdon indica la presión que se le ejerce.

tubo de flujo: Dispositivo de intervalo que se encuentra comúnmente en las válvulas de seguridad del subsuelo utilizado para proteger el mecanismo de cierre de la herramienta de los medios del pozo.

tubo de lavado: 1. Tramo corto de tubería endurecida que se acomoda dentro de la unión giratoria y que sirve como conducto por donde circulan los fluidos de perforación hasta la unión giratoria; 2. A veces llamada tubería lavadora (véase).

tubo medidor de la resistencia a la cizalladura: Instrumento utilizado para determinar la resistencia a la cizalladura, o resistencia de gel, de un fluido de perforación. Ver *Práctica Recomendada API 13B para conocer las especificaciones y el procedimiento*. Ver *resistencia de gel*.

tubo medidor de la resistencia a la cizalladura: Instrumento utilizado para determinar la resistencia a la cizalladura, o resistencia de gel, de un fluido de perforación. Ver *resistencia de gel*.

tubo mosquito: Tubo instalado en la parte inferior de una bomba mecánica y dentro de un ancla de gas que sirve como conducto para los fluidos del pozo (que contiene poco o ningún gas) hacia la bomba.

tubo reforzado: Adaptador de pared pesada ubicado en la columna de producción opuesta a los disparos, para desviar la acción de la limpieza con chorro del pozo.

tubulares: Relativo a tubería de perforación, collares, fricción y tubería de revestimiento.

tuerca giratoria: Mecanismo que se utiliza en los empacadores para fijar los componentes entre sí.

turboperforador: Herramienta de perforación que hace rotar una barrena que tiene incorporada por la acción del lodo de perforación en las cuchillas de turbina integradas a la herramienta. Cuando se utiliza un turboperforador, el movimiento rotativo solo se imparte en la barrena; por lo que no es necesario rotar la columna de perforación. Si bien pueden perforarse agujeros rectos con la herramienta, se emplea con mayor frecuencia en perforación direccional.

turno: Turno de trabajo de 8 horas de los empleados de la cuadrilla de perforación o del campo de petróleo. En ocasiones, los turnos se extienden a 12 horas, en especial en los equipos de perforación marinos. Las divisiones más comunes de 8 horas son: turno de mañana, turno de tarde y turno de noche.

U

umbral de fluencia plástica: En la terminología de fluidos de perforación, umbral de fluencia plástica significa valor de fluencia (véase abajo). De estos dos términos, el de uso más común es umbral de fluencia plástica.

una columna de líquido, un tubo de Bourdon, un pistón cargado, un diafragma u otro dispositivo sensible a la presión). Ver *tubo de Bourdon*.

unidad autopropulsada: Plataforma de servicio o reparación portátil autopropulsada que utiliza los motores de izamiento para la fuerza motriz. La cabina del conductor y el volante están montados en el mismo extremo donde se encuentra el soporte del mástil; de esta manera, la unidad puede conducirse directamente para colocarse sobre el cabezal de pozo. Ver *equipo de reparación*.

unidad de bombeo de balancín: Máquina diseñada específicamente para varillas de bombeo, que utiliza un elemento horizontal (balancín) que se sube y baja mediante el movimiento giratorio de una manivela para generar un movimiento alternativo (de vaivén).

unidad de cierre: Conjunto de bombas, válvulas, líneas, acumuladores y otros dispositivos necesarios para abrir y cerrar los equipos preventores de reventón.

unidad de control del preventor de reventones: Dispositivo que almacena fluido hidráulico bajo presión en recipientes especiales y proporciona un método para abrir y cerrar los preventores de reventones rápida y confiablemente. Generalmente, la presión hidráulica del aire comprimido proporciona la fuerza de apertura y cierre en la unidad. Ver *preventor de reventones*.

unidad de sellos de producción: Lo mismo que ensamblajes del niple de sellado.

unidad de sellos: Extensiones de la sarta de producción con sellos que recorren el interior del diámetro interno o las extensiones de un empacador.

unidad extractora: Equipo de servicio de pozo que se utiliza para extraer barras y tubería de producción del pozo. Ver **equipo de producción**. **apretar el gatillo:** Detonación de una herramienta operada por cable eléctrico en el fondo de pozo dentro del camión de servicio.

unidad suplementaria: Plataforma de servicio o reparación portátil autopropulsada que utiliza los motores de izamiento para la fuerza motriz. Debido a que la cabina del conductor está montada en el extremo opuesto al soporte del mástil, la unidad debe apoyarse en el cabezal del pozo. Ver **equipo de reparación**.

unión articulada: Unión articulada que se enrosca en la sarta por arriba de una herramienta de pesca para poder insertarla en ángulo.

unión calibradora: Sección de la tubería de revestimiento de paredes más gruesas, que por lo general está ubicada justo debajo de los preventores o el árbol.

unión de espaciador ajustable: Unión que corre debajo de un empacador doble, triple para permitir el espaciado y/o hacer conexiones.

unión de seguridad desprendible: Componente de un mecanismo de emergencia que permite recuperar un empacador (o tubería) en caso de quedar atascado.

unión de seguridad: 1. Conexión o adaptador roscado de una sarta de tubería de producción provista de roscas gruesas u otras características especiales que provocarán su desconexión antes que otras conexiones de la sarta. 2. Accesorio que se acopla en la parte superior de la herramienta de pesca. Si la herramienta de la pesca no puede separarse, la unión de seguridad facilita el desenganche de la sarta de tubería que se encuentra sobre la unión de seguridad. De esta manera, parte de la unión de seguridad y de la herramienta fijada a la pesca permanece en el pozo y se vuelve parte de la pesca.

unión de tubería: Elemento de enrosque pesado para la tubería de perforación, hecho de una aleación especial de acero. Las uniones tienen roscas y placas de asiento gruesos y cónicos diseñados para soportar el peso de la columna de perforación, resistir la tensión del acople y desacople continuos y proporcionar un sello a prueba de fugas. La sección macho de la unión, o pasador, está conectada a un extremo de tramo de la tubería de perforación, mientras que la sección hembra, o caja, está conectada al otro extremo. La unión de tubería puede estar soldada o enroscada al extremo de la tubería o conectada por ambas formas. Con frecuencia, se aplica un revestimiento de metal duro a una banda alrededor de la parte exterior de la unión de tubería para hacerla resistente a la abrasión ejercida por las paredes del pozo.

unión giratoria: Herramienta rotatoria que se cuelga del gancho rotatorio y del bloque viajero, de la que se suspende la columna de perforación, permitiendo su libre rotación. También proporciona una conexión para la manguera de inyección y un pasaje para que circule el fluido de perforación al interior de la columna de perforación.

unión hembra: Acoplamiento con roscas internas.

unión hermética: Adaptador de pared gruesa ubicado en frente a los disparos con flujo.

unión: Sección única (30 pies o 9,1 metros) de tubería de perforación o collar de perforación, tubería de revestimiento, tubería de producción o varilla que posee conexiones roscadas en ambos extremos. Varias juntas atornilladas forman un tiro de tubería. Ver **doble, tiro triple y tiro cuádruple**.

univalente: Monovalente. Ver **valencia**. **descargador:** Lo mismo que válvula de circulación.

urea: Compuesto nitrogenado soluble, débilmente básico, $\text{CO}(\text{NH}_2)_2$, utilizado en la fabricación de resinas y plásticos.

V

vaciar: Ventear gas de un pozo.

vacuola: Cavidad de una roca.

valencia: Número que representa el poder de combinación de un átomo, es decir, los electrones que pierde, gana o comparte un átomo en un compuesto. También se refiere al número de átomos de hidrógeno con los que se combinará o reemplazará un átomo, es decir, un átomo de oxígeno que se combina con dos de hidrógeno tiene una valencia de 2.

valor de fluencia: Valor de fluencia (comúnmente “umbral de fluencia plástica”) es la resistencia al flujo inicial, o representa el esfuerzo necesario para iniciar el movimiento de un fluido. Su resistencia se debe a las cargas eléctricas que se encuentran en las superficies de las partículas, o cerca de ellas. Los valores del umbral de fluencia plástica y de tixotropía, respectivamente, son mediciones de las propiedades del mismo fluido bajo condiciones de estado dinámico y estático. El valor de fluencia de Bingham, expresado en lb/100 pies cuadrados, se determina al restar la viscosidad plástica de la medición de 300 rpm, utilizando el viscosímetro de indicación directa.

válvula anular: Válvula utilizada en una columna DST para operar el muestreo de la cámara y colocar los fluidos de tratamiento; para flotadores donde la rotación de la tubería no es deseable.

válvula ciega: Válvula ciega colocada en un mandril de levantamiento artificial por gas para bloquear la comunicación anular con la tubería de producción.

válvula de aguja: Válvula de globo que incorpora un disco de punta aguja para efectuar la regulación extremadamente fina del flujo.

válvula de alivio de presión: Válvula que se abre a una presión predeterminada para liberar el exceso de presión dentro de un tanque o línea; también llamada válvula de alivio, de seguridad o de seguridad con resorte.

válvula de alivio de sobrepresión: Dispositivo que se emplea con un empacador para aliviar, o limpiar, los disparos abiertos.

válvula de asiento: Mecanismo de apertura y cierre que utiliza resortes para mantener la válvula asentada; se encuentra normalmente en los tapones puente recuperables.

válvula de camisa: Válvula ubicada en el fondo de un retenedor.

válvula de charnela: Mecanismo de cierre articulado que actúa como pivote utilizado para cortar el flujo a la tubería.

válvula de circulación: Accesorio utilizado por encima de un empacador, que permite la circulación desde el espacio anular a la tubería de producción, o viceversa.

válvula de contrapresión: Válvula de control de flujo que proporciona control del flujo de retorno cuando se introduce o extrae una columna.

válvula de control de esclusas: Preventor de reventones que utiliza arietes (esclusas) para sellar la presión en un pozo con o sin tubería. También llamado preventor de ariete. Ver **preventor de reventones y ariete**.

válvula de desplazamiento diferencial: Válvula para fines específicos utilizada para espaciar y embridar el pozo, y bajada con la columna de producción.

válvula de esfera: Dispositivo de control de flujo que utiliza una bola con un mecanismo giratorio para abrir y cerrar el medio de la tubería de producción.

válvula de estimulación: Lo mismo que válvula de alivio de sobrepresión.

válvula de indexación: Válvula que se rige por el mismo principio que la válvula anular, salvo que requiere la rotación de la tubería para las operaciones de apertura y cierre.

válvula de inyección: Válvula de disco con movimiento vertical accionada por resorte bajada con un cable de alambre y asentada en un perfil para cerrar el pozo en caso de que se detenga la inyección.

válvula de levantamiento artificial por gas: Dispositivo de levantamiento artificial a través del cual el gas inyectado en el espacio anular ingresa a la válvula, atravesando la sarta de tubería para reducir la carga hidrostática.

válvula de retención: Válvula que permite el flujo en una sola dirección.

válvula de seguridad de la columna de perforación: También llamada **válvula inferior del vástago de perforación**. Ver **válvula del vástago de perforación**.

válvula de seguridad de la tubería de perforación: Se refiere básicamente a una válvula de apertura completa ubicada en el piso de perforación provista de roscas que se combinan con las de la tubería de perforación en uso. Esta válvula cierra la tubería de perforación para evitar el flujo.

válvula de seguridad de velocidad: Lo mismo que estrangulador de tormenta.

válvula de seguridad: Válvula fijada rápidamente a la tubería para detener el flujo desde el pozo.

válvula del vástago de perforación: Válvula instalada entre la unión giratoria y el vástago de perforación. Cuando un flujo de retorno de alta presión comienza en el interior de la columna de perforación, la válvula se cierra para impedir que haya presión en la unión giratoria y la manguera rotatoria. Ver **unión giratoria y vástago de perforación**.

válvula esclusa: Válvula provista de una esclusa corrediza que abre o cierra el paso.

válvula estacionaria: Válvula fija de bola y asiento (contrapresión) ubicada en el extremo inferior del barril de trabajo de una bomba mecánica. La válvula estacionaria y su jaula se mantienen inmóviles, a diferencia de la válvula viajera. Ver **válvula de contrapresión, válvula viajera**.

válvula flotadora para la tubería de perforación: Válvula de retención situada en la tubería de perforación que permite bombear fluido al pozo, pero que evita que éste ingrese a la tubería.

válvula inferior del vástago de perforación (kelly): Una válvula de apertura total inmediatamente debajo del vástago de perforación, cuyo diámetro exterior es igual al diámetro exterior de la unión de la herramienta.

válvula inferior del vástago de perforación: También llamada válvula de seguridad de la columna de perforación. Ver **válvula de seguridad de la columna de perforación**.

válvula maestra de línea de estrangulamiento: Válvula en el estrangulador y la línea de flujo que se encuentra más cercana al conjunto del preventor. Su función es detener el flujo a través del estrangulador y la línea de flujo.

válvula maestra: 1. Válvula de gran tamaño ubicada en el árbol de Navidad que se utiliza para controlar el flujo de petróleo y gas del pozo. 2. El obturador de cierre total o hermético de un preventor de reventones.

válvula tapón: Válvula con un mecanismo operativo que consiste en un tapón con un orificio que lo atraviesa por el mismo eje que la línea de fluido. Al girar el tapón 90 grados, la válvula se abre o cierra.

válvula viajera: Una de las dos válvulas en un sistema de bomba mecánica. La válvula viajera se desplaza siguiendo el movimiento de la sarta de varillas de bombeo. En el movimiento ascendente, se asienta la bola de la válvula, soportando la carga de fluido. En el movimiento descendente, la bola se levanta del asiento, permitiendo la entrada de fluido a la columna de producción. Comparar **válvula estacionaria**.

válvula: Elemento que se utiliza para controlar la velocidad de caudal de una línea, para abrir o cerrar una línea por completo o como dispositivo de seguridad automático o semiautomático. Las válvulas más utilizadas son: válvula esclusa, válvula tapón, válvula de globo, válvula de aguja, válvula de retención y válvula de alivio de presión. Ver **válvula de retención, válvula de aguja, válvula de alivio de presión**.

varilla corta: 1. Varilla de bombeo cuya longitud es menor que 25 pies. 2. Vástago unido a la biela y al vástago de pistón en una bomba de lodo.

varilla corta: Varilla de bombeo de poca longitud, fijada a la parte superior de la bomba mecánica.

varilla de bombeo: Varilla especial de acero; varias varillas enroscadas entre sí que forman una unión mecánica entre la unidad de bombeo de balancín en la superficie y la bomba mecánica en el fondo de un pozo. Las varillas de bombeo se enroscan en cada extremo y se fabrican conforme a las normas de dimensión y especificaciones de metal establecidas por el API. Las longitudes varían entre 25 y 30 pies; los diámetros varían entre ½ y 1 ⅞ pulgadas. Ver **unidad de bombeo de balancín**.

vástago de perforación (kelly): Barra de acero pesada, cuadrada o hexagonal, colgada de la unión giratoria a través de la mesa rotativa y que se conecta a la junta superior de la tubería de perforación para hacer girar la columna de perforación a medida que gira la mesa rotativa. Tiene un pasaje perforado que permite la circulación del fluido hacia el interior de la columna de perforación y en forma ascendente por el espacio tubular, o viceversa. Ver **columna de perforación, mesa rotativa y unión giratoria**.

vástago o junta de vástago (de kelly): Tubería cuadrada, pesada u otra configuración que funciona a través de un orificio en la mesa rotativa y gira la columna de perforación.

velocidad anular: La velocidad con la cual un fluido se desplaza en el espacio anular.

velocidad crítica: Velocidad en el punto transicional entre los tipos de fluido laminar y turbulento. Este punto ocurre en el rango transicional del número de Reynolds entre 2.000 y 3.000.

velocidad de ahogo: Velocidad de circulación predeterminada de un fluido, expresada en volumen de fluido por unidad de tiempo, utilizada para circular en condiciones de golpe de presión. Por lo general, la velocidad de ahogo es una fracción seleccionada de la velocidad de circulación utilizada.

velocidad de circulación: Caudal de volumen en circulación del fluido de perforación expresado generalmente en galones de barril por minuto.

velocidad de corte: Velocidad a la que una acción, como resultado de las fuerzas que se ejercen sobre ella, provoca o tiende a provocar que dos partes adyacentes de un cuerpo se deslicen una sobre la otra en dirección paralela a su plano de contacto. Se mide en rpm.

velocidad de deslizamiento: Diferencia entre la velocidad del fluido en el espacio anular y la velocidad a la que se extrae un recorte de perforación del pozo.

velocidad de filtración: Ver **pérdida de fluido**.

velocidad de penetración: Pie por hora a la que el taladro perfora el pozo.

velocidad de pérdida de fluido: La velocidad a la que un fluido de fracturamiento deja la fractura e ingresa a la formación que rodea la fractura. Por lo general, es preferible que los fluidos de fracturamiento tengan una velocidad de pérdida de fluido baja (es decir, muy poco fluido debe ingresar a la formación que se está fracturando) para que la fractura se pueda extender mejor por la formación.

velocidad: Velocidad a la que se mueve un cuerpo en una dirección y sentido determinados. Medida del flujo de fluido que puede expresarse en términos de velocidad lineal, velocidad de masa, velocidad volumétrica, etc. La velocidad es un factor que contribuye a la capacidad de transporte de un fluido de perforación.

viaje de ida y vuelta: Acción de extraer y volver a bajar la sarta de tubería de perforación o producción en el pozo. También se llama **maniobra con la tubería**.

viaje; maniobra: Operación de levantar la columna de perforación del pozo y regresarla al mismo lugar. Ver **hacer un viaje (maniobra)**.

viscómetro (viscosímetro): Instrumento utilizado para determinar la viscosidad de un fluido o suspensión. Los viscosímetros varían ampliamente en diseño y métodos de prueba.

viscosidad aparente: Viscosidad que parece tener un fluido en un determinado instrumento a una velocidad de corte definida. Es una función de la viscosidad plástica y del umbral de fluencia plástica. La viscosidad aparente medida en centipoises, determinada por el viscosímetro de indicación directa (véase), es igual a la mitad de la lectura de 600 rpm. Ver también viscosidad, viscosidad plástica y umbral de fluencia plástica. En un fluido newtoniano, la viscosidad aparente es numéricamente igual a la viscosidad plástica.

viscosidad cinemática: La viscosidad cinemática de un fluido es el cociente entre la viscosidad (por ejemplo, cp en g/cm-seg.) y la densidad (por ejemplo, g/cc) utilizando unidades consistentes. En varios viscosímetros comerciales estándar, la viscosidad cinemática se mide en términos del tiempo de eflujo (en segundos) de un volumen fijo de líquido a través de un tubo u orificio capilar estándar. Ver **viscosidad del embudo de Marsh.**

viscosidad del embudo: Ver **viscosidad del embudo de Marsh.**

viscosidad plástica: Propiedad absoluta de flujo que indica la resistencia a fluir de determinados tipos de fluido. La viscosidad plástica es una medida de la resistencia interna a fluir, que se puede atribuir a la cantidad, el tipo y el tamaño de los sólidos presentes en un fluido dado. Se expresa como el número de dinas por cm² de fuerza cortante tangencial, excediendo el valor de fluencia plástica de Bingham que va a inducir a una unidad de velocidad de corte. El valor resultante, expresado en centipoises, es proporcional a la pendiente de la curva de consistencia determinada en la región de flujo laminar para los materiales que se adecúan a la Ley de Bingham de fluido plástico. Cuando se utiliza el viscosímetro de indicación directa, se obtiene la viscosidad plástica restando la lectura de 300 rpm de 600 rpm.

viscosidad: Resistencia interna de un fluido a fluir. Este fenómeno se atribuye a la atracción entre las moléculas de un líquido, y es una medida de los efectos combinados de las partículas suspendidas y el ambiente del líquido. A mayor resistencia, mayor viscosidad. La viscosidad de los productos de petróleo se expresa comúnmente en términos del tiempo que requiere un volumen específico de líquido para atravesar un orificio de un determinado tamaño. Ver **viscosidad aparente y plástica.**

viscosímetro de indicación directa: Comúnmente llamado “medidor V-G”. Se trata de un instrumento rotativo accionado por un motor eléctrico o manivela, utilizado para determinar la viscosidad aparente, la viscosidad plástica, el umbral de fluencia plástica y la resistencia de gel (véanse) de fluidos de perforación. Las velocidades normales son 600 y 300 rpm. Ver **Práctica Recomendada API 13B para conocer los procedimientos operativos.**

viscosímetro de indicación directa: Ver **viscosímetro, indicación directa.**

viscosímetro Stormer: Viscosímetro de corte rotatorio utilizado para medir la viscosidad y resistencia de gel de fluidos de perforación. Este instrumento ha sido sustituido en gran medida por el viscosímetro de indicación directa (véase).

VITÓN: Fluoroelastómero que posee capacidad sellante en el gas agrio.

W

Webb-Wilson: llaves mecánicas; en ocasiones se utiliza de forma genérica para todas las marcas de llave.

W-L, W/L: Cable eléctrico.

WOC: Abreviatura en inglés de **waiting-on-cement, esperando fraguado de cemento.**

WOE: Abreviatura en inglés de **waiting-on-engineering, esperando operaciones de ingeniería.**

WOG: Abreviatura en inglés de **water-oil-gas, agua, petróleo y gas.**

Y

yeso: Ver *sulfato de calcio*. *El yeso se encuentra con frecuencia durante la perforación*. Puede ocurrir como hilos delgados o formaciones masivas

Z

zapata de abrasión: Tipo de zapata rotatoria utilizada para fresar metales en las operaciones de terminación.

zapata de flotación: Herramienta cilíndrica integral provista de una válvula de disco con movimiento vertical que se baja en el extremo de la sarta de revestimiento para proporcionar flotación y reducir al mismo tiempo la carga en el gancho del equipo de perforación.

zapata de fresado: Ver *zapata rotatoria* y *zapata de abrasión*.

zapata de la tubería de revestimiento: Sección de acero corta, pesada, hueca y cilíndrica con el extremo inferior redondeado que se coloca en el final de la columna de revestimiento para actuar como zapata de refuerzo para ayudar a aislar las pequeñas protuberancias de la pared del pozo cuando se baja la tubería de revestimiento. También llamada zapata guía. Ver *zapata guía*.

zapata de lavado: Dispositivo para proteger sellos, niples de asentamiento, durante tareas de fresado.

zapata guía: Sección de acero corta, pesada y cilíndrica, rellena de caucho o concreto, con el extremo inferior redondeado, que se coloca en el extremo de la sarta de tubería de revestimiento. Impide que la tubería de revestimiento quede trabada en una irregularidad del pozo cuando es bajada. El pasaje que atraviesa el centro de la zapata permite que el fluido de perforación ascienda por la tubería de revestimiento en la bajada, y que el cemento se distribuya durante las operaciones de cementación. También llamada *zapata de entubación*.

zapata rotatoria: Zapata de corte que se ajusta al extremo inferior de la tubería lavadora y “revestida” con dientes de superficie dura o de carburo de tungsteno.

zapata: Normalmente la primera herramienta de fondo de pozo que se utiliza en la sarta de tubería de revestimiento para guiar la tubería de revestimiento por las obstrucciones del pozo. Ver *zapata de la tubería de revestimiento*.

zaranda vibratoria: Serie de bandejas con tamices que extraen mediante vibración los recortes de perforación del fluido de circulación en operaciones de perforación rotativa. El tamaño de los agujeros del tamiz se selecciona cuidadosamente de acuerdo con el tamaño de los sólidos en el fluido de perforación y el tamaño previsto de los recortes. También recibe el nombre de zarandeador.

zona petrolífera: Formación u horizonte de un pozo a partir del cual puede producirse petróleo. La zona petrolífera por lo general se encuentra inmediatamente debajo de la zona de gas y por encima de la zona de agua, siempre que los tres fluidos estén presentes y segregados.

zona: Sección de la formación del pozo.

ÍNDICE DE CONTENIDO



A

aceite
8-4

acidificación
10-8

acoplamiento de flujo (collar de flujo)
10-35

actividades de reparación
10-2, 10-3, 10-9, 10-10, 10-11, 10-12, 10-13, 10-14, 10-15

agujero descubierto con terminación de tubería de producción y tubería de revestimiento
10-31

agujeros en la tubería de producción
7-37

ajustes de presión
6-7

ángulos y cambios de ángulo del agujero
7-30, 7-31, 7-33, 7-34

API tipo BX energizadas a presión, juntas del anillo de unión
9-13, 9-14

API tipo R, juntas del anillo de unión
9-12, 9-13

API tipo RX energizadas a presión, juntas del anillo de unión
9-13, 9-14

árbol de Navidad
10-29

arietes (esclusas) de corte
9-8, 9-11

arietes (esclusas)
9-6, 9-7

arietes ciegos de corte
9-8, 9-11

arietes ciegos
9-8

arietes de diámetro variable
9-10, 9-12

arietes de tubería
9-8

arietes, bridas de anclaje de circulación
9-2, 9-3

arranque de la segunda circulación
6-9

arreglo de fondo de pozo (BHA, por sus siglas en inglés)
2-8

arreglo del conjunto BOP
7-23, 9-2

arreglo de fondo de pozo (BHA, por sus siglas en inglés)
2-8

asientamiento en las piletas
8-2

atasco de la sarta de perforación
7-7

A

aumento de la temperatura de la línea de flujo
3-4

aumento de la velocidad de flujo
3-6

aumento en el torque/arrastre
3-3, 3-4

B

bajo balanceado
1-5

balanceado
1-3, 1-5, 5-1

bloqueo en la sarta
7-35

bloqueo/colapso del espacio anular
7-36, 7-37

bloques de piso
14-9

bomba de flujo apagada
3-8, 3-9

bomba de líquido
12-38

bombeo forzado
10-17, 10-18, 10-20

bridas y juntas de anillo
9-11, 9-12, 9-13, 9-14, 9-15

C

cambios en los recortes; forma, tamaño, cantidad y tipos de
3-3, 3-4, 3-5

camisa de deslizamiento (puerta corrediza lateral)
10-33

canastas de pesca de detritos y desperdicios
10-37

cantidad de llenado inapropiada
3-11, 3-12

capacidades, volumen y carreras del espacio anular
2-6, 6-26, A-3, A-4, A-5, D-1

características requeridas del fluido de reparación y terminación
10-25, 10-26, 10-27, 10-28

carreras de la bomba
2-6, 3-11, 4-10, 4-15, 6-12, 6-20, 9-33, 9-35, 10-21, 10-23

cementación a presión
10-11, 10-12

cementación e inyección forzada de cemento
9-16

C

cementador recuperable
10-36

Cementador
4-19

cemento/cementar
2-9, 2-10, 12-41

cemento/contaminación ambiental
10-11, 10-12

cierre blando
4-3, 4-4, 4-5

cierre con cable eléctrico trenzado
4-16

cierre sobre los collares
4-13, 4-14

circulación inversa, ventajas de la
10-17

circulación normal
1-10

circular para ahogar el pozo
6-2, 7-1, 7-2

circular un golpe de presión hacia afuera
5-13

colgador de tubería de revestimiento corta
10-32

componentes submarinos/paneles de control de superficie
10-26, 10-27

comportamiento y solubilidad del gas
5-7, 5-8

compuesto elastómero marca sistema codificador
9-10-, 9-11

Comunicación
11-48, 11-49

conexiones de la línea de ahogo y estrangulamiento
9-1, 9-2, 9-23, D-4, D-5

conexiones de tubería 10-32
10-32

conificación de agua y gas
10-10, 10-11

conjunto BOP
1-10, 2-11, 9-1, 9-2, 9-3, 9-8, 9-11, 9-17

consideraciones especiales sobre pozos altos/en ángulo, horizontales, perforación en bajo balance, presión durante la perforación
7-30, 7-31, 7-32, 7-33, 7-34

consideraciones sobre el desviador
4

consideraciones sobre el fluido y la presión de ahogo
6-16, 6-17, 6-18

consideraciones sobre la presión de la tubería de producción
10-20, 10-22

consideraciones sobre la presión
6-16

consideraciones sobre pozos de diámetro reducido
7-24, 7-25, 7-26, 7-27, 7-28, 7-29, 7-30

Contaminación
8-2

C

contenido de cloruro, cambio en el
3-4

contenido del gas
3-4, 3-15

control de flujo
3-8, 3-9, 3-12

control de la producción de arena
10-12, 10-13

control de presión del espacio anular
4-9

corte con gas
5-8

Cristalización
10-26, 10-28

cuadrilla, responsabilidades de la
4-18, 4-19

cuadro de presión
6-13, 6-20, 6-21, 7-32, 10-21, 10-24

cuándo desviar (procedimientos para el desviador)
4-15, 4-16, 9-5, 9-6

D

daño en el agujero descubierto de la formación
8-4

daño o falla en la tubería de revestimiento
10-10

datos del pozo
6-17, 6-24, 6-25

datos geológicos
1-4, 1-5, 3-4

densidad de fluido insuficiente
10-3

densidad del fluido de ahogo
6-12

densidad/presión del fluido
8-5, 8-6

densidad
1-1, 1-2, 2-2, 5-11, 18-5, 8-6, 10-3, 10-25

densidades de fluido
2-10, 8-5, 8-6, 10-27

depurador de la tubería de revestimiento
10-38

descenso en la densidad de la lutita
3-4

Desgasificadores
9-29

desplazamiento inapropiado
2-4

desplazamiento/viaje de entrada
2-5, 2-6, 2-7, 3-11

desviación de trayectoria
10-14

Desviador
9-5, 9-6, 9-10, 10-17, 10-19

diverter procedures while drilling
4-16

D

- detección del golpe de presión**
3-1, 3-11, 3-13, 3-14
- detectores de gases**
9-35
- determinación de la naturaleza del fluido intrusivo**
5-8, 5-9
- diagrama de control de BOP Koomey típico**
9-18, 9-19
- Disparos**
10-4, 10-5, 10-6
- dispositivo de medición del volumen del fluido**
10-3
- documentación del control de pozos**
4-9, 4-10, 4-11, 6-9, 6-20

E

- electricista/mecánico**
4-18
- Embolamiento**
2-9
- Empacador**
10-33, 10-34
- Empaquetamientos**
4-38, 4-39
- equalizing loop**
13-15
- equipos de detección del golpe de presión**
3-12
- equipos de manejo de gas**
9-28, 9-29
- equipos de subsuelo**
10-28
- equipos de superficie**
9-1
- espaciado (ensamble)**
4-13
- establecimiento de alarmas**
3-13
- estático vs. Dinámico**
1-8, 1-9, 10-48
- estrangulador ajustable remoto**
9-27
- estrangulador ajustable**
5-6, 6-2, 6-5, 6-6, 6-25, 7-13, 9-25, 9-26, 9-27, 9-28, 9-29
- estranguladores ajustables manuales**
9-26
- estranguladores fijos**
9-26
- estranguladores**
9-23, 9-25, 9-26, 9-27
- expansión controlada**
6-22
- expansión de gas**
5-5
- expansión descontrolada**
5-4, 5-5, 5-6

E

- extracción del árbol de Navidad**
10-30
- extracción del árbol y el colgador de tubería de producción**
10-30

F

- factor de conversión de densidad**
1-2
- factores que afectan la holgura**
7-24
- falla de la bomba y cambio de bomba**
7-30, 7-31, 7-32
- fallas tectónicas**
1-4, 1-5
- flotabilidad**
3-8, 11-12, B-2
- flotador, válvula de retención o de contrapresión (BPV, por sus siglas en inglés) en la sarta**
9-32
- fluido de ahogo**
6-10
- fluido empacador**
2-3, 10-17, 10-25
- fluido pesado (fluido de ahogo) llega a la barrena**
6-9, 6-10
- fluidos a base de aceite (emulsión de aceite en agua, agua en aceite)**
8-4
- fluidos de carga del acumulador**
9-17, 9-18, 9-19, 9-20
- formación, características de la**
1-3, 1-4, 1-5
- formaciones con sal e hinchamiento**
2-9
- fracturamiento (tratamiento de fracturamiento)**
10-6, 10-7
- Fricción**
1-5, 1-6, 1-7, 1-8
- Fugas**
4-7, 5-3, 6-1, 12-47

G

- ganancia de presión mientras el lodo sigue al gas en la línea de estrangulamiento**
6-5, 6-7, 6-8, 6-10, 6-12, 6-13, 6-21
- ganancia de volumen**
3-6, 3-7
- ganancia/perdida manométrica**
3-6
- gas de conexión o de maniobras**
3-4
- gas en el orificio del pozo/lodos a base de agua**
8-1, 8-2, 8-3, 8-4
- gas en el orificio del pozo/lodos sintéticos a base de aceite**
8-4

G

gas tóxico

4-16, 4-17, 9-35, 10-8

gas

5-3, 5-6, 5-7

golpes de presión con la tubería (sarta de trabajo) en el fondo

7-6, 7-7, 7-8

golpes de presión cuando la tubería (sarta de trabajo) no está en el fondo

7-6, 7-7, 7-8

golpes de presión de líquidos

5-8, 5-9, 8-4

golpes de presión durante el registro o cableado

3-13

golpes de presión durante la bajada de la tubería de revestimiento

3-13

golpes de presión durante la cementación

3-14

golpes de presión durante las maniobras

3-11, 3-12

golpes de presión mientras se está afuera del pozo

3-13

golpes de presión mientras se está afuera del pozo

3-13

gradiente de presión

1-3, 1-4, 1-5, B-1

gráfico de caídas de presión

6-11, 6-12

H

herramientas de fondo de pozo

3-18

herramientas

2-37

hidratos de gas de formaciones poco profundas

10-11

hidratos de gas

10-45

hinchamiento

3-9, F-1

holgura

1-10, 2-8, 2-9, 7-8, 7-28, 9-26, 10-3, 10-13

I

indicador de presión de perforación

3-3

indicador de retorno de lodo (sensor de línea de flujo)

9-35

información registrada previamente

6-17

ingeniero de lodos

2-2, 3-4, 4-19, 8-1, 8-4

inspección y prueba del BOP

D-2

I

instalación de conjuntos

9-11, 9-12

J

jefe de turno/gerente de equipo de perforacións

4-18

juntas comunes de anillo de unión

9-12, 9-13, 9-14, 9-15

Juntas de anillo de unión API tipo BX energizadas a presión

9-13, 9-14

Juntas de anillo de unión API tipo R

9-12

Juntas de anillo de unión API tipo RX energizadas a presión frente con frente

9-13

juntas de anillo de unión API tipo RX energizadas a presión

9-13

juntas del anillo de unión, API tipo RX energizadas a presión frente con frente

9-13

L

la sarta no extrae seco

3-8, 3-9

línea de llenado

9-16

llenado inapropiado del agujero

3-8, 3-9

lodo vs. fluidos de terminación

8-5, 8-6

longitud del arreglo de fondo de pozo

2-8

longitud del BHA

2-9

lutita desmoronable/llenado de agujero

2-9

lutita maciza

2-4

lutita

1-4, 10-2

M

mandril

10-34, 10-36, 10-38, 10-39

manejo del gas en la superficie

6-22, 6-23, 6-24, 6-25, 6-26, 6-27, 6-28, 6-29, 6-30, 6-31

maniobra de entrada

2-9

maniobra de salida

2-8, 2-9, 12-52

manómetro (medidor de presión), falla del

6-3

manómetro (medidor de presión)

5-1, 6-1, 6-3, 6-5, 6-6, 6-7, 6-24, 7-4, 7-8, 7-13, 9-19, 9-23, 9-27, 9-37, 10-8, 10-29

M

- mantenimiento de la presión adecuada**
6-5, 6-6
- mantenimiento general de preventores**
9-11
- margen de seguridad (ver margen de viaje)**
1-11
- margen de viaje (seguridad)**
1-11, 1-9, 1-12, 2-13, 2-14, 7-1, 7-9, F-69
- margen de viaje**
1-11
- medición durante la perforación (MWD, por sus siglas en inglés)**
3-5, 9-37
- medio adecuado para herramientas inalámbricas, registros y perforación**
10-25
- método de esperar y pesar (W&W)**
6-12, 6-13, 6-14, 6-15
- método de lubricación y purga**
6-29
- método del perforador**
6-6, 6-7, 6-8, 6-9, 6-10, 6-11, 6-16, 7-31, 7-34, 10-15
- método volumétrico de control de pozos**
6-22, 6-23, 6-24, 6-25, 6-26, 6-27, 6-28, 6-29
- método volumétrico sin tubería de perforación**
6-27
- método y procedimiento de ahogo**
6-22, 6-23
- métodos para mantener constante la presión de fondo de pozo en circulación**
6-2, 6-3, 6-4, 6-5, 6-6, 6-7, 6-8, 6-9, 6-10, 6-11, 6-12, 6-13, 6-14, 6-15, 6-16
- métodos sin circulación**
6-22, 6-23, 6-24, 6-25, 6-26, 6-27, 6-28, 6-29, 6-30, 6-31, 6-32
- migración de gas**
5-4, 5-5
- modificaciones del cuadro de presión**
7-31
- motorista**
4-19
- movimiento de la tubería: suaveo y surgencia**
1-9, 1-10, 2-8, 2-9, 7-9
- muestras de gas/petróleo mientras se circula**
3-8
- múltiple del estrangulador**
1-9, 2-10, 3-13, 4-3, 4-6, 4-9, 7-13, 9-23, D-2, D-4, D-5

N

- niple de sellado**
10-34

O

- obreros**
4-18

O

- obstrucciones del pozo**
2-10, 10-3
- operaciones de cementación**
2-10, 2-11
- operaciones de reparación, razones comunes para**
10
- operaciones especializadas**
10-36, 10-37
- operador de la torre/perforador asistente**
4-18
- organización y dirección de las operaciones de control de pozos**
4-17, 4-18

P

- peones**
4-19
- pérdida de circulación grave/reventón subterráneo**
7-2, 7-3
- pérdida de circulación parcial**
7-2
- pérdida de circulación**
2-3, 2-4, 4-9, 7-2, 7-3, 7-4, 10-3
- pérdida de presión del espacio anular**
1-7, 1-9, 3-11, 7-1, 7-4, 7-25
- pérdida de presión mientras el gas ingresa a la línea de estrangulamiento**
2-12, 6-5
- pérdidas de presión/circulación**
1-5, 1-6
- perforación de un pozo adyacente**
2-10
- perforación en condiciones de bajo balance produciendo mientras se perfora**
2-12
- perforación en condiciones de bajo balance**
2-12
- perforador**
4-17, 4-18
- personal de servicio**
4-19
- peso de la sarta**
3-8
- peso de lodo equivalente**
1-8, 4-2
- piletas o tanques**
9-35, 9-36
- planificación previa y perforaciones**
4-17
- poner la bomba en línea**
6-4, 6-13
- porosidad**
1-4
- posición del golpe de presión, efecto de la**
5-12
- posición del influjo**
7-7

P

pozos desviados/horizontales

1-2, 2-9, 6-11, 7-30, 7-32, 7-34

predicción de la presión de la formación

2-4, 3-1, 3-2, 3-3

presión anormal

1-4, 2-4, 3-3, 3-4

presión de cierre de la tubería de perforación (SIDPP, por sus siglas en inglés)

4-7, 4-8

presión de cierre de la tubería de revestimiento (SICP, por sus siglas en inglés)

5-1

presión de circulación final (FCP, por sus siglas en inglés)

6-9, 6-12, B-1

presión de circulación inicial (ICP, por sus siglas en inglés)

6-3, 6-7, 6-12, B-1

presión de circulación

1-6

presión de fondo de pozo (BHP, por sus siglas en inglés)

1-9, 2-2, 2-4, 2-5, 2-10, 2-11, 3-11, 5-4, 5-5, 5-6, 5-8, 5-12, 5-13, 6-1

presión de fractura

4-9

presión de la formación (FP, por sus siglas en inglés)

1-4, 1-5

presión de la formación, consideraciones sobre la

10-23

presión de manómetro/atmosférica

1-5, 1-6

presión de surgencia

1-9, 2-8

presión de velocidad de circulación lenta (SCR, por sus siglas en inglés)

4-7, 6-3

presión de velocidad de circulación lenta

6-18

presión del fluido

10-18

presión equivalente al fluido del pozo

1-2, 1-7, 1-8, 4-10, 4-11

presión excesiva de la tubería de revestimiento

6-17

presión hidrostática

1-1, 1-2, 1-3

presión, área y fuerza

1-1

presión

1-1

presiones de cierre (SIDDP, SITP, SICTP, por sus siglas en inglés)

4-7, 4-8, 4-9

preventor de reventones (BOP, por sus siglas en inglés)

1-9, 1-10, 4-9, 4-15, 4-16, 5-1, 5-5, 5-14, 6-1, 6-2, 6-23, 7-15, 8-4, 9-1, 9-2, 9-3, 9-5, 9-6, 9-10, 9-17, 9-24, 9-25

preventor de reventones interno (IBOP, por sus siglas en inglés)

5-12, 9-31

preventores anulares para uso especial

9-6

P

preventores anulares

9-2, 9-3, 9-4, 9-6, D-1

primera circulación

6-7, 6-8

problemas mecánicos y del agujero

5-1, 10-28

procedimiento de arranque

6-1, 6-2, 6-7

procedimiento de prueba del BOP

D-1, D-2, D-3, D-4, D-5

procedimientos con agua para el desviador

4-16

procedimientos con lodo para el desviador

4-16

procedimientos de cierre con la tubería en el fondo

4-4

procedimientos de control del flujo

3-12, 3-15

procedimientos generales de control del flujo

3-9, 3-12, 3-15

procedimientos para el desviador durante la perforación

4-16

procedimientos para el desviador durante las maniobras

4-16

problemas mecánicos

4-15, 4-16

procedimientos

10-16, 10-17

profundidad medida (MD, por sus siglas en inglés)

1-2

profundización

3-7, 10-14

programa cronológico de presión

6-9, 6-10, 6-12, 6-13, 6-15, 6-19, 7-32, 7-33

propiedades del fluido

1-10, 2-2, 8-6

propiedades reológicas

8-2

prueba de BOP

D-3, D-4

prueba de cierre del acumulador

D-1

prueba de cloruro

3-4

prueba de fuga (LOT)

4-9, 4-10, 4-11, 4-12, 6-17

prueba de peso del lodo

8-5, 8-6

prueba de presión

9-4, 9-5, 10-7

prueba del acumulador y del BOP

9-17, D-1, D-5

prueba de BOP

D-3, D-4

pruebas de campo en los fluidos

8-2, 8-3, 8-4, 8-5

P

- pruebas de formación efectuadas a través de la sarta de perforación (DST, por sus siglas en inglés)
2-12
- pruebas de integridad de la formación (FIT, por sus siglas en inglés)
4-9, 4-10, 4-11, 6-17
- puentes en la sarta
7-35, 7-37
- puntos de cristalización o congelamiento
10-28

R

- ranura de anillo de unión Cameron tipo AX & Vetco VX energizadas a presión frente con frente
9-14
- ranura de anillo de unión Cameron tipo CX & Vetco energizadas a presión frente con frente
9-15, 9-16
- ranura de anillo de unión Cameron tipo RX energizadas a presión frente con frente
9-13
- receso de perforación
3-2, 3-3
- recortes
3-3
- rectificación de entrada al pozo con arietes de tubería (esclusas de corte)
7-23
- rectificación de entrada al pozo con el preventor anular
7-14
- rectificación de salida de un pozo
7-24
- rectificación de salida del pozo con arietes de tubería (esclusas de corte)
7-24
- rectificación de salida del pozo con el preventor anular
7-24
- rectificación/movimiento de tubería y consideraciones volumétricas
7-12, 7-13
- rectificación
7-8, 7-9
- reducción en la velocidad de penetración
3-3, 3-4
- registro de viaje
2-8, 3-12
- registro durante la perforación (LWD, por sus siglas en inglés)
3-5
- del método de ahogo de esperar y pesar
6-16, 6-17, 6-18, 6-19, 6-20, 6-21
- repaso del método del perforador para el ahogo
6-10, 6-11
- requerimientos de volumen
9-21
- requerimientos estimados de barita
E-2
- requisitos de cierre de unidad
D-1

R

- resistencia de gel
2-9, 8-2
- respuesta de estrangulador
6-5
- retenedor de cemento
10-37
- reterminación, producción en nuevo yacimiento
10-14
- rodillo de la tubería de revestimiento
10-38

S

- sales
1-4, 1-5, 3-4
- salmuera, densidad de la
10-27
- sarta de trabajo
10-32
- sarta doble/terminación simple
10-2
- sarta fuera del pozo o taponado
7-35
- seguridad general con relación a los fluidos
10-28
- seguridad
7-1, 7-2
- selección de márgenes de seguridad y de trabajo
1-9, 6-24, 7-17, 7-18, 7-21
- sensor de la línea de flujo (conjuntos de superficie)
3-6
- sensor de la línea de flujo
3-6, 3-7
- separador de lodo-gas, inadecuación del
9-28, 9-29
- separadores de lodo-gas (separador de gas)
9-28, 9-29
- sin expansión (gas)
5-5, 6-3, 7-31
- sistema (cabezal) giratorio
9-7
- sistema de cierre/acumulador
9-17, 9-19, 9-20, D-1
- sistema de circulación
1-6, 1-8, 8-2, 9-1, 9-33
- sistema/circuitos hidráulicos
9-7
- sistemas de bloqueo de esclusas hidráulicas
9-6, 9-7, 9-8
- sistemas desviadores
9-5
- sistemas informáticos
9-37
- sistemas totalizadores de volumen de piletas
9-36
- situaciones inusuales del golpe de presión
7-1

S

sobre balanceado

1-5, 2-12, 3-7

suaveo y surgencia

2-8, 2-9

suaveo

1-9, 1-10, 2-8, 2-9, 10-3

sulfuro de hidrógeno (H₂S)/gas agrio (amargo)

5-7

supervisión de viaje

2-5

suspensión de materiales cuando la circulación se detiene

8-2, 8-4

suspensión de recortes

8-2, 8-4

T

tablero de control

9-7, 9-17, 9-19

tamaño del golpe de presión

5-10, 5-11, B-1

tanque de viaje

3-11, 9-36

tapón de cemento

7-4, 10-14

tapón de puente

10-34, 10-35

tapones y píldoras

2-3, 2-11, 7-4, 8-6, 10-8, 10-34, 10-35

temperatura

3-4, 3-5, 5-3

terminación de levantamiento artificial por gas

10-36

terminación de vida artificial

10-35, 10-36

terminación del agujero descubierto (pozo abierto)

10-4

terminación en intervalos de dos zonas productivas

10-9, 10-10, 10-11

terminaciones comunes

10-4, 10-5, 10-6, 10-7, 10-8

terminaciones múltiples

10-2, 10-4

terminar un pozo en más de un yacimiento

10-2

tiempo de ascenso/tiempo de tránsito

6-5, 6-6

tiempo/carrera hasta la barrena/final de tubería

6-18

tipo de vástagos de perforación (kellys)

9-30

tipos comunes de fluido

8-1, 8-2, 8-3, 8-4

totalizador de volumen de pileta (conjuntos de superficie)

3-6, 3-7

totalizador de volumen de pileta (PVT, por sus siglas en inglés)

3-6, 3-7, 3-13, 9-34

T

transporte de recortes a la superficie

8-2, 8-3, 8-4, 10-25, 10-37

tubería de producción

10-32

tubería de revestimiento corta

10-31, 10-32

tubería de revestimiento vs. agujero descubierto

4-9

tubería de revestimiento

4-9, 10-31

tubería enrollada

1-5

tubería liviana

7-8

tubería pesada

7-8

tubo en U

1-3

TVD vs. MD

1-1, 1-2

U

un procedimiento típico para realizar una rectificación de entrada de arietes de tubería (esclusas de corte)

7-23

un procedimiento típico para realizar una rectificación de salida de arietes de tubería (esclusas de corte)

7-24

un reventón es un golpe de presión que fue no controlado

2-1, 2-12

una rectificación típica con el procedimiento anular

7-25

una vez que se elimina el golpe de presión

6-5, 6-6

unidad de carrera larga

3-4

unidad de mando superior

4-6, 9-38

unión de seguridad

10-35

unión giratoria de accionamiento

9-38, 9-39

V

válvula de seguridad de apertura total (FOSV, por sus siglas en inglés)

9-31

válvula de seguridad inferior del vástago de perforación

9-30

válvulas de contrapresión (BPV, por sus siglas en inglés)

7-24, 9-32

válvulas de contrapresión, válvulas de retención

9-32, 10-36

válvulas de levantamiento artificial por gas

10-36

V

válvulas de seguridad superiores del vástago de perforación
9-30

válvulas de seguridad y flotadores
9-32

variaciones desde exponentes “d”
3-4

velocidad de circulación lenta, presión no disponible o no fiable
6-3, 6-18

velocidad de movimiento de la tubería
1-10, 2-6, 2-7, 2-9

velocidad de penetración (ROP, por sus siglas en inglés)
3-1

velocidad y/o presión, cambio en la
3-7

viscosidad
2-9

volumen de la pileta
3-6, 3-7

volumen/carreras de la tubería de producción (de la superficie al final de la tubería)
6-17, 6-18, 10-20, 10-21

volver a cerrar el pozo
4-1, 4-2

volver a cerrar
6-6, 6-7

Z

zonas agotadas
10-9

zonas cargadas
2-9

