

# Posibles causas del accidente de la plataforma Deepwater Horizon

Por *Gabino Velasco*

**El incidente en el Golfo de México, mundialmente difundido por sus graves alcances, suscitó numerosos interrogantes acerca del eventual origen del problema. Aquí, se expone con rigor técnico un análisis de lo sucedido**

**E**l 20 de septiembre último, el almirante (RE) de la Guardia Costera de los Estados Unidos Thad Allen, a cargo del control del pozo Macondo, de British Petroleum (BP), declaraba: “La BOEM (Oficina de Gerenciamiento, Reglamentación y Aplicación de la Energía Oceánica) ha confirmado que el pozo Macondo ha quedado sellado en forma definitiva como resultado de los taponos de cemento inyectados en el pozo de alivio perforado por la plataforma Development Driller III, cuya inte-

gridad fue debidamente verificada por medio de las pruebas a presión practicadas”. Se daba así por terminado el catastrófico accidente, considerado uno de los de mayor envergadura en la industria de los hidrocarburos de todos los tiempos. Partiendo de información de conocimiento público de BP y del informe elaborado por la Comisión de Energía y Comercio del Congreso de los Estados Unidos, el presente trabajo intenta explicar paso a paso las posibles causas del incidente.

## Plataforma semisumergible de perforación en aguas profundas Deepwater Horizon

**Compañía contratante:** British Petroleum (BP)

**Propietario:** Transocean Ltd.

**Fabricante:** Hyundai Heavy Industries (Corea del Sur)

**Año de fabricación:** 2001

**Costo aproximado de la plataforma semisumergible:**

US\$ 350.000.000

**Capacidad perforante (incluida la profundidad del agua):** 30.000 pies (9144 m)

**Capacidad de la torre:** 2.000.000 lb

**Bombas de lodo:** 4 (cuatro), National 14-P-220 de 2200 HP

**Dimensiones:** Largo: 121 m, Ancho: 78 m, Altura total: 41 m

**Potencia instalada:** 25.200 HP + 1000 HP para emergencias

**Profundidad del agua hasta la cual puede operar:** 10.000 pies (3048 m)

El equipo no opera anclado, dado que las catenarias serían no solo muy costosas, sino también extremadamente pesadas. Por lo tanto, utiliza

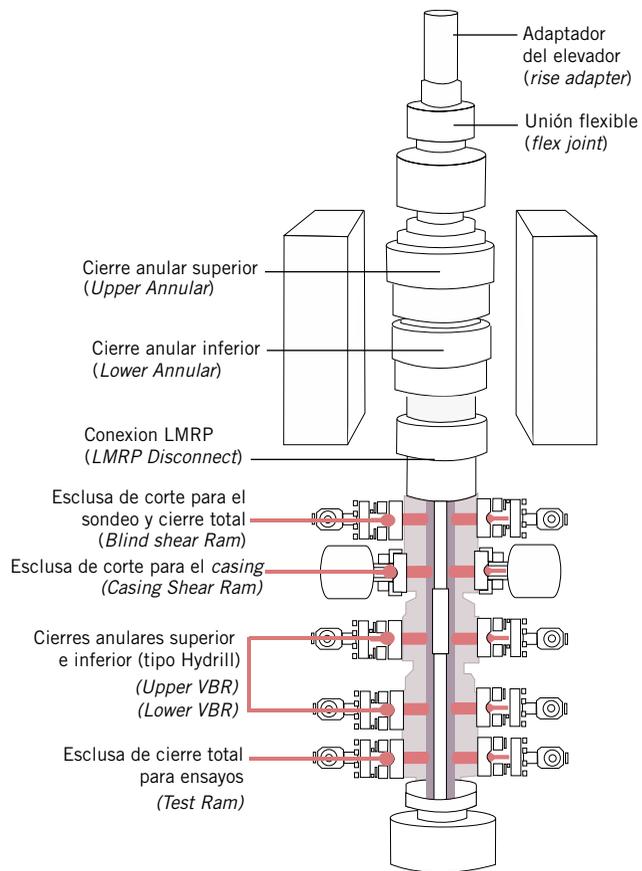


Gráfico 1



Deepwater Horizon

un sistema informático triplemente redundante accionado por el posicionamiento satelital que permite mantener la plataforma en el eje vertical del pozo por medio de varios *thrusters* (poterosas hélices colocadas en un túnel orientable).

Los equipos de perforación *offshore* (costa afuera) son casi iguales a los que perforan en tierra, puesto que la perforación a partir del lecho marino no presenta diferencias sustanciales respecto de la perforación *onshore* (en tierra firme). Las principales disimilitudes con los equipos de tierra estriban en los siguientes puntos:

### A) BOP

Se trata de la ubicación, el diseño y el accionamiento de las válvulas de control de la boca de pozo, que se encuentran en el lecho del mar, comúnmente denominadas por el acrónimo inglés BOP (*Blowout Preventers*) (ver gráfico 1).

Posee las siguientes *rams* (esclusas), enumeradas desde arriba hacia abajo:

I) Esclusa de corte para el sondeo y cierre total.

- II) Esclusa de corte para el casing (tubería de revestimiento).
- III y IV) Cierres anulares (tipo Hydrill), superior e inferior, ajustables a varios diámetros y también al cierre total.
- V) Esclusa de cierre total para ensayos.

### B) Riser

El tubo llamado *riser* (elevador), que vincula la BOP con la plataforma y por dentro del cual se introducen y se extraen todas las columnas y las herramientas utilizadas en la perforación y puesta en producción del pozo, conduce asimismo el lodo que asciende por el espacio anular. De este modo, trae los recortes de terreno y todos los fluidos provenientes del subsuelo y atraviesa las BOP hasta el circuito de tratamiento que se encuentra armado en la plataforma por debajo del piso de trabajo denominada *moon pool*.

El tramo de tubería que cumple su misma función en un equipo de tierra (que, en ese caso, no se llama *riser*) rara vez excede los 2 m de longitud; mientras que, en el equipo costa afuera, podría llegar a tener una longitud de 3 km.

### El accidente

En la perforación de un pozo *offshore* de aguas profundas, existen varios riesgos: el ambiental, el minero, el técnico, el de ingeniería, el de inversión y el de comercialización. Y todos convergen en un pequeño punto, en el fondo del océano, y convierten el objetivo en un blanco móvil, lo que dificulta la cuantificación del cálculo del TIR y del cálculo de riesgo a largo plazo de la explotación del petróleo que se encuentra en aguas profundas (y hay mucho...).

A partir de datos de conocimiento público de la empresa BP y del informe elaborado por la Comisión de Energía y Comercio del Congreso de los Estados Unidos, realizamos la siguiente enumeración de las posibles causas del accidente.

El 20 de abril de 2010, la Deepwater Horizon, una de las plataformas semisumergibles para perforación en aguas profundas de diseño más avanzado del mundo, se encontraba operando en el pozo Macondo de BP –descubridor de un

yacimiento cuyas reservas se estimaban en 100.000 millones de barriles en el bloque 252 del Cañón del Misipi, Golfo de México– a unas 45 millas al sur de la costa de Luisiana cuando se produjo una explosión seguida de incendio y del posterior naufragio.

La explosión-incendio causó la muerte de once operarios del equipo formado por 126 personas y marcó el inicio del que posiblemente sea el peor desastre ambiental de los Estados Unidos.

La Deepwater Horizon tenía contrato con BP hasta el año 2013 y su tarifa diaria era de aproximadamente US\$ 500.000 por día, a lo cual se deben adicionar los servicios complementarios de la perforación (helicópteros, barcos de abastecimiento, perfilajes, cementaciones, tecnologías especiales, lodo, etc.).

La plataforma semisumergible Deepwater Horizon, de Transocean, había perforado para BP un año atrás el pozo descubridor del yacimiento Tiber, cuyas reservas se estimaban en 450.000 millones de barriles –también en el Golfo de México–,

a 35.132 pies de profundidad (4132 pies de agua y 31.000 pies por debajo del fondo marino). Disponía de personal experimentado y de extraordinarios antecedentes tanto operativos como de seguridad y representaba la vanguardia de la tecnología de perforación *offshore* en aguas profundas.

El pozo Macondo tenía una profundidad final programada de 19.600 pies (5976 m) y atravesaba dos formaciones de interés, pero debió ser cortado a los 18.360 pies (5598 m) (ver gráfico 2) a raíz de una pérdida de circulación que se presentó al atravesar la primera de las formaciones productivas. La pérdida de lodo es una buena señal desde el punto de vista de la producción de petróleo de la capa; pero, a su vez, constituye una advertencia en el sentido de que la cementación tendría que ser particularmente firme. La profundidad del agua hasta el lecho marino es de 5067 pies (1662 m).

Al momento del descontrol, el pozo Macondo tenía un retraso de 43 días respecto del programa (21,5 millones de dólares solamente en tarifa diaria de la plataforma semisumergible). Este hecho seguramente fijó el

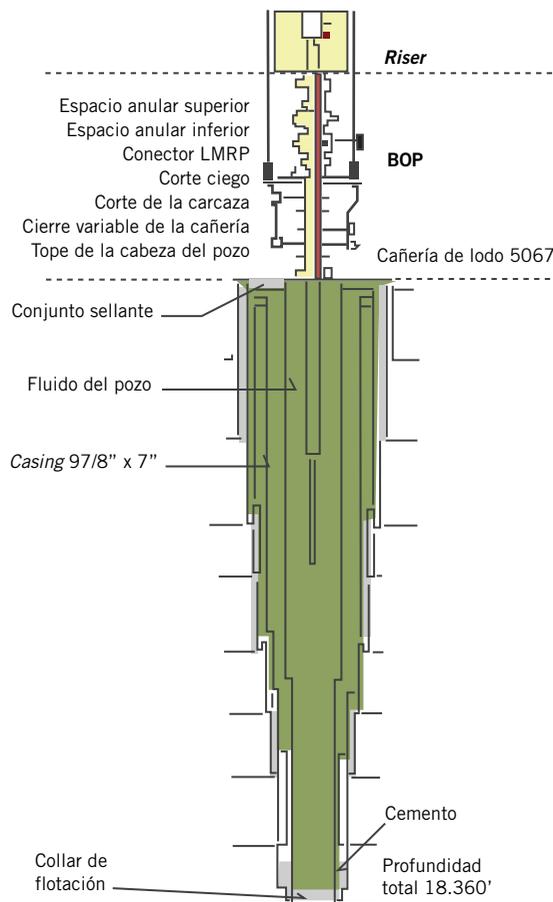


Gráfico 2

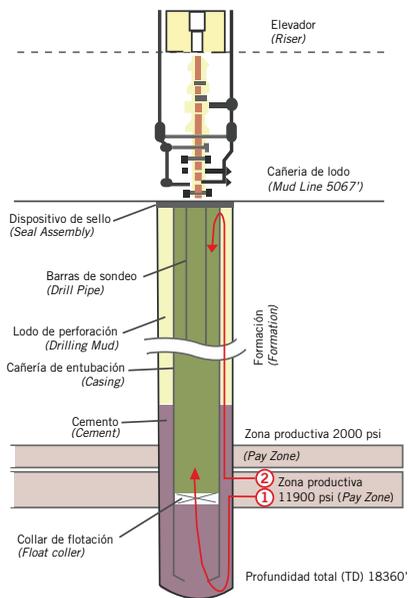


Gráfico 3

contexto en que el operador tomó sus decisiones los días y las horas anteriores al descontrol del pozo. Pareciera que este atraso generó presiones que llevaron a adoptar atajos tendientes a apurar su finalización. Como consecuencia, se redujeron los costos y se ahorró tiempo a costa, en algunos casos, de violar los lineamientos de la industria y a pesar de las advertencias del personal del propio operador y de los contratistas acerca del peligro de tener una falla catastrófica en el pozo.

El Comité del Congreso de los Estados Unidos analizó cinco decisiones cruciales adoptadas por el operador:

- 1) Se decidió usar un diseño de entubación que presentara pocas barreras a la migración del gas (ver gráfico 3).
- 2) Se decidió usar un número insuficiente de centralizadores, cuya función es evitar la canalización del cemento.
- 3) Se decidió no efectuar el registro de adherencia del cemento (CBL).
- 4) No se normalizó el lodo del pozo de manera adecuada antes de bombear la lechada de cemento, dado que solamente se circuló treinta minutos cuando, para un pozo de 5600 m de profundidad, se necesitan de seis a doce horas de circulación para homogeneizar

y desgasificar convenientemente el lodo.

- 5) No se fijó la camisa de bloqueo que asegura la empaquetadura del colgador de la cañería de producción en la cabeza de pozo.
- 6) El 29 de octubre de 2010, el Laboratorio de Ensayos de Chevron informó que las pruebas realizadas con la lechada de cemento alveolar o *foam cement* –lechada que contiene pequeñas burbujas

de nitrógeno para disminuir la densidad empleada en cementar la cañería de producción del pozo Macondo– “era inestable”.

### Diseño del pozo

A pesar de conocer los riesgos, el operador había adoptado la decisión de entubar una columna integral de casing combinado de 9 7/8” con 7” para cumplir la función de la cañería

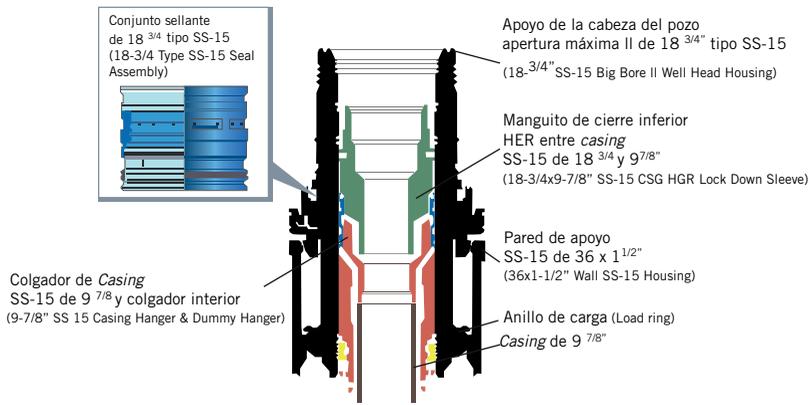


Gráfico 4

de producción del pozo (que se denomina comúnmente *tubing*). Por el interior de esta, fluirían el petróleo y el gas desde los punzados efectuados frente a la formación productiva hasta la armadura de surgencia cuando se pusiera el pozo en producción.

Una revisión posterior a esta decisión aconsejó cambiar este programa por la variante *liner/tie-back*: entubar

un *liner* de 7" y colgarlo dentro del *casing* existente de 13 7/8" para luego completar la columna bajando un *casing* de 9 7/8" con un *stinger* de empalme en el extremo inferior que penetre en el alojamiento del que está provisto el colgador (*tie-back*) de modo que se empaquete la conexión. Con esta solución, se agregaría una barrera más en el espacio anular.

## Centralizadores

Los centralizadores tienen flejes de acero y se van instalando en el *casing* a medida que este se entuba. Tienen como función forzar el *casing* para que tienda a posicionarse en el pozo de modo tal que su eje longitudinal quede lo más próximo posible al eje longitudinal del pozo. Lo ideal es que ambos ejes coincidan para que el *casing* quede perfectamente centrado dentro del pozo. Los centralizadores van colocados cubriendo todo el tramo del pozo que se cementará, y su número y la posición son determinados por las características de las rocas atravesadas y la geometría del pozo.

Si el *casing* no está centralizado como corresponde antes de cementar, existe el riesgo de que se formen canales que luego permitan migrar al gas hacia arriba por el espacio anular que hay alrededor del *casing*. La recomendación práctica del API previene: "Si el *casing* no está centralizado, se apoyará contra las paredes del pozo,

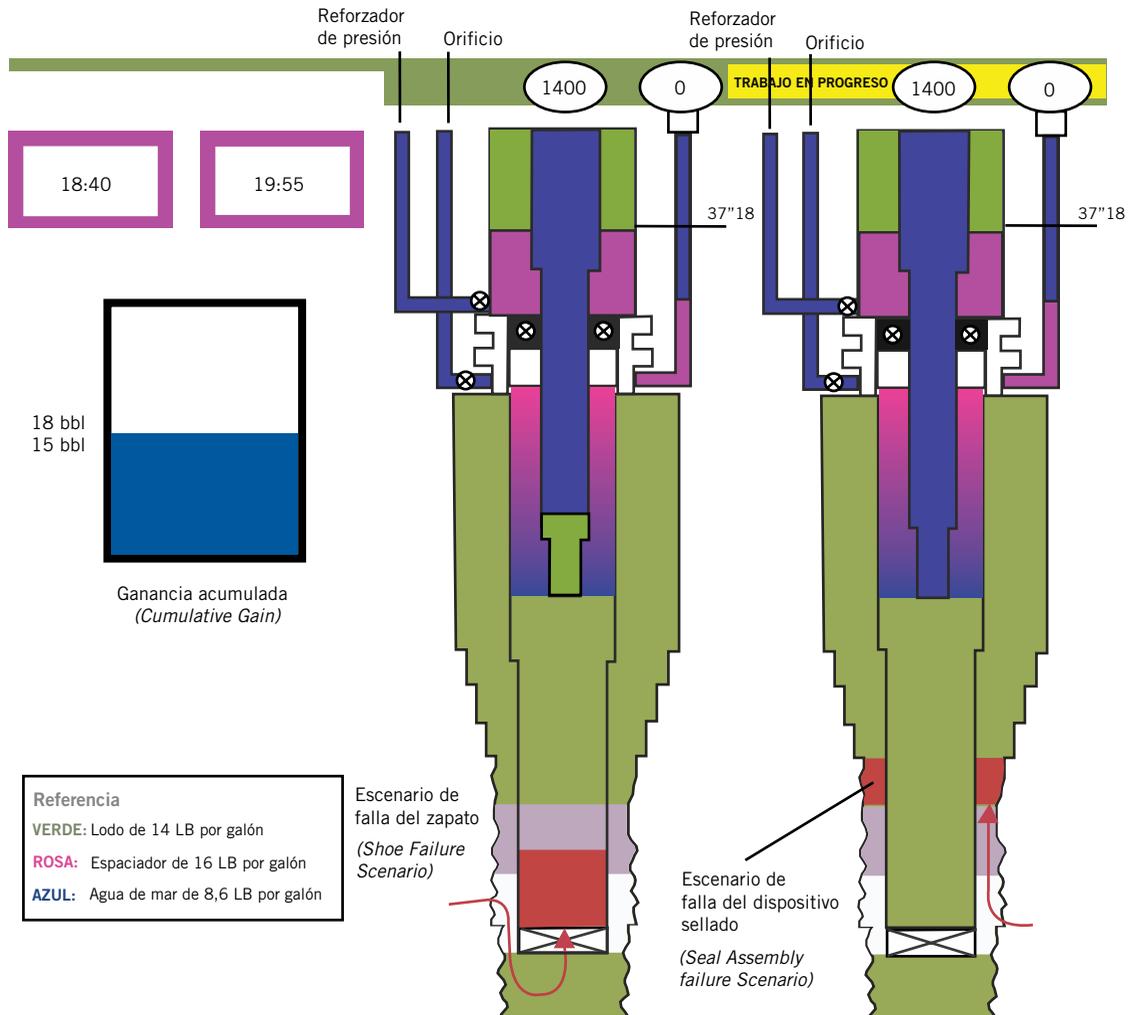


Gráfico 5

dificultando y hasta imposibilitando desplazar eficientemente el lodo de los lugares en los cuales el casing este más próximo a la pared del pozo...”.

En el caso del accidente que hoy describimos, el ingeniero del contratista de cementación efectuó corridas del programa de simulación con varios escenarios hasta obtener un riesgo de canalización “menor” con veintiún centralizadores.

Por su parte, el representante del operador respondió que, en la plataforma, había solo seis centralizadores y que ya no había tiempo para traer más centralizadores de tierra, más aún considerando que el pozo era perfectamente vertical y, por lo tanto, no iba a haber problemas con la centralización del casing.

Es un hecho conocido por todos los perforadores que no existe ningún pozo 100% vertical en toda su longitud que sea un cilindro perfecto tallado en la roca dentro del cual una columna de casing quede perfectamente concéntrica sin necesidad de centralizadores (y menos este pozo, que tiene

un *side track* en 13.150 pies).

La lechada que se programó para cementar la cañería de producción del pozo fue del tipo *foam cement*, cuyas pequeñas burbujas de nitrógeno le dan después de fraguado un aspecto de espuma estable y adquiere como principal característica una mayor resistencia a los esfuerzos cíclicos circunferenciales. Esto provee una aislación más prolongada que el cemento convencional en el cual generalmente comienzan a aparecer fisuras entre los dos y los diez ciclos de esfuerzos alternativos en los ensayos de resistencia, en el laboratorio.

### Perfil de adherencia del cemento (CBL)

El perfil de adherencia del cemento es un registro acústico que se corre bajando una sonda con un cable por el interior del casing después que se ha realizado su cementación y el cemento ha fraguado.

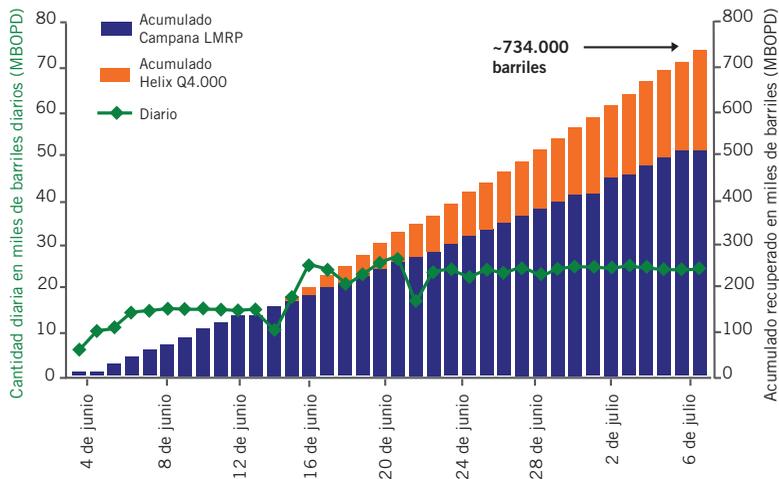
Esta herramienta permite determinar si el cemento se ha adherido

tanto al casing como a las formaciones circundantes. De este modo, es posible conocer si este está en condiciones de cumplir sus funciones aislantes. Si se detecta la existencia de canalizaciones que permitan la migración del gas y del petróleo por ausencia de adherencia, cabe la posibilidad de punzar la cañería e inyectar cemento adicional al espacio anular para completar el anillo.

Las Normas del MMS (Minerals Management Service, de los Estados Unidos) establecen que, si hubiere alguna sospecha sobre la consistencia de la cementación del casing, se debe:

- 1) Realizar una prueba de presión del zapato.
- 2) Correr un registro de temperatura.
- 3) Correr un registro de adherencia del cemento.
- 4) Correr un registro de estos dos perfiles combinados.

El 18 de abril, el operador solicitó al contratista de perfilaje que enviara su personal a la plataforma para correr el perfil de adherencia del



Nota: La Q4000 es una construcción tipo barco para petróleo, una construcción que opera bajo bandera norteamericana por Helix Energy Solutions Group y provee una plataforma estable para una variedad de tareas, que incluye la completación submarina. Está específicamente diseñada para intervención y construcción de pozos en profundidades inferiores a los 3.048 metros.

Gráfico 5. Recolectión: Campana LMRP + el Helix Q4.000

cemento por si fuera requerido. A los dos días, antes de haber efectuado la prueba de presión del zapato (indicando que el resultado de esa prueba no era un factor que podía cambiar la decisión del operador), le informó que sus servicios no serían necesarios.

### Circulación del lodo

Otra decisión cuestionable señalada sería el hecho de no haber circulado una vuelta completa al lodo antes de cementar para hacer llegar a la superficie todo el lodo que se encontraba inicialmente en el fondo del pozo.

La vuelta completa del lodo tiene varios propósitos: permite al personal del equipo constatar la entrada de gas de la formación, controlar los bolsones de gas que se podrían haber incorporado al lodo y asegurar la remoción de los recortes de perforación

y otros sólidos que podrían haberse depositado en el fondo del pozo. De esta manera, se evita la contaminación del cemento.

El programa del operador establecía circular solamente 261 barriles en treinta minutos, lo cual, como hemos dicho, era muy inferior al rango de seis a doce horas que insumiría la normalización completa del lodo antes de cementar.

### Seguro de bloqueo del colgador

El interrogante final del Congreso de los Estados Unidos se relaciona con la decisión del operador de no instalar este seguro crítico para trabar el colgador dentro de su alojamiento en la cabeza de pozo (ver gráfico 6).

Estando colgado en la cabeza de pozo, y el cemento fraguado en el espacio anular, el casing se mantiene

asentado en su alojamiento por la fuerza de gravedad generada por el peso de su longitud libre. Sin embargo, en ciertas condiciones de presión, el casing puede flotar elevándose en la cabeza de pozo y crear la oportunidad potencial de que los hidrocarburos se abran paso a través de la cabeza de pozo, atraviesen la BOP e ingresen al riser en dirección hacia la superficie. Para evitar esta circunstancia, se instala un seguro de bloqueo.

En ese escenario, las empaquetaduras de la cabeza de pozo se verían sometidas a una presión estimada de 14.000 psi (980 kg/cm<sup>2</sup>). La cabeza de pozo había sido probada brevemente a 10.000 psi (700 kg/cm<sup>2</sup>) y había superado una prueba sostenida a 6000 psi (420 kg/cm<sup>2</sup>), lo cual la ponía en evidente desventaja ante las presiones que debía contener.

Una vez que la presión del gas pudiera vulnerar la empaquetadura de la cabeza de pozo, bien podría esta haberse desprendido, levantar y forzar trozos de cañería dentro la BOP, lo cual justificaría la imposibilidad de cerrar las válvulas que la componen en el momento de la emergencia, por lo que se inhabilitaría la última línea de defensa entre el pozo y el equipo.

La ausencia de una segunda barrera en el espacio anular se supone que dio lugar posteriormente a la expansión del fluido, cuando comenzó la surgencia de gas y petróleo.

El 20 de abril, el ambiente en la plataforma era optimista. Había tan solo dos interposiciones entre la plataforma y la explosiva mezcla de gas y petróleo: el lodo y las BOP de control de las presiones del pozo, que se hallaban en el lecho marino con algunos problemas hidráulicos.



En tierra, el equipo para solucionar el pozo Macondo

A las 20 horas, el operador se mostraba satisfecho con los controles realizados en boca de pozo con el tubo en "U" y ordenó proceder con el programa trazado, que consistía en terminar de desplazar el lodo con agua de mar y efectuar un tapón de cemento para el abandono temporario del pozo hasta que otro equipo se hiciera cargo de su puesta en producción (ver gráfico 5).

A las 21:45, el personal pudo observar que se producía el desplazamiento espontáneo del lodo remanente y del agua salada (como decimos en la jerga de los perforadores, el pozo se estaba "viniendo"). Ante esta circunstancia, se deberían haber cerrado automáticamente las BOP y desconectado el riser. Pero no lo hicieron. En la emergencia, el personal del equipo intentó cerrarlas desde la plataforma por medio del sistema redundante sin resultado. Tampoco lograron cerrar los numerosos botones de accionamiento automático para emergencias graves, como era la de este caso.

El sistema de conexión LMRP entre el riser y las BOP tampoco pudo desconectarse por medio del sistema directo; y quedó la duda sobre si, de haber tenido la plataforma la opción del sistema acústico auxiliar a tal fin, este habría podido concretar la desconexión (ver gráfico 7).

### Informe de BP sobre la surgencia descontrolada (*blowout*) del pozo Macondo

"Para hacerlo sencillo: hubo una

mala cementación que provocó una falla de aislación en el zapato de la cañería, que se encuentra en el fondo del pozo, la cual permitió que los hidrocarburos de la formación productiva penetraran en la cañería de producción", dijo el CEO renunciante de BP, Tony Hayward y agregó: "La prueba a presión negativa de la integridad de la cañería fue aceptada cuando no debía haber sido así, hubo errores en las maniobras del Control de Surgencia, fallas en la BOP; y el sistema contraincendio no cumplió su objetivo, que era evitar que el gas entrara en combustión".

### Conclusiones del informe de BP

El informe de British Petroleum, que consta de 200 páginas, llega a las siguientes conclusiones:

- La lechada de cemento que se utilizó para construir la barrera aislante en el zapato de la cañería, en el fondo del pozo, falló en su misión de contener los hidrocarburos dentro del reservorio, lo cual permitió que se desplazaran hacia arriba por el espacio anular y por dentro de la cañería de producción.
- La prueba de presión que arrojó un resultado negativo fue incorrectamente aceptada por BP y Transocean, a pesar de que no se estableció la integridad del pozo.
- La reacción de la cuadrilla de la plataforma Deepwater Horizon fue tardía, ya que demoró cuarenta minutos en detectar y actuar ante la entrada de hidrocarburos al pozo, de modo tal que cuando el personal se dispuso a efectuar las maniobras pertinentes, el gas y el petróleo ya estaban dentro del riser fluyendo rápidamente hacia la superficie.
- Cuando los hidrocarburos alcanzaron la plataforma, fueron derivados al separador de gas del circuito de lodo que venteara el gas en el *moon pool*, donde se encuentra todo el circuito de lodo directamente sobre el equipo en lugar de desviararlo directamente fuera de borda.
- El gas soplaba directamente sobre la sala de motores a través del sistema de ventilación y creaba así un peligro de ignición que el sistema contraincendio de la plataforma no tenía previsto.
- Después de que la explosión y el

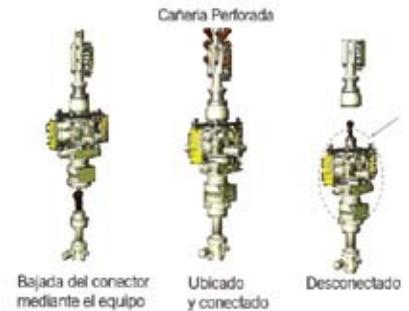


Gráfico 7

fuego inutilizaran los controles de la BOP de la plataforma operados por la cuadrilla, los *pods* que se encuentran en el lecho marino y que deberían haber cerrado el pozo automáticamente no lo hicieron, quizá debido a que algunos de sus componentes esenciales no funcionaban.

Como consecuencia del naufragio de la plataforma, al no haberse podido desconectar el riser de la BOP, este quedó tendido en el lecho marino y permitió que le surgieran gas y petróleo a través de dos roturas producidas directamente en las aguas del Golfo.

Tiempo después, se cortaron el riser y el sondeo que estaba en su interior al ras de la BOP por medio de los robots "Rov". A posteriori, se colocó una campana con una conexión "LMRP" para el montaje de otro riser con el fin de recolectar un volumen importante del petróleo, dado que parte del petróleo era derivado por la compuertas laterales del dispositivo para evitar la formación de hidratos de gas que podrían ocluirlo.

En simultáneo, estaba en construcción una nueva BOP especialmente diseñada para instalarse en la cabeza de pozo, en condiciones de surgencia después de retirar la instalada en el pozo, que se hallaba dañada e imposible de operar y con la cual no podían pescarse los trozos de barra de sondeo que se encontraban en la boca de pozo.

Por último, esta nueva BOP restituyó el control total del pozo y detuvo el derrame contaminante.

El resultado es significativo:  
**Volumen total de crudo derramado:** 4,9 millones de barriles (816.000 m<sup>3</sup>)  
**Superficie contaminada:** de 2500 a 68.000 millas cuadradas (86.500 a 180.000 km<sup>2</sup>)