

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

Análisis de la Prevención y Solución para el Control de Brotes Petroleros

TESINA

Que para obtener el título de

Ingeniera Petrolera

P R E S E N T A

Alejandra Ramírez Granados

DIRECTOR DE TESIS



Ing. José Agustín Velasco Esquivel

Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2018

Universidad Nacional Autónoma de México
UNAM
Biblioteca Central
Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Contenido

Contenido 1
CAPITULO “Recomendaciones para registrar las causas de un brote y evitar el mismo”. 11
1.1 Detección de un brote. 13
1.2 Respuesta Oportuna ante Indicadores de Brotes. 19
1.3 Densidad Insuficiente del Lodo. (Densidad Insuficiente de Fluido de perforación). 20
1.4 Pérdidas de Circulación. 21
1.5 Gas. 22
1.6 Llenado Insuficiente durante los Viajes. 23
1.7 Sondeo del Pozo al Sacar la Tubería. 23
CAPITULO “EQUIPO DE CONTROL DE UN POZO, DESCONTROL Y DETALLE DEL PERSONAL “. 26
2.1 Deposito almacenador de Fluido 27
2.2 Acumuladores Fuente de Energía. 27
2.3 Unidad para Operar Preventores (Unidad KOOMAY). 28
2.4 Cabezal de Tubería de Revestimiento. 28
2.5 Carrete de Control. 31
2.5.1 Especificaciones y Recomendaciones. 31
2.6 Preventores. 33
2.7 Arietes anulares 34
2.7.1 Ariete anular para preventor Tipo U. 34
2.7.2 Arietes Ajustables. 35
2.8 Preventor Esférico. 38
2.9 Conexiones Superficiales de Control. 38
2.9.1 Línea de Matar. 38
Procedimiento Cierre de Pozos. 57
CAPITULO “METODOS UTILIZADOS EN EL CONTROL DE BROTES”. 82
3.1 Introducción Métodos de Control de Pozos. 82
3.2 Métodos de Control Tubería en el Fondo. 83
3.3 Método del Perforador. 86
3.4 Método del Ingeniero (Método de Densificar y Esperar). 89
3.5 Método Concurrente o Combinado. 92
3.6 Métodos Alternos de Control de Pozos. 96
4. CAPITULO “COMO PREVENIR UN BROTE, DETALLES”. 111
4.1 Pozo Ixtoc-1 112
4.2 Deepwater Horizon plataforma petrolífera semisumergible de posicionamiento dinámico de aguas ultra- profundas. 129
4.3 Pozo Cantarell 69. 132
Recomendaciones y Conclusiones 134
Referencias Bibliográficas 135

Quiero agradecer al universo y a los cosmos por esta oportunidad, que me ha dado la vida.

Este trabajo Tesis, con tanto amor trascribiendo esta sabiduría. En el camino de mis errores y aprendido de las oportunidades.

Agradecerle a la vida por enseñarme a nunca rendirme y retractarme. Tener voluntad para salir adelante.

Eres tan sabio universo, naturaleza que me has convertido en lo que soy ahora.

No existen las coincidencias que hacen forjar nuestro sendero de nuevos proyectos y realizaciones.

Me has guiado hasta encontrarme y poder ser quien soy en este momento, con tu cosmos.

A todos mis amigos que han compartido su tiempo conmigo. Estén presente o ya no estén en mi camino. Siempre los tendré con cariño en mi corazón. Edgar, Oscar R, Nedy (topo), Güero (topo), Jezrael, Carlos C, Cóni O. (Entrenadora), Marypaz Bocanegra, El Chino, Bruno(Arg), Angelitos Z.

Profesores Santiago González, Luis Maison, Becerra, Thomas,

Mis sinodales Agustín Esquive, Nelson Vargas, Rubén Miranda, Mario Rosas

Familia Roberto, Josefina, Chencho, Miriam, Giovanni, Yahir.

Padre José y Madre María del R, hermanos Julie y Jesús.

Es tan sabia esta naturaleza que me has enseñado y seguirás enseñando nuevos caminos.

Seguiré aprendiendo con las lecciones de la vida, para ser una mejor Ingeniería, Mujer, Alumna, Compañera, Amiga, Hija, etc.

Para poder ser mejor y dar de mí lo mejor a quienes quieran compartir un momento, dándoles ese Amor y Felicidad

Somos un eco en la eternidad que resuena en nuestra transcendencia.

Les doy gracias a mis amigos quienes saben que estuvieron a mi lado apoyándome en este trabajo.

Gracias a todos lo que han formado parte de este nuevo proyecto y a realizarme quien soy ahora, sus consejos, experiencias, errores, aprendizajes. UNAM, siempre te tendré en mi alma y corazón.

Orgullosa me siento por haber crecido y formarme como ser humano.

Honor y Gloria

Atentamente: Alejandra

Figura 1. Equipo de trabajo, mesa rotaria.
https://empleospetroleros.org/2012/08/01/el-abc-del-petroleo-cabo-y-chango/

Figura 2. Reventón de una plataforma marina.
Deepwater Horizon offshore drilling
http://aquilesvaesa.blogspot.mx/2014/03/que-es-un-blowout-o-reventon.html

Figura 3. Las partes del proceso de circulación.
http://www.ingenieriadepetroleo.com/solid-control-equipment-shale-shakers/

Figura 4. Densidad Insuficiente de Lodos.
http://geologyanddrillingproblems.wikispaces.com/PATADAS+Y+REVENTONES+%28KICKS+%26+BLOWOUTS%29

Figura 5. Efecto de sondeo.
https://es.slideshare.net/noeibarracondori/control-de-pozos

Figura 6. La industria cuenta con una gran cantidad de equipos propios.
http://www.notilogia.com/2016/02/cesta-petrolera-venezolana-cierra-en-2283-por-barril.html

Figura 7. Preventor de reventones. Esta configuración de BOP es típica para un pozo perforado con un diámetro de más de 4 pulgadas.

http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/b/blowout_preventer.aspx

Figura 8. Preventor de reventones. Esta configuración de BOP es típica para un pozo perforado con un diámetro de más de 4 pulgadas.

http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/b/blowout_preventer.aspx

Figura 9 Válvula lateral. Las válvulas laterales se encuentran incorporadas en las "alas" de un árbol de Navidad para proveer acceso a la tubería de producción con fines de producción y control del pozo. La mayoría de los árboles de Navidad están provistos de dos alas: una válvula lateral de producción dedicada, conectada a las instalaciones de producción de superficie, y una válvula lateral de ahogo que puede ser utilizada con fines de control o tratamiento del pozo.

http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/m/master_valve.aspx.

Figura 10. Tipos de válvulas.

Figura 11. Una Vez Cerrado el Pozo, se Debe Proceder a Simular.

Figura 12. Arreglo de preventores usados en campo.

https://es.scribd.com/document/245495010/Control-de-Pozos

El trabajo habla acerca del Análisis de la prevención y solución para el control de brotes donde describiremos como pueden ser si los brotes son detectados a tiempo, si no pueden originarse un problema y se le conoce a esto como descontrol de un pozo, originándose: pérdidas humanas, destrucción total de equipos, perdidas de reservas petroleras, contaminación del medio ambiente, costos excesivos por recuperar el control del pozo.

En el momento que durante las operaciones de perforación, terminación y mantenimiento (historia del pozo), donde la presión entre la formación rebase la presión hidrostática del fluido de control puede dar origen a un brote, estos pueden ser clasificados en brotes intencionados y no estos intencionados.

Para llevar a cabo las operaciones se requieren datos de producción pueden dar y registrar que deben correr si también en el pozo con el fin de determinar las posibles causas que dan origen al problema para establecer un programa previo de intervención.

El derrame de petróleo generado por algún accidente de pozo o plataforma petrolera es un tema delicado a tratar representando un problema inmediato.

Los métodos de control de brote de los cuales hablaremos son soluciones para tomar acciones.

En general existen tres métodos o procedimientos utilizados para desplazar y controlar los influjos cuando la sarta de perforación o de trabajo está en el fondo de pozo son conocidos como Método del Perforador, Método del Ingeniero (densificar y esperar), Método concurrente o combinado, describiendo los principales métodos utilizados, así como métodos y técnicas alternos al control de brotes y a su vez los métodos que se emplean incorrectamente para el control de pozos.

Es importante la prevención de brotes y solución para el control de pozos, la trascendencia del presente trabajo es con el fin de dar a conocer las operaciones requeridas y medidas preventivas de los casos al no observarse hablando de los casos técnicos prácticos, prevención de brotes, mantenimiento preventivo (que ha

sido la causa de los incidentes Causa- Raíz del campo petrolero Cantarell 69, Pozo Ixtoc 1 y British Petroleum en aguas profundas del Golfo de México y Pozo Macondo.

La detección de las presiones anormales puede considerarse esencial en la perforación de pozos profundos, dentro de sus ventajas principales podemos mencionar:

Mejores ROP (uso de las densidades de menor valor).

Mejor selección de los puntos de asentamiento.

Mínimos problemas de pérdidas o de arremetidas.

Reducción de tiempos de perforación y costos operacionales involucrados.

La presión de Sobrecarga es de suma importancia para establecer parámetros en una relación entre las presiones que intervienen en la perforación de un pozo.

Durante la etapa de planificación del pozo, la Presión de la Formación o del Yacimiento o de Poro, se predice en base a los datos de poros de referencia (esto en caso de estar disponible) y del análisis de datos sísmicos.

Por lo general, la Presión de la Formación se planifica como Normal, hasta que se llegue a una profundidad donde los cambios en los parámetros de perforación indican un cambio anormal (de existir). Estas últimas se penetran más frecuentemente e implican el mayor riesgo en la perforación de cualquier área.

A medida que aumenta la Presión de Formación se debe aumentar la densidad del fluido de perforación, esto debe aumentar la densidad del fluido de perforación, esto a fin de mantener un ligero sobre balance sobre ella (margen de seguridad o margen de viaje).

Objetivo.

Describir y analizar las distintas presiones que intervienen en la perforación de un pozo, así como las causas e indicaciones de un reventón o descontrol.

Justificación.

CAPITULO 1

“RECOMENDACIONES PARA REGISTRAR LAS CAUSAS DE UN BROTE Y EVITAR EL MISMO”



Figura 1. Equipo de trabajo, mesa rotaria.

https://empleospetroleros.org/2012/08/01/el-abc-del-petroleo-cabo-y-chango/

CAPITULO “Recomendaciones para registrar las causas de un brote y evitar el mismo”.

Cuando estamos realizando operaciones en un pozo petrolero y las actividades que se desarrollan, las decisiones y acciones deben tomarse de manera seria. La capacitación y el entrenamiento adecuado del personal permitirán que se desempeñe una mejor función con responsabilidad para evitar que se dañen los recursos naturales y ocasionen un brote petrolero originando un siniestro.

Y si fuera el caso de un brote o descontrol de pozo. Se tenga la información adecuada. Para tener como base un registro (bitácora) y poder saber que fue el problema y poder plantear soluciones.

Si el personal desempeña adecuadamente sus funciones, puede ser considerado como una medida preventiva en el control de pozos. También en el área de trabajo solo deben estar las personas que llevaran a cabo la operación de control de los pozos con la finalidad de minimizar los riesgos al personal.

La capacitación y adiestramiento del personal debe contar con centros de adiestramientos (emergencias), para un mejor desenvolvimiento de los fenómenos que se presenten en las circunstancias. Facilitando la respuesta oportuna de un indicador de un brote al realizar las medidas inmediatas y correctas para el manejo de esta situación en superficie. También llevar un registro del pozo, así como una supervisión física al equipo superficial e instalaciones de manera constante y que este no ocasione un peligro.

El brote es la entrada de fluidos provenientes de la formación al pozo, tales como aceite, gas, agua o una mezcla de estos. Es desplazado fuera del pozo, debido a que este desaloja una gran cantidad de lodo de perforación si el brote no es detectado ni corregido a tiempo, puede complicar y producir un reventón o descontrol.

Durante las operaciones de perforación, se conserva una presión hidrostática ligeramente mayor a la formación. De esta forma se previene el riesgo de lo que ocurra a un brote. Sin embargo, en ocasiones, la presión de formación excederá la hidrostática y ocurrirá un brote, esto se puede originar por diversas causas, originado por:

- Densidad insuficiente de lodo.
- Llenado insuficiente durante los viajes.
- Sondeo del pozo al sacar tubería demasiado rápido. Pistoneo del pozo al meter tubería demasiado rápido.
- Pérdidas de circulación.
- Contaminación del lodo con gas (lodo cortado por gas) En la siguiente imagen podemos ver como es un reventón a causa de flujo incontrolado de fluidos de la formación a la superficie.

Una detección oportuna, se tiene posibilidades altas de controlarlo.



Figura 2. Reventón de una plataforma marina. Deepwater Horizon offshore drilling.
http://aquilesvaesa.blogspot.mx/2014/03/que-es-un-blowout-o-reventon.html

Clasificación de Los Brotes Intencionales y No Intencionales.

Los intencionales son por ejemplo; los que son producto de una acción provocada como: de una prueba de formación, de una prueba de producción, re disparo de un intervalo, y las operaciones de perforación bajo balance. Los no intencionales son los explicados a continuación.

Normalmente, en las operaciones de perforación se conserva una presión hidrostática ligeramente mayor que la de formación, de esta forma se previene el riesgo de que ocurra un brote.

1.1 Detección de un brote.

El lodo en primera instancia es desplazado fuera del pozo. Si el brote no es detectado. Al momento de ocurrir un brote, el lodo es desplazado fuera del pozo.

Los indicadores definidos de que el lodo está fluyendo fuera del pozo son: aumento del volumen en el gasto de salida, aumento de volumen en presas mientras se está circulando con un gasto constante, flujo del pozo con la bomba parada y el hecho de que el pozo acepte menos lodo o fluya de él más lodo que el calculado para el viaje.

Aumento en el ritmo de penetración, disminución en la presión de circulación y aumento en el número de emboladas de la bomba, aumento en el gas del viaje, de conexión o de fondo; presencia de agua en el lodo y aumento de cloruros en el lodo.

En la figura 2, se muestran las partes del proceso de circulación de los cuales se componen bomba de lodo, manguera cuadrante, zaranda, etc.

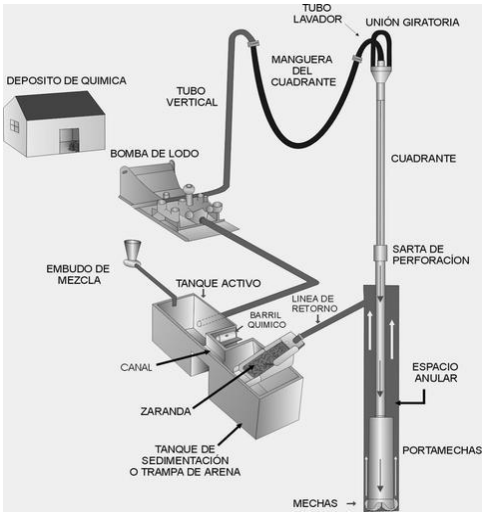


Figura3. Las partes del proceso de circulación.
http://www.ingenieriadepetroleo.com/solid-control-equipment-shale-shakers/

Indicadores de un brote definido.

Aumento en el gasto de salida.

Un aumento en el gasto normal de salida es también una indicación de que está ocurriendo un brote, que a su vez está empujando lodo adicional fuera del pozo. Esta situación puede ser detectada observando el flujo del lodo a través de la temblorina y cualquier cambio fuera de lo normal. Existen equipos medidores de gasto, que pueden detectar esas variaciones en forma automática.

Aumento de volumen en presas.

Se debe suponer que no se añade fluido ni a los tanques ni a las presas de fluido de perforación, una ganancia en el volumen de cualquiera de éstos, al estar perforando, es un signo seguro de que se tiene un brote. Los equipos de medición de volumen que existen deben tenerse en las presas y los tanques de lodo que hace sonar una alarma indicadora si el nivel de lodo aumenta o disminuye una cantidad prefijada. También hay disponibles, accesorios que mantienen un registro

constante del volumen en presas. A estos se les conoce como totalizadores de volumen en presas.

Flujo sin circulación.

La indicación más definida de un brote, esto un pozo fluyendo teniendo las bombas paradas. Si el indicador así se manifiesta, es seguro que un brote está en camino. Atender un pozo de esta manera se le conoce como “Observar el pozo”.

Las bombas de lodo son detenidas y el espacio anular es observado para determinar si el pozo continúa fluyendo o si el nivel estático del fluido está aumentando.

Cuando se “observa el pozo” la práctica normal consiste en subir la sarta de perforación de manera que la flecha se encuentra arriba de la mesa rotaria. Antes de poder observar si existe flujo, se llena con fluido de perforación el espacio anular en caso de que no esté lleno.

Pozo acepta menos lodo o desplaza más en los viajes.

Al realizar un viaje (introducción o extracción de tubería) es más fácil detectar un brote. En cualquiera de los dos casos, para detectar un brote en sus inicios es necesario llevar un control de la calidad de tubería introducida o sacada del pozo y el correspondiente volumen de fluido de perforación desplazado o requerido para su llenado correspondiente.

Al meter tubería al pozo se desplaza fluido de perforación hacia fuera. El volumen de fluido de perforación desplazado debe ser igual al volumen de acero de la tubería introducida. Si el volumen desplazado es mayor que el volumen de acero entonces significa que fluidos de la formación están entrando al pozo al fluido de perforación hacia afuera, es decir está ocurriendo un brote.

Si el volumen del fluido de perforación desplazado es menor que el volumen de acero de la tubería introducida, entonces se tiene perdida de circulación.

En caso de que este sacando tubería del pozo se debe añadir fluido de perforación para que vaya ocupando el espacio previamente ocupado por la tubería que ya se sacó. El volumen de fluido de perforación requerido para llenar el pozo es igual al volumen de acero que ha sido extraído. Si por el contrario, se requiere una cantidad menor para llenar el pozo entonces se tiene una indicación de que está ocurriendo un brote.

Ahora bien, si la cantidad de fluido de perforación necesario para llenar el pozo es mayor que el volumen de acero extraído, entonces se tiene una pérdida de fluido de perforación. La extracción de tubería es la operación más crítica que la introducción debido a los efectos de sondeo y llenado de pozo.

En otras palabras, tanto el efecto de sondeo como el de llenado ocasional del pozo reducen la presión en el fondo y esto origina un brote. Ambas operaciones de viaje requieren que se determine el volumen e acero de la tubería.

El volumen real requerido para llenar al pozo se mide mediante:

- Tanque de viajes
- Medidor de gastos.
- Cambio en el nivel en las presas.
- Contador de emboladas.

El tanque de viajes se utiliza para medir el volumen del fluido de perforación desplazado del pozo, dependiendo de la forma en que estén hechas las conexiones. Al estar en operaciones de campo es aconsejable que el tanque de viajes esté dispuesto de tal manera que se utilice para medir el volumen de fluido de perforación llenado o desplazado del pozo.

Indicadores de un brote indefinido.

Aumento en la velocidad de perforación (Aumento ritmo de penetración).

Cuando la presión de formación es mayor que la presión del pozo, aumenta considerablemente el ritmo de penetración de la barrena. Por lo tanto, al encontrar una zona de presión anormal puede ocasionarse un aumento en el ritmo de penetración.

Sin embargo, se sabe que hay otros muchos factores que contribuyen al ritmo de penetración; por lo que, este no es un indicador absoluto de la presencia de presiones anormales.

Algunos factores que afectan al ritmo de penetración son: el desgaste de la barrena, su tamaño y tipo, el tipo de formación, las propiedades del lodo, la velocidad de rotación, la carga sobre barrena y el gasto de circulación.

Cuando ocurra un “quiebre” en el avance y no haya cambio en alguna de las otras variables, se debe sospechar la presencia de una zona con presión anormal, pero cuando una de estas variables cambia al ocurrir el “quiebre”, el análisis de la situación se torna más difícil.

Disminución de la Presión de Bombeo y Aumento de Emboladas.

Cuando un brote ocurre mientras se está perforando, los fluidos debido al brote estarán únicamente en el espacio anular.

La presencia de dichos fluidos, que tienen una densidad menor que la del lodo, causará que la presión hidrostática en el espacio anular sea menor que la presión hidrostática dentro de la sarta de perforación.

La diferencia de presiones ayuda a que el lodo dentro la sarta fluya hacia el espacio anular más fácilmente, con la consecuente disminución de presión de bombeo y el aceleramiento de la bomba de lodo, el cual se manifiesta en el aumento de emboladas.

Sin embargo, una disminución de presión de bombeo también puede deberse a las causas siguientes:

- Reducción en el gasto de circulación.
- Agujero o fisura en la TP o Junta de la sarta lavada por presión.
- Desprendimiento de una tobera en la barrena.
- Cambio en las propiedades del lodo.

Como se observa, la decisión final se tomará después de haber ponderado varios indicadores del brote.

Lodo Contaminado con Gas (Lodo cortado con gas).

Los brotes también se pueden originar por una reducción en la densidad del lodo a causa de la presencia del gas en la roca cortada por la barrena, al perforar demasiado rápido, el gas contenido en los recortes, se libera ocasionando una reducción de la densidad del lodo, eso reduce la presión hidrostática en el pozo, permitiendo que una cantidad de gas entre al pozo.

Cuando la presión de formación es mayor que la presión del pozo, aumenta considerablemente el ritmo de penetración de la barrena. Por lo tanto, al encontrar una zona de presión anormal puede ocasionarse un aumento en el ritmo de penetración.

Sin embargo, se sabe que hay otros muchos factores que contribuyen al ritmo de penetración; por lo que, este no es un indicador absoluto de la presencia de presiones anormales.

Algunos factores que afectan al ritmo de penetración son: el desgaste de la barrena, su tamaño y tipo, el tipo de formación, las propiedades del lodo, la velocidad de rotación, la carga sobre barrena y el gasto de circulación.

Lodo Contaminado con Cloruros y cambios en las Propiedades Reologicas del Lodo.

La presencia de lodo contaminado con gas puede deberse al fluido de gas contenido en los recortes o al flujo de fluido de gas de la formación al pozo que circula a la superficie. Conforme el gas se expande al acercarse a la superficie se provoca una disminución en la presión hidrostática que ocasiona un brote (arremetida).

La detección de un aumento de cloruros y el porcentaje de agua son indicadores de que los fluidos de formación entran al pozo, originando un posible brote. El aumento de cloruros también puede ser originado al perforar una sección salina.

Las propiedades reológicas de lodo cambien, debe tenerse presente que tal variación pudo ser causada por la entrada de un fluido invasor, lo cual se manifiesta con variación en la viscosidad, relación agua-aceite y la precipitación de sólidos.

Aumento en el Peso de la Sarta de Perforación.

Aun cuando este indicador es difícil de detectar, es conveniente mencionarlo. Cuando ocurre un brote y los fluidos de la formación (que tiene menor densidad que el lodo) entran al pozo, el efecto de flotación de la sarta de perforación se reduce, ocasionando como resultado un incremento en el peso de la tubería, siendo más representativo en lodos de alta densidad, ya que tiene un factor de flotación mayor.

1.2 Respuesta Oportuna ante Indicadores de Brotes.

Si las bombas de lodo están paradas y el pozo se encuentra fluyendo, generalmente un brote está en camino. A la acción de verificar el estado de un pozo se le conoce como “observar el pozo”. Esto significa que las bombas de lodo son detenidas y los niveles en TP y TR son observados para determinar si el pozo continúa fluyendo o si el nivel de lodo está aumentando.

Es conveniente considerar que, si fluye el pozo, puede deberse a una descompensación de columnas de lodo, por lo que se deberán observar ambos niveles (TP y TR) para la toma de decisiones correctas.

El flujo de salida puede determinarse con gran exactitud con el dispositivo denominado indicador de flujo en la línea de flote.

1.3 Densidad Insuficiente del Lodo. (Densidad Insuficiente de Fluido de perforación).

El origen de los brotes es ocasionado cuando las densidades del fluido de perforación son mínimas necesarias de control de presión de formación, para optimizar las velocidades de perforación. La presión hidrostática sea solamente la suficiente para contener la presión de formación.

Estos fluidos de la formación pueden fluir hacia el pozo y pueden producirse un brote. Se debe cuando se perfora en una zona permeable mientras se usan densidades mínimas de lodo, los fluidos de la formación pueden fluir hacia el pozo y puede producirse un brote.

Los brotes causados por densidades insuficientes de lodo pudieran parecer tener la solución obvia de perforar con densidades de lodo altas; sin embargo, no se recomienda.

Las condiciones geológicas pueden ser impredecibles, debido a las formaciones anormales.

Brotes causados por densidades insuficientes de lodo pudieran pueden ser fácil de manejar con solo incrementar la densidad del lodo de perforación.

- Se puede exceder el gradiente de fractura de la formación e inducir una pérdida de circulación.
- Se incrementa el riesgo de tener pegaduras por presión diferencial.

- Se reduce significativamente la velocidad de penetración. La mejor solución será mantener la presión hidrostática ejercida por el lodo ligeramente mayor que la presión de formación.

Al perforar con densidades de lodo mínimas necesarias para el control de presión de la formación, con el objetivo de optimizar las velocidades de perforación.

Teniendo cuidado en donde se perforen “zonas permeables”, debido a que los fluidos pueden alcanzar el pozo y producir una arremetida. En la siguiente imagen podemos ver como la densidad insuficiente de lodo en una torre de perforación.



4. Densidad Insuficiente de lodo.

http://geologyanddrillingproblems.wikispaces.com/PATADAS+Y+REVENTONES+%28KICKS+%26+BLOWOUTS%29

1.4 Pérdidas de Circulación.

Las pérdidas de circulación son los problemas más comunes durante la perforación de un pozo y se clasifican en dos tipos:

- Pérdidas naturales o intrínsecas.
- Pérdidas mecánicas o inducidas.

Si la pérdida de circulación se presenta durante el proceso de la perforación de un pozo, se corre el riesgo de tener un brote, esto se incrementa al estar en zonas de alta presión o de yacimiento en un pozo exploratorio o delimitador.

Al perder la columna de lodo, la presión hidrostática ejercida por el mismo, ésta puede disminuir a un punto tal, que permita que el pozo fluya originando un brote.

Para reducir las pérdidas de circulación se recomienda efectuar las prácticas siguientes:

- Emplear la densidad mínima que permita mantener un mínimo de sólidos en el pozo.
- Mantener la reologia de lodo en condiciones óptimas de operación.
- Reducir las pérdidas de presión por fricción en el espacio anular.
- Evitar incrementos bruscos de presión.
- Reducir la velocidad de introducción de la sarta.

1.5 Gas.

Los brotes se pueden originar debido a una reducción en la densidad del lodo a causa de la presencia del gas contenido en la roca cortada por la barrena.

Al perforar demasiado rápido, se puede desprender el gas contenido en los recortes en tal cantidad que reduzca sustancialmente la densidad del lodo. Al reducir ésta, lógicamente también se reduce la presión hidrostática en el pozo, de manera que si ésta es menor que la presión de formación, una cantidad adicional de gas entrará al pozo.

El gas se detecta en la superficie bajo la forma de lodo “cortado” Una pequeña cantidad de gas en el fondo del pozo representa en la superficie un gran volumen debido a su expansión. Han ocurrido brotes por esta causa, los cuales se han transformado en reventones, por lo que, para reducir su efecto se recomienda efectuar las prácticas siguientes:

- Reducir el ritmo de penetración.
- Aumentar el gasto de circulación.

- Circular el tiempo necesario para desgasificar el lodo.

1.6 Llenado Insuficiente durante los Viajes.

El llenado insuficiente del pozo durante los viajes, se considera como otra causa predominante de que ocurran los brotes. A medida que la tubería se saca del pozo, el nivel del lodo disminuye por el volumen que desplaza el acero en el interior del pozo.

Conforme se extrae tubería del pozo y no se llena con el lodo, el mismo decrece y por consecuencia también la presión hidrostática.

De lo anterior se deduce la vital importancia de llenar el pozo con lodo periódicamente, evitando así un posible brote. Esto es más crítico cuando se saca la herramienta (de mayor desplazamiento), como es el caso de los lastra barrenas (Drill Collar) y la tubería pesada de pared gruesa (Heavy Weigth).

De acuerdo con las normas API-16D, APIRP59 y UNP, al estar sacando la tubería, debe llenarse el espacio anular con lodo antes de que la presión hidrostática de la columna de lodo acuse una disminución de 3.5 kg/cm2 a 5 kg/cm2 (dependiendo de las condiciones del pozo).

Esto implica que se le debe indicar al perforador el número de lingadas de tubería de perforación o lastra barrenas que pueda sacar del pozo antes de llenar nuevamente el espacio anular, así como el volumen del lodo requerido para llenarlo cada vez que se realice un viaje de tubería.

1.7 Sondeo del Pozo al Sacar la Tubería.

El efecto de sondeo se refiere a la acción del pistón y el cilindro que ejerce la sarta de perforación dentro del pozo.

Es decir, cuando se mueve la sarta hacia arriba, ésta tiende a levantar el lodo con mayor rapidez que la que el lodo tiene para caer por la sarta y la barrena.

En algunas ocasiones, la barrena, los lastra barrenas, la tubería HW o los estabilizadores se “embolan” con sólidos de la formación, haciendo más crítico dicho efecto.

Si esta reducción de presión es lo suficientemente grande como para disminuir la presión hidrostática efectiva a un valor por debajo a la formación, dará origen a un desequilibrio que podrá causar un brote.

Entre las variables que influyen en el efecto de sondeo están las siguientes:

- Velocidad de extracción de la tubería.
- Propiedades reológicas (viscosidad alta, gelatinosidad alta, enjarre grueso) del lodo.
- Geometría del pozo.
- Estabilización de la sarta.

Siendo la velocidad de extracción de la tubería la única variable que pudiera sufrir modificaciones, se comprende la importancia de disminuirla para reducir el efecto de sondeo. En la figura siguiente podemos ver el efecto de sondeo haciendo referencia a la acción que ejerce la sarta de perforación dentro del pozo.

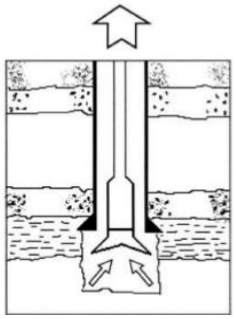


Figura 5. Efecto de sondeo.

https://es.slideshare.net/noeibarracondori/control-de-pozos

CAPITULO 2

“EQUIPO DE CONTROL DE POZOS, DESCONTROL Y DETALLE DEL PERSONAL “.



Figura 6. Blow Out Preventors – Tipo Anular

http://www.canscodubai.com/for-rent/1/blow-out-preventors---annular-type.html

2 CAPITULO “EQUIPO DE CONTROL DE UN POZO, DESCONTROL Y DETALLE DEL PERSONAL “.

Introducción.

El factor principal para prevenir una arremetida es la presión hidrostática aplicada a la formación por la columna del fluido de perforación.

El equipo de control del pozo debe estar diseñado para cerrar el cabezal del pozo en superficie, controlar la salida de fluidos, permitir bombear fluidos dentro del pozo y permitir el movimiento de la sarta.

La instalación y operación de los sistemas y equipos de control de pozos resultan ser actividades de vital importancia, ya que sus prácticas deben realizarse con el nivel de seguridad requerido, reduciendo al mínimo los riesgos de un accidente o de un impacto adverso al entorno.

Para conseguir el objetivo de salvaguardar la seguridad del personal que desarrolla las actividades sustantivas en diferentes campos del sistema petrolero nacional es necesario proporcionar capacitación a todo el personal técnico-operativo, así como estandarizar sus instalaciones, métodos, procedimientos, tecnologías y equipos.

Las prácticas recomendadas API RP-16E del Instituto Americano del Petróleo y el Reglamento del Servicio para el Manejo de Minerales (MMS por sus siglas en inglés), establecen los requerimientos que se deberán tener en cuenta para la selección de una adecuada unidad de cierre en función al tamaño, tipo y número de elementos hidráulicos que serán operados para lograr un cierre.

Los elementos básicos de un sistema de control son:

- Depósito almacenador de fluido.
- Acumuladores Fuentes de energía.
- Unidad para operar preventores (Bomba Koomey).

- Consolas de control remoto.
- Válvula de control para operar los preventores.

2.1 Deposito almacenador de Fluido

Cada unidad de cierre tiene un depósito de fluido hidráulico, el cual debe tener cuando menos el doble de la capacidad usable del banco de acumuladores. Por su diseño de fabricación rectangular, cuentan con dos tapones laterales de 4 pg uno en cada extremo, que al quitarlos permite observar el interior cuando se inspeccionan las descargas de las válvulas de tres pasos y cuatro vías (ram - lok).

Por la parte inferior del depósito salen en forma independiente las líneas de succión para las bombas hidroneumáticas y la bomba hidroeléctrica. Al tanque de almacenamiento descargan las líneas de las válvulas de seguridad, en caso de presentarse un incremento de presión dentro del sistema.

2.2 Acumuladores Fuente de Energía.

Son recipientes que almacenan fluidos hidráulicos bajo presión.

El termino acumulador y unidad de cierre con frecuencia son empleados en forma intercambiable.

La Unidad de cierre es una manera de cerrar el preventor, mientras que un acumulador es una parte del sistema que almacena fluido hidráulico bajo presión para que actué hidráulicamente en el cierre de los preventores.

Por medio del gas nitrógeno comprimido los acumuladores almacenan energía la cual será usada un cierre rápido.

Las practicas recomendadas API RP-53 de Instituto Americano de Petróleo recomiendan que los acumuladores tengan una cantidad mínima de fluido igual a tres veces requerido para cerrar el preventor anular más un preventor de arietes.

Hay dos tipos de acumuladores: el tipo separador y el tipo flotador.

El tipo separador: Usa un diafragma flexible (globo), el cual es de hule sintético resistente y separa completamente la precarga de nitrógeno del fluido hidráulico.

El tipo flotador: Utiliza un pistón flotante para separar el nitrógeno del fluido hidráulico.

2.3 Unidad para Operar Preventores (Unidad KOOMAY).

La bomba Koomey es un conjunto hidráulico, neumático, mecánico y eléctrico. Su función es mantener una presión acumulada para operar en emergencias el cierre de los preventores.

Para efectuar el cierre de los preventores por medio de la bomba Koomey, se puede hacer con los acumuladores, con la bomba hidráulica triplex o con las bombas neumáticas y con el paquete de energía auxiliar.

Las bombas son instaladas de tal manera que cuándo la presión en los acumuladores baje al 90% de la presión de operación, se active un interruptor electromagnético y arranquen automáticamente para restablecer la presión.

En las plataformas marinas, deberá tenerse un tablero de control remoto en la oficina del superintendente y una consola adicional ubicada en el muelle que esté situado a favor de los vientos dominantes.

2.4 Cabezal de Tubería de Revestimiento.

Forma parte de la instalación permanente del pozo y puede ser tipo roscable, soldable, bridado o integrado. Su función principal es la de anclar y sellar la tubería de revestimiento e instalar el conjunto de preventores.

El cabezal tiene salidas laterales en las que pueden instalarse líneas auxiliares de control.

Por diseño es roscable, soldable o bridado, además se utiliza como base para instalar el conjunto de preventores.

Las salidas laterales del cabezal, se utilizan para instalar las líneas secundarias (auxiliares) de control y su uso debe limitarse para casos de emergencia estrictamente. Cuando las líneas no están instaladas es recomendable disponer de una válvula y un manómetro en dichas salidas.

La cabeza del pozo (árbol de válvulas, arreglo de preventores).

El árbol de válvulas es un equipo conectado a las tuberías de revestimiento en la parte superior, que a la vez que las sostiene, proporciona un sello entre ellas y permite controlar la producción del pozo.

Por lo general el árbol de válvulas se conecta a la cabeza del pozo; la cual es capaz de soportar la TR, resistiendo cualquier presión que exista en el pozo.

La presión máxima de trabajo es la presión máxima de operación a la cual podrá estar sujeto el equipo. La presión de prueba hidrostática es la presión a cuerpo estático impuesta por el fabricante para diseñar adecuadamente las pruebas del material y de condiciones de operación en la instalación.

Figura 7. El equipo instalado en la plataforma de un pozo productor de aceite es el siguiente:



Cabezales de tubería de revestimiento.

El cabezal de tubería de revestimiento forma parte de la instalación permanente del pozo y se usa para anclar y sellar la tubería de revestimiento e instalar el conjunto de preventores. Puede ser tipo roscable, soldable, bridado o integrado.

Son partes de la instalación que sirven para soportar las tuberías de revestimiento y proporcionar un sello entre las mismas.

El cabezal inferior.

Es un alojamiento conectado a la parte superior de la tubería superficial. Está compuesto de una concavidad (nido) para alojar el colgador de tubería de revestimiento (adecuado para soportar la siguiente TR); una brida superior para instalar preventores, un cabezal intermedio o un cabezal de tubería de producción y una conexión inferior, la cual puede ser una rosca hembra, una rosca macho o una pieza soldable, para conectarse con la tubería de revestimiento superficial.

El cabezal intermedio.

Puede ser tipo carrete o un alojamiento que se conecta a la brida superior del cabezal subyacente y proporciona un medio para soportar la siguiente tubería de revestimiento y sellar el espacio anular entre esta y la anterior.

Está compuesto de una brida inferior, una o dos salidas laterales y una brida superior con una concavidad o nido.

Colgador de tubería de revestimiento.

Es una herramienta que se asienta en el nido de un cabezal de tubería de revestimiento inferior o intermedio para soportar la tubería y proporcionar un sello. Entre ésta y el nido.

El tamaño de un colgador se determina por el diámetro exterior nominal, el cual es el mismo que el tamaño nominal de la brida superior del cabezal donde se aloja. Su diámetro interior es igual al diámetro exterior nominal de la TR que soportara.

Por ejemplo, un colgador de 8” de diámetro nominal puede soportar tubería de 4 1/2” a 5 1/2” de diámetro nominal.

Cabezal de tubería de producción.

Es una pieza tipo carrete o un alojamiento que se instala en la brida superior del cabezal de la última TR. Sirve para soportar la TP y proporcionar un sello entre esta y la tubería de revestimiento. Está constituido por una brida inferior, una o dos salidas laterales y una brida superior con una concavidad o nido.

2.5 Carrete de Control.

El carrete de control se instala para conectar las líneas primarias de matar y estrangular en un conjunto de preventores.

El API- RP- 53 del Instituto Americano del Petróleo recomienda que estas líneas se conecten aun preventor con salidas laterales, eliminando con esto el carrete de control con la gran ventaja de disminuir la altura del conjunto de preventores, así como el número de bridas que es el punto más débil del conjunto.

2.5.1 Especificaciones y Recomendaciones.

Para rangos de presión de 2,000 y 3,000 lb/ pg2 (141 y 211 kg/cm2), las salidas laterales deben tener un diámetro interior mínimo de 2 pg y ser bridadas o de grampa.

El diámetro interior debe ser por lo menos igual al del último cabezal instalado en el pozo.

Tomando en consideración las ventajas descritas, es conveniente tener instalado un preventor de arietes en la parte inferior del carrete de control.

Para los rangos de presión de trabajo 5,000; 10,000 y 15,000 lb/pg2 (352; 703 y 1,055 kg/ cm2), las salidas deben ser de un diámetro interior mínimo de 2 pg para la línea de matar y de 3 pg para la línea de estrangular.

El rango de presión de trabajo debe ser acorde al conjunto de preventores.

Las salidas laterales de los cabezales no deben usarse para conectar las líneas primarias de matar y estrangular, con el objeto de evitar el daño que por erosión se puede provocar a la instalación definitiva del pozo.

Estas salidas pueden ser utilizadas como líneas auxiliares (secundarias) de matar y estrangular, debiendo limitar su uso el tiempo mínimo posible cuando ocurran fallas en ellas.

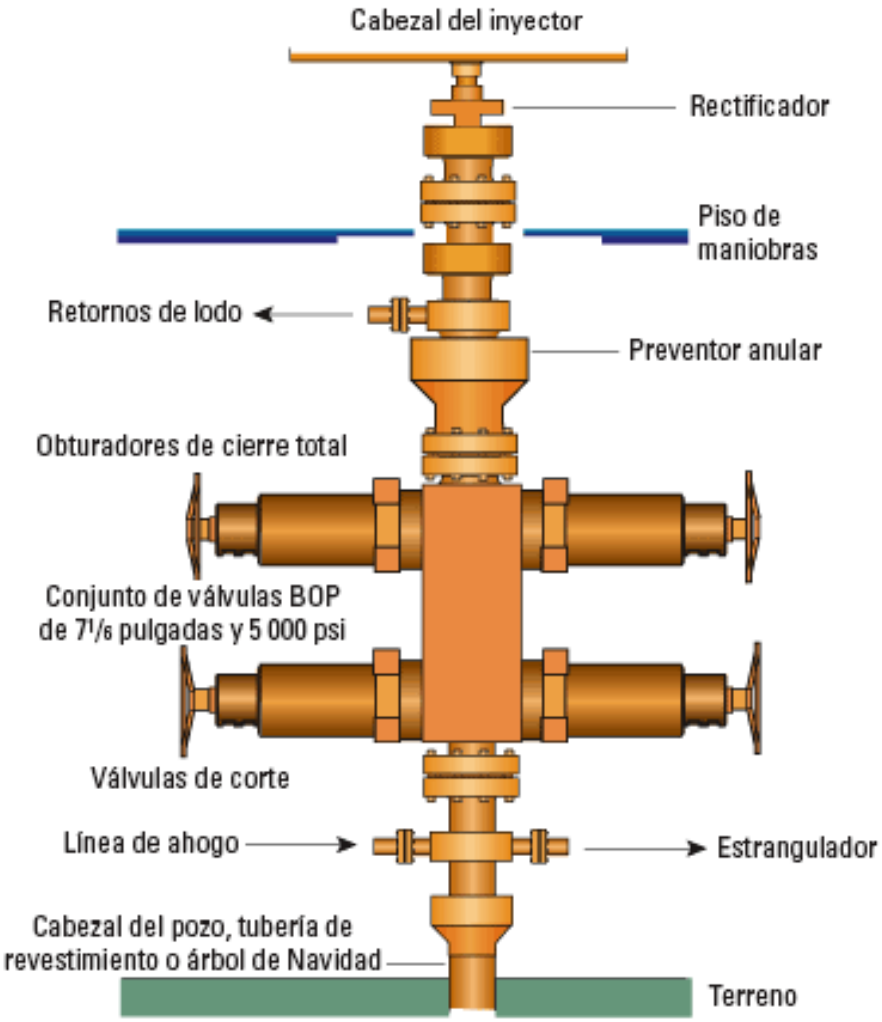


Figura 8. Preventor de reventones. Esta configuración de BOP es típica para un pozo perforado con un diámetro de más de 4 pulgadas.

http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/b/blowout_preventer.aspx

2.6 Preventores.

La función de los preventor la respuesta es el de controlar el paso de fluidos de una formación productora hacia la superficie, tanto por el espacio anular como por el interior de la tubería de producción ya sean gas, aceite, o agua.

Preventores de Interiores.

Su función es controlar el paso del fluido que proviene del interior de la tubería de producción o de trabajo. Estos se clasifican en dos tipos:

De saeta o dardo (Válvula de contra presión).

Es un Preventores de revestimiento interno para sarta de perforación que cierra eficazmente el recinto de la tubería para sellar la presión del pozo, cuando se introduce al pozo se abre en cuanto se restaurante la circulación del lodo y el recinto de la sarta de perforación se cierra herméticamente. Automáticamente bajo la acción de un resorte de cierre ayudando por la presión del pozo, la válvula se abre automáticamente al reanudarse la circulación.

Este preventor tiene como característica principal poder utilizar diferentes tipos y medidas de arietes de acuerdo a los arreglos de preventores elegidos.

Las características principales de estos preventores son:

- El cuerpo del preventor se fabrica como una unidad sencilla o doble.
- Puede instalarse en pozos terrestres o marinos.
- La presión del pozo ayuda a mantener cerrados los arietes.
- Tiene un sistema secundario para cerrar manualmente.
- Los arietes de corte sirven para cortar tubería y cerrar completamente el pozo.

Los arietes son de acero fundido y tienen un conjunto de sello diseñado para resistir la comprensión, estos pueden ser de los siguientes tipos:

- Arietes para tubería
- Arietes variables (tubería y flecha)
- Arietes de corte

Los arietes variables son similares a los de la Tubería siendo la característica distintiva la de cerrar un rango de diámetros de tubería, así como medidas variables de flecha.

Las presiones de trabajo de los preventores son de 3000, 5000, 10000, 15000 lb/pg2.

2.7 Arietes anulares

Los arietes de preventores constan de una pieza de acero fundido de baja aleación y de un conjunto sellante diseñado para resistir la compresión y sellar eficazmente. Los tipos de arietes usados en los arreglos de los conjuntos de preventores son los siguientes:

• Ariete anular para preventor tipo “U”.

• Arietes ajustables.

• Arietes de corte.

• Arietes ciegos.

2.7.1 Ariete anular para preventor Tipo U.

• El cuerpo del preventor se fabrica como unidad sencilla, doble y triple.

• Puede instalarse en pozos terrestres o en plataformas costa fuera.

• Tiene un sistema secundario para cerrar manualmente los candados (cuando los arietes estén en posición de cerrado)

• Los elementos de los arietes tienen una reserva de hule auto alimentable.

• Modificando el bonete del preventor, al usar arietes de corte sirven para cortar tubería quedando el pozo cerrado.

Los arietes para tubería de perforación o revestimiento están constituidos por un sello superior y por un empaque frontal. Ambos empaques son unidades separadas y pueden cambiarse independientemente.

En caso de emergencia permite el movimiento vertical de la tubería, para lo cual deberá regularse la presión de cierre del preventor, así como también permiten colgar la sarta cerrando los candados del preventor. Cuando existe presión en el pozo, evitan la expulsión de la tubería al detenerse la junta en la parte inferior del ariete.

2.7.2 Arietes Ajustables.

Los arietes ajustables son similares a los descritos anteriormente. La característica que los distingue es cerrar sobre un rango de diámetro de tubería, así como de la flecha.

Ariete de Corte.

Son otro tipo de ariete, pero con hojas especiales para cortar tubulares tuberías de perforación, tubería pesada entre otros.

Quizás haya que usar presiones reguladas más altas que las normales y / o usar reforzadores hidráulicos, según el tipo de ariete cortador y el tubular que se va a cortar. Los arietes cortadores tienen tolerancias de cierre pequeñas.

Cuando se cierran para probar su funcionamiento, no se debe cerrar de golpe con alta presión, si no hay que cerrarlos con una presión de operación reducida de aproximadamente 200 psi (13.79 bar).

Cuando se prueban los arietes cortadores a presión, el empaquetador se estira. Dado que el empaquetador en los arietes cortadores es pequeño, se pueden realizar muy pocas pruebas de presión y, a la vez, mantener un empaquetador

que se puede usar. No haga más pruebas de presión en los arietes cortadores de las que sean necesarias.

Los Arietes de corte están constituidos por cuchillas integradas al cuerpo de ariete, empaques laterales, sello superior y empaques frontales. La función de estos arietes es cortar tubería y actuar como arietes ciegos para cerrar el pozo cuando no se dispone de los arietes ciegos durante la perforación normal de perforación.

Arietes Ciegos.

Los arietes ciegos son un ariete especial que no tiene un recorte para la tubería en el cuerpo de la esclusa. Los arietes ciegos tienen elementos de empaque grandes y se hacen para cerrar sin que haya tubería en el pozo. Al probarlos, debe estar presurizados a la clasificación plena.

Tomando como base el arreglo más común para la perforación de zonas de alta presión y pozos de desarrollo, los arietes ciegos están colocados arriba del carrete de control.

Ventajas.

Está demostrado estadísticamente que la mayor parte de los brotes ocurren con la tubería dentro del pozo; es entonces que el preventor inferior hace la función de válvula maestra, por estar conectado directamente a la boca del pozo, evitando las bridas, mismas que están consideradas como las partes más débiles de un conjunto de preventores.

Se pueden cambiar los arietes ciegos por arietes para la tubería de perforación.

La tubería de perforación puede suspenderse del preventor inferior y cerrar totalmente el pozo.

Cuando el pozo está cerrado con el preventor inferior, permite efectuar reparaciones y corregir fugas del conjunto de preventores, además del cambio de unidades completas.

Cuando el preventor ciego está cerrado se puede operar a través del carrete de control.

Desventajas.

Cuando el preventor ciego esté cerrado, no se tendrá ningún control si ocurre alguna fuga en el preventor inferior en el carrete de control.

Lo que se manejó como ventaja de que los arietes ciegos se pueden cambiar por arietes para tubería de perforación, funciona ahora como desventaja, ya que en el caso extremo de querer soltar la tubería, no se dispondría de una válvula maestra que cerrara totalmente el pozo.

Cuando se esté perforando la etapa de yacimiento, se deberán utilizar arietes de corte en sustitución de los ciegos. Si se utilizan sartas combinadas, los arietes para la tubería de diámetro mayor se instalarán en el preventor inferior, y los de diámetro menor en el superior. Ambos arietes pueden sustituirse por el tipo variable.

Debe observarse que, si ocurre un brote cuando se esté sacando del pozo la tubería de perforación de diámetro menor, sólo se dispondrá del preventor anular y uno de arietes.

Entonces no será posible intercambiar arietes de ese mismo diámetro de tubería de perforación en algún otro preventor, por lo que será conveniente ubicar los arietes ciegos en la parte superior del preventor doble; aun cuando las desventajas señaladas anteriormente serían mayores, por tener doble brida adicional.

Una opción práctica, sin cambiar la posición establecida, recomienda bajar una parada de tubería del diámetro mayor para cerrar el preventor inferior y cambiar arietes al superior.

2.8 Preventor Esférico.

Este preventor anular conocido como esférico, es instalado en la parte superior de los preventores de arietes. Es el primero en cerrarse cuando se presenta un brote. El tamaño y su capacidad deben ser igual que los preventores de arietes.

Este preventor esférico, también se conoce como anular, es instalado en la parte superior de los preventores de arietes. Es el primero en cerrarse cuando se presenta un influjo. El tamaño y su capacidad deberán ser iguales que los preventores de arietes.

2.9 Conexiones Superficiales de Control.

Al seleccionar las conexiones superficiales de control del pozo, se deben considerar factores tales como: las presiones de la formación, métodos de control de pozos que serán empleados, situación ambiental del pozo, corrosividad, volúmenes, toxicidad y abrasividad de los fluidos esperados, como lo especifica las prácticas recomendadas API – RP 53, del Instituto Americano del Petróleo.

2.9.1 Línea de Matar.

Conectan las bombas del equipo con las salidas laterales del carrete de control para llevar acabo las operaciones de control cuando no pueden efectuarse directamente por la T.P.

La línea de matar es una de las partes integrales del sistema de control superficial, se requiere para llevar a cabo las operaciones de control de pozos cuando el método normal de control (a través de la flecha o directamente por la tubería no puede ser empleado.

La línea de matar conecta las bombas de lodo del equipo con una de las salidas laterales del carrete de control o de los preventores.

La conexión de la línea de matar al arreglo de preventores dependerá de la configuración parcial que tengan, pero debe localizarse de tal manera que se

pueda bombear fluido debajo de un preventor de arietes, que posiblemente sea el que se cierre.

Sólo en caso de extrema urgencia, la línea de matar podrá conectarse a las salidas laterales del cabezal o carrete de TR o debajo de un preventor de arietes para tubería que se encuentre más abajo en el arreglo.

Componentes en el equipo superficial son las líneas de matar. Estas conectan las bombas del equipo con salidas laterales del carrete de control, para llevar a cabo las operaciones de control cuando pueden efectuarse directamente por las tuberías de perforación.

La conexión de la línea de matar al arreglo de preventores, depende de la configuración parcial que tenga, pero debe localizarse de tal manera que se pueda bombear fluido debajo de un preventor de arietes, que posiblemente sea el que se cierre.

Árbol de válvulas.

Es un conjunto de conexiones, válvulas y otros accesorios con el propósito de controlar la producción y dar acceso a la tubería de producción. El elemento que está en contacto con la sarta de la TP es la brida o un bonete. Existen diferentes diseños, todos tienen la particularidad de que se unen al cabezal de la TP usando un anillo de metal como sello. Los tipos principales difieren en la conexión que tienen con la válvula maestra, la cual puede ser mediante rosca o con brida. Las válvulas del medio árbol se fabrican de acero de alta resistencia. Generalmente son válvulas de compuerta o de tapón, bridas o roscables.

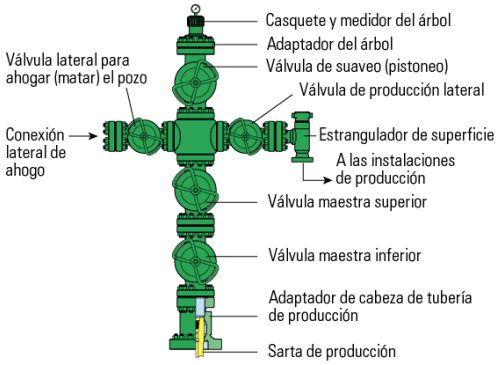


Figura 9 Válvula lateral. Las válvulas laterales se encuentran incorporadas en las "alas" de un árbol de Navidad para proveer acceso a la tubería de producción con fines de producción y control del pozo. La mayoría de los árboles de Navidad están provistos de dos alas: una válvula lateral de producción dedicada, conectada a las instalaciones de producción de superficie, y una válvula lateral de ahogo que puede ser utilizada con fines de control o tratamiento del pozo.

http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/m/master_valve.aspx.

Válvula Maestra.

Es la que controla todo el sistema con capacidad suficiente para soportar las presiones máximas del pozo. Debe ser del tipo de apertura máxima, con un claro (paso) igual o mayor al diámetro interior de la TP; para permitir el paso de diferentes herramientas, tales como los empacadores, pistolas para disparos de producción, etc. En pozos de alta presión se usan dos válvulas maestras conectadas en serie.

A continuación de la válvula maestra se encuentra la conexión en cruz que sirve para bifurcar el flujo a los lados, provista de válvulas para su operación. A cada lado de la conexión están las válvulas laterales. Estas pueden ser del tipo de apertura restringida, con un diámetro nominal un poco menor al de la válvula maestra, sin que esto cause una caída de presión apreciable.

La válvula superior (porta manómetro), se localiza en la parte superior y sirve para controlar el registro de presiones leyéndose, cuando sea necesario, la presión de pozo cerrado y la de flujo a boca de pozo. Asimismo, la válvula superior sirve para

efectuar operaciones posteriores a la terminación, tales como: desparafinamiento, registro de presiones de fondo fluyendo y cerrado, disparos, etc. En operaciones que no se requiere interrumpir el flujo, se cierra la válvula y se coloca un lubricador para trabajar con presión; introduciendo en el cuerpo de éste las herramientas necesarias abriendo la válvula porta manómetro para permitir su paso.

Válvula de contrapresión o de retención (check), se encuentra instalada en el colgador de la tubería de producción o en el bonete del medio árbol, que sirve para obturar el agujero en la TP cuando se retira el preventor y se va a colocar el medio árbol. Una vez que se conecta este ultimo con el cabezal de la TP, la válvula de contrapresión puede ser recuperada con un lubricador. Se puede establecer comunicación con la TP, si fuese necesario, a través de la válvula de contrapresión.

De los diseños actuales, unos se instalan mediante rosca y otros con seguro de resorte (candado de expansión).

Estranguladores.

Un dispositivo con orificio, instalado en una línea para restringir el fluido de los fluidos. Los estranguladores de superficie son parte del árbol de Navidad de un pozo, y contiene un niple estrangulador, o niple reductor, con barreno reducido que sirve para restringir el flujo. También se usan los estranguladores para controlar la relación del flujo del lodo de perforación saliente del agujero cuando se usa el preventor para cerrar el pozo y se circule para sacar un brote del agujero.

Los estranguladores, orificios o reductores, no son otra cosa que un estrechamiento en las tuberías de flujo para restringir el flujo y aplicar una contrapresión al pozo.

Los estranguladores sirven para controlar la presión de los pozos, regulando la producción de aceite y gas o para controlar la invasión de agua o arena. En ocasiones sirve para regular la parafina, ya que reduce los cambios de temperatura; así mismo ayuda a conservar la energía del yacimiento, asegurando

una declinación más lenta de los pozos, aumentando la recuperación total y la vida fluyente.

El estrangulador se instala en el cabezal del pozo, en un múltiple de distribución, o en el fondo de la tubería de producción.

De acuerdo con el diseño de cada fabricante, los estranguladores presentan ciertas características, cuya descripción la proporcionan en diversos manuales, sin embargo, se pueden clasificar como se indica a continuación:

Estranguladores Superficiales.

a) Estrangulador Positivo. Están diseñados de tal forma que los orificios van alojados en un receptáculo fijo (porta-estrangulador), del que deben ser extraídos para cambiar su diámetro.

Las marcas más conocidas son: EPN, FIP, Cameron, y los hechizos que se fabrican en los talleres de máquinas y herramientas.

El uso en la industria es amplio por su bajo costo y fácil aplicación.

b) Estrangulador ajustable. En este tipo, se puede modificar el diámetro del orificio, sin retirarlo del porta-estrangulador que lo contiene, mediante un dispositivo mecánico tipo revólver.

Una variante de este tipo de estranguladores, es la llamada válvula de orificio múltiple. Tiene un principio de operación bastante sencillo, puesto que el simple desplazamiento de los orificios del elemento principal equivale a un nuevo diámetro de orificio, y este desplazamiento se logra con el giro de un mecanismo operado manual o automáticamente y de fácil ajuste.

Dependiendo del tipo de estrangulador, se disponen con extremos roscados o con bridas y con presiones de trabajo entre 1500 y 15000 lb/pg2.

Estranguladores de fondo.

a) Estranguladores que se alojan en un dispositivo denominado “niple de asiento”, que va conectado en el fondo de la TP. Estos estranguladores pueden ser

introducidos o recuperados junto con la tubería, o bien manejados con línea de acero operada desde la superficie.

b) Estranguladores que se aseguran en la TP por medio de un mecanismo de anclaje que actúa en un cople de la tubería, y que es accionado con línea de acero.

Flujo Sónico a través de Estranguladores

El diámetro requerido del estrangulador para controlar la producción del pozo, de acuerdo a las condiciones de operación del sistema, se puede calcular con diferentes correlaciones (Gilbert, Ros, Ashford, Omaña, etc.)

Cualquier correlación que se utilice únicamente es válida cuando se tienen condiciones de flujo sónico a través del estrangulador. De otra manera la producción del pozo no será regulada y se caerá en una situación de flujo inestable, en la que las variaciones de presión corriente abajo del estrangulador se reflejarán en la formación productora, provocando fluctuaciones en la producción. Para flujo sónico el gasto es independiente de la presión corriente abajo del estrangulador.

Para garantizar flujo sónico a través de un estrangulador la relación de presiones antes y después del estrangulador deberá cumplir con los siguientes valores: donde p1 = presión antes del estrangulador p2 = presión después del estrangulador O bien la relación que sugiere Gilbert.

Válvulas de seguridad.

Las válvulas de relevo o seguridad son utilizadas para la protección del personal y equipo. Están construidas para abrir a una presión calibrada específicamente y cerrar por medio de un resorte cuando disminuye la presión por debajo del ajuste.

Componentes para la prevención de reventones.

Los sistemas para la prevención de reventones y sus componentes serán diseñados, instalados, usados, mantenidos y probados para asegurar el control del pozo.

Estos dispositivos están diseñados para cerrar un pozo en caso de una emergencia. Se pueden clasificar en dos tipos:

a) Auto controladas. Este tipo de válvula va colocada entre la válvula lateral y el porta-estrangulador. Se accionan cuando se tienen cambios en la presión, temperatura o velocidad en el sistema de flujo. Se usa para cerrar el pozo automáticamente cuando la presión en la tubería de escurrimiento decrece o se incrementa hasta ciertos limites, por ejemplo; cuando falla la tubería (fuga) o cuando se represiona. El límite superior es comúnmente 10% arriba de la presión normal de flujo, y el límite inferior es de 10 a 15% abajo de dicha presión.

b) Controladas desde la superficie. Se les da el nombre de “válvulas de tormenta” y se usan generalmente en pozos marinos donde el control es más difícil y en zonas donde el mal tiempo es frecuente. Este tipo de dispositivo se instala en la tubería de producción; la válvula de tormenta se encuentra abierta cuando el pozo está operando normalmente y se cierra cuando existe algún daño en el equipo superficial de producción, cuando el pozo permite un gasto mayor a un cierto valor predeterminado o la presión de la TP cae por debajo de cierto valor.

Originalmente las “válvulas de tormenta” fueron usadas en localizaciones marinas o lugares muy alejados, pero es recomendable su uso en cualquier situación donde hay posibilidades de que el árbol de válvulas sufra algún daño.

La válvula de tormenta de control directo, porque la presión o el gradiente de presión del medio que la rodea es la que controla el cierre de la misma. Además se requiere del uso de una válvula controlada desde la superficie que mantenga represionada a la cámara, la presión se transmite por una tubería de diámetro reducido que se encuentra en el exterior de la T.P.

Adaptador, es una herramienta usada para unir conexiones de diferentes dimensiones. Puede conectar dos bridas de diferente tamaño o una brida con una pieza roscada.

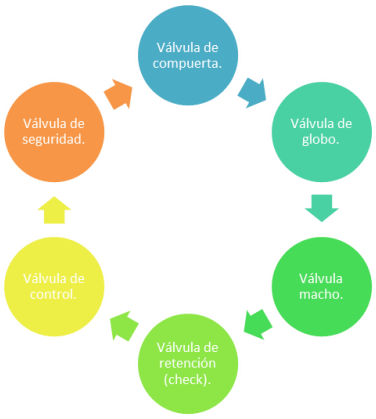
Brida adaptadora del cabezal de tubería de producción.

Es una brida intermedia que sirve para conectar la brida superior del cabezal de TP con la válvula maestra y proporcionar un soporte a la TP.

En el árbol de válvulas se usa válvulas API fabricadas con una aleación de acero de alta resistencia. Las válvulas ASA por ser construidas con aceros al carbón no se usan en los pozos. Normalmente se usan válvulas de compuerta de paso completo.

Las válvulas son elementos que sirven para permitir o restringir el paso de un fluido.

Figura 10. Tipos de válvulas.



Válvula de Compuerta.

Normalmente trabaja toda abierta o toda cerrada. Su área de paso es del mismo diámetro del área de la tubería. No debe usarse estrangulada, pues no sirve para regular el paso del fluido.

Se usa en líneas de succión y descarga de bombas, así como en líneas de descarga de pozos; como válvula de bloqueo. Son operadas manual y eléctricamente, ya sea por medio de un volante o motor eléctrico, que actúan sobre un vástago que levanta la compuerta. Este tipo de válvulas no tienen sentido de entrada o de salida, cualesquiera de sus lados sirven para los dos propósitos.

De la válvula 2 a la 6 son utilizadas principalmente en el manejo de la producción en superficie.

Válvula de Globo.

Se llaman así por la apariencia de su cuerpo; su característica es que tiene una apertura u orificio por donde pasa el flujo, siendo esta apertura perpendicular al sentido del flujo. Por tal razón este tipo de válvulas debe ser usada en un solo sentido. Para su instalación se requiere que la presión mayor este bajo la apertura del orificio.

Imagen se muestra como se usan para estrangular o controlar un flujo determinado.

Válvula Macho.

También se le llama de tapón. Consta de un cilindro o tanque perforado de lado a lado, formando un canal en el cuerpo del cilindro. Cuando este canal está en el mismo sentido del flujo, permite su paso, en caso contrario es decir dando una vuelta de 90º, se opone la cara sólida del cilindro y obstruye el flujo.

Este cilindro se acciona exteriormente por medio de un maneral o por medio de un volante acoplado a un sistema de engranes, que actúan sobre el vástago unido al cilindro.

Este tipo de válvula se usa principalmente en sistemas donde se trabaja con productos ligeros, gases y gasolinas. Por su construcción son de cierre rápido ya que necesitan girar solo 9O0 para abrir o cerrar. Es necesaria una lubricación constante y adecuada.

Válvula de Retención.

La válvula de retención más conocida como check, tiene como característica general permitir el paso del flujo en un solo sentido y evitar que éste regrese. Para este fin cuenta con una apertura que puede ser obstruida por medio de un disco, una placa o una esfera metálica.

Como se puede notar este tipo de válvula se debe colocar en el sentido correcto y para evitar confusiones cuenta con una marca en el sentido del flujo.

Se usan en la descarga de bombas. Si la bomba se para, evita que regrese el fluido de la línea de descarga a la bomba. El tipo a) Charnela o lengüeta y b) Horizontal, operan solamente en posición horizontal, no así el tipo c) De bola, que trabaja adecuadamente en posición vertical, nunca horizontal.

Válvula de Control para operar los preventores.

Son válvulas de construcción especial, usadas para controlar las variables del proceso de producción, como son presión, temperatura, nivel de fluidos y flujo en forma automática.

Estas válvulas pueden ser operadas por medio de una señal, resorte o contrapeso.

a) Las de señal son operadas al admitir aire de un instrumento de control al diafragma de la válvula; así abre o cierra la válvula.

b) La válvula operada por resorte abre cuando la presión en la parte inferior de la válvula es mayor que la fuerza del resorte, en caso contrario cierra.

c) La válvula operada por contrapesos emplea en lugar de resorte un contrapeso.

Conjunto de preventores.

El conjunto de preventores consistirá de un preventor anular y el número de preventores de arietes.

Los arietes para la tubería serán del diámetro apropiado para la tubería de perforación en uso. Se debe contar en la unidad perforadora con las refacciones para preventores que recomienda la práctica API-RP-53, en los incisos 2.C.A y 2.D.3, del Instituto Americano del Petróleo.

Presión de Trabajo.

La presión de trabajo de cualquier componente del conjunto de preventores será mayor que la presión superficial anticipada a la que puedan estar sujetos.

El inspector puede aprobar una presión de trabajo menor para el preventor anular, si el operador demuestra que las condiciones anticipadas o reales del pozo no demandarán que este preventor esté sujeto a presiones sobre su presión de trabajo.

Fuente independiente de energía.

Además de las dos fuentes de energía del subinciso anterior, la unidad acumuladora debe contar con una fuente de energía independiente de la que suministra el equipo de perforación.

Una estación de control remoto para operar los preventores instalada en el piso de perforación. Se deberá instalar cuando menos otra estación de control remoto para operar los preventores. Esta estación de control remoto debe estar en una localización accesible y alejada del piso de perforación.

Un carrete de perforación con salidas laterales, si los preventores no cuentan con estas salidas, para proveer líneas separadas de matar y estrangular.

Una línea de estrangular y una de matar, cada una equipada con dos válvulas de paso completo. Cuando menos una de las válvulas, en las líneas de estrangular y matar, deben operarse a control remoto.

Se recomienda que se instale una válvula de contrapresión (check) en la línea de matar.

Los cambios de dirección en las líneas de matar y de estrangular deben hacerse instalando es con un tapón sólido en el extremo de la dirección del flujo.

Una línea de llenar arriba del preventor superior.

Un múltiple de estrangulación adecuado para las presiones anticipadas a que puede ser sometido. El método que se empleará para controlar el pozo, el medio ambiente y la corrosividad, volumen y abrasividad de los fluidos a manejar el múltiple de estrangulación, deben cumplir con lo recomendado por el API en sus prácticas API-RP 53 y la norma API– 16 C.

Las válvulas, tuberías y demás conexiones entre el múltiple de estrangulación y los preventores, deben ser de una presión de trabajo igual a la presión de trabajo del preventor de arietes.

No se deben instalar líneas articuladas en la línea de estrangular. Si se instalan mangueras en la línea de estrangular, éstas deben cumplir con lo especificado en su norma API–16 C: Un cabezal para pozo con presión de trabajo que exceda la presión superficial anticipada a la que pueda ser sometido.

Los siguientes componentes deberán tenerse disponibles:

a. Una válvula macho instalada entre la unión giratoria y la echa de una presión de trabajo igual a la presión de trabajo del preventor de arietes, y una válvula similar y de igual presión de trabajo instalada en la parte inferior de la echa, que pueda pasar por el interior de la última TR a superficie. Una llave para cada válvula, colocada en un lugar de fácil acceso a la cuadrilla de perforación.

b. Válvulas en el piso de perforación.- Una válvula de contrapresión y una válvula de seguridad en posición abierta, para cada rosca en la sarta de perforación en uso y que puedan introducirse dentro del pozo. Esas válvulas deben ser de una presión de trabajo igual a la presión de trabajo de los preventores de arietes, y deben mantenerse en el piso de perforación en un lugar de fácil acceso y durante todo el tiempo que se efectúen operaciones de perforación. Una llave para la válvula de seguridad colocada en un lugar de fácil acceso a la cuadrilla de perforación. Se acepta una válvula para la rosca de mayor diámetro, con sustitutos de enlace para el resto de las roscas.

c. Una válvula de seguridad de TP disponible en el piso de perforación, con la conexión apropiada a la TR que se está introduciendo en el agujero.

Extensiones y volantes instalados para operar los candados mecánicos en los preventores de arietes superficiales.

Pruebas, Operación, Inspección y Mantenimiento a Sistemas de Preventores.

Pruebas de Baja Presión

Antes de efectuar pruebas a alta presión, todos los sistemas de preventores se probarán a una presión baja de 14 a 21 kg/cm2 (200 a 300 lb/ pg2).

Los preventores de arietes superficiales y el múltiple de estrangulación se probarán a presión con agua, a su presión de trabajo o a la presión que apruebe el inspector. El preventor anular se probará a presión con agua al 80% de su presión de trabajo o a la presión que apruebe el inspector.

Los componentes del sistema de preventores submarinos se probarán en la superficie con agua a su presión de trabajo. Con excepción del preventor anular, el cual se probará al 80% de su presión de trabajo. Después de instalar el conjunto de preventores en el cabezal submarino, los preventores de arietes y el múltiple de estrangulación se probarán a su presión de trabajo o a la presión que apruebe el inspector. El preventor anular se probará al 80% de su presión de trabajo o a la presión que aprue¬be el inspector.

Prueba de Componentes del Sistema de Prevención de Preventores

Al efectuar la prueba de los preventores superficiales o de los submarinos, también se probarán las válvulas del múltiple de estrangulación, las válvulas superior e inferior de la echa, la válvula de contrapresión y la válvula de seguridad a la misma presión a que se prueben los preventores de arietes. Las presiones de prueba se deberán aplicar en la dirección o el flujo esperado. La prueba de cada elemento se considera satisfactoria, si éste sostiene la presión de prueba durante 3 minutos.

Frecuencia de Prueba

Los sistemas de prevención de reventones y sus componentes deben probarse:

a. Cuando se instalen.

b. Antes de perforar la zapata de cada TR.

c. Cuando menos una vez a la semana, alternando entre estaciones de control remoto y sistema de control (POD). Si no funciona la estación de control remoto o sistema de control (POD), se suspenderán las operaciones de perforación hasta que el sistema opere. Se permitirán períodos de más de 7 días entre pruebas, cuando no se puedan efectuar debido a operaciones especiales, tales como operaciones de pesca. La prueba se efectuará tan pronto se reanuden las operaciones normales.

Se registrará en la bitácora de la unidad perforadora la razón por la que se pospusieron las pruebas. Las pruebas de presión se efectuarán alternando las tripulaciones para que cada tripulación de perforación opere el equipo; la prueba de presión semanal no se requiere para arietes ciegos o de corte. Los arietes ciegos o de corte se probarán cada 30 días o en intervalos de tiempo más cortos, si así se requiere.

d. El sistema de preventores y sus componentes deberán operarse cuando menos cada cambio de barrena, pero no más de una vez al día.

e. Los arietes variables deben probarse a presión cerrándolos alrededor de cada diámetro de tubería en la sarta, de acuerdo a su rango de operación. Excluyendo lastra barrenas y herramientas de fondo.

f. Después de desconectar o reparar cualquier sello en el cabezal, conjunto de preventores y sus componentes, requiriéndose probar el componente desconectado o reparado.

• Los sistemas de preventores y conductores submarinos serán inspeccionados y mantenidos para asegurar que operen adecuadamente; se inspeccionarán visualmente cuando menos una vez al día, si las condiciones climatológicas y oceanográficas permiten la inspección. Esta inspección se puede llevar a cabo usando equipo de televisión. El inspector debe aprobar métodos alternos de inspección de conductores marinos en unidades con posicionador dinámico.

Esta inspección submarina no es aplicable en estructuras fijas y unidades autoelevables o sumergibles.

Los resultados de las pruebas de presión, de las inspecciones, de la operación del sistema de preventores, de sus componentes y del conductor marino, deben registrarse en la bitácora de la unidad perforadora. Las pruebas del sistema de preventores serán documentadas como sigue:

a. La documentación debe incluir el orden cronológico de prueba de los preventores y equipo auxiliar, la presión y tiempo de cada prueba. Como una alternativa, la documentación puede referirse al plan de prueba del sistema de control de brotes que contenga la información requerida y que se encuentre archivada en la unidad perforadora.

b. En el reporte se identificará la estación de control que se usó durante la prueba. Para un sistema submarino se identificará en el reporte del perforador el sistema de control (POD) usado durante la prueba.

c. Se anotará en el reporte del perforador cualquier problema o irregularidad observada durante las pruebas y las acciones que se tomaron para resolverlas.

d. Todos los registros relativos a la prueba de preventores, su operación e inspección, estarán disponibles en la unidad perforadora para que lo revise el inspector, mientras se perfora el pozo.

Problemas durante el control de un pozo.

Identificación del Problema.

Como se señaló anteriormente, los problemas en el estrangulador se pueden originar por dos causas: porque se tape o porque esté lavado (erosionado).

Para identificar y detectar cuál de los dos factores está provocando el problema, a continuación, se describe cada una de las situaciones:

• Estrangulador Lavado: La presión en la tubería de revestimiento disminuirá gradualmente. Si se cierra el estrangulador ligeramente, se observará que no hay respuesta en las presiones registradas.

• Estrangulador Tapado: La presión registrada en la tubería de revestimiento se incrementará gradualmente o drásticamente, y puede presentarse disminución o no haber flujo por la línea de descarga del estrangulador. Si se abre el estrangulador, no se observará respuesta en las presiones registradas. Las partículas que obstruyen el estrangulador generan ruidos (que pueden ser escuchados al paso por la línea, previo al taponamiento).

Acciones Correctivas.

Las medidas correctivas que se deben aplicar, en caso de existir problemas en el estrangulador, son las siguientes:

Suspenda el bombeo (y verifique la bomba parada).

Cierre el pozo tan rápido y seguro como sea posible.

Aísle la sección del estrangulador dañado y utilice otro estrangulador variable, manual o hidráulico para continuar la operación.

Si no cuenta con otro estrangulador, repare el dañado y continúe con la operación de control.

Complicaciones, manifestaciones y recomendaciones durante el control de pozos

La comunicación es uno de los aspectos más importantes de cualquier actividad.

Podría dividirse en tres componentes distintos, cada uno con sus propias responsabilidades y planes de acción y como comunicarlos.

Es común efectuar reuniones de seguridad para comunicar a todos los miembros del personal, que actividades y metas se van a efectuar y lograr durante el día de trabajo. En las reuniones de seguridad, deben discutirse los análisis de riesgo y las tareas detallas, así como los planes de acciones correctivas y como pasar la información de la que usted es responsable.

Hay una cadena básica de mando que debe seguir para obedecer órdenes de manera que se cumplan las actividades del día.

Cada miembro del personal tiene ciertas responsabilidades y debe reportar a un supervisor.

Sin embargo, si se nota cualquier cosa fuera de lo ordinario debe ser inmediatamente reportada.

“La comunicación deficiente en su ambiente de trabajo, puede llevar a un desastre”.

El análisis de riesgos y la buena comunicación, minimizan los problemas e incrementan la seguridad. Trabaje como un equipo.

Trazarse por anticipado planes y cursos de acción alternativos y deben practicarse en simulacros de control de pozo y discutirse con el personal.

El miedo a lo desconocido, causara pánico. El miedo a lo conocido, lleva a las precauciones, y a acciones, que sin embargo son decisivas.

Cuando los operadores pasan de un equipo a otro y el contratista trabaja para diferentes compañías los procedimientos de cierre de pozo, las hojas de control de cierre de pozo y los procedimientos generales, podrían ser diferentes.

Los procedimientos apropiados para todas las actividades deben ser discutidos y entendidos por todas las partes que intervienen. No obstante que los procedimientos básicos de cierre de pozo han sido cubiertos en esta sección.

Si se enfrenta a un pozo surgente, actué, pero no sobre actué. Un momento extra tomando para hacer las cosas debidamente la primera vez, puede dar por resultado una sugerencia algo mayor, pero esto es preferible al pánico que puede llevar a procedimientos de cierre inapropiados, errores o accidentes.

Presiones de cierre.

Una vez que se hay cerrado el pozo, el personal responsable, deberá revisar inmediatamente el cabezal de pozo, los preventores contra reventones los múltiples, los estranguladores, las líneas para ahogar el pozo. Para detectar posibles fugas.

Las presiones de cierre no son consideradas como una complicación en las operaciones de control de brotes, pueden ocurrir cuando las presiones de cierre son demasiadas altas o demasiado bajas.

Las anotaciones del pozo son importantes, tiempo, magnitudes de los incrementos de presión de brote a cada minuto hasta que este se comience a estabilizar.

Los cálculos se desarrollarán de las presiones registradas, calculando el peso del fluido de control. La presión se mantiene constante mientras la bomba llegue a funcionar para controlar el pozo. Las presiones registren son demasiado altas un fluido de control de pozo puede ser mezclados, y mientras se pone a la bomba de línea, se puede mantener presión excesiva. Estas complicaciones podrían resultar en problemas de perdida de circulación. Si las presiones registradas son demasiadas bajas, el fluido el fluido de control del pozo puede estar adecuadamente pesado y presiones de circulación insuficientes pueden ser mantenidas, permitiendo así un influjo adicional.

Si se lleva a cabo con éxito los procedimientos de cierre y el dicho registro se comienza, la determinación de las presiones correctas será de manera fácil. Las presiones de cierre son demasiado altas, una pequeña cantidad de presión debería ser evacuada del estrangulador, y los cambios correspondientes deben ser controlados de cerca.

Las presiones originales del ingreso adicional al ingresar al pozo, dando como resultado una presión de tubería de revestimiento ligeramente alta.

Es imposible determinar un plazo para la estabilización de presiones en un cierre.

El fluido de peso de control es calculado de presiones registradas.

Adicionalmente, la presión del anular se mantiene en el periodo en que la bomba llega a la velocidad de control. Si las presiones registradas están muy altas, se prepara un fluido de control muy pesado, causando presión excesiva, resultado en perdida de circulación.

Si se observa que la presión es muy alta se deberá hacer pequeñas purgas para determinar la presión apropiada.

Recuerde que si las presiones originales no eran las correctas, más afluencia puede entrar al pozo y causar una presión alta de revestimiento.

Si el gas comienza a migrar, se requerirá una pequeña purga para mantener la presión del fondo de l pozo constante.

Al contrario, si las presiones registradas son muy bajas, el nuevo fluido de control no será lo suficiente pesado, causando presiones circulantes inadecuadas resultando en una afluencia adicional.

Otras causas de SIDPP (presión de la tubería) se más alto que el SICP (presión del revestidor):

Presión de bombeo atrapado.

Rápido asentamiento de gel.

Gas que entra a la sarta.

Obstrucciones.

Una técnica que se utiliza frecuentemente si la presión de cierre se presume que son incorrectas, es comenzar a bombear lentamente varios barriles de fluido debajo de la sarta. Esto desplazara con fluido para lograr una buena columna de fluido y poder determinar con precisión la SIDDP (presión de la tubería).

Características, presiones, profundidad, tipo de fluido, y tipo de afluencia de formaciones afectan la cantidad de tiempo que es requerido para el pozo se igualase y las presiones se estabilicen.

Manejo del gas en la superficie.

Todo el personal debe ser alerta de una posibilidad de la presencia de gases tóxicos o explosivos y todo el personal asignado deberá probar los equipos de detección de gases y dispositivos de alarma, para verificar un buen funcionamiento.

Falla de la bomba.

La velocidad y el gasto de la bomba son importantes. Si la bomba falla por cualquier motivo o si no está operando de manera correcta durante el control de pozo, cambie a otra bomba utilizando lo siguiente:

Disminuya la potencia de la bomba y parela mientras mantiene la presión de la tubería de revestimiento constante.

Cierre el pozo.

Haga el cambio a la bomba alternativa y llévela a la velocidad de control de pozo deseado manteniendo constante, con la ayuda del estrangulador, la presión del segundo cierre en el Casing.

Cuando la segunda bomba este a la velocidad de control de pozo deseado, y la presión de la tubería de revestimiento sea la misma que la del segundo cierre, registre la presión de circulación.

Sera el nuevo valor de presión de circulación. La presión puede ser más alta o más baja que la primera presión de la bomba, debido a la eficiencia o a diferencias de salida.

Dependiendo de la etapa de control que se encuentre la operación del pozo, la presión del pozo, la presión de circulación puede ser equivalente a la inicial, a la final o alguna presión intermedia.

Procedimiento Cierre de Pozos.

Todos los flujos deben ser reconocidos como reventones potenciales y cuando se tenga la dudad sobre si el pozo está fluyendo o no, cierre el pozo.

La disciplina establecida dentro de la plataforma es fundamental para un control durante los momentos de emergencia.

Los procedimientos varían de acuerdo al caso que se presente para cada pozo en particular, dependiendo la operación por efectuar y los equipos que se dispongan.

Existen varios métodos y técnicas, los cuales se aplican a situaciones específicas. Los procedimientos para cierre de un pozo son esenciales para evitar reventones.

Es decir las actividades asignadas a la cuadrilla de trabajo son instrucciones que tienen como líder de los mandos inmediatos y de ciertos factores que deben considerarse para cada operación por ejecutar.

Una vez que se haya detectado una sugerencia, el pozo debe ser cerrado lo más pronto posible.

Las razones para el cierre del pozo son:

- Para proteger al personal y al equipo de perforación.
- Para evitar el ingreso de fluidos de formación en el pozo.
- Para permitir que se determinen las presiones de cierre.
- Para proveer la oportunidad de organizar el procedimiento de controlar o ahogar el pozo.

Plan de Simulacro de Control de Brotes.

Los simulacros de brotes contribuyen a entrenar a la cuadrilla, a mantenerla alerta ante los indicadores de un posible brote y a desarrollar en sus elementos la coordinación adecuada para reducir el tiempo de cierre del pozo.

Este plan se deberá exhibir en el lugar apropiado de la unidad de perforación. Se llevarán a cabo simulacros de control de brotes al estar perforando y al hacer viajes.

El simulacro de control de brotes se anotará en la bitácora de la unidad perforadora con las observaciones correspondientes.

Deben efectuarse durante cada una de las operaciones siguientes:

1. Al estar perforando.

2. Al estar metiendo o sacando tubería de perforación.

3. Al estar metiendo o sacando herramienta.

4. Al no tener tubería dentro del pozo.

Cada uno de estos simulacros deberá llevarse a cabo cuando menos una vez a la semana, con cada cuadrilla de perforación (si las condiciones del pozo lo permiten).

Cuando se trate de trabajadores que participen en labores de perforación por primera vez, se les debe proporcionar la información necesaria acerca de los procedimientos y de las operaciones de control del pozo.

Los simulacros para la prevención de brotes deben realizarse sin darle ninguna advertencia a la cuadrilla. En intervalos programados podrán comprobar que el personal es competente y capaz de reaccionar a situaciones que requerirán.

La sorpresa es un elemento clave para que la cuadrilla crea que es un brote real y no un simple simulacro.

Cada vez que se realice un simulacro, debe tenerse la seguridad de escoger un período donde no se ponga en peligro la operación del pozo.

Para iniciar el simulacro debe utilizar el indicador de nivel en presas o el indicador del flujo del lodo en la línea de flote, con una alarma sonora que indique la presencia de un brote. De no contar con dichos dispositivos, el inicio del simulacro debe hacerse en forma verbal. Conviene recordar la importancia de su reparación o reinstalación de los dispositivos de seguridad.

Al término del simulacro, el Técnico sancionará el rendimiento de cada trabajador que intervino en el mismo, haciendo las indicaciones correspondientes en una reunión con la cuadrilla, con el fin de corregir posibles errores detectados durante la ejecución del simulacro.

Asimismo tomará el tiempo empleado por cada integrante de la cuadrilla para efectuar sus funciones, hasta que esté listo para cerrar el pozo, el tiempo total para cerrarlo y el tiempo total para concluir el simulacro, con objeto de llevar un registro por cuadrilla y detectar las deficiencias en alguno de los integrantes de la tripulación.

Simulacro de Cierre del Pozo al Estar Perforando.

Procedimiento de cierre, es importante identificar el brote, con el fin de reducir al mínimo la entrada de fluido invasor con sus posibles consecuencias.

Parar la rotaria y levantar la flecha para que se tenga la junta inferior arriba de la mesa rotatoria.

Parar la bomba de lodos.

Abrir la válvula hidráulica de la línea de estrangulación.

Cerrar el preventor de arietes superior o anular (dependiendo de las condiciones), cuidando de no rebasar la presión máxima permisible en superficie.

Medir el incremento en el nivel de las presas.

Anotar las presiones de cierre de TP y TR durante cada minuto hasta la estabilización de la presión y posteriormente cada cinco minutos sin que se rebase la presión máxima permisible.

Observar que los preventores no tengan fugas.

Verificar la presión de los acumuladores.

Este procedimiento se le conoce como “cierre suave” y tiene dos ventajas: una es reducir el golpe de ariete y la onda de presión sobre el pozo y las conexiones superficiales.

La segunda es permitir observar la presión del espacio anular y en caso de ser necesario la desviación del flujo.

También es conocida como “cierre duro”, con los siguientes pasos:

Parar la rotaria y levantar la flecha para que se tenga la junta inferior arriba de la mesa rotatoria.

Parar la bomba de lodos.

Abrir la válvula hidráulica de la línea de estrangulación.

Cerrar el pozo con el preventor de arietes superior o con el preventor anular.

Colocar yugos o candados (preventor de arietes).

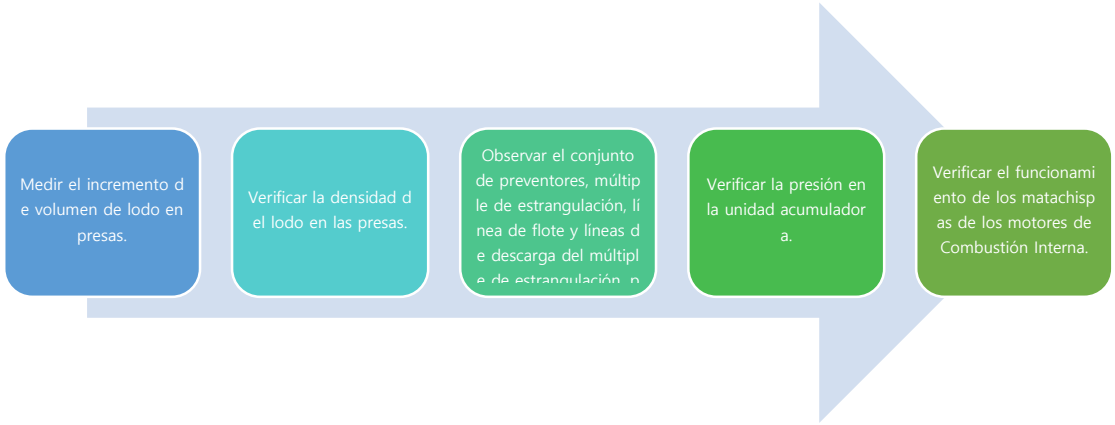
Medir el incremento de volumen y de presión.

Registrar presión en TP y TR.

La presión en la TP tendrá que ser siempre menor a la de formación o a la presión de la tubería de revestimiento ya que si esta tiende a sobrepasar las presiones permisibles se debe desviar el flujo al múltiple de estrangulación e iniciar el bombeo y el control de pozo.

La presión excede lo permisible se puede fracturar la formación, lo que puede producir un descontrol subterráneo que llegue alcanzar la superficie, la otra es dañar la TR o tener problemas con el equipo superficial.

Figura 11. Una Vez Cerrado el Pozo, se Debe Proceder a Simular.



Simulacro de Cierre del Pozo al estar Metiendo o Sacando Tubería de Perforación

- Llamado de alerta.
- Suspender la operación de viaje, dejando una junta arriba de la mesa rotatoria.
- Sentar la TP en sus cuñas.

- Instalar la válvula de seguridad abierta y apretarla, cerrar la válvula de seguridad.
- Suspender la sarta en el elevador.
- Abrir la válvula hidráulica de la línea de estrangulación.
- Cerrar el preventor de arietes superior.
- Cerrar el estrangulador o válvula de control, cuidando de no rebasar la presión máxima permisible en superficie.
- Registrar la presión en la tubería de revestimiento estabilizada.
- Debe pensarse por adelantado para encarar las situaciones no usuales y deberá definirse un plan de acción. Una vez que se ha establecido un plan de acción, el personal debe familiarizarse con él.

Simulacro al estar Metiendo o Sacando Herramienta.

- Llamado de alerta.
- Suspender la operación de viaje dejando una junta sobre la mesa rotatoria.
- Colocar cuñas e instalar el collarín.
- Abrir la válvula hidráulica de la línea de estrangulación.
- Instalar el sustituto de enlace de la tubería a la herramienta.
- Colocar y bajar el tubo de perforación o una lingada y sentarla en las cuñas.
- Instalar la válvula de seguridad abierta y apretarla.
- Cerrar la válvula de seguridad.
- Suspender la sarta en el elevador y retirarlas.
- Cerrar el preventor de arietes superior.
- Cerrar el estrangulador o válvula de control, cuidando de no rebasar la presión máxima permisible en superficie.

- Registrar la presión estabilizada en la tubería de revestimiento.

Cerrado el Pozo.

- Una Vez Cerrado el Pozo, proceder a lo siguiente:
- Medir el incremento de volumen del lodo en presas.
- Verificar la densidad del lodo en presas.
- Observar el conjunto de preventores, conexiones superficiales, múltiple de estrangulación, para localizar posibles fugas.
- Verificar la presión en la unidad acumuladora.
- Verificar el funcionamiento de los matachispas de los motores.
- No existe una sugerencia pequeña o un flujo pequeño ya que cualesquiera de los dos pueden desarrollarse rápidamente y convertirse en un reventón.

Simulacro de Control de Brotes Usando el Desviador de Flujo.

Los simulacros en intervalos programados para comprobar que el personal es competente y capaz de reaccionar a situaciones que requerirán el uso del desviador de flujo.

Familiarizado con la instalación y componentes del sistema desviador de flujo, así como su localización, incluyendo las consolas principales y remotas.

Procedimiento:

1. Aplicarlo como se indica en el plan establecido.

2. Lleve a cabo la secuencia para cerrar el desviador. Visualmente verifique que la(s) válvula(s) en la(s) línea(s) de desfogue están abiertas y que las válvulas en las líneas de flujo (flote) y de llenado, si se usan, estén cerradas. Para instalaciones donde el elemento de sello de la válvula en la línea de desfogue se debe abrir antes de cerrar el espacio anular.

Si hay dos líneas de desfogue independientes, se deben abrir ambas válvulas y posteriormente, si se desea, se puede cerrar la válvula que controla la línea de desfogue contra el viento. Para instalaciones donde el elemento sellante se encuentra arriba de la línea de flujo de retorno, primero se deben abrir las válvulas en las líneas de desfogue y después cerrar simultáneamente la válvula en la línea de flujo o la temblorina y desviador

En todo caso, el sistema desviador de flujo se debe operar de tal manera que el pozo no se cierre totalmente.

3. Alertar al personal en el piso de trabajo, unidades de logística terrestre o de apoyo, de la probabilidad de que se descarguen fluidos por la línea de desfogue y de que se presenten fugas en el elemento sellante.

4. De ser necesario, ajuste la presión de cierre del desviador para minimizar fugas.

5. Si las condiciones lo permiten, considere que fluya el pozo por ambas líneas de desfogue, con el objeto de disminuir la contrapresión.

Áreas de Riesgo Durante el Cierre y Control de Pozo.

Para efectuar las operaciones de controlar pozos, es de vital importancia la organización y medidas de seguridad proporcionadas al personal que permanecerá en el equipo o plataforma marina. Ellos deberán enterarse (por medio de instrucciones) de las actividades por ejecutar y de las áreas de riesgo expuestas a la presión.

Durante el evento de cierre y control del pozo, las áreas que estarán sujetas a mayor presión se localizan en:

La cabeza del pozo (árbol de válvulas, arreglo de preventores).

La línea de matar.

El múltiple y la línea de estrangulación.

De acuerdo con el método de control por utilizar, la mayoría es por el espacio anular de la TR por donde será desalojado el brote y su presión es controlada a

través del estrangulador para evitar daños a la TR, a la formación y riesgos a las conexiones superficiales de control.

En las instrucciones impartidas al personal quedará bien claro el objetivo de la operación: que permanezcan retirados de las áreas de riesgo donde se maneja presión, que estas áreas estén plenamente identificadas, que no exista duplicidad de órdenes y que se aclaren las posibles dudas antes de realizar el trabajo.

Estará expuesta a la presión de bombeo y vibraciones; la línea de matar, que comprende las conexiones que parten desde la bomba que se utilice para hacer el control hasta la entrada del pozo.

Por lo tanto, no debe encontrarse personal cercano a esa área de riesgo.

La tercera área de alta presión expuesta al riesgo es la línea y el múltiple de estrangulación, desde el inicio hasta culminar el desalojo del brote, por lo que deberán estar ancladas y sujetadas para prevenir un riesgo, y que previamente se hayan probado hidráulicamente a la presión de trabajo para asegurar su hermeticidad.

Un área de baja presión lo forman las líneas de salida de fluidos del múltiple de estrangulación hacia las líneas de quemar y a las presas de lodos, separador del gas-lodo.

Manifestaciones durante el control de pozos.

Los detectores (sensores) de gas miden en la temblorina la concentración de gas en el lodo a la salida del pozo. Hay muchos tipos de detectores de gas, los cuales operan con principios distintos. Algunos son capaces de medir el metano, el gas total o la medición de cada componente del gas; sin embargo, todos ellos miden el gas contenido en el lodo.

Estos dispositivos son de gran utilidad como indicadores de posibles brotes, también pueden mostrar la producción potencial del pozo.

Cuando una cierta cantidad de gas en el lodo ha sido detectada, una alarma audible o visible es activada para alertar a la tripulación del equipo.

Generalmente, este dispositivo es parte integrante de las unidades de registro continuo de hidrocarburos, que tradicionalmente se emplean en pozos exploratorios.

Donde exista la posibilidad de la presencia de H2S, los equipos:

a. Deberán estar dotados de un detector de H2S que active las alarmas audibles y visibles cuando las concentraciones excedan de 10 ppm. Este equipo deberá ser capaz de detectar un mínimo de 5 ppm en la atmósfera, con sensores localizados en el contrapozo, la campana, temblorina, área de presas de lodos, habitaciones y en otras áreas mal ventiladas o confinadas donde se podrán acumular concentraciones peligrosas.

b. El equipo usado en la detección de H2S se calibrará diariamente antes de llegar a la zona con ambiente sulfhídrico y cuando menos cada 8 hrs al utilizarlos en ambiente amargo. Estas calibraciones se deben registrar.

c. Deberán estar disponibles para el personal laborando en la instalación capaz de detectar 10 ppm de sulfhídrico. Al detectarse la presencia de H2S, se harán inspecciones con instrumento portátil para detectar el gas amargo en todas las áreas con ventilación pobre.

Herramientas Tubulares Erosionadas

Detección del Problema

Una sección de la sarta de perforación que se ha lavado puede observarse de dos maneras:

La presión de circulación registrada en la tubería de perforación muestra un abatimiento gradual y, además, pequeño o nulo cambio en la presión de la tubería de revestimiento.

El operador del estrangulador responderá cerrando el mismo, incrementándose la presión en la tubería de perforación. Ahora se tendrá un incremento (en la misma proporción) en la presión del espacio anular. Cuando la presión se abata

nuevamente, se cerrará el estrangulador, incrementándose otra vez la presión en la tubería de revestimiento.

Un lavado gradual en la sarta de perforación quizá no pueda detectarse oportunamente, hasta que el incremento de presión en el espacio anular sea considerable.

El drástico abatimiento en la presión de circulación, con pequeño cambio en la presión de la tubería de revestimiento.

Evaluando la Presión del Cierre.

Cuando el problema haya sido detectado oportunamente:

- Registre las presiones en las tuberías de perforación y de revestimiento.
- Suspenda el bombeo y Cierre el pozo.
- Si la presión en la tubería de perforación es considerablemente mayor que el valor esperado (y no disminuye al purgar fluido del pozo), el agujero se localiza encima del brote. Así, es imposible mantener la presión de fondo (controlando la presión en la tubería de perforación en forma convencional), ya que el brote estará migrando, y, como resultado, se tendrá una disminución en la presión de fondo al mantener constante la presión de la tubería de perforación.
- Si la presión en la tubería de perforación es igual al valor esperado, probablemente el fluido invasor esté encima del agujero.
- Además, pueden existir otros posibles casos referidos a la profundidad de la sección de la sarta lavada, la densidad del lodo en el interior de la tubería y del espacio anular, y la profundidad de la zona aportadora.

Acciones Correctivas.

A veces, es más práctico esperar a que el brote de gas rebase la profundidad del agujero en la TP por migración para, posteriormente, circularlo.

Si el procedimiento de control se ha llevado a cabo rigurosamente y se detectó que el lodo con densidad de control en el espacio anular está por debajo del brote, continúe bombeando.

La nueva presión final de circulación tendrá que ser establecida, ya que la consideración más importante es controlar el pozo.

Algunos operadores circulan un testigo a través de la sarta de perforación. El trazador puede cumplir con dos objetivos:

Determinar la profundidad de la sección lavada.

Obturar temporalmente la misma, permitiendo que el lodo de control sea circulado a través de la barrena.

Considerar el empleo de los equipos especiales (SNUBBING, TF, ULA).

Problemas en la Tubería de Revestimiento por Presiones Extremas

Los problemas provocados por presiones excesivas en la tubería de revestimiento presentan dos situaciones que pueden analizarse desde dos puntos de vista:

1. Cuando, en el proceso del control del pozo, el brote de gas está llegando a la superficie y la presión registrada en el espacio anular es igual o cercana al valor de resistencia a la presión interna.

2. Cuando al cerrar el pozo la presión de la tubería de revestimiento es igual o cercana a la máxima presión permisible en el espacio anular por conexiones superficiales de control y tubería de revestimiento.

CASO 1.- En este punto de la operación, la densidad de control se ha desplazado en el interior de la tubería de perforación (usando el Método de Densificar y Esperar) y una parte se encuentra en el espacio anular

NO PERMITA QUE LA PRESIÓN EN EL ESPACIO ANULAR EXCEDA EL VALOR MÁXIMO DE LA RESISTENCIA DE LA PRESIÓN INTERNA DE LA TR.

Controle la presión en el espacio anular abriendo el estrangulador. La presión en el fondo disminuirá temporalmente, permitiendo que la presión de formación genere otro brote.

Este brote no será tan grande como el inicial, porque ya existe una presión hidrostática mayor. También, como en la sarta hay lodo de densidad de control, y tan pronto como la presión aplicada en el fondo iguale a la presión de formación, la densidad de control seguirá a la burbuja del fluido invasor en su viaje a la superficie.

CASO 2.- Cuando se utiliza lodo base aceite, los flujos de gas causarán problemas de control en el pozo. El gas se integrará o solubilizará en el diesel del lodo base-aceite.

El resultado es que, cuando un flujo entra al pozo, su sistema se desequilibra, pero ningún indicador del brote puede ser observado.

El brote por disminución de presión interna se transforma a gas cerca de la superficie al efectuar el control de presión de fondo constante.

Al cerrar el pozo, la presión de cierre en la tubería de revestimiento se debe de controlar para que sea aproximadamente igual al valor de la presión permisible en la tubería de revestimiento y por las conexiones superficiales de control.

Precauciones.

• El valor de la resistencia a la presión interna debe incluir un factor de seguridad.

• Utilice un método de control tal, que minimice los esfuerzos por presión en la tubería de revestimiento (método de densificar y esperar).

• No utilice márgenes de seguridad, emplee la densidad de control calculada.

Acciones Correctivas.

Si el gas es detectado en la salida (línea de flote) cuando se cierre el pozo, probablemente el valor de la presión de cierre ya no se incremente; y si está condición no ha provocado la ruptura o falla de la formación, monitoree entonces

la presión. Utilice algún método de control convencional, pero sin adicionar el margen de seguridad a la densidad del lodo de control.

• Si el fluido que sale por la línea de flote es lodo en condiciones y se cierra el pozo, el gas que se encuentra en el espacio anular migrará, y si no se controla su expansión (antes que llegue a la superficie), el valor de la presión de cierre se incrementará notablemente. Por lo tanto, se deberá emplear alguno de los métodos convencionales de control, tal como el método del Ingeniero y/o perforador, etc.

Comportamiento del Fluido Invasor.

Brote de un Fluido, este mismo no se comprime ni se expande, por lo que al circularlo en el espacio anular la presión no aumentará ya que el aumento dependerá de los cambios en el estado mecánico del pozo o los diferentes ajustes del estrangulador.

Los brotes de agua salada traen incorporado gas disuelto, razón por la que deben tratarse como un brote gaseoso.

Gas Somero.

Es preferible no cerrar el pozo. Cuando esto ocurra, él mismo se vaciará, y si no se toman las medidas adecuadas, puede ocurrir un descontrol. Debido a los problemas que esto involucra, no se debe permitir que el pozo fluya fuera de control. Para ello se ha diseñado un desviador de flujo que conduce los fluidos lejos del pozo.

El uso del desviador de flujo es recomendable cuando se tenga duda de que el pozo pueda cerrarse sin que la presión generada rompa la formación debajo de la zapata de la tubería de revestimiento superficial (y el flujo pueda canalizarse hasta la superficie).

Las ventajas de utilizar un sistema desviador de flujo son:

- Evita el fracturamiento de la formación abajo de la zapata de la tubería de revestimiento superficial.

- Transporta los fluidos a una distancia segura, lejos del pozo.

- Las desventajas son:
  - El pozo no está bajo control total. Por lo tanto, será más difícil controlarlo.
  - Se manejan grandes cantidades de gas en la superficie.
  - Se deberá disponer de grandes cantidades de lodo y material densificante.

Acciones Correctivas

Cuando en un pozo se utilice el desviador de flujo (en algunas ocasiones), es posible controlar el pozo circulando lodo a bastante gasto para vencer la aportación de fluidos.

Este procedimiento depende de la velocidad y la densidad de lodo disponible.

Fugas en las Conexiones Superficiales

Si a medida que se circula un brote hacia la superficie, se presenta una fuga en alguna conexión superficial, se pueden aplicar las siguientes recomendaciones.

1. Cerrar un preventor de arietes debajo de la fuga.

2. Desviar el flujo a otra línea alterna.

Al cerrar el preventor de arietes abajo de la fuga, ésta podría repararse. Cuando la fuga se localiza debajo del preventor de arietes inferior, debe taponarse bombeando lechada que contenga un agente sellante a través de la línea de matar.

Cuando la fuga sea severa, será necesario desviar el flujo para evitar mayores peligros.

Falla en la Bomba de Lodos.

Cuando una bomba falla durante la circulación de un brote, debe usarse la bomba de relevo. Si el factor de la bomba de reserva no es idéntico al factor de la bomba que falló, se deberá corregir la hoja de control.

Es posible aún que bombas idénticas alcancen presiones diferentes a un mismo gasto de circulación; entonces, la diferencia de presión (mayor o menor) entre las bombas.

Presiones Excesivas en la Tubería de Perforación.

Normalmente la presión superficial en la tubería de revestimiento es mayor que la tubería de perforación; pero también es posible registrar altas presiones en esta tubería, como resultado de que grandes cantidades de gas o fluido invasor fluyan por su interior antes de cerrar el pozo. La manguera y la unión giratoria constituyen las partes más sensibles a la presión, con la sarta y todo el equipo superficial.

Si la presión que se registra en la tubería de perforación está cercana a la presión de bombeo, deberá:

• Cerrar la válvula de seguridad.

• Desconectar la flecha.

• Instalar una línea de alta presión.

Falla en Componentes del Equipo Superficial.

Los cabezales de las tuberías de revestimiento forman parte de la instalación permanente del pozo, se usan para anclar y sellar alrededor de la siguiente tubería de revestimiento, que por diseño puede ser roscable, de bridas, y formará la conexión ideal para el siguiente cabezal o para el conjunto de preventores utilizados temporalmente.

Sus salidas laterales pueden ser utilizadas para instalar conexiones secundarias de control del pozo.

Por sus funciones que desempeñan y su capacidad de trabajo, las compañías fabricantes proveen diseños para trabajar ante un posible control de pozo. Para prevenir fallas por fugas en el cabezal de TR, se requiere de efectuar una prueba hidrostática. Como lo establecen las Normas API-6A y RP 53 del Instituto Americano del Petróleo.

En la cabeza del pozo pueden estar instalados los siguientes componentes, conforme avanza la perforación del pozo.

Cabezal tipo tazón.

Cabezal tipo carrete.

Carrete - cabezal con cruce de presiones.

Carrete compacto con tazones múltiples.

Cabezal de producción.

Carrete - colgador de TP.

1. A continuación se describe un conjunto de cabezales de tuberías de revestimiento y de producción, con las recomendaciones de los posibles puntos de falla que pudieran presentarse y cómo resolverlos. Al inspeccionar los cabezales, por lo general todos tienen similares características de diseño, como son: las conexiones superior e inferior. Respecto a sus conexiones, éstas pueden ser puntos de falla, por acumulamiento de esfuerzos de cargas o vibración. Las conexiones pueden ser de brida o roscables.

2. Las salidas laterales de los cabezales deberán ser inspeccionadas con frecuencia antes del control de un pozo, principalmente en las superficies de sello del anillo; es decir, entre las bridas. También la vibración o cargas pesadas por conexiones pueden originar falla de sello con el anillo.

3. Comunicación entre dos tuberías de revestimiento a través del elemento sello del colgador. En algunos cabezales se puede activar el sello exterior de la boca de

la TR, instalado en la cavidad inferior del cabezal, cuyo propósito es retener la presión proveniente de la TR interna.

Para proteger la cavidad interna de los cabezales, la mayoría de los fabricantes proporcionan un buje que protege esta cavidad contra el rozamiento. Los equipos que están desalineados respecto al centro del pozo pueden causar serios problemas de desgaste interno al cabezal, la tubería de revestimiento y preventores.

4. Los prisioneros de la bola colgadora tienen su respectivo empaque y tuerca prensa-empaque cada uno. Estos empaques en el cabezal de la tubería de producción deberán estar activados por su tuerca respectiva. Si alguno de estos empaques no está activado, será punto de falla al ser sometido a presión.

5. Las válvulas que están instaladas en las salidas laterales, también pueden ser puntos de falla en el conjunto del cabezal de tuberías de revestimiento por las siguientes causas:

• Operación incorrecta de cierre de válvula. Se debe apegar al procedimiento de cierre recomendado por el fabricante.

• Dificultad en el cierre total por acumulamiento de cemento o material pesado del lodo en su cavidad interna.

• Operación anormal de cierre y apertura de la válvula por carecer del volante apropiado para su operación.

Equipo Auxiliar para la Detección Oportuna de Brotes

Las prácticas recomendadas del Instituto Americano del Petróleo API- RP-53 y Reglamento del Servicio para el Manejo de Minerales (MMS) establecen que todos los equipos terrestres y plataformas de perforación costa fuera que perforen, terminen y efectúen mantenimiento (reparación) a los pozos, deban contar dentro de su instalación y en condiciones de operación, el siguiente equipo auxiliar para la detección de brotes:

1. Indicador de flujo en línea de retorno (de flote), con dispositivo de alarmas audible y visual.

2. Indicador de nivel en las presas con dispositivo de alarmas audible y visual.

3. Tanque de viajes.

4. Equipo para detección de gas en el lodo con dispositivo de alarmas audible y visual.

Estas normatividades son de observancia general y deberán aplicarse, dada la importancia para detectar oportunamente los brotes; por lo que debe procurarse en disponer de estos accesorios en la instalación.

Adquiere relevancia cuando se trata de pozos exploratorios, de desarrollo profundo y en áreas donde se perfora sin circulación con bombeo constante de agua. Se evita de esta manera, que se presenten complicaciones y erogaciones innecesarias.

En el caso de no contar con la totalidad de estos dispositivos, obliga al responsable de la unidad de perforación y mantenimiento de pozos a disponer de gran parte del tiempo de los recursos humanos que laboran en la localización o plataforma marina, para vigilar y poder estar en condiciones de detectar con toda oportunidad los indicadores de la posible presencia de un brote. Aunque lo anterior no lo releva de procurar, con la debida anticipación, de solicitar la reposición e instalación de estos dispositivos.

Indicadores de Flujo en la Línea de Flote.

La primera señal evidente de un brote en la superficie es precisamente el flujo o incremento del mismo por la línea de flote (línea de retorno).

Los indicadores de flujo miden el gasto en porcentaje que pasa por la línea de flote, por lo que un aumento en el gasto de salida (cuando se circula con gasto constante o cuando no se está circulando y se tiene flujo por la línea de flote) podrá ser detectado por este dispositivo, antes de que el nivel de presas registre incremento como para ser registrado.

Esto resulta de mayor importancia cuando se tiene un sistema superficial de presas demasiado grande.

El indicador de flujo no solamente determina las señales de posibles brotes, sino que también indica la presencia de pérdidas de lodo, ya sean totales o parciales.

Generalmente, el más común de los indicadores de flujo (figura 38) consiste en una “paleta” colocada en la línea de flote. Un resorte se coloca a tensión en dicha paleta y se ajusta al instrumento de medición.

Si el flujo se incrementa o disminuye, la paleta cambiará de posición y creará una tensión nueva del resorte, la cual es registrada e interpretada por el sensor y, posteriormente, enviada con un valor numérico a la pantalla ubicada en la consola del perforador.

La mayoría de estos dispositivos cuentan con alarmas audibles con límites alto y bajo, y, al igual que el indicador de nivel en presas, requiere de un mantenimiento rutinario y de un buen uso para garantizar un servicio adecuado.

Indicadores de Nivel en Presas.

Este dispositivo sirve para indicar el nivel de lodo en las presas y, a su vez, detectar el inicio de un brote o una pérdida de lodo.

Actualmente existen numerosos dispositivos indicadores de nivel del lodo en presas, algunos incluyen alarmas audibles y graficadores que proporcionan un registro continúo de nivel.

Otros son observados directamente por el perforador en monitores que muestran las variaciones del nivel, incluyendo además una alarma audible con límites ajustables de alto y bajo, resultando muy superior a los procedimientos rústicos usados en fechas recientes.

El dispositivo se basa en los sensores (vástago y flotador) instalados en las presas, las cuales transmiten una señal eléctrica al registrador, donde se procesa y es enviado, convertido en valores numéricos, al monitor o pantalla ubicada en la consola del perforador.

El indicador de volumen es un dispositivo básico de advertencia en el control de pozos. Un brote inicia a desplazar lodo fuera del pozo y el indicador de nivel en las presas registra este hecho como un incremento en el nivel o volumen. Estos dispositivos requieren de mantenimiento preventivo, que garantiza la eficiencia en su operación; por consiguiente, debe aplicársele en los períodos programados, para que siempre se tenga una respuesta efectiva y confiable.

Mediciones Utilizando el Tanque de Viajes.

El tanque de viajes, diseñado y usado adecuadamente, es un dispositivo que permite medir correctamente el lodo necesario para llenar el pozo, cuando se extrae la tubería del mismo.

De igual forma, mide el volumen del lodo desplazado por la tubería al ser introducida al pozo.

En otras palabras, es un dispositivo que facilita la medición correcta del volumen de lodo durante los viajes, por lo que es de gran utilidad en la detección oportuna de brotes y pérdidas de circulación.

El tanque de viajes debe ser pequeño, para que su volumen pueda medirse y calibrarse fácilmente. Existen varios diseños de tanques de viajes, que se ilustran en las figuras.

Muestra el diseño más conveniente, ya que permite determinar el volumen de lodo, tanto en la introducción como en la extracción de tuberías.

Los tanques de llenado, ubicados en el piso del equipo y a la altura de la línea de flote, son dispositivos de gran utilidad, puesto que permiten medir correctamente el volumen del lodo para llenar el pozo cuando se saca tubería, ya que, como se mencionó, la mayoría de los brotes se producen al estar viajando.

Algunos diseños más sofisticados traen incorporado al tanque de viajes una bomba que la acciona el perforador y, por medio de un sensor de flujo en la línea de flote, indica que el pozo se ha llenado. Deberá cuantificare y registrar las

emboladas de la bomba o volumen a llenar para compararse con los cálculos efectuados.

Para que el tanque de viajes proporcione medidas correctas, es necesario que se mantenga limpio, debiéndolo lavar inmediatamente después de usarlo. Además, debe llenarse con lodo que haya pasado por el equipo de control de sólidos.

El tanque de viajes puede tener, entre otros usos, los siguientes:

Medir el volumen de lodo cuando se introduce tubería de revestimiento dentro del pozo.

Permitir la medición correcta del volumen desplazado del lodo cuando se introduce tubería bajo condiciones de presión dentro del pozo.

Determinar correctamente el volumen para llenar el pozo al tener pérdidas de circulación.

Manómetros de Presión.

En todas las operaciones de perforación y mantenimiento de pozos, la toma de lectura de la presión es importante. Las presiones de circulación, de cierre y cuando se opera el estrangulador se registran en distintos lugares del sistema del control superficial. La ubicación de cada manómetro cumple una función específica de acuerdo al lugar. En el múltiple del tubo vertical registra la presión de bombeo en circulación directa, señalando también la lectura en otro manómetro en la Consola del Perforador.

En el múltiple de estrangulación se tiene un manómetro, el cual registra la presión (PTP es la suma de las pérdidas o caídas de presión por friccionen el sistema circulatorio).

Los valores que registren los manómetros ubicados en el piso de perforación y en la consola de control remoto del estrangulador, difieren un poco por las pérdidas de presión por fricción, por el recorrido que hace el lodo de perforación por las líneas de inyección hasta llegar al múltiple del tubo vertical.

Para registrar la presión de la TR y espacio anular, al tener cerrado un preventor, su lectura es observada en el múltiple de estrangulación y consola de control remoto del estrangulador. Algunos organismos internacionales recomiendan, en sus reglamentos, la instalación de un manómetro adicional para registrar las presiones entre las columnas de tuberías de revestimiento.

Los rangos de lectura en los manómetros de presión varían, así como las de sus fabricantes y sus diámetros de conexiones. Existen manómetros de 2 y 3 pg NPT. Con presiones de 2,000; 3,000; 5,000; 10,000; 15,000 lb/ pg2 (140; 210; 350; 700 y 1055 kg/cm2).

Sistemas de Alarma.

No existe una regla básica para fijar valores específicos, ya que las marcas, diseños y tipos de los sistemas están variando constantemente. Sin embargo, las recomendaciones siguientes señalan que las alarmas deben instalarse para cumplir su objetivo, el cual es: No existe una regla básica para fijar valores específicos, ya que las marcas, diseños y tipos de los sistemas están variando constantemente.

Sin embargo, las recomendaciones siguientes señalan que las alarmas deben instalarse para cumplir su objetivo, el cual es:

“Que se Activen al Menor Indicio y/o Manifestación de un Brote”

Todos los indicadores visuales y auditivos deberán permanecer en posición de encendido.

Las buenas prácticas señalan lo siguiente:

1. Sensor de flujo en la línea de flote (de retorno).

a. Fijar los valores bajo y alto en el sensor para que exista una variación de flujo deseado.

b. Conectar las alarmas visuales y auditivas.

c. Simular que se baja y sube el sensor del flujo en la línea de flote para que se active y transmita la señal a la consola del perforador, para asegurarse que opera correctamente. Restablecer el sistema a su condición de operación.

2. Totalizador del volumen en presas.

a. Fijar los límites de bajo y alto valor deseado, en promedio de 0.5 a 1.6 m3 (5 a 10 bl) y colocar en posición de encendido las alarmas visuales y auditivas.

b. Al tener conectadas las alarmas en las presas, simular que se baja y sube el flotador del sensor para que en la consola del perforador se activen las alarmas y permitirá verificar el funcionamiento.

Restablecer los sistemas.

3. Sistemas computarizados para registrar parámetros de perforación.

El avance y desarrollo de la tecnología de “punta” en el ambiente petrolero señala un mejoramiento en la fabricación, diseño y calidad en los productos y materiales que se utilizan para registrar los parámetros durante la perforación de un pozo. Existen herramientas de fondo que, mientras se perfora, transmiten hasta la superficie datos de orientación del pozo, tipos de formaciones que se atraviesa, determinados registros que se toman simultáneamente.

Dichos parámetros y muchos otros son importantes para prevenir un brote y, de manera anticipada, conocer cómo controlar un pozo.

El mantenimiento y atención de la mayor parte de todos los sensores deberá seguirse según recomendaciones de cada fabricante.

Solamente personal calificado deberá efectuar calibraciones y reparaciones, siguiendo las instrucciones y probarlos a satisfacción.

CAPITULO 3

“METODOS UTILIZADOS EN EL CONTROL DE BROTES”.



Figura 12.Arreglo de preventores usados en campo.

https://es.scribd.com/document/245495010/Control-de-Pozos

3 CAPITULO “METODOS UTILIZADOS EN EL CONTROL DE BROTES”.

3.1 Introducción Métodos de Control de Pozos.

Los distintos Métodos de Control de Pozo durante el proceso de perforación, durante el proceso de viaje con la tubería de perforación y en reacondicionamiento de pozos, así mismo, los cálculos requeridos para su implementación.

Cuando se presenta un brote, dichos métodos tienen como objetivo aplicar una presión constante en el fondo del pozo, para desalojar el brote, hasta que se obtiene total control sobre el mismo.

En campo se tienen varios métodos y técnicas que emplean en caso de un accidente por brote, cada uno de los métodos y técnicas de control del pozo tiene sus propias ventajas y desventajas, por lo que hay que identificarlas, a fin de aplicar el método adecuado cuando se presente un brote en el pozo.

Existen tres Métodos o Procedimientos utilizados para desplazar y controlar los influjos cuando la sarta de perforación o de trabajo está en el fondo del pozo.

Estos Métodos son conocidos como Métodos de Presión de Fondo Constante, esto evita que entren más influjos y permite que la burbuja de gas (en caso de arremetidas o amagos de gas) se expanda en su camino a la superficie. Estos Métodos son:

- Método del Perforador.
- Método del Ingeniero (Densificar y Esperar).
- Método Concurrente o Combinado.

Al igual que se requiere ciertas técnicas de control a utilizar dependiendo del método seleccionado.

En este capítulo se describirán los principales métodos utilizados, así como los métodos y técnicas alternos al control de brotes y a su vez los métodos que se emplean incorrectamente en el control de pozos.

3.2 Métodos de Control Tubería en el Fondo.

El flujo de fluidos de la formación al pozo se detiene una vez que el pozo se cierra y la presión en el se iguala con la Presión de la Formación.

Los Métodos de Control se basan en ejercer una presión de fondo del pozo ligeramente superior, a fin de evitar que fluidos adicionales de la formación invadan nuevamente en el hoyo.

Una presión excesiva en el recinto del pozo debe ser evitada, dado que esto provocaría una fractura en la formación o a nivel de la zapata del revestidor, produciendo así una pérdida de circulación y complicando más la situación en el presente.

Para evitar un brote debe mantenerse la presión de fondo constante. Esta es la razón donde los procedimientos para lograr este objetivo se denominan también “Métodos de Presión de Fondo Constante”.

Análisis de las Presiones de Cierre.

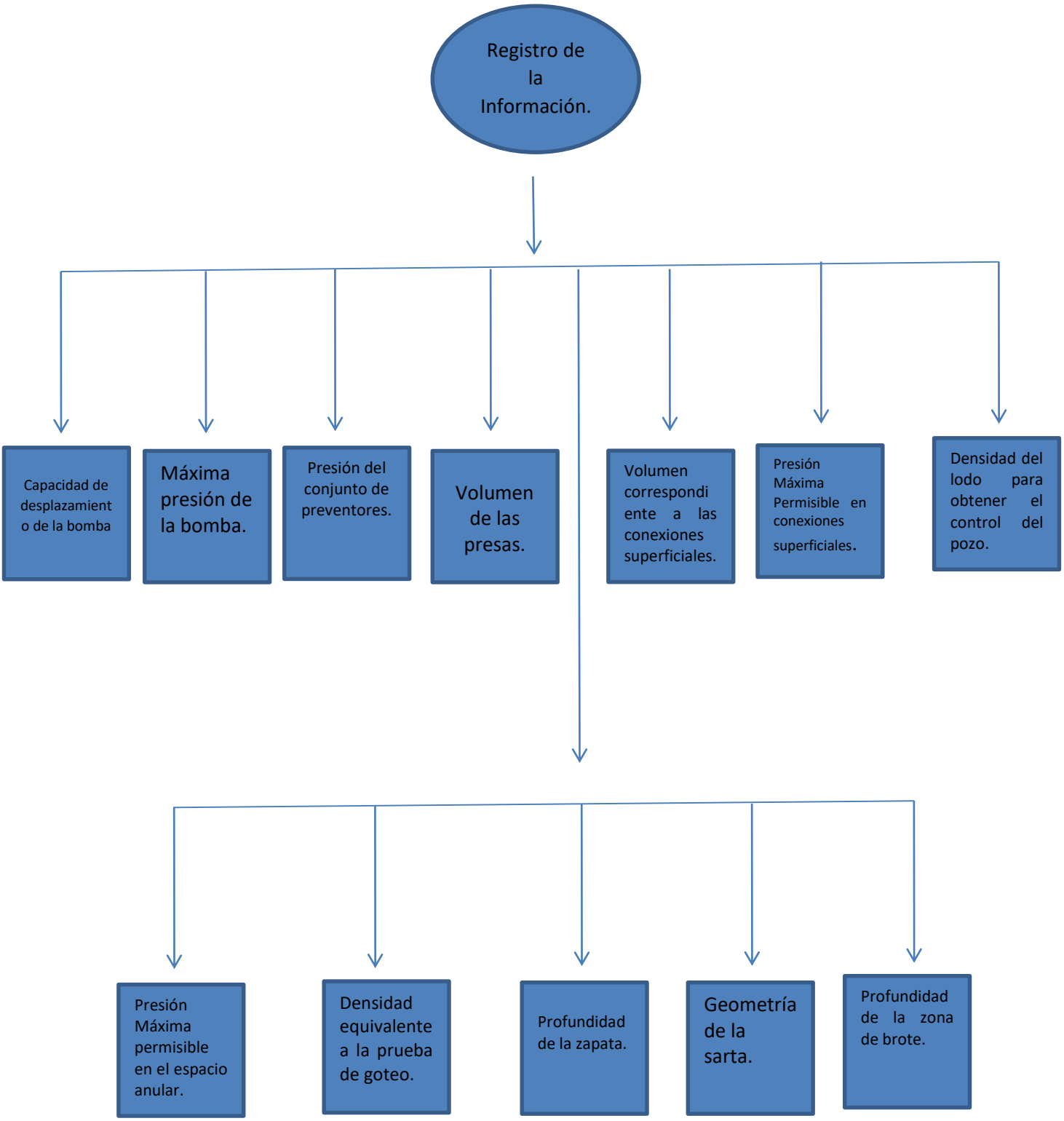
Durante la etapa del cierre del pozo, se origina dos presiones las cuales deben ser analizadas.

1. Presión de Cierre de la Tubería de Perforación (PCTP).

2. Presión de Cierre del Revestidor (PCR).

3.3 Plan de Control de Pozos.

Para poder realizar una buena selección del método y técnica a utilizar en el pozo se debe contar con la siguiente información, esto con el objetivo de poder seleccionar el método adecuado al pozo y a las circunstancias que se requiere en el momento.


Registro de la Información.
Capacidad de desplazamiento de la bomba
Máxima presión de la bomba.
Presión del conjunto de preventores.
Volumen de las presas.
Volumen correspondiente a las conexiones superficiales.
Presión Máxima Permisible en conexiones superficiales.
Densidad del lodo para obtener el control del pozo.
Presión Máxima permisible en el espacio anular.
Densidad equivalente a la prueba de goteo.
Profundidad de la zapata.
Geometría de la sarta.
Profundidad de la zona de brote.

1. Registro de información.
2. Gasto de bombeo y presión.
3. Incremento del volumen en presas.
4. Registro de las presiones de cierre del pozo.
5. Densidad del fluido para obtener el control del pozo.
6. Presiones de circulación al controlar el pozo.
7. Registro del comportamiento de la presión y volúmenes.

1. Incremento del Volumen en Presas.
2. Registro de las Presiones de Cierre del Pozo.

Después de haber cerrado el pozo, proceda a obtener presiones estabilizadas de TP y TR; la primera nos permitirá obtener la densidad de control y estabilizadas de TP y TR; la primera nos permitirá obtener la densidad de control y la presión para iniciar la circulación del mismo, y se hará a través de manómetros confiables, y la presión en la TR nos permitirá de manera rápida conocer qué tipo de fluido entró al pozo; salvo si ya es un área conocida.

Densidad del fluido para obtener el control del pozo.

Obtenida la presión estabilizada en TP, podremos calcular la densidad del lodo para lograr el control del pozo. Este dato nos permitirá seleccionar el método más adecuado.

Presiones de Circulación al Control del Pozo.

Para determinar con propiedad si estamos o no controlando la presión de la formación, tomaremos los datos de la presión reducida de circulación (PRC) correcta y la presión de cierre estabilizada de la TP (PCTP). Se suman y

representan la presión de cierre estabilizada de la TP (PCTP). Se suman y representan la presión con la que iniciamos la circulación de control del pozo. La presión final será con la que llenamos la sarta y hasta que la nueva densidad llegue a la superficie. Estas presiones serán corregidas por incremento en densidad, si se aplican.

Registro del comportamiento de la presión y volúmenes.

Durante la fase de llenado de la TP y desplazamiento del lodo en el espacio anular, se deberá llevar un registro de comportamiento de la presión y de los volúmenes bombeados durante el control del pozo, ya que nos permitirá llevar de la mano el control de la presión de la formación; haciendo las adecuaciones mediante el estrangulador.

3.3 Método del Perforador.

El Método del Perforador se usa ampliamente por su fácil aplicación ya que al detectar la presencia de un brote se toman medidas inmediatas para desalojarlo, tomando en cuenta las restricciones que se indican para un control de brotes.

Es empleado cuando no resulta fácil en el equipo el incremento de la Densidad del fluido de Control o cuando:

1. No se encuentra en sitio el material densificante.
2. Existan instalaciones inadecuadas para el mezclado.
3. Existan altas velocidades de migración de influjo de gas.
4. No exista ayuda supervisora en el taladro.

Es importante que todo el personal supervisor y personal de piso de taladro (Perforador, Asistente, etc.) estudien y entiendan las técnicas y las ideas que fundamentan este Método, ya que el mismo es considerado como el Método Básico de Control de Pozos.

Al seguir dichas técnicas, las operaciones de control resultan sencillas y el procedimiento el cual se realiza en dos etapas podrá sacar el influjo invasor y reemplazar posteriormente el fluido original por un fluido con Densidad de Control.

Objetivo.

Basado en el principio básico de control. Requiere de un ciclo de circulación completo para que los fluidos ajenos al pozo circulen fuera del espacio anular, utilizando el lodo con densidad original a un gasto y presión reducida constante, apoyados a través de un estrangulador ajustable.

Secuencia del Método.

Para evacuar el brote utilizando la densidad original, genera seguridad en el pozo más no el control del mismo.

Primera Circulación (Densidad Original).

1. Registre presiones estabilizadas en TP y TR.

2. Lentamente, inicie el bombeo y abra el estrangulador para alcanzar el gasto reducido (EPM) y la presión que se observó al cierre en TR.

3. Obteniendo lo anterior, registre la presión en TP.

4. Mantenga esta presión en la T.P. constante, manipulando el estrangulador hasta desalojar el brote. Si el Pozo lo permite maneje un margen de seguridad de 0-100 lb/pg2.

1. Después de desalojar el brote, simultáneamente cierre el pozo y pare el bombeo. El pozo deberá quedar con presiones iguales en T.P. y T. R. Estas presiones también deberán ser iguales como mínimo a la registrada al cierre estabilizada de T.P. Ahora el pozo está bajo control, pero no muerto.

Segunda Circulación (Densidad Original).

Para efectuar el total control del pozo utilizando la densidad de control para continuar las operaciones.

1. Las presiones en TP y TR deberán ser iguales.

2. Lentamente, inicia el bombeo y abra el estrangulador para alcanzar el gasto reducido (EPM) y la presión inicial de circulación (PIC). Monitoreando las presiones y emboladas calculadas en la cedula de bombeo, operando el estrangulador (PIC-PFC).

3. Al llegar el lodo de control a la barrena, se registra la presión observada en la TP; ahora bien, esta presión es la que se debe mantener hasta que el lodo de control llegue a la superficie (PFC).

4. Pare la bomba simultáneamente cierre el pozo y verifique ambas presiones.

5. Si las presiones son iguales a cero, usted ha controlado totalmente el pozo.

6. Si las presiones son desiguales entre sí, pero mayores a cero, la densidad de lodo bombeado no fue la suficiente para controlar el pozo, por lo que se deberá repetir el procedimiento con base en las presiones registradas.

7. Si la presión en la tubería de perforación es igual a cero, pero en la tubería de revestimiento se registra alguna presión, será indicativo que no se ha desplazado totalmente el brote del espacio anular con la densidad de control (o que hubo ingreso adicional de fluidos de la formación al pozo).

Una vez seleccionado el gasto reducido no deberá cambiarlo. La segunda circulación con densidad de control puede realizarse, aplicando el Método de Esperar y Densificar.

Recomendaciones.

Cierre ligeramente el estrangulador al momento que se desaloje la burbuja del pozo, la cual sufre una expansión súbita al no tener la carga hidrostática de un fluido más pesado arriba de ella.

Por esto, una descompensación en la presión de fondo provocada por la expansión de la burbuja, podría permitir la introducción de otra durante el desalojo de la primera, observándose disminución en la presión del espacio anular, hasta

un valor similar a la presión con que excede el yacimiento a la hidrostática de la columna de lodo.

Cuando la burbuja ha sido eliminada y salga lodo en condiciones favorables (densidad, viscosidad) al suspender el bombeo, las presiones en la tubería de perforación y de revestimiento deben ser iguales a la PCTP original, ya que, en el espacio anular y en la tubería de perforación habrá lodo con la misma densidad a la existente en la tubería de perforación al ocurrir el brote y cerrar el pozo.

Este será el momento para hacer los preparativos y cálculos necesarios, y poder llevar acabo la segunda etapa del control, con el Método de Esperar y Densificar o cualquier otro, sin riesgo de que las presiones se incrementen.

Conclusión.

Circular con el brote con fluido de densidad original, manteniendo constante la presión inicial de circulación calculada y el gasto de control de la bomba durante el número de emboladas o tiempo necesario para que el fluido salga del pozo. Cerrar el pozo y densificar el fluido.

La ventaja de este método es el de circular el brote con suficiente rapidez, evitando los efectos de la migración del gas.

3.4 Método del Ingeniero (Método de Densificar y Esperar).

Objetivo

Constituye la mejor alternativa en las operaciones de perforación profunda, pozos de alta presión o en operaciones marítimas donde se tengan buenas instalaciones de mezclado, material densificante a la mano y ayuda adicional supervisora.

Controla el pozo con mayor rapidez ya que en el se genera las menores presiones, por esta razón se considera el Método de Control preferible.

Este método (también llamado del ingeniero) implica que, estando el pozo cerrado, se tenga que esperar mientras se prepara lodo con la densidad adecuada a

equilibrar la presión hidrostática con la presión de la formación, así como recabar los datos necesarios y efectuar los cálculos para llevar a cabo el control del pozo.

Tener en cuenta ciertas consideraciones para el manejo de la presión de fondo constante, aplicando el Método del Ingeniero, en este tipo de pozo:

- Considerar la profundidad medida para el manejo de pérdidas de presión por efecto de la fricción.
- Considerar profundidad vertical verdadera para el manejo de la presión hidrostática y densidades.
- Seleccionar el mejor Método de Control.

Secuencia del Método.

1. Abra el estrangulador y, simultáneamente, inicie el bombeo de lodo con densidad de control a un gasto reducido (QR).

2. Ajustando el estrangulador, iguale la presión en el espacio anular a la presión de cierre de a la presión de cierre de la tubería de revestimiento (PCTR).

1. Mantenga la presión en el espacio anular constante, con ayuda del estrangulador; hasta que la densidad de control llegue a la barrena.

2. Cuando el lodo de control llegue a la barrena, lea y registre la presión en la tubería de perforación.

3. Mantenga constante el valor de presión en la tubería de perforación, auxiliándose del estrangulador; si la presión se incrementa, abra el estrangulador; si disminuye, ciérrelo.

4. Continúe circulando manteniendo la presión en la tubería de perforación constante, hasta que el lodo con densidad de control llegue a la superficie.

5. Suspenda el bombeo y cierre el pozo.

6. Lea y registre las presiones en las tuberías de perforación y de revestimiento.

7. Si las presiones son iguales a cero, el pozo estará bajo control. Si las presiones son iguales entre sí, pero mayores a cero, la densidad del lodo bombeado no fue la suficiente para controlar el pozo, por lo que se deberá repetir el procedimiento con base en las presiones registradas. Si la presión en la tubería de perforación es igual a cero, pero en tubería de revestimiento se registra alguna presión, será indicativo que no se ha desplazado totalmente el espacio anular con la densidad de control (o que hubo ingreso adicional de fluidos de la formación al pozo.

Descripción de eventos.

Una vez que el lodo está preparado con la densidad de control y se comience a bombear a un gasto reducido de circulación, la presión que se registre en la tubería de perforación, solo al momento de igualarla en el espacio con la presión de cierre en la tubería de revestimiento (PCTR), será similar a la inicial de circulación (PIC).

Al bombear lodo con la densidad de control a través de la sarta de perforación, se observara disminución paulatina en la presión de la tubería de perforación, hasta un valor llamado presión final de circulación (PFC), que será cuando la densidad de control llegue a la barrena. Entonces se observara que el abatimiento de presión en tubería de perforación será similar al calculado en la cedula de bombeo.

Una vez que el lodo de control ha llegado a la barrena, la PFC deberá mantenerse constantemente durante el viaje del lodo, con densidad de control a la superficie (ajustando el estrangulador).

Cuando salga el lodo con densidad de control a la superficie, la presión en el espacio anular deberá ser cero. Para observar si hay flujo, se deberá suspender el bombeo; si no lo hay, el pozo estará bajo control.

Cuando se haga presente el efecto de la expansión del gas cerca de la superficie, la declinación en la presión de la tubería de revestimiento cesara y empezara a incrementarse hasta alcanzar su máxima presión, lo cual ocurriría cuando la

burbuja, se observará disminución en la presión de la tubería de revestimiento, originada por la súbita expansión de la misma.

1. Se recomienda cerrar ligeramente el estrangulador, ya que de esta forma no se permite la disminución excesiva de presión en el espacio anular, puesto que se tendría un volumen equivalente a la capacidad de la tubería de perforación con densidad original.

2. A medida que se circula el lodo con densidad de control, la presión en la tubería de revestimiento continuará disminuyendo con menor rapidez hasta llegar casi a cero (cuando el lodo con densidad de control salga a la superficie), donde el estrangulador deberá estar totalmente abierto y esta presión solo será igual a las perdidas por fricción en las líneas y la múltiple estrangulación.

1. Si al haber circulado completamente el lodo de control y suspendido el bombeo, las presiones en las tuberías de perforación y de revestimiento no son iguales a cero, se deberá a alguna de las razones siguientes:

1. La densidad de control no es la suficiente para controlar el pozo.

2. Se tendrá un brote adicional en el espacio anular, causado por permitir que la presión disminuyera al estar circulando el brote.

Para comprobar que esta presión no es producida por fluidos entrampados cerca de la superficie, se deberá purgar el pozo con una pequeña cantidad de flujo no exceda de medio barril; si con este purgado no se observa una disminución de presión, se deberá aumentar la densidad del lodo, para lo cual se deben tomar en cuenta las nuevas presiones de cierre registradas en las tuberías de perforación y de revestimiento, circulando el brote en la forma ya indicada.

3.5 Método Concurrente o Combinado.

Consiste en densificar el fluido de perforación a su valor de control en varias etapas, es el Método más complejo de aplicar y ofrece menos ventajas con respecto al Método del Ingeniero.

Una de las complicaciones del Método es que al tener distintos valores de densidades en la tubería, se dificulta más el tratar de mantener la presión de fondo constante.

Es importante que al momento de decidir su aplicación, debe existir capacidad de mezclado en sitio, tal que permita realizar las densificaciones planificadas.

Este Método es similar a aplicar el Método del Ingeniero varias veces, llevando un fluido de densidad mayor desde la superficie a la Barrena desde su valor inicial hasta la Densidad de Control.

El número de veces del incremento de la densidad estará relacionado con el material desinficante en sitio y las condiciones de almacenaje y mezclado disponible de fluido de perforación.

Objetivo.

Cuando se utiliza este método para controlar un brote, se inicia a circular el brote con la Presión Inicial de Circulación y se empieza a adicionar barita al sistema de lodos hasta alcanzar el peso de control. Lo anterior significa aumentar la densidad al fluido mientras se circula.

Este método se inicia al circular el lodo con la densidad inicial. Se adiciona barita hasta que el lodo alcanza su peso de control. Este método requiere de circular varias veces el lodo hasta completar el control del pozo.

Secuencia del Método.

1. Registre las presiones de cierre en la tubería y en el espacio anular (PCTP y PCTR).

2. Iniciar el control a una QR de circulación y mantener la PIC constante, hasta totalizar las emboladas necesarias del interior de la sarta de perforación hasta la barrena.

3. El operador del estrangulador debe controlar y registrar las emboladas de la bomba y graficar en una tabla la nueva densidad a medida que se va densificando.

4. Cuando llegue la barrena, se determina circular un fluido más denso hasta el fondo del pozo, debiéndose registrar todas las variaciones de densidad del fluido para justar las presiones en las tuberías.

Al llegar hasta la barrena el lodo con densidad calculada, se tiene la PFC, por lo que se deberá mantener constante la presión hasta que el lodo densificando salga a la superficie.

Descripción de eventos.

Este método puede utilizarse inmediatamente al conocer las presiones de cierre y sobre todo es recomendable cuando se requiera una densidad de lodo muy alta.

Además, puede aplicarse al tener calculadas las máximas presiones permisibles en el espacio anular (TR), resistencia al fracturamiento de la formación y en las conexiones superficiales de control.

1. Hay un mínimo retraso de tiempo para inicial la circulación.

2. Es el método recomendado cuando el incremento a la densidad es elevado y requerido.

3. Las condiciones de viscosidad y gelatinosidad del lodo pueden controlarse.

4. Hay menor presión a la salida de la TR durante el control, en relación al Método del Perforador.

5. Pueden fácilmente relacionarse con el Método de Densificar y esperar.

6. El número de circulaciones requeridas está en función del aumento al peso del lodo, el volumen activo y las condiciones del fluido en el sistema, así como la capacidad de los accesorios y equipos de agitación y mezclado.

El número de circulaciones será función del aumento de la densidad del lodo, el volumen activo y las condiciones del fluido del sistema, así como la capacidad de los accesorios y equipo de agitación para preparar grandes volúmenes de lodo.

Desventajas sobre su aplicación.

1. Los cálculos requeridos para mantener la presión de fondo constante son más complicados con relación a los métodos del Perforador y Densificar y Esperar.

2. Se requiere mayor tiempo de circulación durante la etapa de control.

1. La presión de superficie en la TR y la densidad equivalente del lodo, desde la zapata, son elevados en relación al Método de Densificar y Esperar.

Factores que afectan los Métodos de Control.

Los factores que afectan los procedimientos de control de los brotes no hacen necesario un cambio en la estructura básica del procedimiento, si pudiesen causar un comportamiento irregular que puede conducir al operador a conclusiones erróneas.

Los factores darán una mejor idea de los problemas que se presentan en el Control del Pozo, a continuación, se mencionan:

1. Tipo de fluido.

2. Volumen de influjo.

3. Incremento en la densidad del fluido.

4. Geometría del hoyo.

Tipo de fluido.

El comportamiento de la presión anular en la superficie, está relacionado directamente con el tipo de fluido que entra en el pozo una vez posesionado el influjo en el fondo.

Este influjo puede ser de petróleo, agua salada o dulce, gas o una combinación de ellos, siendo las más comunes de gas y/o agua salada.

Existen algunas formulaciones las cuales se muestran anexas, que nos permiten estimar que tipo de influjo entro al pozo, pero solo es una estimación.

Las Arremetidas o Amagos de agua son las más difíciles de controlar, por las siguientes razones:

1. La tasa de flujo con la cual entra al pozo.
2. La alta presión anular que se origina debido a la menor densidad del gas.
3. La habilidad del gas en expandirse mientras se circula.
4. El efecto de migración del gas a través del fluido de perforación.
5. El riesgo inminente de la inflamabilidad del gas.

Para las Arremetidas o Amagos (Kick) de agua salada, los problemas no son tan severos que las de gas, esto debido a que con este fluido no ocurre expansión.

Dado que el agua salada tiene una mayor densidad que la del gas, la presión anular en superficie necesaria para balancear la Presión de la Formación o Yacimiento será menor que una Arremetida de Gas.

3.6 Métodos Alternos de Control de Pozos.

Método de Lubricar y Purgar.

Método de Regresar Fluidos.

1. El método se aplica en pozos donde no puede efectuarse la circulación, donde las altas presiones elevan sus valores permisibles en la superficie o cuando el interior e la sarta de perforación tenga obstrucción al haberse solidificado un tapón.

2. Se utiliza cuando el brote es GAS y al encontrase éste en la superficie, un determinado volumen de lodo puede bombearse dentro del pozo, se hace una pausa de varios minutos (entre 10 y 30 min.), para que el gas migre a través del nuevo lodo; entonces, se purga una cantidad de gas al exterior del pozo.

3. Las etapas se repiten (LUBRICAR Y PURGAR) hasta que el gas ha sido reemplazado por el lodo, éste se precipita y va formando una columna

hidrostática. El método no controla completamente un pozo, pero sí permite disminuir la presión en superficie, mientras se coordinan las siguientes operaciones o se instala en el pozo una unidad de equipo Snubbing para trabajar bajo condiciones de presión.

4. Debe darse un tiempo razonable para que el fluido comience a ejercer presión hidrostática. Puesto que se está “adicionando” una columna hidrostática en el interior del pozo; puede purgarse la “contrapresión” en una cantidad igual al aumento de la Ph. Para comenzar la lubricación y el purgado, debe inyectar se lodo al pozo, el cual se deberá cuantificar contando el número de emboladas o por medio del tanque de viajes (si está instalado), con el fin de calcular la longitud del lodo bombeando. Obteniendo este valor, podrá estimarse el aumento en kg/cm2 de la presión hidrostática, para que este valor sea la presión a purgar en la superficie.

5. Es necesario mantener las presiones al mínimo, ya que al no darse tiempo para que descienda el lodo, puede suceder que se pierda fluido al comenzar a purgar el pozo en la superficie (por lo consiguiente la Ph). La espera debe cuidarse sobre todo cuando el pozo es profundo.

6. La secuencia de lubricar lodo: esperar a que forme una columna hidrostática y luego purgar el incremento aplicado, se repetirá hasta calcular que el espacio anular está lleno y se haya disminuido la presión en TR hasta 0 kg/cm2.

Se recomienda utilizar una unidad de alta presión para superar la presión del pozo. Al principio las presiones serán elevadas, pero se minimizarán por la cantidad del lodo inyectado.

El uso de este método dependerá del conocimiento que se tenga del pozo: estado mecánico, geometría de la sarta de perforación, antecedentes y parámetros registrados.

Método de Control Dinámico.

Se aplica este método en casos especiales, cuando por alguna causa no se puede estrangular la descarga de un pozo o controlarlo por medio de otro pozo de alivio.

El método utiliza las pérdidas de presión por fricción del espacio anular y la presión hidrostática de un fluido de control, el cual es bombeado por la sarta de trabajo, permitiendo el desalojo de fluidos ligeros de la presión de formación.

La velocidad del fluido inyectado deberá ser suficiente para que la suma de las caídas de presión por fricción y la columna hidrostática exceda la presión de formación. Esta velocidad debe sostenerse hasta que el fluido de control de mayor densidad estático desplace al fluido de la formación.

Este método, antes de aplicarlo, involucra efectuar una serie de cálculos porque la presión de fondo es bastante difícil de predecir. Por lo que solamente personal con experiencia, altamente calificado, certificado y familiarizado con este método, deberá utilizarlo con las limitaciones de cada pozo que en particular se presenten.

Otros Métodos de Control de Pozo Técnicas Alternas Utilizadas para Controlar un Brote.

Para evitar un brote debe mantenerse la presión de fondo constante. Esta es la razón donde los procedimientos para lograr este objetivo se denominan también “Métodos de Presión de Fondo Constante”.

Análisis de las Presiones de Cierre.

Durante la etapa del cierre del pozo, se origina dos presiones las cuales deben ser analizadas.

- Presión de Cierre de la Tubería de Perforación (PCTP).
- Presión de Cierre del Revestidor (PCR).

Presión de Cierre del Revestidor (PCR).

Representa una diferencia entre la Presión de la Formación y las Presiones Hidrostáticas de los fluidos existentes en el pozo, a saber: el fluido de perforación y el influjo invasor (petróleo, gas o agua).

Este valor es fundamental al momento del cierre del pozo, pues su valor nunca debe exceder, provocaría una fractura en la zapata del revestidor, provocando en algunos casos un reventón sub superficial.

Un incremento de esta presión, es evidencia de una migración de un influjo de gas a la superficie.

Plan de Control de Pozos.

Para poder realizar una buena selección del método y técnica a utilizar en el pozo se debe contar con la siguiente información, esto con el objetivo de poder seleccionar el método adecuado al pozo y a las circunstancias que se requiere en el momento.

- Registro de información.
- Gasto de bombeo y presión.
- Incremento del volumen en presas.
- Registro de las presiones de cierre del pozo.
- Densidad del fluido para obtener el control del pozo.
- Presiones de circulación al controlar el pozo.
- Registro del comportamiento de la presión y volúmenes.

Registro de la Información.

Esta información está referida a tener disponible y de inmediato:

- Capacidad de desplazamiento de la bomba.
- Máxima presión de la bomba.
- Presión del conjunto de preventores.
- Volumen de las presas.
- Volumen correspondiente a las conexiones superficiales.

- Presión Máxima Permisible en conexiones superficiales.
- Densidad del lodo para obtener el control del pozo.
- Presión Máxima permisible en el espacio anular.
- Densidad equivalente a la prueba de goteo.
- Profundidad de la zapata.
- Geometría de la sarta.
- Profundidad de la zona de brote.

Gasto de Bombeo y Presión.

Este dato es importante estará registrado en la bitácora y ahora se emplea y está referido a la presión y gasto al circular a 1/3 ó ½ del régimen normal.

Incremento del Volumen en Presas.

Registro de las Presiones de Cierre del Pozo.

Después de haber cerrado el pozo, proceda a obtener presiones estabilizadas de TP y TR; la primera nos permitirá obtener la densidad de control y estabilizadas de TP y TR; la primera nos permitirá obtener la densidad de control y la presión para iniciar la circulación del mismo, y se hará a través de manómetros confiables, y la presión en la TR nos permitirá de manera rápida conocer qué tipo de fluido entró al pozo; salvo si ya es un área conocida.

Densidad del fluido para obtener el control del pozo.

Obtenida la presión estabilizada en TP, podremos calcular la densidad del lodo para lograr el control del pozo. Este dato nos permitirá seleccionar el método más adecuado.

Presiones de Circulación al Control del Pozo.

Para determinar con propiedad si estamos o no controlando la presión de la formación, tomaremos los datos de la presión reducida de circulación (PRC)

correcta y la presión de cierre estabilizada de la TP (PCTP). Se suman y representan la presión de cierre estabilizada de la TP (PCTP). Se suman y representan la presión con la que iniciamos la circulación de control del pozo. La presión final será con la que llenamos la sarta y hasta que la nueva densidad llegue a la superficie. Estas presiones serán corregidas por incremento en densidad, si se aplican.

Registro del comportamiento de la presión y volúmenes.

Durante la fase de llenado de la TP y desplazamiento del lodo en el espacio anular, se deberá llevar un registro de comportamiento de la presión y de los volúmenes bombeados durante el control del pozo, ya que nos permitirá llevar de la mano el control de la presión de la formación; haciendo las adecuaciones mediante el estrangulador.

Factores que afectan los Métodos de Control.

Los factores que afectan los procedimientos de control de los brotes no hacen necesario un cambio en la estructura básica del procedimiento, si pudiesen causar un comportamiento irregular que puede conducir al operador a conclusiones erróneas.

Los factores darán una mejor idea de los problemas que se presentan en el Control del Pozo, a continuación se mencionan:

- Tipo de fluido.
- Volumen de influjo.
- Incremento en la densidad del fluido.
- Geometría del hoyo.

Tipo de fluido.

El comportamiento de la presión anular en la superficie, está relacionado directamente con el tipo de fluido que entra en el pozo una vez posesionado el influjo en el fondo.

Este influjo puede ser de petróleo, agua salada o dulce, gas o una combinación de ellos, siendo las más comunes de gas y/o agua salada.

Existen algunas formulaciones las cuales se muestran anexas, que nos permiten estimar que tipo de influjo entro al pozo, pero solo es una estimación.

Las Arremetidas o Amagos de agua son las más difíciles de controlar, por las siguientes razones:

- La tasa de flujo con la cual entra al pozo.
- La alta presión anular que se origina debido a la menor densidad del gas.
- La habilidad del gas en expandirse mientras se circula.
- El efecto de migración del gas a través del fluido de perforación.
- El riesgo inminente de la inflamabilidad del gas.

Para las Arremetidas o Amagos (Kick) de agua salada, los problemas no son tan severos que las de gas, esto debido a que con este fluido no ocurre expansión.

Dado que el agua salada tiene una mayor densidad que la del gas, la presión anular en superficie necesaria para balancear la Presión de la Formación o Yacimiento será menor que una Arremetida de Gas.

Técnica de Estrangulación Limitada.

La técnica de estrangulación limitada como método de control, está apoyada en principios básicos. Durante la operación del control de un brote, si la presión en el espacio anular tiende a elevarse arriba de un valor predeterminado, el estrangulador necesitará ajustarse como sea necesario y controlar la presión a un valor igual o menor al valor establecido. También durante el cierre inicial, si la presión de cierre tendiera a incrementarse a un valor superior del fijado, inicie inmediatamente el bombeo y, con ello, el estrangulamiento será ajustado, controlando la presión a un valor inferior al determinado. Se entiende que la presión mínima necesaria en el estrangulador deberá ser suficiente para disminuir el continuo flujo al agujero, hasta que la presión hidrostática necesaria para

controlar el pozo pueda ser alcanzada a través de la circulación de lodo con densidad adecuada.

Problemas Asociados con esta Técnica.

En algún momento, durante la operación del control de un brote, si la presión superficial en la TR, necesaria para mantener una presión de fondo constante igual a la presión de formación, es reducida en la medida que se evite exceder un valor máximo predeterminado, puede ocurrir una situación de desbalance, permitiendo otro flujo en el espacio anular. Si esta situación de desbalance continúa, todo el espacio anular se llenará con lodo contaminado, lo que hará necesario una alta presión en la superficie, en caso de que el pozo se requiera controlar.

Geometría del Pozo, asociado con los brotes.

Esto es, conforme se avanza en profundidad, el diámetro del agujero es menor. Por lo tanto, un pequeño brote en una geometría reducida del pozo necesitará un manejo de presiones más altas en superficie que el mismo brote en una geometría mayor, como se muestra en la figura siguiente.

Un brote en diámetros pequeños es potencialmente más peligroso que en diámetros mayores. Por lo que, un volumen pequeño en diámetro pequeño podría exceder la máxima presión manejable en superficie.

El tipo de fluido invasor afecta la técnica de estrangulador reducido, ya que las características físicas de este fluido, por sí solos, son causa del grado de contaminación del lodo. Entre de estas características está la capacidad de expansión, el gasto de entrada y la densidad.

Los efectos de la contaminación del lodo repercuten en las caídas de presión por fricción que se debe para mover el fluido fuera del espacio anular.

Las pérdidas por fricción incrementan el total de las presiones aplicadas a la formación, reduciendo la presión que se necesita en la superficie para balancear las presiones de formación. Pero cuando la presión en la tubería de revestimiento

es reducida por debajo de la requerida (como en el caso cuando existe una restricción de presión en superficie), se presenta un flujo adicional que contamina el fluido de perforación. Este fluido contaminado normalmente genera más pérdidas de presión por fricción que el lodo sin contaminar. Por lo tanto, si el fluido invasor contaminara todo el sistema, las caídas por fricción se incrementarían de tal forma que sería difícil mantener una baja presión en la superficie.

Con las mismas condiciones de presión y permeabilidad, el agua salada y el aceite entran al pozo a menor gasto que el gas. Por lo tanto, la detección de un brote de agua salada o aceite en la observación de flujo deberá ser con un volumen mínimo incrementado en presas.

Método Aplicado.

El método de control original aplicado determinará en cierto grado el aumento de la presión anular necesaria para controlar el pozo. Las dos variaciones del método general de presión de fondo constante son: el del Perforador (dos ciclos) y el densificar y esperar; este último enunciado, usando lodo con densidad de control sin margen de seguridad es el más seguro, ya que se manejan bajos esfuerzos en el fondo y se necesita menos presión en el espacio anular. Por lo que se recomienda el uso de este método alternado con el estrangulador limitado, aunque tiene ciertas complicaciones, como son:

- Las presiones de cierre no pueden leerse y, consecuentemente, la densidad de control no podrá ser calculada.
- El flujo invasor continuará.

Como resultado de estas complicaciones, en la técnica de estrangulación limitada el comportamiento del fenómeno no puede predecirse.

El procedimiento para la aplicación del método es el siguiente:

1. Abra el estrangulador.

2. Inicie el bombeo tan rápido como sea posible, teniendo la seguridad de poder ajustar el estrangulador cuando se requiera. Posiblemente no pueda bombear el gasto de circulación; un gasto razonable puede ser de 10 bl/min.

3. Establezca inmediatamente una proporción de mezclado de dos sacos de barita por minuto sin exceder esta cantidad cuando no se tiene la suficiente cantidad de agentes sustentantes). Si no es posible lo anterior, utilice el lodo pesado de tanques.

4. Ajustando el estrangulador, asegure que la presión que se maneja en el espacio anular no exceda la máxima permisible. Si con el estrangulador ajustable no se puede mantener una presión inferior a la per-misible, ábralo completamente hasta el momento en que se abata dicha presión.

5. Pase el flujo del lodo a través del desgasificador y recupere tanto lodo como sea posible.

6. Circule para completar un ciclo, teniendo siempre precaución de mantener por debajo de la presión máxima permisible que se registre en la tubería de revestimiento. Durante este evento, mezcle barita si es posible.

7. Antes de que se complete un ciclo de circulación, PARE la bomba y permita que la presión de fricción se disipe a través del estrangulador. Intente cerrar el pozo permitiendo que se estabilicen las presiones fijando los límites. Si la presión no se estabiliza dentro de los límites, repita el procedimiento previo. Se pueden requerir varios ciclos de circulación para completar el control.

8. Si el pozo puede cerrarse con seguridad con la presión de cierre debajo del límite (de esta manera) proceda con el Método del Perforador.

Métodos Incorrectos para Controlar un Pozo.

- Los métodos incorrectos para tratar de controlar un pozo son:
- Levantar la barrena a la zapata al detectar un brote.
- Nivel de presas constante.

- Empleo de densidad excesiva.
- Mantener constante la presión en TR.
- Regresar fluidos a la formación.

Levantar la Barrena a la Zapata al Detectar un Brote.

Una práctica errónea debido a la posibilidad de atrapamiento de la sarta en agujero descubierto, al detectar un brote, es tratar de levantar la barrena a la zapata. Esta operación implica el uso de densidades más altas en el fluido de perforación para controlar la presión de formación, mayores esfuerzos aplicados en la zapata, entrará fluido adicional al pozo por efecto de sondeo y porque no se ejerce la contrapresión requerida para restablecer el control secundario.

Nivel de Presas Constante.

Un breve examen puede conducir a una persona a concluir que, manteniendo el nivel de presas constante al circular un brote con ayuda del estrangulador, se evitará la entrada adicional de fluidos. Esto es correcto siempre y cuando el brote sea de líquidos (fluidos incomprensible). Si el brote fuera de gas o de algún fluido que contenga gas, la consecuencia de usar este método sería circular el gas sin permitirle que se expansione.

El efecto sería el mismo que permitir la migración de la burbuja de gas sin dejarla expansionar (incremento por la velocidad de bombeo) y, como ya se explicó, esto provocaría aumento de presión en todos los pun-tos del pozo, lo cual no es conveniente.

Empleo de Densidad Excesiva.

Debe evitarse controlar un pozo mediante un lodo de densidad mayor de la necesaria. Un lodo con exceso de densidad puede causar pérdida DE CIRCULACIÓN E INICIAR UN DESCONTROL SUBTERRÁNEO o, cuando menos, incrementa los esfuerzos por presión ejercidos en la zapata, en la formación expuesta y en las conexiones superficiales.

Mantener Constante la Presión en TR.

Otro método de control que algunas personas utilizan consiste en mantener constante la presión en el espacio anular a medida que se bombea lodo de control. Si el pozo tiene un factor de volumen anular constante (en la sección que ocupan los fluidos invasores) mientras se bombea fluido de control y si los fluidos son incomprensibles, este método y el del ¨Ingeniero¨ son equivalentes. Si el factor de volumen no es constante, como generalmente ocurre, la altura de la columna de fluidos invasores cambiará de acuerdo con el factor de volumen y esto causará variaciones en la presión de fondo.

Si el fluido invasor es gas, debe permitírsele que se expanda adecuadamente y bajo control al circularlo hacia fuera. El hecho de mantener la presión en TR constante permitirá que el gas se expanda con mayor rapidez que la necesaria. Esto sacará del pozo más lodo, lo que creará disminución en la presión hidrostática y a su vez permitirá la entrada de más fluidos de la formación. Los efectos mencionados pueden pasar desapercibidos durante un tiempo, debido a que, mientras el brote está en la parte inferior del pozo, hay pequeñas variaciones en la sección transversal del espacio anular y el gas se expande lentamente. Esto ocurre cuando el gas está cerca de la superficie y sufre expansión súbita, lo que se reflejaría como una sobrepresión en el espacio anular.

Regresar Fluidos a la Formación.

Es común intentar regresar fluidos a la formación cuando se presenta un brote, evitando la necesidad de implementar un procedimiento de control adecuado. Esta situación implica que la FORMACIÓN SEA FRACTURADA antes que el bombeo pueda realizarse, y lo más probable es que el fluido invasor no entre en la zona que originalmente lo aportó, a no ser que el fluido circulado sea agua limpia, ya que al utilizar lodo, los canales porosos de la formación son obturados con material densificante. Al no permitir la ad-misión del fluido invasor, las presiones manejadas para inyectar la burbuja abrirían otros intervalos con un gradiente de fractura mayor al de la formación aportada, con el consecuente riesgo de romper el sello en la zapata de TR.

Sin embargo, existe una situación limitante, la cual se presenta cuando ocurre un brote que contenga ácido sulfhídrico. Es preferible la inyección a la formación que circularlo a la superficie; sobre todo cuando no se han implementado los planes de emergencia para este tipo de contingencia.

Concepto de Barreras.

Al desarrollar distintas operaciones en las áreas de reparar, terminar e inclusive perforar un pozo, deben tener en cuenta los riesgos a los cuales se expone el personal, el equipo o plataforma marina. Estos riesgos se tornarán peligrosos si no se toman las medidas de seguridad.

Barreras.

Se consideran BARRERAS a todos los sistemas mecánicos y condiciones del pozo que previenen su flujo. Así un tapón de cemento probado con presión diferencial una TR cementada probada y sin disparos abiertos, fungen como barreras.

Se clasifican en:

1. BARRERAS POSITIVAS.

- NO REPRESENTAN RIESGO.

2. BARRERAS CONDICIONALES.

- REPRESENTAN UN RIESGO MENOR.

Esta segunda sucede cuando, por ejemplo, se tenga una TR cementada, sin disparos, pero sin una prueba con presión diferencial, cuando la columna hidrostática del fluido de control únicamente equilibra la presión de formación; o, en todos los casos de incertidumbre o con susceptibilidad de falla mecánica, como sucede con los arietes de los preventores.

Barreras Positivas

1. Presión de fondo insuficiente para que el pozo fluya.

2. TR cementada, sin perforar y probada con presión diferencial negativa.
3. TR con disparos cementados y probados con presión diferencial negativa.
4. Tapón de cemento arriba de los disparos probados.
5. Tapón mecánico arriba de los disparos probados.
6. Fluido de control con densidad de trabajo.
7. Arietes ciegos (de corte), probados.

- Arietes ciegos (sin obstrucción), probados.
- Preventor esférico (sin obstrucción), probado.

8. Válvula maestra del árbol no obstruida.
9. Válvula lateral del árbol y estrangulador no obstruidos.
10. Lubricador de cable eléctrico o de línea de acero, probados.
11. Arietes de corte para tubería flexible, probado.
12. Arietes de corte para cable eléctrico, probado.

CAPITULO 4

“COMO PREVENIR UN BROTE, DETALLES”.

4. CAPITULO “COMO PREVENIR UN BROTE, DETALLES”.

En este capítulo hablaremos de tres tipos de casos donde destacaremos las características geológicas y operaciones de perforación, durante el proceso que con llevo este a un brote o en el peor de los casos un reventón.

Objetivo

Caso práctico de un campo o pozo, tema de prevención de brotes, mantenimiento preventivo (que ha sido la causa de los incidentes) CAUSA-RAIZ.

Introducción de pozos petroleros en el Golfo de México

Es importante mencionar que los accidentes con mayor trascendencia se encuentran en el Golfo de México. El subsuelo del Golfo de México sigue siendo uno de los territorios más promisorios para la industria del petróleo y gas. El incremento del número de pozos, plataformas, redes de ductos y hallazgos petrolíferos cada vez a mayor profundidad es una realidad que marca en buena medida el grado de avance tecnológico alcanzado por la humanidad.

Lo cierto es que entre más lejos y profundo va la actividad petrolera, mayor riesgo de accidentes.

Uno de ellos fue el accidente de 1979 ocurrido en aguas mexicanas frente a las costas del estado de Campeche durante la perforación (blowout) del pozo Ixtoc-1 perteneciente a Petróleos Mexicanos (Pemex). Otro ejemplo de impacto atroz fue el acontecido en el año 2010 en aguas estadounidenses a 72 kilómetros de la costa de Louisana, tras la explosión del pozo Macondo del pozo Macondo 252 y hundimiento de la plataforma móvil MODU de la unidad de perforación Deepwater Horizon, propiedad de British Petroleum (BP). A la fecha ese accidente se considera la mayor catástrofe ambiental ocurrida por derrame de hidrocarburos en el Golfo de México.

Responsabilidad y Procedimientos Planificados de Perforación.

Durante la perforación de un pozo petrolero se debe cumplir con un programa operativo el cual se realiza la importancia de la seguridad del personal, calidad de

la operación y cuidado del medio ambiente, por consecuente, el impacto positivo en los costos de intervención.

Para alcanzar los objetivos en las operaciones, la industria petrolera involucra diversas disciplinas que trabajan en conjunto.

Es difícil predecir el comportamiento del subsuelo en sus diferentes etapas en la perforación de pozos petroleros.

Siendo el programa operativo entregado por el departamento de diseño, un modelo idealizado en operación. El personal operativo está comprometido con entregar resultados óptimos y viables para la compañía es necesario saber que en la mayoría de las intervenciones registradas siempre ha existido un desfase en las fechas estimadas.

Planificación de la Perforación:

Tiempo de pozo, tiempo estimado y el tiempo real de ejecución.

- Exploratorio
- Delineación
- Desarrollo

4.1 Pozo Ixtoc-1

Cantarell ha sido considerado uno de los 100 más importantes campos petroleros en el mundo que llego a contribuir con el 45% de la producción mundial.

En general, los campos de Cantarell cuentan con alta permeabilidad de las rocas, amplios espesores de roca impregnada y están ubicados en tirantes de agua no mayores a 100 metros y a profundidades por arriba de hasta más de 3 mil metros.

Se considera como un yacimiento maduro, por lo que su producción de aceite ha venido obteniéndose con un alto porcentaje de agua y un acelerado avance del contacto de gas, lo que ha propiciado una menor ventana de aceite, las cuales varían de 60 a 100 metros.

Las actividades exploratorias realizadas durante 1979 continuaron encauzadas a descubrir nuevas reservas de hidrocarburos y a evaluar, las posibilidades petrolíferas de otras áreas a un no productoras. Los estudios exploratorios abarcaron áreas en todas las entidades federativas del país, incluyendo las

plataformas continentales de Campeche, Golfo de California, Mazatlán y Golfo de Tehuantepec.

La perforación exploratoria dio por resultado el descubrimiento de 25 nuevos campos (6 marinos 19 terrestres) y 5 extensiones. De los 25 nuevos campos, 17 fueron de aceite (11 terrestres y 6 marinos); y los otros 8 corresponden a yacimientos de gas.

Las actividades de perforación se incrementaron durante los últimos años, lo que trajo como consecuencia la necesidad de incorporar nuevos cuadros organizativos, que respondan a las actuales exigencias. De forma similar, ha sido necesario implementar sistemas operativos con tecnologías nuevas para poder operar a mayores profundidades y en formaciones que presentan diversos problemas.

Se comenzó a perforar a profundidades mayores; un pozo de 4000 metros se perfora en 100 días, en tanto que otros de 6,000 metros requieren de 320 días. Esta diferencia es ocasionada por la disminución de la velocidad de la penetración, así como viajes más problemáticos para cambios de barrenas, altas presiones de fluidos y perdidas de circulación, lo cual requiere elaboración y mantenimiento de lodos de perforación con características especiales.

Aunque la perforación en la plataforma marina ofrece aspectos similares a la terrestre, tiene características que obligan a modificar criterios y a usar otros sistemas de abastecimiento, de comunicación y de apoyo para el aprovisionamiento de maquinaria, materiales y equipo.

Durante 1979 se terminaron 83 pozos exploratorios; y la longitud perforada incluyendo los no terminados fue de 299 mil metros. De los 83 pozos, 30 resultaron productores; dando un 36 % de éxito. Con estos pozos se descubrieron 25 nuevos campos.

Pozos exploratorios terminados	83
Productores	30
Sondeo estatigrafico	7
Improductivos	30
Tapados por aceite mecanico	16

De estos pozos, 59 fueron terrestres, 21 marinos y 3 lacustres	

El número de pozos de desarrollo terminados fue de 250 según se indica en la siguiente tabla. La longitud total perforada en el año incluyendo los pozos no terminados fue de 938 063 metros, que, sumados a lo realizado en exploración, da un total de 1287063 metros.

Pozos de desarrollo terminado	250
Productores	189
Aceite	146
Gas	43
Inyectores de agua	14
Improductivos	37
Taponados por accidente mecánico	10

De los productores de aceite, 136 se localizaron en tierra, 2 en zonas lacustres y 8 en mar; de estos últimos 7 fueron en el Golfo de Campeche y 1 en Arenque del distrito de Ebano. De los pozos productores de gas, 41 fueron terrestres y 2 lacustres. El porcentaje global de éxito fue del 81 %.

El Ixtoc así apago el 9 de junio de 1979, con un estimado inicialmente flujo de aproximadamente 30,000 barriles de petróleo por día. Aunque este flujo parecía algunos observadores a disminuir durante el verano, hubo una descarga considerable de petróleo en el Golfo de México en agosto de 1979, tres meses más tarde. Un detallado debido a la explosión y los acontecimientos posteriores hasta el 1 de noviembre de 1979.

Origen de Pozo Ixtoc-1.

En el Golfo de México el 3 de junio de 1979, frente a las costas de Campeche, donde se localiza una de las regiones petroleras más importantes del país y del mundo; Petróleos Mexicanos, con el propósito de probar nuevas estructuras, perforo el pozo exploratorio Ixtoc No 1, hasta la profundidad de 3627 metros, penetrando en un yacimiento de formación mesozoica, de alta porosidad y con

posible presencia de zonas cavernosas, lo que ocasiono la pérdida total de los fluidos de perforación.

En el momento del incidente, tres corporaciones, estaban participando en operaciones de perforación del pozo exploratorio ixtoc-1: Sedco, una compañía estadounidense, y dos agencias gubernamentales mexicanas, Permago y Petróleos Mexicanos. La perforacion del pozo fue iniciada por Pemex seis meses ante el derrame, el 10 de diciembre de 1978. Pemex utilizo una plataforma Sedeco 135 de perforación semisumergible para este proyecto. La boca de pozo ixtoc, situada en la superficie del agua, luego fluye hacia abajo a través de otra serie de tubería a la barrena en la cabeza del pozo, y finalmente fluye de nuevo a la superficie a través de otra serie de tubería de perforación especializados. Cuando se pierde esta circulación, un pozo se enfrenta a la amenaza de un reventón. Cuando se produce un escape, un derrame de petróleo se genera, y esto es precisamente lo que ocurrió en el Ixtoc-1.



Causas

La perforación del pozo ixtoc-1 se inicio el 1 de diciembre de 1978 en el suroeste del Golfo de México, en la Sonda de Campeche, a 94 kilómetros al noroeste de Ciudad del Carmen, Campeche el 3 de junio de 1979, al perforarse a 3627 metros de profundidad se produjo el accidente conocido como en el argot, petróleo como reventón (blow out) con flujo de aceite y gas a presión, lo que ocasiono un completo descontrol del pozo, calculándose según cifras oficiales, que el derrame fue de 300,000 toneladas de petróleo que se propago durante un lapso de alrededor de diez meses.

Aplicando las técnicas conocidas se logró controlar la pérdida del fluido de perforación. Se observó el comportamiento del pozo durante 6 horas, sin que se manifestaran nuevas pérdidas, ni flujo hacia la superficie. Por lo tanto, se procedió a sacar la tubería de perforación, para clocar un tapón de diésel-cemento y poder continuar perforando.

Al término de esta maniobra, faltando de extraer las herramientas de perforación (lastrabarenas) se presentó un inusitado flujo de gas y aceite que manifestó la existencia de un yacimiento de características extraordinarias.

Se intentó cerrar los preventores o válvulas de seguridad sin lograrlo, e instantes después se generó un incendio que ocasiono la caída de la estructura de perforación al fondo del mar, dañando el equipo de control submarino del pozo e inutilizando casi por completo.

Se realizó el salvamento total de la tripulación, valiéndose del equipo especial para estos casos. Todo esto ocurrió el 3 de junio de 1979.

A partir de ese momento, Petróleos Mexicanos emprendió los trabajos necesarios para controlar este accidente.

Se inició la perforación de dos pozos direccionales de alivio; Ixtoc 1-A e Ixtoc 1 –B, con el objetivo de llegar cerca de la base del Ixtoc-1 y atraves de ellos controlarlo.

Al 31 de diciembre de 1979 se había inyectado, atravez del pozo Ixtoc 1-B, un volumen de agua salada de más de 24000 000 barriles diarios, lográndose abatir el flujo de aceite y gas del Ixtoc-1 de 30 000 barriles a 2 000 barriles diarios. A la

misma fecha, se había perforado 3618 metros del pozo Ixtoc 1-A, el cual estaba próximo a alcanzar el objetivo.

Se estima que, con la inyección de agua salada, lodo y cemento, a través de los dos pozos de alivio será posible eliminar el flujo de hidrocarburos y lograr el control del pozo No.1. Simultáneamente a la perforación de los pozos de alivio, se llevaron a cabo varias operaciones para controlar el pozo; se accionaron las válvulas de seguridad, logrando el 24 de junio cerrar el pozo durante tres horas. Sin embargo, dadas las malas condiciones de las instalaciones submarinas, las tuberías no resistieron la presión, presentándose nuevamente el derrame de aceite al mar.

Como segundo intento para poner bajo control este pozo, se procedió a ensayar un procedimiento ideado por técnicos mexicanos que consistió en inyectar esferas de acero y plomo al interior del pozo, con el objeto de reducir el flujo mediante la contrapresión ejercida por estos materiales logrando disminuir el flujo.

El 9 de marzo de 1980, después de varios días de inyectar agua de mar por los dos pozos de alivio, se apagó totalmente el fuego del Ixtoc 1 y el 27 de marzo se selló, concluyendo el 5 de abril los trabajos de taponamiento.

En cuanto al aceite producido por este pozo, se puede decir que el volumen, al 31 de diciembre de 1979, fue 2.98 millones de barriles. De ellos se quemaron 1.49 millones, se evaporaron 506 600 y se recuperaron 140 000; por lo que el volumen efectivo derramado al mar fue de 843 400 barriles.

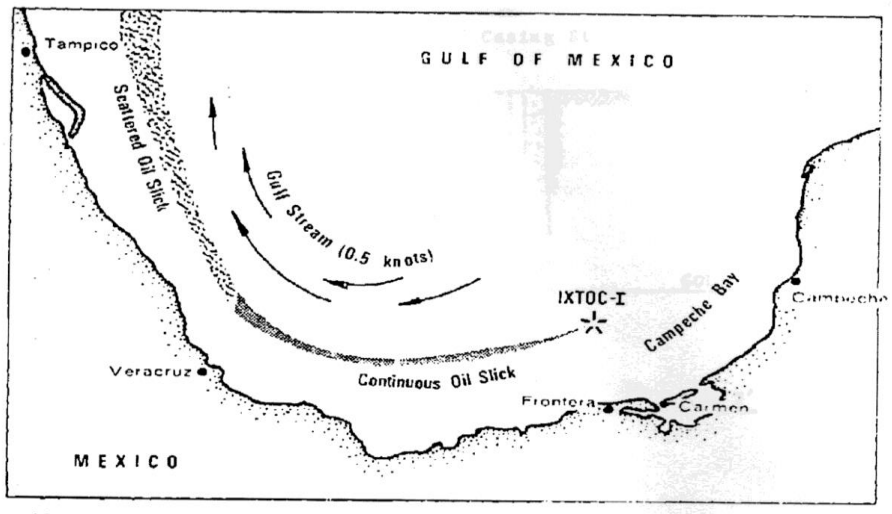


Figure 1. The site of the IXTOC-I blowout.

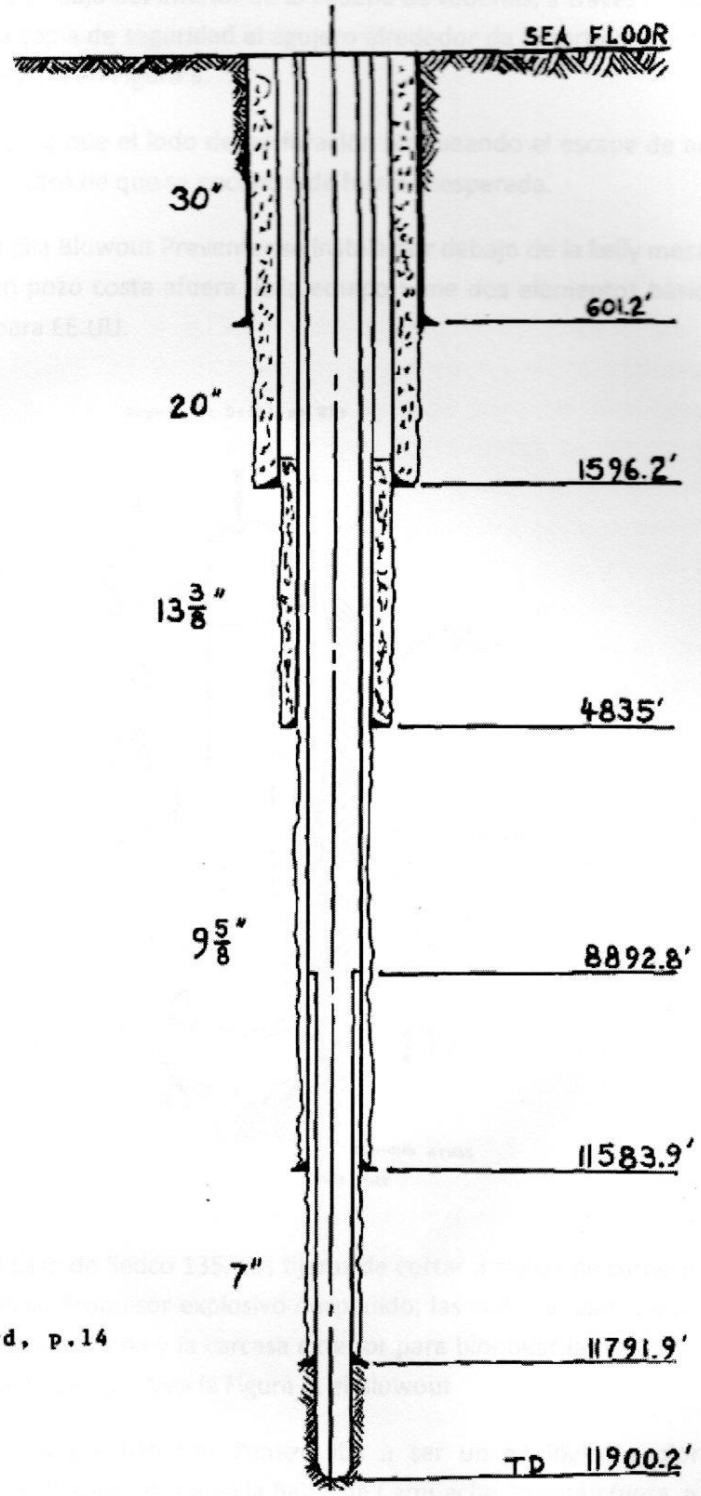
Falla de equipo, descontrol y detalle de Personal.

Operaciones de Perforación.

Para extender completamente los acontecimientos que condujeron a la explosión del Ixtoc 1, una breve explicación de algunos procedimientos y la terminología utilizada en el cual se requirió la perforación más adentro.

Para perforar un pozo profundo, la tubería hueca se utiliza como el tallo, entre la plataforma y el bit de perforación. Un poco con diámetro mayor que la tubería esta unida a un collar, también de diámetro exterior más grande, en el extremo inferior de la sarta de perforación. Noventa (90) secciones de pie que se añaden tubo según sea necesario, elevando un extremo de la nueva sección al bloque de corona en la parte superior de la torre de perforación de la plataforma y enhebrar al extremo inferior en la cadena de perforación justo encima de la mesa giratoria en Kelly cubierta principal de la plataforma. La tubería de diámetro decreciente se hunde en la tierra a diversas profundidades y continua la perforación con un poco más pequeña a raves de la carcasa existente, por lo que una sarta de perforación telescopia como se muestra en la figura 2.

Figure 2: IXTOC I Casing Strings

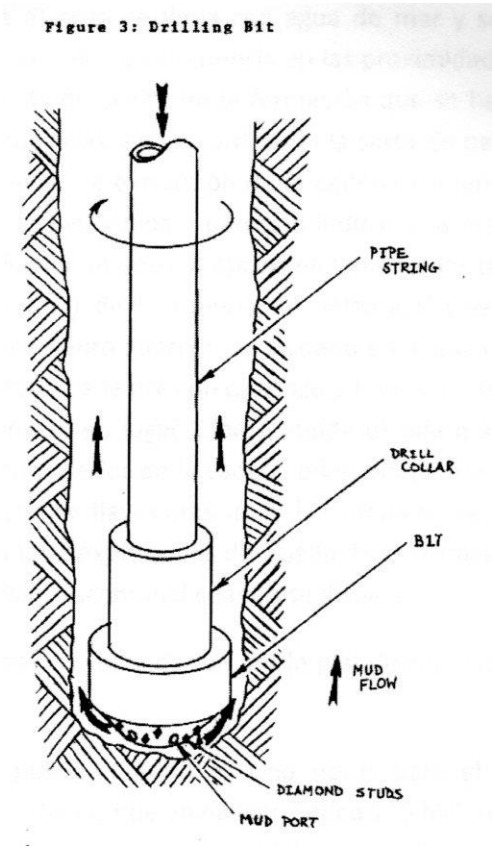


From Ford, p.14

Para limpiar las caras de corte de la broca, un premezclado compuesto lodo de consistencia adecuada se bombea había abajo del interior de la cadena de tuberías, atraves de aberturas en el centro de la broca, y una copia de seguridad el agujero alrededor de la sarta de perforación en un flujo continuo, como se ilustra en la figura 3.

Observe que no es otra cosa que el lodo de perforación bloqueando el escape de aceite a través de la sarta de perforación caso de que se encontró de forma inesperada.

Para este propósito, una pila Blowout Preventer se instala por debajo de la Kelly mesa; en el fondo del mar en el caso de un pozo costa afuera. Este equipo tiene dos elementos básicos, provistos cada uno por triplicado para EE.UU.



Certificación como el caso de Sedeco 135. Las tijeras de cortar a través de carnero la cadena de tuberías y sellarlo cuando su propulsor explosivo despedido; las cuñas anulares del impedimento en el espacio entre el taladro cadena y la

carcasa exterior para bloquear la fuga del aceite de allí, también usando propulsor explosivo.

El Ixtoc-1 así, como estaba previsto por Pemex, iba a ser una geológica de exploración a una profundidad de 18.044 pies. El sitio estaba en la Bahía de Campeche, Yucatán fuera, a los 19024,5 ‘N,92012,5’W, donde el agua profundidad es de aproximadamente 160 pies. Ver figura 5.

Por el primero de junio de 1979, la perforación había alcanzado 11.792 pies, donde a (7) cubierta de siete pulgadas de diámetro y termino a (6) pulgadas de bit seis en 3 tubos de perforación de ½ de pulgada se utiliza para perforar el tapón del cemento en la parte inferior de la carcasa y seguir a mayores profundidades. Durante el junio.

1.1. Las operaciones de perforación, tres perdidas de circulación de lodo ocurrieron, que se requiere la retracción de la parte inferior de la “carcasa de 7 a 11.792 pies”.

Después de las dos primeras pérdidas, la circulación se restableció mediante la adición de lodo y algunos materiales de perdida de circulación especialmente diseñados. Al tratar de estabilizar el pozo después de la tercera derrota, la red de a bordo de barro compuestos se había agotado en este punto, el Sr Jhon Merrell, la persona mayor de siete asesores. Sedco constantemente en la plataforma, se recomienda que el pozo se llena con agua de mar y se observaron durante un periodo de varios días. Sobre la base de su experiencia en las proximidades del sitio y garantías de los geólogos que se esperaba nada de aceite en la formación que se había alcanzado, Pemex la autoridad final en cuestiones operativas en vez ordenada la sarta de perforación retirado y el bit marcada.

En la noche del 2 de junio, la extracción de la cadena comenzó presión de lecturas de la cadena fueron cuidadosamente fueron monitorizadas y parecía indicar una presión de lodo de goteo y no la presión del aceite del edificio en el pozo.

Aproximadamente a las tres de la mañana del 3 de junio, la última resistencia (90 pies) de la tubería de perforación se están eliminando en la plataforma, poniendo

el collar de taladro sobredimensionado en la pila para evitar explosiones en el mar piso.

Un aumento inesperado de la presión del pozo atraves del roscado la tubería se retira y atascado las llaves de desconexión en lugar. Una segunda oleada más fuerte soplaba el barro seguido por el aceite por la parte superior de la cadena en el bloque de corona y por medio de la articulación de la cruz-roscado, con las llaves atascadas, la cadena no se podía caer de nuevo en el agujero para borrar la pila para evitar explosiones del cuello de perforación y las tijeras de carnero no podían cortar a través de collar descomunal cuando se dispara.

En 0315, el aceite y el gas se escapa y se incendiaron por la plataforma 0330 fue abandonado como fuera de control.

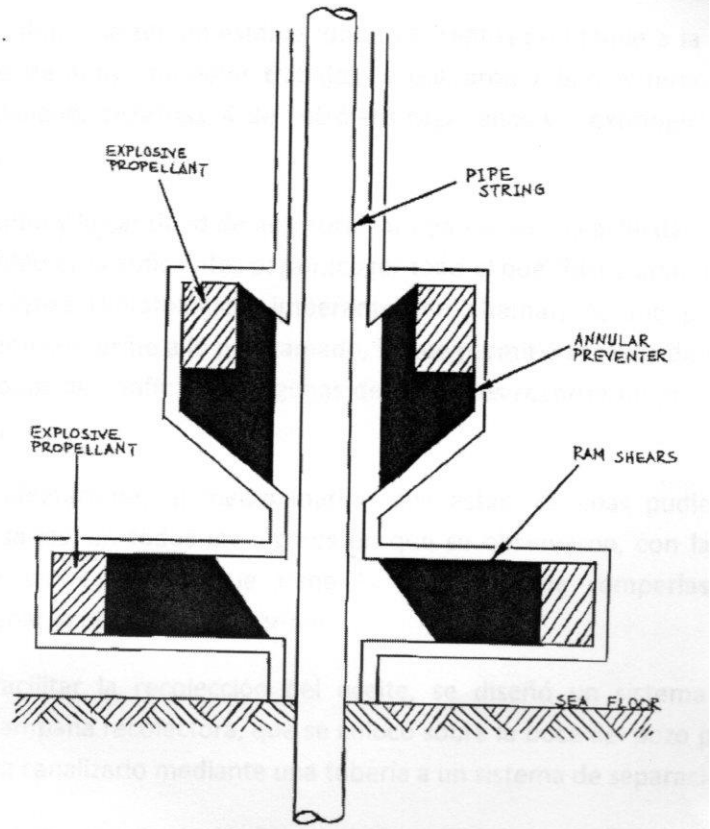
Dos buques de suministro se pusieron junto a ocho horas para el bombeo de agua en la plataforma de grabación, pero las llamas que envuelven Sedco 135 hicieron intentos para extinguir el fuego. La torre de perforación y gran parte del equipo almacenado en la plataforma se derrumbó sobre el vientre pre reventón a media mañana, pero los anclajes a cabo los cajones flotantes rápido. Al mediodía, las cadenas de las anclas fueron ordenados de corte, un proceso que tomo 24 horas. Los de la plataforma habían remolcado 30 millas al noroeste del sitio del pozo y se embarcó por 11 expertos marítimos. Después de una semana de inspecciones, 135 Sedco fue declarado pérdida total, remolcando lejos en el Golfo de México, y barrenado el derrame.

Se estima que la tasa inicial de flujo del pozo sin vigilancia por la mayoría de las fuentes acreditables como 30.000 barriles/ día (1.260.000 galones/ día) durante los dos primeros meses del spil2 Red Adair de los intentos de limpiar las tijeras Venter pre reventón y volver a cerrar ellas reduciendo el flujo de solo unas pocas horas, como el colapso de la plataforma había noqueado.

Sobre la columna de prevención de explosiones. La velocidad de flujo no era, redujo significativamente hasta mediados de agosto, cuando Pemex bombea miles de acero y bolas de plomo en el pozo, con lo que la tasa a 10.000 barriles/ día. Durante este mes la guardia costera de EE. UU presto su el apoyo la solicitud de Pemex y se dio cuenta de un caudal máximo de 5.000 barriles / día a través de

varias semanas. A mediados de septiembre, la guardia costera se retiró cuando Pemex ha instalado un colector invertida “sombrero” sobre el pozo. Después de que el colector, como se ilustra en la Figura 4, fue un lugar, un consultor de Ingeniería del Instituto de Massachusetts Tecnología, el Sr Jerome Milagram, visito el bien y calcula el dispositivo sea 90 % de efectividad en la recolección de gas natural, pero solo el 10% efectiva en el control de la fuga de petróleo crudo.

Figure 4: Blowout Preventer (Schematic)



Protocolo de intervención.

En esa misma fecha cuando el gas y el petróleo del pozo de exploración salían a la superficie para luego incendiarse los trabajadores de averia tuvieron dificultades para determinar la magnitud del desastre 30,000 barriles de crudo brotaban al día posteriormente unos equipos de 500 trabajadores expertos de 18 países taparon

dicho pozo aun con todos los esfuerzos de estos trabajadores el 24 de junio el pozo volvió a reventar.

Consecuencias económicas y ambientales plan de contingencia.

Al ocurrir el siniestro, Petróleos Mexicanos contaba ya con un “plan de respuesta en casis de emergencia”, que en el accidente del Pozo Ixtoc No. 1 se puso en acción y cuyos objetivos eran: lograr la confinación y la recolección del mayor volumen posible de aceite derramado, así como la atenuación o eliminación de efectos del aceite que escapara en el medio marino o en las playas.

Se movilizaron al área afectada barreras flotantes y recolectores de aceite que la institución tenia disponibles, y se concertaron ayudas con las empresas noruega “Statoil” y británica “ British Petroleum” y más tarde el “cuerpo de respuesta de la guardia costera” de los Estados Unidos, quienes contaban con los mejores equipos disponibles en el mundo para la recolección en mar abierto.

A los 15 días del accidente se tenían establecidos tres frentes de ataque a la mancha de aceite. Para las operaciones de apoyo en estos trabajos se utilizaron 7 barcos remolcadores, 8 barcos abastecedores y 7 chalanes cisternas, 4 Petróleos Mexicanos y 3 de extranjeros de alto volumen de almacenamiento.

La capacidad del equipo y la cantidad de accesorios utilizados, en las actividades de confinación y recolección del petróleo eran suficientes para recoger todo el que fluía diariamente. Sin embargo, debido a las condiciones climatológicas imperantes en altamar, no fue posible la completa recuperación del aceite conforme a lo programado, lo que permitió escapes de manchas y listones del petróleo de las zonas de confinación, algunas de las cuales ocurrieron grandes distancias por las corrientes marinas.

Para minimizar las afectaciones al medio marino que estas manchas pudieran causar, hubo necesidad de dispersarlas, en todos los lugares en que se observaron, con la utilización de un compuesto químico biodegradable que tiene la propiedad de romperlas y promover su desintegración sin dañar la flora y fauna marinas.

Con el objeto de facilitar la recolección del aceite, se diseñó un sistema de recuperación consistente en una campana recolectora, que se colocó sobre la boca del pozo para captar el flujo de aceite y gas, y para canalizarlo mediante una tubería a un sistema de separación.

Simultáneamente se organizaron grupos para la limpieza de playas y la protección de estuarios y de arrecifes; se localizaron centros de control en Ciudad del Carmen, Villahermosa, Coatzacoalcos, el Puerto de Veracruz, Poza Rica y Tampico. Asimismo, cuando se hizo necesario, se protegieron con barrenas flotantes las entradas a las lagunas y ríos de mayor importancia para la captura de ostión y camarón en toda la costa del Golfo de México y en el Puerto de Veracruz se logró proteger los arrecifes al recuperar aceite en esas latitudes. Es de destacarse la colaboración recibida en esta materia de la Armada de México.

Con el objeto de evaluar los efectos secundarios que resulten del derrame, se estableció el “Programa coordinado de estudios ecológicos de la Sonda de Campeche”. En este participan técnicos especializados del departamento de pesca, la Secretaria de Marina, la Secretaria de Agricultura y Recursos Hidráulicos, Petróleos Mexicanos, e instituciones de enseñanza y estudios superiores. Su labor consistió en evaluar el impacto ambiental del derrame e investigar los efectos biológicos, físicos y químicos producidos a corto y largo plazo.

Por las características de ubicación y magnitud de este derrame, se puede decir que el esfuerzo que se ha hecho para controlar sus efectos es único en el mundo.

Los resultados indicaron que no se ha afectado de manera alguna al medio marino, ya que los parámetros físico químicos del agua, como son de la salinidad, el PH, la temperatura, el oxígeno disuelto y el contenido de hidrocarburos, no se han visto alterados fuera del rango de valores naturales del lugar.

Aspectos Económicos Ambientales

El Golfo de México presenta un clima cálido y acogedor para atraer a gente de todas partes a sus costas. Con diversos ecosistemas dentro de esta área, hay una gran diversidad de vida marina del cual dependen las poblaciones cercanas a la

costa. Así que cuando el desastre ocurrió en la plataforma petrolera Ixtoc-1 cerca de Campeche, el aceite que se filtró durante meses fue arrastrado a lo largo de la zona del Golfo de México, dejando el turismo y la economía locales severamente afectados.

Medios mostraron tramos de playa y arrecifes de coral llenos de petróleo y alquitrán tras el desastre de Ixtoc-1, haciendo que los turistas potenciales evitaran vacacionar a las costas de México y Texas. Además de una caída significativa en los ingresos por turismo y las comunidades locales también sufrieron la reducción de sus principales fuentes de alimentos procedentes del mar y por lo tanto una perdida adicional de ingresos.

Cuando el derrame ocurrió en el pozo Ixtoc-1, el aceite recubrió gran totalidad de las costas de Yucatán hasta la costa de Texas. La investigación, especialmente entrevistas, sobre el impacto negativo del derrame de Ixtoc-1,” Indica que el turismo se vio afectado en gran medida, en toda la costa del Golfo en 1979 debido a la publicidad adversa en particular por el derrame petróleo de Ixtoc-1”

Los funcionarios informaron que el turismo a lo largo de las playas de Texas se redujo en un sesenta por ciento durante el curso del derrame, dejando a las comunidades costeras y empresas perdieran ingresos con la reducción del turismo y la recreación, las demandas legales por diferentes empresas privadas y de los gobiernos de los Estados Unidos y el Estado de Texas impulsaron el cote de casi 400 millones. Con el costo combinado y la disminución de la popularidad de las costas del Golfo de Texas y México como un lugar de vacaciones produjo una caída grabe de los ingresos durante el incidente del Ixtoc-1.

El Golfo de México presenta diversa variedad de vida marina y diversos ecosistemas; los cuales, a su vez, sostiene una gran variedad de comunidades antropogenicas a lo largo de sus costas. Sin embargo, en los pocos meses que se ha generado el derrame el derrame, la población de los peces, moluscos, camarones y más se redujeron drásticamente.

Las autoridades mexicanas trataron de prohibir o restringir la pesca en varias zonas gravemente contaminadas hasta que fueron considerados seguros.

Las pérdidas económicas se vieron reflejadas en la reducción de la pesca sobre todo en las áreas demasiado contaminadas. Los barcos pesqueros y camaroneros tuvieron que invertir dinero extra en combustible y mantenimiento de los mismos durante los viajes para trabajar en zonas donde el crudo dañara sus equipos. Sin embargo, se descubrió que las poblaciones de los organismos marinos de interés comercial de esta zona se han recuperado mucho más rápido de lo que se esperaba. Por lo tanto, la industria de la pesca comercial mostro una reducción económica durante los primeros meses del derrame de Ixtoc-1, pero se recuperó finalmente a la normalidad.

Los costos estimados por el derrame de ixtoc-1 para la industria y el gobierno hacen de uno de los derrames de petróleo más caros del mundo en su momento, donde el aceite derramado se extendió sobre las costas de México y Texas. El derrame de petróleo redujo la cantidad de ganancia monetaria del turismo y la recreación, además el aceite redujo la población de especies comercialmente esenciales para las comunidades locales, dejando así a los pobladores sin estabilidad en sus medios de vida. Sin embargo, la vida marina y de la cual se depende económicamente de recuperado en pocos años y el turismo se reanudo con el tiempo.

Control

PEMEX dio así el control de la máxima prioridad para el uso de la mano de obra y equipacion señalados a la Ixtoc-1 reventón. Los complementos óptimos aprovechable para el control eran ya sea para tapar el pozo o para perforar un pozo adyacente alivio para intersectar la existente.

Conclusiones.

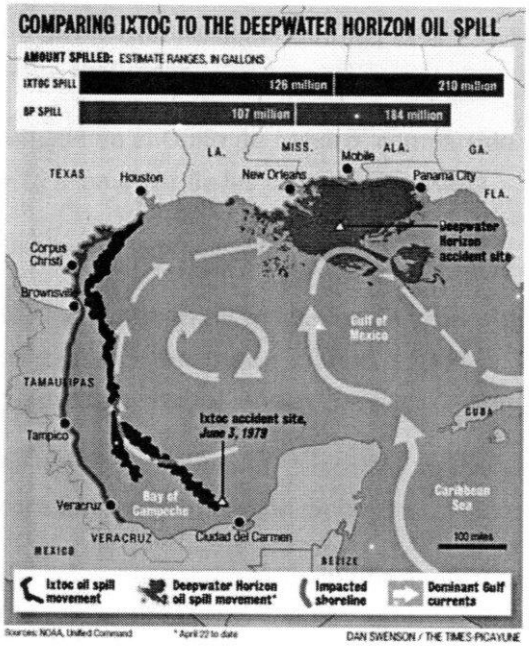
A pesar de los esfuerzos técnicos de Pemex para controlar el derrame del hidrocarburo, las corrientes marinas condujeron las partículas contaminantes hacia las playas de los estados de Campeche, Yucatán, Veracruz y Tamaulipas, así como en la parte del sur de Texas (EUA) este incidente también causó daños a zonas turísticas.

El 9 de marzo de 1980, después de varios días de inyectar agua de mar por los pozos de alivio se apagó totalmente el fuego del Ixtoc-1 y el 27 de marzo, se selló concluyendo el 5 de abril los trabajos de taponamiento.

Es importante recordar que en el año de 1979 Petróleos Mexicanos tenía poca experiencia en la perforación y explotación de recursos petroleros marinos, y fue duramente criticado.

Sin embargo, dada la trascendencia nacional e internacional del accidente, las instituciones mexicanas, en particular Petróleos Mexicanos, la Secretaria de Pesca y la Universidad Nacional Autónoma de México, hicieron un gran esfuerzo para resolver el problema; después de muchos estudios decidieron organizar un Simposio Internacional sobre el Ixtoc-1, con participación de gran parte de la comunidad científica nacional y asistencia de muy distinguidos invitados extranjeros, con los que se intercambiaron valiosas experiencias.

En todas estas acciones se ha contado con el apoyo de técnicos y equipos de los países más avanzados, en un afán para aprovechar la tecnología y la experiencia internacional en esta manera; asimismo, se ha colaborado con numerosas instituciones y autoridades nacionales.



Hay una serie de conclusiones que pueden extraerse de las secuelas de reventón del Ixtoc-1, de la convicción más profunda dentro de la industria del petróleo que perforación en alta mar no se degradara de forma permanente nuestras playas.
La importancia de la conclusión extraída se encuentra en los cambios realizados como resultado. Ya sea mediante el uso de datos científicos sobre los efectos indirectos a justificar nuevas operaciones en alta mar que cuestionan el sur de Texas tanto, las lecciones del Ixtoc-1 deben ser utilizado para mejorar nuestra gestión de los recursos marinos de la nación.

British Petroleum en Aguas Profundas del Golfo de México, Pozo Macondo.

4.2 Deepwater Horizon plataforma petrolífera semisumergible de posicionamiento dinámico de aguas ultra- profundas.

Situado en el Golfo de México, compartido por Estados Unidos, Cuba y el propio México.

Geología y Exploración.

Geología primaria a mediados de arenas del Mioceno turbidita edad enterrados 13.000 a 15000 pies debajo del fondo marino 18000 a 20000 pies bajo el nivel del mar. Estas arenas esta despositadas sobre un antiguo lecho marino hace unos 12 millones a la 15 millones de años.

BP decidió perforar al Macondo después de examinar los datos sísmicos 3-D, los datos de correlacione información de la zona.
Los datos 3-D habían incluido una anomalía de amplitud, la presencia de arenas de hidrocarburos.
Información, combinada con desplazamiento así los datos y el conocimiento de la estructura geológica.

Origen del Pozo Macondo.

Inicio la perforación del Pozo Macondo, el 6 de octubre de 2009. La tripulación de la Marina había perforado los primeros 9.090 pies del pozo Macondo, pero se

vieron obligados a abandonar después de que el equipo de perforación sufrió daños del huracán Ida, el 9 de noviembre de 2009.

La plataforma Horizon se hizo cargo y se reanudan las operaciones de perforación en Macondo en febrero de 2010.

La plataforma Deepwater Horizon era una unidad móvil de perforación mar adentro semisumergible (unidades de perforación).

A diferencia de las plataformas de perforación fijos utilizados en aguas menos profundas, unidades de perforación pueden mover de un lugar a otro por sus propios medios. Unidades de perforación con posicionamiento dinamico utilizan satélites dinámicos tecnología de posicionamiento conectado a los propulsores direccionales de gran alcance para mantenerse a si mismos en su lugar sobre una cabeza de pozo submarina.

Protocolo de Intervención.

Los operadores no están obligados a incluir estimaciones de pre-perforación de posibles yacimientos de petróleo y gas.

Las Marinas inicio la perforación del pozo Macondo, el 6 de Octubre de 2009. La tripulación de la Marina había perforado los primeros 9.090 pies del pozo Macondo pero se vieron obligados a abandonar después de que el equipo de perforación sufrió daños del huracán Ida, el 9 de noviembre de 2009.

La plataforma Horizon se hizo cargo y se reanuda las operaciones de perforación en Macondo en febrero de 2010.

La plataforma Deepwater Horizon era una unidad móvil de perforación mar adentro semisumergible (unidades de perforación).

A diferencia de las plataformas de perforación fijos utilizados en aguas menos profundas, unidades de perforación pueden mover de un lugar a otro por sus propios medios. Unidades de perforación con posicionamiento dinámico utilizan satélites dinámico tecnología de posicionamiento conectado a los propulsores direccionales de gran alcance para mantenerse a si mismos en su lugar sobre una cabeza de pozo submarina.

Conclusiones.

La Plataforma Deepwater Horizon de BP, estallo el 20 de abril de 2010 en el Golfo de México, está en proceso de abandono temporal con la intención de volver a poner el pozo después en producción.

La causa principal de la explosión fue que se tuvo un mal sello de tapón temporal de cemento, por lo que se descontrolo el pozo generando un derrame de petróleo hacia el mar ocasionando pérdidas y daños al medio ambiente.

Es importante que dentro de estas operaciones ya que si no se realizan correctamente pueden ocasionar pérdidas humanas, económicas y naturales.

Falla en el BOP

El BOP (blowout preventer), dispositivo que descansa sobre el lecho del océano, tenía la capacidad de cerrar cualquier pozo que pierda petróleo de múltiples maneras tales como: acoplado una tubería o simplemente comprimiendo el tubo del pozo que perdía petróleo (tal como se aprieta un pitillo plástico), hasta que este se corta.

Normalmente, equipo hidráulico operado por ingenieros desde la superficie de la plataforma permite cerrar el BOP. Como medida extra de seguridad, muchos BOP poseen válvulas que lo cierran automáticamente cuando se produce una interrupción de comunicación con la plataforma en la superficie.

Los BOP de otras plataformas poseen además de un dispositivo adicional de seguridad que es un interruptor radio-controlado que le permite a la tripulación en la plataforma cerrar la válvula de manera remota. La plataforma Deepwater Horizon no poseía esta medida de seguridad extra.

Se ha contabilizado miles de animales muertos, incluyendo tortugas, delfines, peces de diversas especies, moluscos y un sinfín de animales terrestres; sin embargo la mayoría de estos han sido encontrados en las playas de la región afectada, por lo que seguramente la cifra es mucho mayor.

La reacción por parte de Estados Unidos como consecuencia de este accidente, ha provocado que la industria petrolera en general revise cuidadosamente la regulación que se tiene para la perforación en aguas profundas y ultraprofundas, no solo en el Golfo de México, si no en otras regiones del mundo, donde se llevan a cabo estas actividades.

Determinar el efecto que el accidente de Macondo tendrá en la industria petrolera mundial, pero esta es muy probable que signifique en el futuro regulaciones estrictas, que a su vez traducirán en costos más elevados para perforar y producir en esas zonas y en algunos casos, podría llegar incluso, a que varios países cierren regiones a la actividad petrolera de perforación de pozos.

4.3 Pozo Cantarell 69.

El complejo Cantarell ubicado en la Sonda de Campeche es el yacimiento más grande del país y el más grande de explotación a nivel mundial.

Al inicio del desarrollo del campo Cantarell era suficiente perforar a diez metros del yacimiento y hacer producir los pozos con volúmenes nunca vistos en la historia petrolera de México.

Alcanzando a producir los pozos con volúmenes nunca vistos en la historia petrolera de México. Con una producción de 1 millón de barriles por día a un año de su desarrollo.

Cuando el campo era joven se registraba presiones iniciales de alrededor de 4 mil libras por pulgada cuadrada y una producción de aceite por pozo en el orden de 40,0000 barriles por día.

La perforación de la etapa de yacimiento fue difícil por la combinación de una alta permeabilidad y una presión moderadamente alta.

La explotación del campo fue creciente hasta alcanzar un 56 % de la producción marina y un 42.6 % de la producción nacional de aceite.

Debido a la cuantiosa explotación del yacimiento, la presión de este disminuyo por debajo de la presión de burbuja la cual era de 2,133 metros libras por cuadrada pulgada, se inició la liberación.

En el yacimiento lo que provoco en la formación casquete de gas secundario la perforación cada vez más difícil debido a la necesidad de atravesarlo antes de alcanzar la zona productora de aceite.

Recomendaciones y Conclusiones

El control de un brote se fundamenta en el uso de métodos y equipo, que permiten mantener una presión constante contra la formación. El control está en función de la densidad, gasto, presión de bombeo y la contrapresión impuesta por el estrangulador.

Un yacimiento no necesita contener alta presión para causar un problema serio. Las zonas productoras de gas o aceite con presión normal contienen suficiente presión como para causar un reventón (descontrol).

Hay varios mecanismos para que las altas presiones se desarrollen y todos están relacionados con la presión absoluta del yacimiento. Generalmente estas presiones se deben a:

- La presión hidrostática.
- Presión diferencial.
- Presión de la formación.
- Las leyes del comportamiento de los gases.
- Pérdidas de presión del sistema de circulación.

• Empuje del yacimiento.

Referencias Bibliográficas

http://chapopotli.blogspot.mx/2012/07/sistemas-del-equipo-de-perforacion.html

Unidad de Negocios de Perforación, Manual de Capacitación Well Cap, Unidad de Negocios de Perforación, Edición 2011 2012.

Slumberger, Control de Pozos Preventivos, Procedimiento para mantenimiento del control primario en los pozos.

Will Control Complicaciones.

D.R 2003 Gerencia de Tecnología Subdirección de Perforación y Mantenimiento de Pozos, Estandarización de conexiones superficiales de control (Manual de Referencia).

Instituto Americano del Petróleo Dallas Texas, Manual de Fluidos de Perforación (Procedimiento Estándar para las pruebas de fluidos de Perforación).

Slumberger, Programa de entrenamiento acelerado para supervisores, Los cinco sistemas básicos del equipo de perforación.

Ing Lizeth Arce, Prevención de arremetidas y control de pozos

Chapter 3|Background on the Macondo Well, the Deepwater Horizon, and the Companies Involved

http://www.eoearth.org/files/164401_164500/164432/c21462201_ccr_ch_3_background_on_the_macondo_well.pdf

http://www.oceanfutures.org/news/blog/Derrame-de-petroleo-del-Deepwater-Horizon-5-anos-de-secuelas