

24
290



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

FLUIDOS DE PERFORACION DE BAJA
DENSIDAD PARA POZOS PETROLEROS

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A N :
SALVADOR SEGOVIA MENDOZA
LEON HUMBERTO SOTO AGUILAR



CD. UNIVERSITARIA, D. F.

1993

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



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 está 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.

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

INTRODUCCION

No existen dos fluidos de perforación, terminación y reparación iguales, aún en el caso de que sus componentes sean inicialmente semejantes, su integración puede hacer que se presenten grandes diferencias. Ver fig. 1

En general el fluido más apropiado para un pozo es aquel que es más económico en la perspectiva total de seguridad, costo de operaciones y eventualmente costo de producción. Un bajo costo inicial del lodo puede a la larga resultar más costoso si da resultados problemáticos posteriores en operaciones y en la producción.

El término fluido define la propiedad innata de desplazamiento que tiene estados líquidos y gaseoso, propiedad fundamental que debe predominar, en el fluido de perforación, terminación y reparación, por lo tanto, en el caso de emplear el aire y/o gas, ha sido con el fin de generar sistemas de baja densidad, necesarios para intervenir yacimientos depresionados, que se fracturan al emplear sistemas tradicionales a base de arcillas, agua o aceite estos propician pérdidas de circulación, obstaculizando tanto las operaciones de perforación, terminación y reparación o en su efecto más grave, el abandono del pozo, que incrementa sustancialmente los costos de extracción.

Por lo tanto, este trabajo tiene como finalidad dar a conocer las condiciones de aplicación de estos sistemas, en base a un rastreo bibliográfico y de campo, de acuerdo a sus ventajas y desventajas, para lograr su optimización en su aplicación.

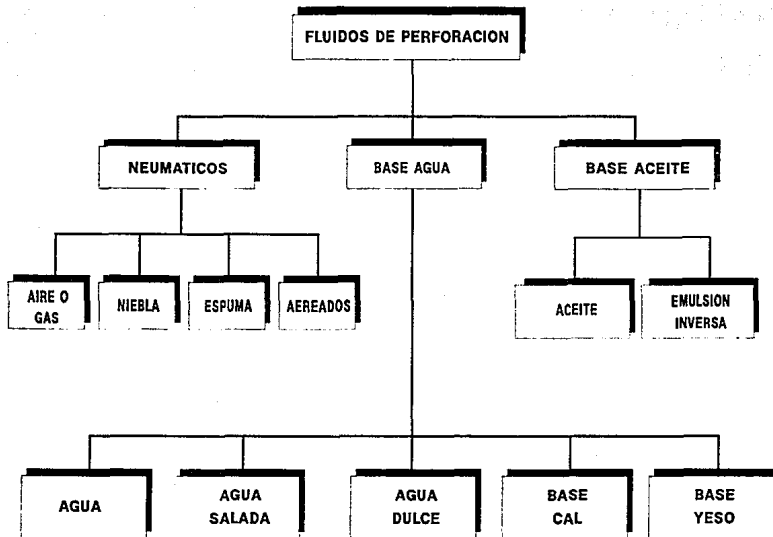


FIG. 1

CAPITULO I

ANTECEDENTES

ANTECEDENTES

El sistema de perforación con fluidos de baja densidad se empezó a utilizar a mediados de los años 50's, para perforar yacimientos compactos y fracturados.

Los fluidos de baja densidad en primer término usados fueron: el aire y el gas, conforme se complicaba la perforación, terminación o la reperfusión, mejoraron éstos fluidos, dando lugar a las espumas y a los sistemas aereados.

El empleo de los fluidos de baja densidad, se ha llevado a la práctica en escala amplia en Labrador Canadá, California, Utah, Oregón, Wyoming, Colorado, Nuevo México, Centro y Noreste de Texas, no se han aplicado en México.

Las ventajas que se han presentado, es el incremento de la velocidad de perforación, la eliminación de pérdidas de circulación y reducción al daño de las formaciones perforadas.

La consideración para el uso de estos fluidos es su capacidad en ejecutar las funciones necesarias para remover, suspender, lubricar y enfriar la barrena y la sarta de perforación.

En México se efectuó un ensayo con éxito usando aire en lugar de lodo de perforación (base agua), esto tuvo lugar en el pozo Xonocostle, localizado a corta distancia de la ciudad de San Luis Potosí.

Las ventajas, según se confirmó en el pozo Xonocostle fueron muy notables, destacandose entre ellas las siguientes:

- a) Reducción de los tiempos efectivos de perforación de cinco a diez veces con relación a los pozos perforados con lodo convencional.
- b) Ahorro en los materiales químicos que se usan para preparar el lodo.
- c) Mas duración efectiva de las barrenas.

También Petroleos Mexicanos a hecho uso de espumas en la Zona Sur como prueba para desarenar siete pozos.

Los pozos tenían instalación artificial, tres estaban fuera de operación y los restantes, estaban en producción.

Los pozos eran El Plan 84-A, El Plan 15, Magallanes 245, Magallanes N-4a, Magallanes 166-T, Magallanes 89 y Magallanes 95-D.

Los pozos El Plan 84-A, Magallanes 166-T, Magallanes 89, Magallanes 95-D, tuvieron resultados de intervención positivos, mientras que en el pozo El Plan 15, se averió la bomba triplex Mc Farland, suspendiéndose la operación con espuma, efectuando operación con agua, el pozo Magallanes 245, por

limitaciones del equipo se suspendió la intervención con espuma efectuando operación con agua, en el pozo Magallanes N-4a se presentaron fallas mecánicas y se cambió el equipo generador de espuma al siguiente pozo.

Las ventajas que se observaron con el uso de espumas en comparación con el fluido de uso convencional fueron:

- a) No se tuvo pérdida de circulación, por lo tanto, no se dañó la formación teniendo así una productividad mejor en el pozo.

- b) La velocidad de limpieza en los pozos desde el inicio de circulación de la espuma hasta completar el desarenamiento resultó de 29m/hr. Los fluidos de limpieza convencionales requieren el doble de tiempo.

CAPITULO II

DEFINICION, FUNCION Y PROPIEDADES

DEFINICION, FUNCION Y PROPIEDADES

Un fluido de perforación de baja densidad, es un sistema usado en la perforación rotatoria con una densidad menor de 1 gr/cc, medida a condiciones estandar.

Sus funciones específicas del fluido de perforación, terminación y reparación de baja densidad son:

- a) Remover y transportar recortes, partículas de arena hule y metal, estos últimos debido al desgaste de empaques y equipo.
- b) Enfriar y lubricar la sarta de perforación.
- c) Control de la presión de formación.

TRANSPORTE Y ACARREO

Para el caso del aire o gas, el transporte y remoción de partículas se realiza por medio de la fuerza de levantamiento de dichos fluidos que es proporcional a su densidad y al cuadrado de su velocidad anular. Así, al aumentar la densidad con la profundidad y el peso de los sólidos, la presión y el volumen deberá aumentarse también en la superficie para lograr mantener la velocidad del espacio anular requerida.

Por estudios que se han hecho y por prácticas de campo, se ha llegado a la conclusión de que una velocidad en el espacio anular de 3,000 pies/min (914.4 m/min), es la adecuada en los casos normales.

El factor más importante a considerar en una operación de perforación con aire o gas, es el volumen de aire necesario para perforar eficientemente.

Cuando se emplea la espuma que es aire disperso en agua, la cual se genera por la adición de un tensoactivo conocido como espumante (o sea un jabón o detergente en agua). Se trabaja con el mismo principio que el aire y/o gas para limpiar y levantar recortes, además de que la fuerza de levantamiento se refuerza por la viscosidad que genera la espuma.

Por estudios realizados y prácticas de campo se ha llegado a la conclusión que una velocidad de 200 pies/min (61 m/min), en el espacio anular, es la adecuada.

Para este sistema se requiere un mayor volumen de aire y mayor potencia que en la perforación con aire y/o gas.

Con los lodos aerados el acarreamiento limpieza se realiza de forma semejante que en los lodos bentoníticos, aprovechando sus propiedades tixotrópicas, la diferencia es que a los lodos bentoníticos se les inyecta una corriente de aire para bajar su densidad, el problema que han presentado estos sistemas es evitar la separación de fases a temperaturas mayores de 100°C.

ENFRIAR Y LUBRICAR LA SARTA DE PERFORACION

Con el aire, gas y las espumas, al estar perforando normalmente, la temperatura sufre una caída al estar circulando, debido a la reducción del diámetro y expansión que sufre precisamente al atravesar la barrena.

La explicación a este fenómeno, se tiene considerando al fluido que se está usando como gas perfecto, de acuerdo a la ley general de los gases perfectos:

$$PV/T = P'V'/T' = K \text{ (Ley general de los gases perfectos)}$$

Como el volumen de circulación es el mismo dentro y fuera de la tubería de perforación, tenemos:

$$V = V' \text{ por lo tanto } P/T = P'/T' \text{ (Gay Lussac)}$$

Como tenemos que: $P > P'$, debemos tener también que $T > T'$, para que conserve la igualdad.

P = Presión interior en el fondo de la tubería de perforación.

T = Temperatura del fluido en el fondo de la tubería de perforación.

V = Unidad de volumen.

P' = Presión en el fondo, (espacio anular).

T' = Temperatura del fluido en el fondo (espacio anular).

De este análisis se concluye que la temperatura en el espacio anular un instante después de salir de la barrena baja, dependiendo de las variables que le afectan, presión y diámetro utilizados.

Para todos aereados el calor que se genera en la barrena y en la tubería de perforación al contacto con las formaciones, es disipado por la circulación del fluido y por los reductores de fricción que se le agrega en el fluido cuando se trabaja a elevadas revoluciones.

El inconveniente del uso del aire y/o gas, es la erosión de las paredes y a las altas fricciones ocasionadas por los choques de las partículas, debido a que se maneja gran turbulencia, por lo tanto, en el caso específico del aire y/o gas, espumas y los dos aereados se puede controlar la turbulencia sin embargo, es recomendable que el aire y/o gas se emplee en formaciones duras, de los que forman el grupo de las areniscas, calizas, dolomías y margas.

Cabe mencionar que este tipo de sistemas, se emplea para controlar formaciones que presentan bajos gradientes de fractura donde se requieren densidades que pueden ir desde 0.8 hasta 0.5 gr/cc.

CONTROL DE LAS PRESIONES DE FORMACION

Del diseño y control correcto de esta propiedad se evitarán problemas de brotes y fracturamientos de la formación, ya que se puede tener una presión hidrostática más baja o más alta a causa de los fluidos usados, del cuidado en el cálculo de la presión de formación es fundamental, por lo que es necesario tener datos correctos de registros eléctricos, para una conversión a gradientes de presión mediante el empleo de las ecuaciones que lo permiten como son: la ec. de Ben A. Eaton, Hubbert y Willis, Mattes y Kelly, Eaton.

Ec. de Ben A. Eaton

$$P/D = S/D - (S/D - (P/D)) \times (R_o/R_n)E^{1.2}$$

P/D = Gradiente de presión de formación, lb/pg /pie

S/D = Gradiente de sobrecarga, lb/pgE²/pie (fig. No. 2)

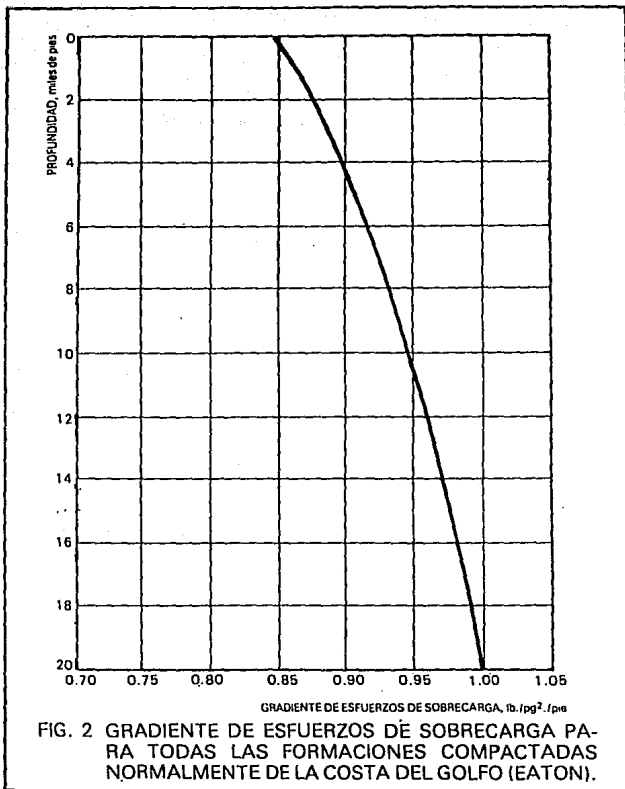
(P/D) = Gradiente de presión normal, lb/pgE²/pie

para la costa de golfo de Lousiana 0.465

para la costa del golfo de Texas 0.433

R_n = Resistividad de la lutita, ohm-m

R_o = Resistividad de la lutita del registro del pozo ohm-m.



PROPIEDADES

- 1. Rítmo de perforación más rápido**
- 2. Mayor vida de la barrena.**
- 3. Daño mínimo a la zona productora.**
- 4. Prueba de formación continua.**
- 5. Minimización de pérdida de circulación en formaciones altamente fracturadas.**

Rítmo de perforación más rápido

La explicación de que se obtiene un mayor avance de perforación utilizando fluidos neumáticos que convencionales, se deben a las siguientes causas:

- a) Analizando la barrena al estar perforando, se ha encontrado que al aplicarse la carga de compresión por la barrena dinámicamente, al estar girando el diente correspondiente toca a la formación ésta es comprimida y se contrae por su elasticidad llegando a la fatiga de ruptura, al aumentar la carga (peso sobre la barrena) a medida que va girando la barrena, el recorte que genera el diente se elimina más rápidamente de la barrena, que con un sistema tradicional debido a la menor densidad y mayor compresibilidad de los fluidos neumáticos comparada con el agua y el aceite.

- b) La otra causa es una consecuencia de la primera, al separarse los recortes más violentamente de la superficie de corte, son incorporados a la corriente de flujo circulante que golpea fuertemente a ésta, evitando que sean remolidos, si no todos gran cantidad de recortes, aunque posteriormente debido a una posible deficiencia en los gastos de circulación o que estos mismos recortes son demasiado grandes parte de ellos caen al fondo y nuevamente son remolidos, pero es una pequeña cantidad de modo que permite un avance mayor en el caso de aire y/o gas atribuyendo así el mayor avance.

Mayor vida de la barrena

Hay varios factores que influyen en el aumento de la vida útil de una barrena, perforando con fluido neumático.

1. Un buen enfriamiento obtenido con la circulación del fluido.
2. El desgaste por abrasión sobre la barrena por el fluido en circulación, es menor.
3. La barrena trabaja con menores esfuerzos.

El enfriamiento de un fluido neumático es mejor, debido a la caída de temperatura que sufre éste al estar circulando normalmente por la reducción de diámetro y expansión que sufre precisamente al atravesar la barrena.

Un pequeño análisis se vió anteriormente en este capítulo.

DESGASTE POR ABRASION SOBRE LA BARRENA

El aire no es recirculado al pozo. En todo el trayecto del interior de la tubería de perforación, el desgaste de ésta es por fricción de las partículas de aire con sus paredes, hasta la parte superior de los conos de la barrena sobre los que "golpea" con mayor fuerza porque ha sido acelerado al pasar por los orificios de esta, limpiando los recortes y polvo.

En el caso de lodo, este es bombeado por el interior de la tubería con un porcentaje de arena determinado, que varía desde cuando se usa agua pura, hasta lodos que por sus propiedades contienen altos porcentajes de arena, si las zonas son muy arenosas y las velocidades de perforación altas, aún teniendo presas de asentamiento, desarenadores y un tratamiento continuo sobre el lodo, se recirculará el lodo con un porcentaje de arena, y como ésta forma parte de la corriente desde que se bombea, causará más daño sobre la barrena comparado con el caso del aire, gas, espumas y en menor porcentaje el lodo aereado, asimismo, causará un desgaste en todo el circuito de lodo.

TRABAJO DE BARRENA CON MENOR ESFUERZO

Se ha encontrado experimentalmente que se necesita aplicar aproximadamente a la barrena para perforar con fluidos neumáticos, la mitad del peso aplicado normalmente al mismo estrato en el caso de perforación convencional.

Mínimo daño a la zona productora

En la perforación convencional de un pozo en zonas de baja presión, especialmente, es de gran importancia el control del filtrado del lodo, propiedad que significa una mayor o menor dificultad en la recuperación de hidrocarburos.

La magnitud y naturaleza del filtrado, afecta la permeabilidad en la zona inmediata al pozo que es la crítica para el escurrimiento, reduciéndola en tal forma que puede permitir, desde un escurrimiento de los hidrocarburos en ella, hasta una tendencia creciente de impedirlo.

Desde el punto de vista de la pérdida de energía del yacimiento es obvio que, al escurrir los hidrocarburos a mayor resistencia presentada por la roca almacenadora a este escurrimiento, sería mayor la pérdida de energía. De lo anterior se deduce que si el estrato productor se perfora usando como medio de circulación el aire, gas y espumas, el filtrado es nulo y la permeabilidad en la zona de la vecindad del pozo no será afectada, sino que seguirá siendo la misma.

Prueba de formación continua

En casos de pozos de baja presión, la posibilidad de pasar inadvertida una manifestación de hidrocarburos por pequeña que sea, es nula, en caso de altas manifestaciones, deberán tomarse las precauciones necesarias para evitar un accidente que puede ser del tipo de descontrol, incendio subterráneo o explosión en la superficie.

Para hacer una prueba de formación, es necesario efectuar las siguientes operaciones:

1. Suspender la circulación.
2. Cerrar preventor.
3. Se instala un manómetro y un estrangulador en la parte del cabezal de tubería y hacer fluir el gas por el espacio anular a través del estrangulador, pudiéndose medir la cantidad de éste que se tiene. Tan pronto se desee suspender esta prueba, se abre el preventor y pueden darse los pasos preliminares para la terminación del pozo o continuar perforando, dependiendo de los resultados obtenidos.

Como se puede observar, para el caso de la perforación convencional, esta prueba sería imposible, sin "hacer un viaje redondo" con empacador.

Se tiene la certeza si la prueba es de resultados negativos, que el estrato no es productor, porque en este caso no influye para nada el daño que pueda causar la invasión del filtrado de lodo en la formación, por usarse aire, gas y espumas como fluido circulante.

Minimización de la pérdida de circulación en formaciones altamente fracturadas.

Perforando convencionalmente, las pérdidas de circulación en áreas altamente fracturadas, significa un porcentaje elevado en los costos operacionales, hay casos en que puede hacerse exageradamente costosa una perforación de éste tipo, por los problemas que engendran. Estas pérdidas de circulación pueden presentarse debido a:

1. Fracturas producidas, por las presiones que se presentan en el pozo, las cuales son difíciles de controlar, debido a que tienden a agrandarse una vez que ya están formadas.
2. Fracturas naturales, las cuales al ser perforadas, tienden a llenarse por el todo de perforación, y si estas son de gran magnitud es difícil lograrlo, o por lo menos anti-económico.

En el sistema de perforación con lodo neumático, el problema de las "fracturas producidas", se pueden considerar que no se presenta, por las presiones de operación notablemente más bajas que en el caso del sistema convencional. Las fracturas naturales, en la mayoría de los casos permiten la perforación sin circulación de lodo neumático a la superficie.

CAPITULO III

PARAMETROS QUE DEFINEN SU COMPORTAMIENTO Y CONTROL EN EL LABORATORIO Y CAMPO

Los parámetros están en función de las características de la formación en la zona de estudio.

Para poder realizar una planeación óptima de los parámetros que definen el comportamiento y el control, ya sea en el laboratorio o en el campo, de los sistemas neumáticos, se deberá contar con una amplia información de las características del área en donde se va a operar. Dicha información deberá ser geológica correlacionada con información de pozos ya existentes.

En el caso de un pozo de exploración, la información geológica debe ser lo más confiable posible.

Los puntos principales que deberá contener la información de las características del área serán:

- 1) Zonas de flujo de fluidos**
- 2) Zonas de derrumbes**
- 3) Formaciones a perforar**
- 4) Correlaciones con pozos vecinos**

La más grave restricción, en el aire y gas como fluido de perforación es su incapacidad para el control del encuentro de presiones subsuperficiales.

Cuando una zona permeable es perforada, el fluido contenido entra rápidamente a la boca del pozo e interfiere con la circulación normal. La entrada de agua es el problema más común y este traslado puede requerir prohibir la circulación de gastos de aire y gas. Pequeñas cantidades de agua de formación de baja permeabilidad, que circulando no elimina el problema y esto causa recortes y en general un agujero pegajoso (un estado chicloso), en el cual puede resultar pegaduras o atascamientos de tubería.

Algunas autoridades consideran mas este problema que a grandes volúmenes de agua. Muchos trabajos se están iniciando en el desarrollo de materiales y técnicas para un efectivo sellado en el encuentro con agua de formación. Tales métodos tendran que ser rápidos, seguros y ser llevados a cabo con un mínimo de equipo especial en orden para ser económicamente factible. Reed reportó que un flujo de 50 bl/hr ha sido manejado en Texas PanHandle por el uso de agentes espumantes, esta técnica abraza considerables promesas; el costo por el uso del espumante, es sin embargo, balanceado por el incremento en la velocidad de penetración.

Para objetivos de perforación con fluidos neumáticos, es necesario conocer las características de la formación, tales como:

- 1) Tipos de rocas
- 2) Tendencia de algunas arcillas a hincharse
- 3) Fluido contenido y presión intersticial
- 4) Permeabilidad
- 5) Porosidad
- 6) Temperatura

Las rocas pueden ser clasificadas en tres tipos generales llamados:

- 1) Rocas suaves, arcilla y lutita suave, no consolidadas a moderadamente arenas cementadas.
- 2) Rocas medidas, algunas lutitas, calizas y dolomitas porosas, arenas consolidadas y yeso.
- 3) Rocas duras, dolomitas y calizas densas, arenas altamente cementadas y lítica.

Las rocas suaves pueden ser perforadas por la acción de escarpación de recortes de la fricción de la barrena, o por la combinación de la acción de moler y escarpar.

Las formaciones duras son perforadas principalmente por la compresión de penetración de los dientes de la barrena. Siendo estas últimas las que reúnen mejores características para perforación con lodos neumáticos.

FORMACIONES HIDRATABLES

La tendencia a hincharse de una formación, es principalmente dependiente de la composición del mineral. En particular la montmorlonita y lutitas desahables, forman una mezcla pastosa pegajosa con agua, la cual se asienta encajada entre los dientes de la barrena y rodea los conos y la entrada de la barrena. Estos reducen la penetración de dientes y consecuentemente la velocidad de penetración por tanto, es aconsejable usar espumas cuando se presentan este tipo de problemas.

Si la formación fuera lo suficientemente permeable a el fluido de perforación, este no aprecia la presión diferencial que podría existir a través de un elemento delgado, por lo tanto, los efectos de presión podrían ser minimizados.

Una roca completamente saturada con fluidos incomprensibles (agua y aceite) podrían ser menos sensibles a efectos de presión en el agujero perforado que uno que contiene gas.

El efecto de temperatura sobre las propiedades de las rocas no es generalmente considerada. Sin embargo, la rotura o falla se asienta mas plástica a incrementos de temperatura, tales efectos pueden ser interesantes en el futuro, como perforaciones a grandes profundidades.

De la información que se debe tener en cuenta para evitar problemas, durante la perforación es: el intervalo de derrumbes, la presencia de rocas suaves, así como la presencia de las zonas de flujo de fluidos.

En el programa para el éxito de una perforación con fluidos neumáticos, debemos contemplar que la información geológica sea lo más confiable posible.

De la información geológica dicha anteriormente tomaremos para cada caso en particular, las condiciones adecuadas para operar óptimamente.

PERFORACION CON GAS Y/O AIRE

El uso del aire se ha restringido por propiciar agujeros inestables, debido a los atrapamientos de tuberías cuasados por la sedimentación de las partículas sólidas procedentes de la perforación, ya que el aire y/o gas no permite la tixotropía requerida para su suspensión.

El fracaso en la perforación con aire y/o gas, se ha debido en algunos casos a los volúmenes insuficientes de estos para remover y acarrear partículas procedentes del fondo del pozo, debido a los acelerados ritmos de penetración, lo cual se hace más notable al profundizar el pozo.

En el caso de no tener la capacidad de compresoras, los requerimientos de aire se pueden disminuir reduciendo el espacio anular del pozo. Un espacio anular más pequeño da una mayor velocidad a un ritmo de inyección dado.

Por estudios que han hecho y por prácticas de campo, se ha llegado a la conclusión de que una velocidad en el espacio anular de 3000 pies/min., es la adecuada en los casos normales.

La perforación con aire, comparada con la perforación convencional (base agua y/o aceite), puede presentar pocos problemas, los cuales se corrigen fácilmente:

- 1) Se sabe fácilmente si se está utilizando suficiente aire, si después de parar la perforación el tiempo para limpiar el pozo no deberá exceder en mucho a "un minuto" por cada 1000 pies de profundidad, para lo cual se debe disponer de aire suficiente.
- 2) Ocasionalmente, una formación tiene suficiente agua para humedecer el pozo y detener el empolvamiento, pero no la suficiente agua para aparecer en la línea de descarga.

En estos casos la perforación se puede continuar, pero debe tenerse mucho cuidado porque las partículas se pueden estar apelmazando y creando un anillo en el pozo, esto se evita moviendo la sarta de perforación hacia arriba y hacia abajo.

- 3) Si el pozo no se seca y el problema persiste, puede agregarse un detergente líquido sin diluir a la columna de perforación, en el momento que se conectó un nuevo tubo. Esto minimiza el apelmazamiento y la formación de anillos de lodo.
- 4) Los tubos atorados no son grave problema durante la perforación con aire y/o gas. Si el tubo llega a atorarse, la razón suele ser anillos de lodo, desplomes en el pozo, sin embargo, en perforación con aire debe tenerse mucho cuidado al librar el tubo de manera que éste no caiga, porque no hay fluido en el pozo que detenga o aminore el impacto al caer la sarta de perforación al fondo.
- 5) Desplomes que se atorán contra la barrena y lastrabarrenas no causarán problemas de pesca si se manejan apropiadamente. Mientras circula aire alrededor de la columna de perforación y ésta no sea jalada bruscamente, la columna se liberará rápidamente. Si la causa del tubo atorado parece ser arena, se puede limpiar el pozo inyectando un espumante diluido en un poco de agua.
Además se evitarán problemas serios teniendo una buena supervisión, control, etc., del equipo.

Una de las aplicaciones afortunadas de perforación de aire y gas esta en San Juan Basin, Nuevo México. Esta es una área productora de gas en la cual la sección productora consiste de aproximadamente 245 metros de alternación de lutitas y arenas encontradas a profundidades de 1200 a 1500 metros.

Las arcillas contenidas sensitivas al agua, baja permeabilidad de matriz y un sistema de fractura natural todo contribuye a problemas de perforación y terminación.

Las ventajas de la perforación con gas sobre otras técnicas en esta área está ilustrada en la tabla III.1. Otro beneficio mayor es la gran productividad del pozo llevada por la disminución del daño a la permeabilidad. En el futuro un incentivo económico en la perforación con gas, es el suministro de éste por pozos productores adyacentes, con lo cual se elimina la necesidad de compresoras.

Sin embargo, los resultados de estas operaciones no siempre son favorables.

En resumen, el aire y gas son fluidos de perforación satisfactorios en áreas donde formaciones delesnables, altas presiones y la producción de agua no son problemas insuperables.

TABLA III.1

Comparación de métodos de perforación por la sección Mesa Verde San Juan Basin.

METODO DE PERFORACION	TIEMPO REQUERIDO	BARRENAS USADAS	OBSERVACION
Rotatorio. convencional	10-20 días	8-10	daño severo a la formación.
Trabajo con cable	5-8 semanas	- -	Continuos trabajos de pesca y mal gasto de gas.
Rotatorio perforacion c/gas	4 1/2 días	3-4	Alta productividad de pozo

RIESGO DE LA PERFRACION CON AIRE Y/O GAS

El peligro de explosiones y/o incendios es inherente en la perforación de aire y gas, por lo que es necesario tener las siguientes precauciones extras de seguridad.

MEDIDAS DE SEGURIDAD

- A) Deben evitarse el uso de mezclas críticas de aire-gas, ya que son explosivas ver la figura 3.1. Para estos casos la línea de escape se debe colocar a varios cientos de pies (prevalciendo la dirección de la rotación) del equipo de perforación.**
- B) Equipos de seguridad para su uso en el control de chispas producidos por los sistemas de combustión de las máquinas del equipo de perforación, como son extinguidores, ventiladores, etc.**
- C) Disponer de una bomba de lodo y un abasto de lodo debe ser manejado en caso de convenir desear matar el pozo. La figura 3.2 es una locación típica trazada, ilustrando esas precauciones de seguridad.**

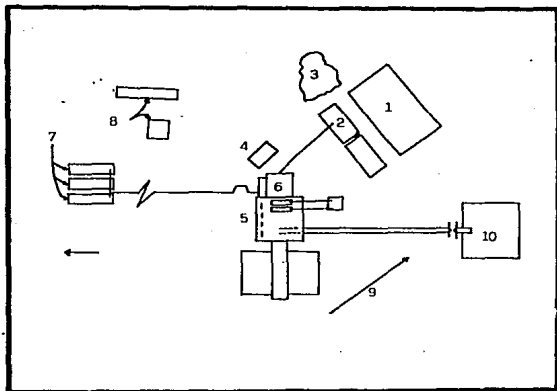
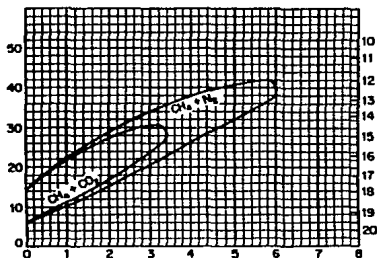


Fig. 3.2 Locación de un sistema de perforación con aire, según Adams, cortesía de API

- | | |
|----------------------|---------------------------------------|
| 1.- Presa de reserva | 7.- Compresoras |
| 2.- Presas de lodo | 8.- Tanques de combustible |
| 3.- Presa de agua | 9.- Dirección predominante del viento |
| 4.- Casa del lodo | 10.- Presa de recortes |
| 5.- Motor | |
| 6.- Bomba de lodo | |

Limite, porcentaje de inflamabilidad del gas disuolto



Porcentaje de oxígeno en la mezcla

Relación: $\frac{\text{Gas inerte}}{\text{Gas inflamable}}$

Fig. 3.1. Limite de inflamabilidad del metano cuando se mezcla con diferentes porciones de aire, nitrógeno y óxido de carbono, según Nicolson, cortesía de Petroleum Engineer.

PRECAUCIONES QUE SE DEBEN TOMAR CUANDO SE PERFORA CON FLUIDO NEUMATICO

La ausencia de una columna de lodo en el pozo, y la posibilidad constante de mezclas flamables de aire y gas, enfatiza la atención a un número de factores que deben considerarse.

A continuación hay una lista de algunos de los factores más significativos en relación al aire y/o gas en la perforación. Su aplicación en cualquier pozo es cuestión de las condiciones individuales del pozo y de los requerimientos del operador. Estos factores podrán variar según el área y puede añadirse o cambiarlos.

1. Todos los escapes del motor deberán estar soldados para asegurar un sistema cerrado.
2. Los cabezales del pozo, preventores y el sótano, deben estar iluminados con reflectores colocados a una distancia adecuada para proporcionar una iluminación suficiente.
3. Mantener las uniones de las herramientas y el kelly bien lubricados. Mantenga todos los clutch bien ajustados.
4. La subestructura no debe estar encerrada, o en caso necesario debe ventilarse adecuadamente para asegurar que no se acumule gas.
5. Deberá haber suficiente equipo contra incendios a la mano.
6. Se deben instalar señales de precaución, especiales.

7. La válvula maestra del hydril es para uso de emergencia, para asegurar la operación. No debe cerrarse mas de lo necesario en un pozo abierto.
8. Todos los preventores y las válvulas deben tener extensiones instaladas para permitir el cierre manual desde afuera de la subestructura.
9. El preventor debe estar a una distancia segura de la plataforma.
10. Las compresoras deben inspeccionarse y estar equipadas con todos los factores de seguridad que sean necesarios.
11. Un programa educativo, rutina de seguridad y lista de inspección deben establecerse para que la conozca todo el personal de perforación.
12. Como se va a trabajar con altas fricciones es recomendable utilizar reductores de fricción.
13. Evitar su aplicación en temperaturas mayores a 150°C, ya que genera un sistema de pistoneo operacional.

PERFORACION CON ROCIO

Cuando se emplea el rocío que es agua dispersa en aire, es por que en la formación se produce tanta agua que no puede ser secado por la sola corriente de aire, para lo cual se inyecta un espumante en forma líquida en la corriente de aire, a esta acción se le conoce como perforación con rocío.

Alrededor de 30 a 40% más aire, es necesario para la perforación con rocío que para la perforación con aire y/o gas debido a dos causas:

1. La columna del espacio anular es más pesada, debido al peso del agua que se levanta.
2. Por la humedad las partículas se pegan a otras, haciendo necesario mas aire para levantar la masa.

Aunque las presiones de inyección de 200 lb/pulgE2 (14.08 Kg/cmE2), generalmente son suficientes para la perforación con aire y gas, se necesitan presiones de 355 lb/pulgE2 (24 Kg/cmE2) o más para la perforación con rocío.

Se necesita una capacidad de las compresoras de aire de 200 a 1000 lb/pulgE2 (14.08 a 70.42 Kg/cmE2), especialmente cuando se manejan grandes cantidades de agua.

La corrosión del tubo de perforación es un problema que siempre está presente cuando se encuentra agua durante la perforación, aunque la saturación con agua caliza protege adecuadamente contra la oxidación, es difícil prever la corrosión asociada con el bióxido de carbono, etc.. Por esto, es recomendable usar un inhibidor de tipo amina que crea una película y se une con el agua caliza.

Ya que pocas áreas tienen largas secciones de pozos que estén completamente secos durante toda la perforación, es necesario conocer los problemas asociados con el agua y la perforación con rocío. Estar preparados para controlarlos, es nuestro objetivo.

1. El 75% de los problemas en una perforación con rocío se deben a la capacidad del equipo en el manejo del aire disponible. Mientras que en cálculo da el aumento necesario en el aire como del 30% más que en la perforación con gas, los requerimientos de aire pueden llegar a exceder éste volumen.
2. Cuando el tubo de perforación se atora en un pozo humedo, la razón mas frecuente es que el pozo no fué limpiado cuando se hizo una conexión de un nuevo tubo. Las partículas que no fueron retiradas se regresan a atorar el tubo de perforación, mientras que limpiar un pozo de perforación con gas es importante en la perforación con rocío es imperactivo hacerlo.

Quando el rocío sea lodoso o cuando empiecen a ocurrir desplomes es eminente el ampliamiento. Al ampliarse el pozo se cae la velocidad del espacio anular y la espuma de aire deja levantar las partículas eficientemente.

Quando se encuentra agua en el pozo, deben contemplarse las siguientes medidas:

1. Tratar de mantener al pozo tan seco como sea posible.
2. Incrementar la concentración de los espumantes para dar cuerpo a la espuma y aumentará su capacidad para levantar partículas. Un galón (4 lt) de espumante por barril (159 lt) de agua lograrán una mezcla mas pesada y compacta.
3. Aumentar el ritmo de inyección para incrementar la capacidad para levantar partículas.
4. Siempre deberá inyectar un inhibidor de corrosión cuando se incremente la humedad.
5. Liberar de partículas la espuma antes de hacer una conexión de un tubo de perforación.

Es pertinente mencionar que la perforación con rocío tiene la capacidad de acarrear partículas de tamaño grande, por esto es recomendable en la reparación de pozos donde quedan partículas de hule y metal que hay que remover.

Mientras exista suficiente volumen de aire, la capacidad del pozo para sostener con la presencia de agua es el único factor limitante en el uso de la perforación con rocío.

Este sistema es recomendable cuando se encuentran grandes volúmenes de agua, lo cual no es posible con aire y/o gas.

Se han retirado exitosamente hasta 150 bl/h (23850 lt/h) de agua de un pozo.

PERFORACION CON ESPUMAS

Ref. 6 La explotación continua de los yacimientos petrolíferos causa la declinación de producción y regularmente el abatimiento de presión de los mismos, a tal grado que las intervenciones en los pozos para su reparación o reacondicionamiento, empleado fluidos de control convencionales, resultan algunas veces desventajosas, ya que estos en la mayoría de los casos, generan presiones de fondo mayores a la presión de yacimientos. Cuando esto sucede, los fluidos de control invaden a la formación, dañandola. Este problema originó el estudio sobre el desarrollo de fluidos de baja densidad que pudiesen emplearse satisfactoriamente, en la reparación de pozos en zonas de baja presión.

Se ha encontrado que las espumas estables como fluido de circulación, son excelentes en pozos de baja presión, ya que poseen densidades extremadamente bajas y exhiben un comportamiento de fluidos tipo plástico de bingham con viscosidades de 1 a 14 cp y puntos de cedencia de 0 a 2.5 lb/pieE2.

Las espumas por su baja densidad se emplean primordialmente como fluidos de reparación y terminación y no como fluidos de control del pozo. Su aplicación se efectúa mediante la utilización de equipo adecuado para manejar tubería y herramientas a presiones altas dentro del pozo. Las espumas al ser comprimidas adquieren mayor densidad. De manera que la combinación del efecto de una contrapresión en la cabeza del pozo y el consiguiente incremento de densidad de la espuma, permite generar presiones de fondo equivalentes a las que se obtienen con los fluidos convencionales, Así que, las espumas también se pueden emplear en pozos de alta presión.

CARACTERISTICAS DE LAS ESPUMAS

Las espumas son mezclas compuestas de soluciones espumantes y gases, cuando el gas se incorpora como fase dispersa en la solución espumante líquida, se forma la espuma. La solución espumante a la vez, se integra por un agente tensoactivo (jabón, detergente) en agua o salmuera. El gas puede ser aire, nitrógeno o gas nautral, este último se emplea con mayor frecuencia debido a que en la mayoría de los campos petrolíferos se dispone de dicho gas. El nitrógeno se emplea para mayor seguridad, en trabajos de fracturamiento, y el aire se emplea sólo cuando las espumas en los pozos se manejan a presiones menores de 24.5 Kg/cmE2, a presiones mayores se corre el riesgo de formar mezclas autoinflamables con los fluidos de la formación.

Las características de las espumas dependen de su contenido de gas, a la relación entre volúmen de gas al de espuma se le conoce como calidad de la espuma y se expresa:

$$\text{Calidad} = \frac{\text{Volúmen de gas}}{\text{Volúmen de espuma}}$$

Las espumas aún son estables para una calidad de 0.96 a valores mayores el exceso de gas rompe la espuma formando una niebla cuya fase continua es gas.

Mitchel determinó, mediante pruebas de laboratorio que las espumas estables exhiben un comportamiento de fluido tipo plástico Bingham, con una viscosidad plástica que varía de 1 a 14 cp y puntos de cedencia de 0 a 2.5 lb/pieE2. Estas propiedades y la densidad varían con la calidad de la espuma. Dicha variación se ilustra en la fig. III 3.1.

En la fig. III 3.1 se observa que la viscosidad y punto de cedencia de la espuma aumenta con la calidad y alcanzan un valor máximo para un valor de 0.96. Contrariamente la densidad disminuye al incrementar la calidad de la espuma.

El comportamiento de las espumas bajo diferentes condiciones de presión y gastos de gas y líquido, se muestran en las figs. III.2A y 2B. Es importante observar que las espumas al ser comprimidas adquieren mayor densidad. De manera que combinando el efecto de una contrapresión en la cabeza del pozo y el aumento de densidad en la espuma, es posible generar presiones de fondo equivalentes a las obtenidas con fluidos convencionales.

Las espumas, con mayor viscosidad plástica y punto de cedencia, exhiben mayor poder de suspensión o capacidad de acarreo; considerando que la viscosidad y punto de cedencia de las espumas son función de la calidad, se puede relacionar la capacidad de acarreo con la calidad de la espuma. Esta relación se muestra en la fig. III 3.3, en la que se observa que las espumas poseen una máxima capacidad de acarreo cuando su calidad es de 0.96.

Las espumas con mayor capacidad de acarreo permiten desalojar del pozo con mayor facilidad, las partículas sólidas y fluidos apartados por la formación. El aceite y el gas son atrapados por la espuma al circular en el fondo del pozo, estos fluidos al salir la espuma del pozo son liberados lentamente a la atmósfera conforme rompe la espuma. Si la presión de la espuma a la descarga es alta, se emplea un separador y el gas se envía a un quemador. Las partículas sólidas son llevadas en suspensión en la espuma hasta ser desalojadas del pozo.

El poder de suspensión de las espumas ha sido observado en laboratorio, comprobándose que las espumas poseen alto poder de suspensión. Estas características han permitido su empleo como fluido fracturante. En la fig. III 3.4, se presentan en forma comparativa, las velocidades de asentamiento que adquieren partículas de arena en: espuma estable, agua y fluido fracturante de 500 c.p. En esta figura se observa que las velocidades de asentamiento de la arena en la espuma son menores que en los otros dos fluidos probados.

Las espumas presentan gran resistencia a fluir en medios porosos. En el laboratorio se efectuaron pruebas de pérdida de fluidos de espumas de 0.7 y 0.8 de calidad, en medios porosos saturados con agua, aplicando una presión diferencial de 900 lb/pgE2 durante un tiempo de 15 horas, en dos núcleos, se desplazaron 57 cm^3 y 13 cm^3 de agua de saturación respectivamente. El medio poroso fue arena empacada de 500 md de permeabilidad, 5 cm^3 de volumen poroso.

Esta característica de las espumas contribuye a disminuir el riesgo de dañar a las formaciones, cuando por alguna causa se exceda la presión de formación.

Una espuma se define, como aire disperso en un medio acuoso y la estabilidad de este sistema se rige mediante las leyes que definen la tensoactividad, las cuales controlan el tamaño de la partícula del aire que se dispersa en el agua.

El sistema tiene aplicación especial donde no sean suficientes las técnicas de perforación con aire, o con rocío, debido a razones mecánicas, económicas o de otro tipo.

Para estabilizar la espuma y mantener la burbuja en un mínimo diámetro, se ha venido empleando arcillas hidratables como es la bentonita y la carboximetilcelulosa (CMC), los cuales no operan cuando la espuma se genera en medios oleosos o salados. Se requerirá de materiales a fines a estos medios como son los acrílicos y los vinilos.

Fig. III.1

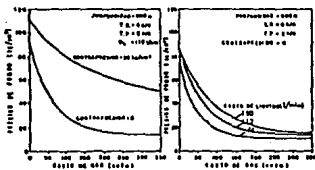
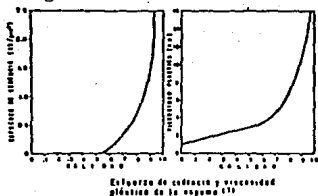
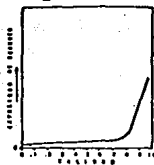


Fig. III.2,A,B

Comportamiento de los especímenes bajo diferentes condiciones de presión y bajo diferentes gastos de gas y de líquido.⁽¹²⁾

Fig. III.3



- Capacidad de soportar de los especim.

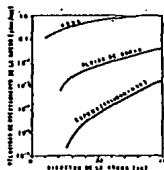
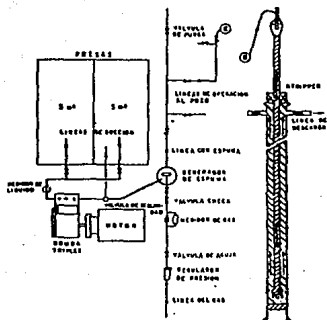


Fig. III.4 - Velocidad de asentamiento de arena en agua, agua y fluido de 500 p.p.m



Equipo para manejar las espumas

Aplicación:

1. Para perforar pozos de diámetro amplio donde los volúmenes de aire harían que no fuese económico perforar con aire.
2. Para perforar formaciones no-consolidadas, ya sea arenas, esquistos o conglomerados. La espuma hecha con la mezcla lodosa correcta tiene excelente capacidad para estabilizar este tipo de formaciones.
3. Para evitar incendios en el pozo, como los que a veces ocurren cuando se perfora con aire en las zonas petrolíferas.
4. Para perforar en zonas de baja presión o formaciones no consolidadas. La espuma sólo pesa de 2 a 4 lb/pie³ (32 a 64 Kg/m³) y aún cuando se le comprima hacia el pozo, ejerce una presión hidrostática mínima y sufre poco o ninguna pérdida de fluidos en la formación.
5. Para perforar esquistos sensibles al agua, que tienden a enfangarse cuando se les perfora con aire o rocío.
6. Para perforar zonas de severas pérdidas de circulación especialmente aquellas formaciones húmedas.
7. Para hacer frente a las situaciones donde no hay suficiente aire disponible, debido a diversas razones económicas, de lejanía, localización, etc.

LODOS AEREADOS

Algunas de las ventajas del aire, como fluido de perforación, es que puede ser combinado con el lodo convencional de perforación para formar un lodo aerado. Las principales ventajas de esta técnica sobre el aire como fluido de perforación directo son las siguientes:

1. La baja presión y/o la baja permeabilidad en zona de agua puede ser perforada sin peligro de atascamiento de la tubería.
2. Gran seguridad: El pronto refuerzo paulatino del peso es obtenido prontamente por el corte de inyección del aire. Las explosiones y/o posibles incendios son minimizados por el agua en la mezcla.

Una típica ilustración para este método es presentado en la fig. III 4.1. El aire inyectado en el sistema entre la bomba de lodo y el depósito regulador.

La relación aire-lodo puede ser controlada por un incremento o reducción de potencia de cada fluido.

Tal sistema es altamente versátil y ofrece considerables promesas en algunas áreas.

Todo el aire y todo el lodo o algunas mezclas entre ellos pueden obtenerse.

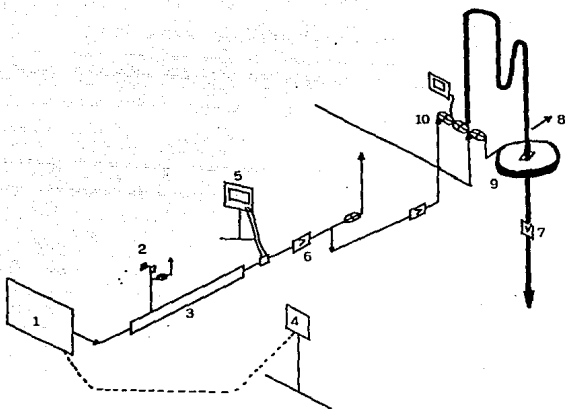


Fig. III.4.1 Sistema de lodos aerados. Según Bobo, Ormsby y Houch, cortesía de Oiland Gas Journal.

- | | |
|--|--|
| 1.- Compresor de 220 HP | 6.- Pistón tipo válvula check |
| 2.- Válvula de seguridad | 7.- Válvula check |
| 3.- Tanque de 20 piez cúbicos | 8.- Línea de descarga a la presa de lodo |
| 4.- Máquina de control de instrumentos | 9.- Mesa rotatoria |
| 5.- Medidor de orificio | 10.- Válvula de aire de piso |

Se tiene más fácilmente el desaereado en las barrenas, debido a la baja cantidad de sólidos y a su baja viscosidad, que lo hacen mejor a el fluido convencional.

Se deben evitar las espumas y emulsificaciones por su alta compresibilidad de tales mezclas en la bomba de lodos, ya que la operación se hace muy ineficiente.

La corrosión de la sarta de perforación puede ser controlado usando agua de cal saturada en el fluido de perforación.

La cantidad de aire requerida para el lodo aereado de perforación es dependiente principalmente de la reducción deseada de la densidad de la mezcla.

DESCRIPCION DE LOS PRINCIPALES CALCULOS

Para aplicar fluidos neumáticos, el factor más importante a considerar en una operación de perforación es el volumen necesario para perforar eficientemente.

Uno de los fines que se persiguen en la perforación con aire y/o gas, o lodo como medio circulante, es alcanzar los promedios de perforación mayores, bajo pleno control, ya que juegan un papel importante en el costo operacional.

En este sistema de perforación con aire y/o gas, alcanzan altos promedios, siempre y cuando se tengan seleccionados gastos adecuados de circulación que den una velocidad mínima necesaria para levantar totalmente todos los recortes.

Esta última parte si no cumple su función especificada causará problemas variados como asentamientos, atorones, cabeceo que traen como consecuencia una pérdida en el tiempo de perforación aumentando los costos y en caso extremo hasta la pérdida del pozo. Por esto mismo, es indispensable tener un criterio para seleccionar los gastos de circulación de aire.

Requerimientos de aire:

El volumen requerido de circulación de una perforación de aire y/o gas se regula por la velocidad anular necesaria para levantar los recortes.

Estas velocidades son tales que siempre existen flujos turbulentos, así la velocidad de resbalamiento de los recortes puede ser definida por la ecuación de Rittinger's o en su defecto por la ecuación de R.R. Angel:

Rittinger's nos dice que

$$V_{ts} = \sqrt{\frac{4 (D_s - D_f) g d_c}{3 D_f C_d}} \quad \dots\dots(1)$$

Donde:

- V_{ts} = Velocidad turbulenta de resbalamiento (máxima caída libre) de una partícula sólida, en pie/seg.
- D_s = Densidad de la partícula, lb/pie³.
- D_f = Densidad del fluido, lb/pie³.
- g = 32.2 pies/seg²
- d_c = Diámetro de la partícula, pie.
- C_d = Coeficiente de fricción de la partícula en estudio, esta es una función esencial de la forma de la partícula a un alto número de Reynolds.

Para nuestros objetivos, D_s - D_f = D_s. Para esferas, C_d = 0.50, por lo tanto la ec.1 queda de la siguiente forma:

$$V_{ts} = 2.67 \frac{(d_c D_s)^{1/2}}{D_f} \text{ para esferas } \dots\dots(2)$$

Donde:

d_c = diámetro de la partícula, μg .

Gray evaluó C_d como 0.85 para granos de arena y 1.40 para partículas planas tales como calizas y lutitas. La densidad de un gas puede ser expresado en términos de la ley de los gases:

$$D_f = \frac{\rho M}{Z R T}$$

Para el aire, $M = 29$, $Z = 1$ en el rango de presiones y temperaturas encontradas comunmente en la perforación de aire y gas, $R = 10.7$ para $p = \text{lb/pgE}^2$ y $T = ^\circ \text{Rankine}$.

Sustituyendo estos valores en la ec. 2 obtenemos:

$$V_{ts} = \frac{1.62 (d_c D_s T)^{1/2}}{p} \dots(3)$$

Ejemplo .1

- (a) ¿Que velocidad de aire será necesaria para hacer flotar una partícula esférica de 3/8 de pg. de diámetro, 2.6 de gravedad específica, 30 lb/pgE2 y 120°F?

Solución

Sustituyendo valores en (3) tenemos

$$V_{ts} = 1.62 \frac{(0.375)(162)(580)}{44.7}^{1/2} = 45 \text{ pie/seg} \\ = 2700 \text{ pie/min}$$

- (b) ¿Cual será la velocidad para un recorte de lutita con la misma densidad?

Solución

Usando $C_d = 1.40$

$$V_{ts} = 45 \frac{(0.50)}{1.40}^{1/2} = 27 \text{ pie/seg} \\ = 1620 \text{ pie/min.}$$

En la práctica, una regla general figura que la velocidad anular es de 2000 a 4000 pies/min, con un promedio de 3000 pies/min. Esta es adecuada para levantar recortes esféricas de 3/8 a 1/2 pg. a presiones y temperaturas bajas.

Aunque la mayoría de los recortes por perforación son bastante pequeños (actualmente del tamaño de las partículas de polvo) cuando alcanzan la superficie, esto no significa que eran pequeñas cuando dejaron el fondo.

La acción debastadora de la sarta de perforación en el agujero seco e impactarse con otros recortes probablemente son ampliamente responsables de la mayoría de ésta pulverización.

Varios métodos para calcular el volumen de aire y/o gas requeridos están en uso. El método desarrollado por R.R. Angel incluye la velocidad de perforación como un parámetro y será presentado aquí.

El volumen requerido se basa en gasto de circulación teniendo en poder de levantamiento equivalente a 3000 pie³ /min de aire estandar.

La tabl 3.5.1 enlista los factores necesarios de las que se obtienen de soluciones calculados de la ecuación básica. El volúmen del aire y/o gas estandar requerido en una instancia dada es:

$$Q_a = Q_o + ND$$

Donde:

- Q_a = Volumen de aire requerido, pie³ /min
- Q_o = Valor incorrecto de la tabla 3.5.1, pie³ /min
- N = Factor de velocidad de perforación tabla 3.5.1
- D = Profundidad del agujero en 1000 de pie

Ejemplo .2

Calcular el gasto requerido de circulación para una perforación con aire. Diámetro del agujero 7 7/8 pg., tubería de perforación 4 1/2 pg., una vel. de 90 pie / h y 12000 pies de profundidad.

Solución

$$Q_a = Q_o + ND = 670 + (98.3) (12) = 1850 \text{ pie}^3/\text{min}$$

Requerimiento de Potencia

La ecuación de potencia de la compresión adiabática de gases es usada comunmente para cálculos de compresión.

$$H_p = \frac{4.36 k P Q}{K-1} \left(\left(\frac{P}{P} \right)^{\frac{K-1}{K}} - 1 \right) \dots 4$$

Donde:

- H_p = Potencia del compresor
- K = Calor específico del gas = 1.4 para aire
1.3 para gas de bajo peso molecular.
- P = Presión de succión en lb/pgE2.
- Q = Volumen de aire medido a condiciones iniciales miles pie / min
- P = Presión de descarga, lb/pgE2.

TABLA 3.5.1

Hole Size (in.)	Pipe OD (in.)	AIRE					GAS, PESO ESPECIFICO 0.6				
		Value of <i>N</i>					Value of <i>N</i>				
		<i>Q</i> ₀ scf/min	Drilling Rate (ft/hr)				<i>Q</i> ₀ scf/min	Drilling Rate (ft/hr)			
	0	30	60	90		0	30	60	90		
17½	6½	4,209	82.2	131	177	221	5,434	66.3	128	186	240
	5½	4,428	79.8	126	171	213	5,716	61.8	119	174	226
	4½	4,588	78.0	123	166	207	5,924	58.0	113	165	213
15	6½	2,905	71.7	112	151	188	3,751	64.2	118	167	214
	5½	3,124	68.7	107	143	178	4,033	58.6	108	154	197
	4½	3,285	66.0	103	137	171	4,241	54.0	100	144	185
12½	6½	1,700	62.3	97.8	130	160	2,194	63.0	112	155	194
	5½	1,918	58.0	89.5	119	146	2,477	56.3	97.7	137	172
	4½	2,079	55.3	83.6	111	138	2,684	50.8	88.2	124	157
11	6½	1,237	60.6	94.5	124	151	1,597	64.5	112	152	188
	5½	1,450	54.8	83.8	110	135	1,880	55.5	95.4	131	163
	4½	1,616	50.8	76.9	101	124	2,087	50.0	84.4	116	146
9½	5½	1,079	53.0	80.3	104	126	1,393	56.4	94.7	128	157
	5	1,163	50.3	75.5	98.7	120	1,502	52.3	87.7	119	147
	4½	1,240	47.8	71.7	93.3	114	1,600	48.8	81.6	111	138
9	5	898	49.1	73.0	94.4	113	1,160	53.0	87.1	116	141
	4½	975	46.1	68.5	88.5	107	1,258	49.0	80.3	108	132
	3½	1,103	41.5	61.0	79.0	95.5	1,424	42.0	68.9	93.1	115
8½	5	827	49.0	72.7	93.2	112	1,068	53.5	87.0	115	140
	4½	903	46.0	67.8	87.3	105	1,166	49.1	80.0	107	130
	3½	1,032	40.8	60.0	77.3	93.7	1,332	41.8	68.3	92	114
7½	4½	670	44.7	65.0	82.7	98.3	865	50.1	78.8	104	125
	3½	798	39.2	56.7	72.5	86.9	1,031	41.6	66.3	87.8	107
	3	876	38.5	55.0	69.8	83.2	873	41.6	65.3	85.5	104
6½	3½	535	37.3	52.8	66.1	78.0	690	41.5	63.8	82.3	99.0
	3	430	37.0	51.5	63.6	74.7	555	42.0	63.1	80.0	94.7
4½	2½	494	32.8	46.0	57.3	67.7	638	37.0	55.1	71.4	85.4
	2½	229	31.6	41.3	49.5	58.5	298	37.0	51.3	62.6	72.2
	2½	271	27.8	37.2	44.8	51.6	350	32.3	45.6	56.3	65.5

Datos para calcular aproximadamente el gasto de circulación requerido para producir una velocidad mínima en el espacio anular, el cual es equivalente en el poder de levantamiento a una velocidad estándar del aire de 3,000 pies/mín.

La presión de descarga en los compresores por supuesto el depósito regulador o presión circulante requerida.

El cálculo de este valor para una columna de flujo compresible es un poco complicado y probablemente no valga la pena en la perforación de aire, debido a lo incierto como a la cantidad de agua que pueda ser encontrada. La figura III.5.1 incluye 3 curvas que ilustran este punto.

La curva 1 es la aproximada a la presión teórica para el aire seco circulante utilizando tubería de 4 1/2 pg. en un 7 7/8 a 9 pg., tomados de un artículo de J. O. Scott. Las curvas 2 y 3 son los equipamientos requeridos basados en la experiencia de la Permian Basin reportado por Smith and Rollins, para condiciones secas y húmedas respectivamente.

La distribución entre las curvas 2 y 3 es un rango incierto que depende de la cantidad de líquidos encontrados. El rango del compresor de 100 a 125 lb/pgE2 son generalmente adecuados para trabajo poco profundo tal como en la superficie.

El número de etapas de compresión el cual se usa está dirigido por la relación de compresión, R / P_1 . Si éste es menor que 5 o 6, una etapa será generalmente suficiente; dos etapas serán usadas si $6 < R_1 / P_1 < 36$. En general, la relación por compresión por etapa es dada como la raíz cuadrada de la relación total de compresión. La mas competa información sobre el tamaño del compresor y selección puede ser establecido en la literatura de manufactura y manuales de ingeniería. La selección de compresor para objetivos de perforación con aire han sido discutidos por Morris y Ramey.

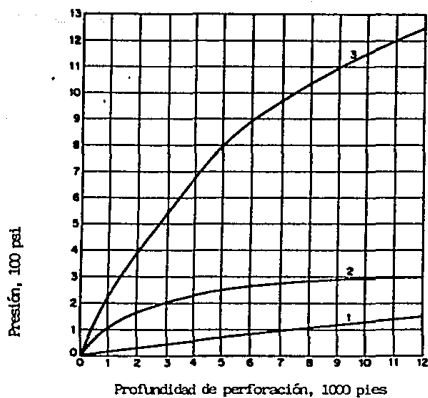


Fig. III.5.1 Requerimientos de presión de circulación aproximada para perforación con aire en agujeros de 7 7/8 - a - 9 pg.

- (1) Curva de aire seco teórica
- (2) Equipamientos requeridos basados en la experiencia-condiciones secas
- (3) Equipamantor requerido para condiciones mojadas

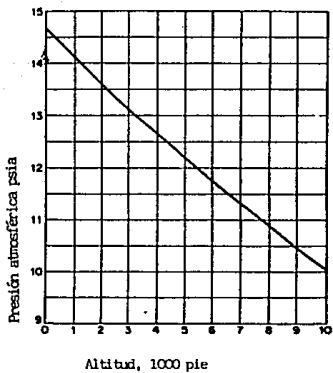


Fig. III.5.2 Presión Atmosférica vs. elevación sobre el nivel del mar.

Ejemplo .3

- (a) Estima la potencia total del compresor con los datos del ejemplo anterior. Según las condiciones de succión de 80°F y una altitud de operación de 3000 pies sobre el nivel del mar.

Solución

El volumen de aire de 1850 pie³/min a 60°F y 14.7 lb/pgE2, corregimos las condiciones de succión actual. De la figura III.5.2, la presión atmosférica de 3000 pies = 13.1 lb/pgE2.

$$\begin{aligned} Q &= 1850 (14.7/13.1) ((460 + 80)) \\ &= 2150 \text{ pie}^3/\text{min} = 2.15 \text{ mil pie}^3/\text{min} \end{aligned}$$

de la figura II.5.1.(2) P = 300 lb/pgE2 suponiendo K = 1.4 para aire, y aplicando la ecuación 4.

$$\begin{aligned} H_p &= \frac{(4.36)(1.4)(2.15)}{(1.4 - 1)} \left(\left(\frac{300}{13.1} \right)^{\frac{1.4}{1.4 - 1}} - 1 \right) \\ &= 625 \end{aligned}$$

- (b) ¿Cuántas etapas serán requeridas para estas condiciones y cual será la relación de compresión por etapa?

Solución

$$R = \frac{P_1}{P_2} = \frac{300}{13.1} = 22.9$$

por tanto serán requeridas dos etapas y

$$R \text{ por etapa} = (22.9)^{\frac{1}{2}} = 4.8$$

Puesto que el requerimiento de potencia es grandemente influenciado por la relación de compresión, puede ser ventajoso en algunos casos al operar altas presiones de circulación, retener la presión en el espacio anular y reciclar previamente circulando aire. La aplicación práctica de esta técnica requerirá un separador de polvo capaz de remover todas las partículas abrasivas del aire a la entrada del compresor.

Una ventaja futura de tal método, si se practica es la prevención de mal gastar el gas natural, la cual atiende la común práctica de descargar a la atmósfera.

Requerimiento para el cálculo de aire para el lodo aireado.

La figura III.5.3 permite rápida y razonablemente estimaciones exactas para hacer realizadas en condiciones normales.

La línea punteada es una solución simple para la cantidad de aire necesitado para aligerar la densidad del lodo de 8.5 a 6lb/gal (1.02 a .7 gr/cm³) a 5800 pies (1768 m) de profundidad y una temperatura promedio de 150 °F.

La presión de circulación requerida al bombear el lodo y por lo tanto el compresor de aire puede ser calculado por el método de Poettmann y Carpenter si es necesario.

Pies cúbicos de aire a 14.7 psia y 60° F por barril de lodo

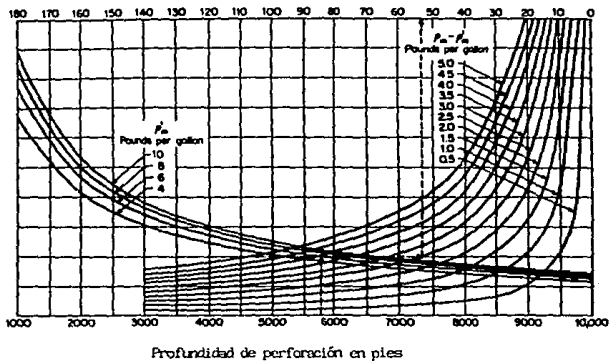


Fig. III.5.3 Estimación de volumen de aire requerido para airear lodo de perforación. Según Poettmann y Bergren, cortesía de World Oil

Temperatura promedio - 150°F

P'_m = densidad deseada aireada, lb/gal

P_m = densidad original del lodo, lb/gal

Modelo matemático para circulación de espumas en pozos petroleros.

Dos estudios de ecuaciones son requeridas para un modelo de circulación de espumas, en pozos petroleros, uno para flujo de espuma corriente abajo en la tubería de producción o tubería de perforación.

Y otra para corriente arriba en el espacio anular afuera de la tubería de producción o tubería de perforación.

Las ecuaciones fueron aplicadas directamente para el resvalamiento y un flujo plástico de Bingham de espuma en tuberías de producción o perforación, por medio de diferentes finitas.

El fluido plástico de Bingham de la espuma en el espacio anular concéntrico fue aproximado por la siguiente ecuación, para velocidad de un fluido plástico de Bingham en hendidura angosta de espesor t :

$$V = \frac{144 Tw}{\mu_0 6} \left[1 - 3/2 (Ty/Tw) + 1/2 (Ty/Tw)^3 \right]$$

$$Tw \geq Ty \quad \dots\dots(1)$$

El espacio anular en los pozos probablemente no son concéntricos, uniformes en la perforación vertical del pozo, una leve desviación de una verdadera vertical causará que la tubería de producción o perforación se recargue sobre la pared, de la T.R. o del agujero.

La siguiente modificación de la ec. 1 es por lo tanto usada para aproximar la velocidad de flujo en el espacio anular.

$$V_f = \frac{144 DH}{12 \mu_o} \left[T_w - 3/2 T_y \right] (AEF)$$

$$T_w \geq 3/2 T_y \quad \dots\dots(2)$$

Donde:

- DH = Diámetro hidráulico del espacio anular
- AEF = Factor de excentricidad anular reportado por Redberger y Charles para flujo laminar de fluidos newtonianos.
- = Vf en el espacio anular excentrico
Vf en el espacio anular concéntrico
- Tw = Esfuerzo de corte en la pared de la tubería, psi.
- Ty = Esfuerzo de corte de cedencia, psi.
- μ_o = Viscosidad de Binham, lbf - seg/pie²

* Ver referencia 5

PRODUCTOS QUIMICOS PARA LA PERFORACION CON FLUIDO NEUMATICO

Actualmente hay cuatro tipos de productos químicos de uso común para la perforación en estudio.

1. **Espumantes.** Cuando se encuentra agua en el subsuelo que se está perforando, es necesario el uso de un dispersante para limpiar la barrena, la columna de perforación y el pozo. Si esto no se hace inmediatamente, la humedad y las partículas formarán un lodo viscoso que se apelmazará, cubrirá las paredes del tubo de perforación, asimismo, formando anillos de lodo. Esto causará que se atasque la columna de perforación y que haya que sondear para encontrar en donde se formaron los anillos de lodo.

Para combatir estos problemas, se inyecta en la corriente del fluido un detergente simple o una mezcla de espumante y agua. En algunas áreas donde la humedad no es crítica, puede manejarse el problema derramando detergente o espumante por el tubo de perforación en el momento de conectar un nuevo tubo de perforación.

El espumante o detergente hace una mezcla homogénea que tiene amplia consistencia para sacar el agua del pozo y las partículas, limpiando así, la barrena y el pozo (esto se llama perforación con espuma).

Las cantidades de espuma y de agua inyectadas o de detergente, varían según el pozo, su tamaño, la formación, disponibilidad de aire y cantidad de agua. Sin embargo, generalmente, de 8 a 10 arriles de agua con 1/4 espumante por un barril de agua, o de 1 a 2 gal de detergente por cada nueva conexión de tubo de perforación que se haga será efectiva.

- 2. Inhibidor de corrosión. Durante la perforación con espumas y aereados, si hay bióxido de carbono u oxígeno el tubo de perforación se corroerá, a menos que esté protegido por una capa química protectora. El sulfato de hidrógeno, también corroerá el tubo de perforación si no está protegido. Deberá agregarse una mezcla protectora con el espumante y/o lodo aereado, constituida por de 1/4 a 1/2 lb/bl de inhibidor y de 2 a 4 lb/bl de cal, con concentraciones mas fuertes si existe sulfato de hidrógeno, o agua salada.**

3. **Secantes.** Un pozo perforado con aire que este humedo puede secarse circulando aire. Sin embargo, puede ser más económico agregar un secante. Los agentes químicos en uso, actualmente son los polvos de silicatos que absorben agua, que requieren un inyector químico seco. Hasta ahora, lo mejor parece ser agregar un cartucho e 20 a 40 lb, al encontrar humedad. Cuando la formación goteé un poco, puede agregarse un tratamiento constante pequeño. Generalmente, los cartuchos son más efectivos.

4. Un lubricante para la perforación con aire es el grafito, este material es lubricante generalmente seleccionado.

Nota: Estos dos últimos productos químicos para la perforación con aire, no se utilizan en nuestro país.

CAPITULO IV

EQUIPO EMPLEADO EN SU APLICACION Y CONTROL

La conversión de un equipo de perforación convencional a una operación de perforación neumática es bastante sencilla.

A continuación se describen brevemente los dispositivos necesarios:

A. Preventor rotatorio

La técnica de control de presiones en la perforación de pozos, se ha desarrollado en gran escala. Se sabe que, la manera más segura de tener bajo control absoluto cualquier presión que se encuentre en el subsuelo, es mantener por medio de un fluido una presión mayor a la del estrato productor. Se han desarrollado y perfeccionado diferentes tipos de preventores, los que en el caso de la perforación convencional, se usan solamente cuando se tienen brotes imprevistos, o sospecha de estos. En el sistema de perforación neumática se usan como un medio rutinario y normal de control de presiones, por lo tanto, es más probable que se pueda tener un pozo fuera de control si se cometen errores en el manejo del equipo, o si no se tiene una constante y adecuada vigilancia sobre este.

Actualmente se dispone de un preventor capaz de obturar el espacio anular que se tiene entre la tubería de perforación y la última tubería de revestimiento cementada, al mismo tiempo permite el movimiento de la tubería de perforación pudiéndose levantar, bajar y girar; el sello es total en cualquier parte de esta tubería, excepto en la barrena, las trabarrenas y escariadores. Ver Fig. IV.2

La unidad de sello de hule sella alrededor de cualquier forma (tubo de perforación). Este empaque gira con la columna de perforación. Esto permite que las partículas de polvo o restos de perforación sean dirigidos hacia el tubo de salida y que sean alejados de la plataforma vía la línea de descarga.

La vida del elemento de hule en el preventor puede extenderse por medio de la lubricación constante del pozo durante la perforación. Esto se hace fácilmente escurriendo agua o jabón líquido o ambas cosas por encima de la parte superior del elemento de hule, después de conectar un nuevo tubo.

B. Compresoras

En la selección de equipo de compresoras de aire, deberá tenerse en cuenta el programa de perforación, diámetros de tuberías, profundidades y especialmente los aculferos que se esperan tener, para fijar la presión de trabajo y volumen necesarios. Estos factores influyen de la siguiente manera:

a) Al fijar la profundidad, debe darse un margen de seguridad para poder continuar ésta si fuera necesario, en caso de que el yacimiento productor no se encontrará a la profundidad prevista y se deseara seguir explorando a mayor profundidad.

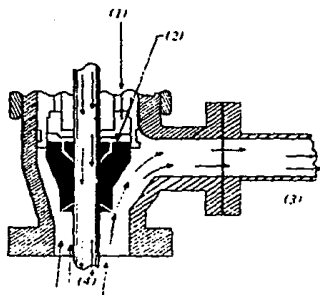


Fig. IV.2 PREVENTOR ROTATORIO

- (1) Sello M6vll
- (2) Gira con el Kelly
- (3) Expulsa Particulas
- (4) Aire por el Kelly

b) **Los diámetros:** Se escogerá el máximo espacio anular, entre el agujero y la tubería de perforación así como la mayor profundidad; puede verse en el cálculo de volúmenes necesarios de aire, que estos influyen notablemente. Conviene hacer el cálculo de gastos necesarios para cada uno de los diámetros de agujeros a diferentes profundidades y seleccionar el mayor como mínimo.

c) **Los problemas de agua y acuíferos** determinan principalmente el rango mínimo de presiones de circulación necesarias

Del estudio aislado de cada uno de estos factores se puede fijar un gasto o capacidad de las compresoras así como la presión de trabajo de éstas y a los datos obtenidos se tiene que agregar un porcentaje de seguridad que variará con el tipo de datos conocidos, especialmente en el caso de problemas de formaciones húmedas y/o acuíferos, así como cualquier desperfecto que pudiera sufrir parte del equipo de compresoras por condiciones especiales de trabajo. Debe de entenderse por formaciones húmedas, aquellos acuíferos localizados en una zona de muy baja permeabilidad que no fluyen pero causan problemas en este tipo de perforación.

Para las actuales perforaciones neumáticas existen compresoras de aire que proporcionan los volúmenes adecuados de aire. La que se utiliza más es una compresora de desplazamiento positivo, de doble acción, recíproca y de dos o tres etapas. Este tipo de compresoras ofrecen una amplia gama de tamaños, capacidades de presión y volumen de aire necesarios para una eficiente perforación.

El número de compresoras depende del volumen de aire necesario para perforar eficientemente el pozo. Generalmente una compresora de las que existen en el mercado, para la perforación en campos petroleros tiene una capacidad de 400 a 1200 pies³/min de aire (11.33 a 34 mE³/seg) y de 300 a 320 lb/pgE² de presión máxima (21.1 a 22.5 kg/cmE²).

Se necesita un impulsor si las presiones de perforación exceden a las capacidades de presión de las compresoras. El impulsor debe ser de un tamaño capaz de manejar todo el volumen de las compresoras que se este usando. El impulsor aumentará la presión de 300 a 1500 lb/pgE², aproximadamente.

C. Unidad de Rocío o Espuma

Esta unidad consiste de una bomba de émbolo triplex de 40 a 50 HP, capaz de proporcionar de 25 a 35 GPM, la bomba triplex toma la succión de un tanque de 12 lb (1.908 mE³).

D. Unidad Química

Esta unidad es una bomba operada con aire, capaz de proporcionar un ritmo de inyección de aproximadamente 10 a 15 GPM es necesaria para la inyección del agente espumoso. La fig. IV.3 muestra como se conectan las compresoras, impulsor, unidad de rocío y unidad química para la perforación con aire.

Válvula maestra: En la figura IV.11 se pueden observar que la colocación de esta válvula está precisamente sobre el cabezal de tuberías. Cumple esto dos funciones principales:

1. Durante la terminación del pozo permite dismantelar las conexiones superficiales, preventores, etc., así como conectar las partes del árbol de válvulas necesarias para ponerlo en producción.
2. Durante la perforación se tiene un control absoluto en caso de descontrol del pozo. Para poder operar esta válvula se requiere no tener tubería suspendida.

E. Control de polvo a la salida del pozo

A la salida del pozo se tiene una línea de descarga, normalmente es de 45.76 a 60.93 m (150 a 200 pies) de longitud, y de 7 a 10 pg de diámetro interior, esta línea conduce a los recortes hechos por la barrena, en forma de polvo, hasta un extremo del sitio del pozo; estos recortes son de un tamaño mucho menor que en el tipo de perforación convencional, generalmente el tamaño de las partículas depende del tipo de formación y profundidad. La línea de descarga debe estar asegurada y soldada. Vea la fig. IV.4 es importante que la línea de descarga no tenga conexiones en ángulo, digamos una conexión que tenga ángulos de 45 a 90 grados con relación a la dirección de su avance de flujo. Cualquier conexión en ángulo en la línea de descarga es peligrosa, porque el polvo se acumula en la parte de conexión en ángulo, el cual provoca

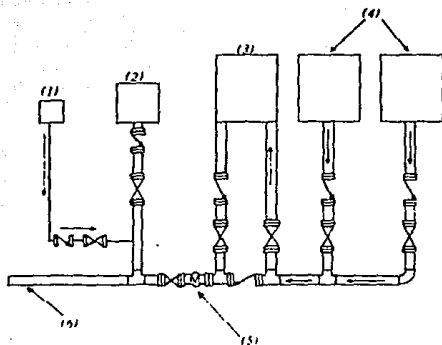


Fig. IV.3 CONEXION DE COMPRESORAS, IMPULSOR, UNIDAD DE ROCIO Y BOMBA QUIMICA

- (1) Bomba Química
- (2) Unidad de Rocio
- (3) Impulsor
- (4) Compresoras
- (5) Medidor de Flujo
- (6) Al tubo Principal

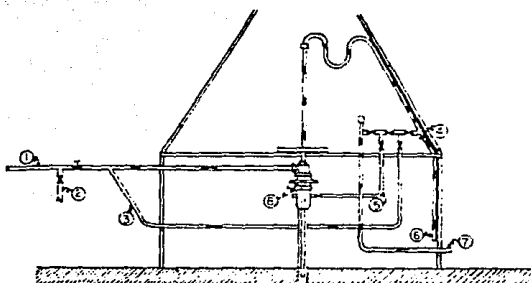


Fig. IV.11

1. Descarga
2. Colector de muestras
3. Línea de descarga de aire
4. Termómetro
5. Línea de circulación inversa
6. Entrada de lodo
7. Entrada de aire
8. Válvula maestra

un incremento de presión. Estos incrementos de presiones ocurren al descargar líquidos del pozo con aire o si se encuentran formaciones húmedas.

Además de ser recta, soldada y bien segura, la línea de descarga tiene seis componentes principales, estos componentes son: boquillas de aire, desempolvador, muestreador de partículas, unidad detectora de gas, conexión para cambiar a perforación con líquido y luz piloto.

BOQUILLAS DE AIRE: Las boquillas de aire son utilizadas para mantener el aire lejos de la plataforma de perforación y del personal de operación durante las coneiones de nuevos tubos de perforación, fig. IV.5 las boquillas son de dos diferentes diseños y tienen diferentes funciones. La boquilla de la línea de descarga al final es la **BOQUILLA PRIMARIA** y se utiliza en viajes redondos (cambios de barrena, etc.), la **BOQUILLA SECUNDARIA**, localizada más cerca de la plataforma se utiliza sólo si la boquilla primaria no funciona adecuadamente debido a la acción cortante del aire. La boquilla secundaria también se utiliza para suspender la presión de aire antes de conectar un nuevo tubo de perforación o hacer cambio de barrena.

Las medidas reales de campo han demostrado que la boquilla primaria debe estar situada a cuatro diámetros de tubo del final de la línea de descarga para mejores resultados. Por ejemplo, si se está usando una línea de descarga de 7 pulgadas de diámetro, la boquilla debe estar colocada a 28 pulgadas del final de la línea. La técnica de la instalación de la boquilla ha dado muy buenos resultados.

DESEMPOLVADOR: Hay diversos medios para el control del polvo, según el lugar.

a) La más simple de las soluciones a este problema es esparcir agua a la salida de la tubería de descarga, esto disminuye grandemente las molestias causadas por el polvo. Este tipo de control, consiste de una línea de agua a la tubería de descarga, se bombea el agua con una reducción de tal manera que salga atomizada. Al unirse a la corriente de aire y polvo, las partículas de éste se humedecen evitando así que se dispersen. Es una solución económica, práctica y hasta cierto punto eficiente.

b) Otro sistema también satisfactorio es el uso de un colector de polvo de tipo CYCLONE, el diagrama esquemático está ilustrado en la fig. IV.6B; consta de una entrada de 8 pulgadas, la cual se induce a formar un tipo de corriente helicoidal en el fondo hay un recipiente en el cual se almacena el polvo descargándose posteriormente, y por la parte superior sale el aire limpio, con una cantidad insignificante de polvo. La corriente de aire con polvo entra al colector, donde hay un cambio de volumen (momentáneo), tomando la corriente forma de espiral, las partículas de polvo por tener una mayor masa son aceleradas y tienden a pegarse a las paredes del cuerpo del embudo, donde por el mismo efecto de la mayor densidad del polvo comparada con la del aire, se acumula parte de este polvo en las paredes resvalando debido a la gravedad, hacia el fondo del embudo donde es colectado, la corriente de aire continúa su curso por la parte superior que esta unida a la línea de descarga.

En áreas remotas el desempolvador se utiliza solo cuando el viento lleva el polvo hacia la plataforma o a las compresoras. En áreas pobladas donde se puede contaminar con polvo, es necesario mantener el desempolvador consante. El desempolvador se construye facilmente y se instala en la línea de descarga. El diseño de la fig. IV.6, puede suprimir el polvo a una velocidad de penetración de más de 100 pies/h (30.48 m/h).

COLECTOR DE MUESTRAS: Con el objeto de tener un muestreo continuo sobre la perforación y poder determinar los estratos que se estan perforando, se necesita una trampa o colector de muestras, ya que directamente en la salida es difícil extraerlos y tienen el inconveniente de no ser representativas, si se toman donde estan cayendo.

Este tipo de muestreo subsituye totalmente y con algunas ventajas, al de canal, usando en perforación convencional por ser muestra original, sin impregnación de agua.

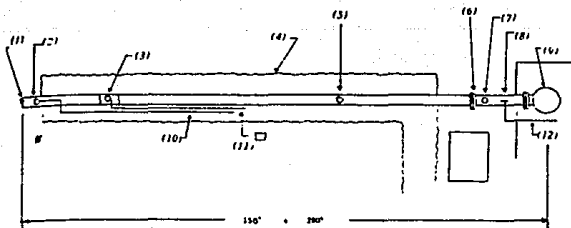


Fig. IV. 4 LINEA DE DESCARGA

- (1) Luz Piloto
- (2) Boquilla Primaria
- (3) Desempolvador
- (4)
- (5) Colector de Muestras
- (6) Conexión para cambiar a Perforación con Fluidos
- (7) Olfateador de Gas
- (8) Boquilla Secundaria
- (9) Preventor Rotatorio
- (10) Línea de Aire de Válvula Múltiple
- (11) Línea de Agua desde la Bomba de Agua
- (12) Línea de Aire de la Válvula Múltiple

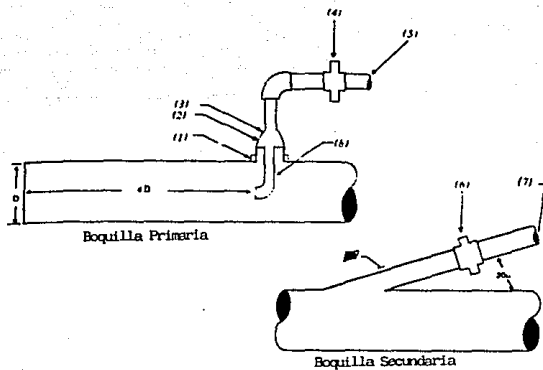


Fig. IV.5 BOQUILLAS DE AIRE

- (1) Cuello de 4 Pulg.
- (2) Placa de 1/4 Pulg.
- (3) Unión de 2 Pulg.
- (4.5) Unión de 2 Pulg.
- (5.7) Aire de la Válvula Múltiple
- (8) Tubo de 3/4 a 1 Pulg.
- (9) Unión de 2 Pulg.

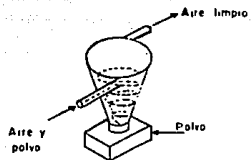


Fig. IV.6.B

Colector de polvo tipo "CYCLONE" esquematizado

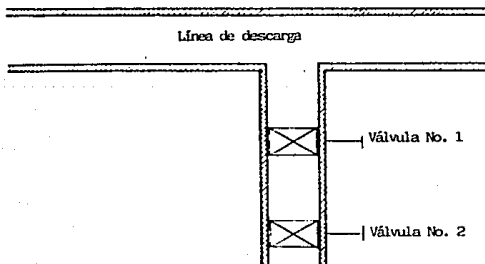


Fig. IV.7.B Tipo de trampa para coleccionar muestras

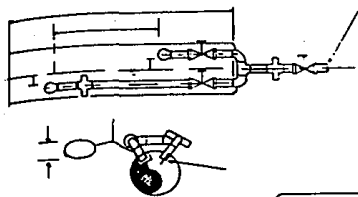


Fig. IV.6 DESEMPOLVADOR .

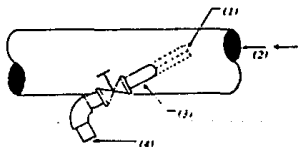


Fig. IV.7 COLECTOR DE MUESTRAS

- (1) Placa en ángulo en la Línea de descarga
- (2) Flujo de aire
- (3) Niple
- (4) Descarga de muestras

El dispositivo para la recolección de muestras aunque muy simple, es eficiente y consiste en un niple soldado en la parte inferior de la línea de descarga. fig. IV.7B. Se necesitan dos válvulas, generalmente este niple y válvulas son de 2 a 4 pg y trabajan de la siguiente manera:

Se abren las dos válvulas para limpiar la trampa se cierra la válvula No. 2 permaneciendo la válvula No. 1 abierta, durante un tiempo necesario para que por gravedad los recortes se depositan en el fondo de la trampa hasta llenarse, se cierra la válvula No. 1 y se extraen los recortes directamente abriendo la válvula No. 2.

El colector de muestras como el que se ilustra en la fig. IV.7, se instala en la línea de descarga para atrapar partículas y polvo de la perforación. Permite la observación del polvo cuando el desempolvador se está utilizando. Esto es muy útil puesto que puede prevenir o indicarnos cuando existen condiciones problemáticas como humedad, agua o tubo de perforación atorado.

UNIDAD DETECOTRA DE GAS: Esta unidad es similar a las que se usan en la perforación con lodo, se conecta en línea de descarga para detectar entradas de gas muy pequeñas, ver fig. IV.4.

Para mayor facilidad de manejo puede utilizarse una conexión similar a la que se muestra en la fig. IV.8 si se hace necesario el cambio de perforación con lodo.

LUZ PILOTO: Deberá conectarse al final de la línea de descarga, esto encenderá cualquier gas que se llegue a encontrar durante la perforación.

En la fig. IV.9 se presenta un esquema de como esta instalado un equipo para la perforación de aire.

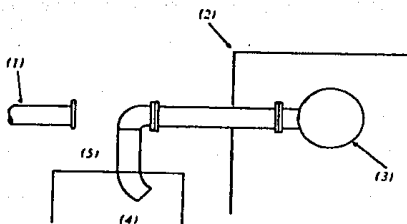
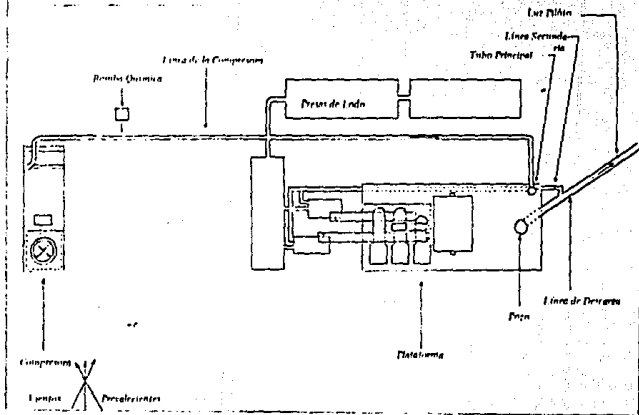


Fig. IV.8 CONEXION PARA CAMBIAR DE AIRE A LODO

- (1) Línea de Aire
- (2) Orilla de la Sub-estructura
- (3) Preventor Rotatorio
- (4) Foso para lodo

SISTEMA PARA OBTENER AIRE LIOFILIZADO

Fig. IV.9



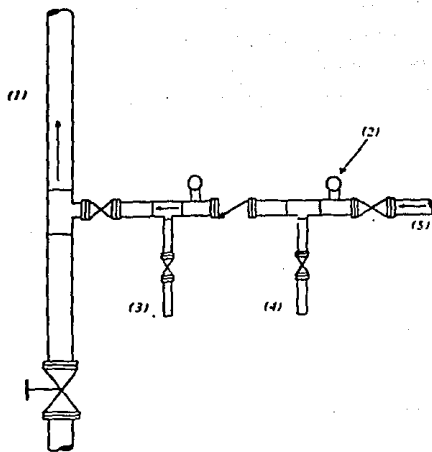


Fig. IV.1 VALVULA MULTIPLE

- (1) Tubo principal
- (2) Obcional (Manómetro)
- (3) A la Boquilla Secundaria
- (4) A la Boquilla Primaria
- (5) Aire de las compresoras

CONEXION DE LAS COMPRESORAS PARA LA PERFORACION CON FLUIDOS NEUMATICOS

Las compresoras deberán estar colocadas a un mínimo del pozo de 150 pies (46 m). Estas deben estar instaladas como se ilustra en la fig. IV.9

La línea de flujo de las compresoras a el tubo principal, debe de contener los siguientes elementos para un mejor control y mayor eficiencia. Ver fig. IV.2.1

- 1. Un diámetro apropiado para minimizar la pérdida de fricción.**
- 2. Una válvula para regular la presión, (válvula de descarga) y evitar una presión demasiado alta para el equipo.**
- 3. Una válvula check para evitar que los líquidos sean rebombados a la compresora.**
- 4. Un manómetro para medir la presión que esta entregando la compresora.**
- 5. Tener una conexión hacia la línea que va hacia el preventor, para circulación inversa en caso necesario.**
- 6. Debe de tener una válvula en el tubo principal para poder utilizar las bombas cuando sea necesario, sin bombearle lodo hacia la línea de aire.**

La línea de descarga para la perforación con aire debe ser:

- a) Suficientemente adecuada para asegurar la descarga de partículas.**
- b) Estar bien ancladas.**
- c) Extenderse hasta una distancia de 150 pies mínima desde el pozo.**
- d) No estar colocada en ángulos con relación a la dirección de su avance de flujo.**
- e) Estar equipada con una luz piloto.**

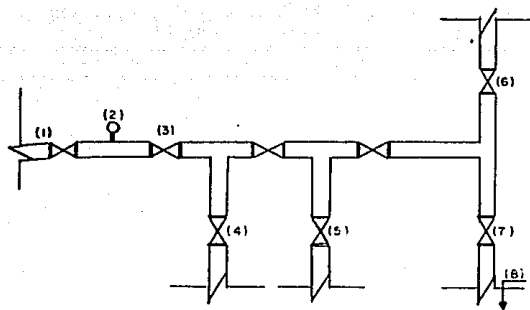


Fig. IV.2.1 Conexión normal del tubo principal para la perforación con gas

- 1.- Línea de las compresoras
- 2.- Manómetro
- 3.- Válvula check
- 4.- Línea para circulación inversa
- 5.- Línea de descarga (de gas)
- 6.- Válvula auxiliar
- 7.- Válvula del tubo principal
- 8.- A las bombas

Límites Mecánicos

La compresora que funciona en las condiciones óptimas (P,T) es la más eficiente en el campo. Además, hay limitaciones prácticas mas alla de las cuales es poco prudente operar una compresora. Por ejemplo, el agotamiento del metal en los resortes y los discos de las válvulas se convierten en problemas serios cuando la temperatura de operación alcanza o excede los 375 a 400°F.

Problemas en estas partes importantísimas no solo disminuyen la capacidad de la compresora sino que además disminuyen la confiabilidad de la unidad.

Mas aún, se convierte en un problema la lubricación cuando la temperatura de cilindros va de 300 a 400 °F. El aceite para compresoras del tipo de hidrocarburos es peligroso aún cuando su punto de inflamación sea de 440°F, y su punto de ignición sea de 480°F. Por esta razón, es deseable un aceite para compresoras, sintético y no combustible.

La necesidad de mantener la temperatura del aire tan baja como sea posible exige un enfriador de gran capacidad, alta eficiencia del tipo del radiador.

El riesgo acompaña el uso del equipo que no reúne los requisitos para la perforación con aire. Actualmente la industria petrolera tiene a su disposición, compresoras de trabajo pesado, que reúne las características de la perforación con fluido neumático. Estas compresoras tienen un diseño adecuado para este tipo de perforación, por lo tanto, trabajan confiablemente.

Termodinámica de la compresión

Las compresoras utilizadas en la perforación con aire y/o gas, son del tipo recíprocante de desplazamiento positivo de dos o más etapas de compresión, tiene relación directa sobre el costo y servicio de la compresora.

Determinación de la razón de compresión (R) y el número de etapas

La razón de compresión (R) es igual al cociente de la presión de descarga y la presión de succión, ambas absolutas, la cual en una etapa nunca deberá exceder de cuatro; si lo excede, el aire de descarga se calienta tanto que las válvulas de descarga empiezan a fallar rápidamente. Obviamente, el gas siempre deberá ser enfriado después de cuatro compresiones y cualquier aumento adicional llevado a cabo en otra etapa.

En un pozo perforado con aire, la presión necesaria en diferentes momentos puede variar en una amplia gama. La presión de succión será de cero Psi, y la presión de descarga puede llegar a 1200 Psi. Estos factores se deben de tomar muy en cuenta para determinar la razón de compresión y el número de etapas.

Mientras que la presión de succión es siempre cero Psi, en el medidor de presión, la presión de succión absoluta varía con la altura.

La razón de compresión es:

$$R = \frac{\text{Presión de descarga (abs)}}{\text{Presión de succión (abs)}}$$

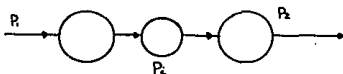
A la altura de 5,500 pies con una presión máxima de 1,200 Psi requerida, se tiene:

$$R = \frac{1,200 + 12}{0 + 12} = 101$$

El valor de R es mucho mas grande que el apropiado en una etapa. Obviamente, se necesita una compresora de etapa múltiples.

Cálculo del Número de Etapas

Supongamos que la compresión se intenta en solo dos etapas, como muestra la fig. No. 1



De la fig. No. 1 tenemos:

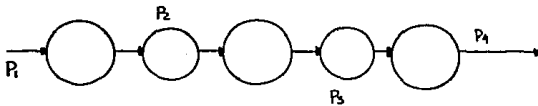
$$\frac{P_i}{P_1} = \frac{P_2}{P_i} = P_i E_2 = P_1 P_2 \quad P_i = \sqrt{P_1 P_2}$$

$$R = \frac{P_i}{P_1} = (P_1 P_2 / P_1 E_2)^{.5} = (P_2 / P_1)^{.5}$$

$$R = (P_2 / P_1)^{.5} \quad \dots\dots\dots(A)$$

Si consideramos tres etapas, la manera de cálculo es la siguiente. Fig.

No. 2



De la fig. 2 tenemos:

$$\frac{P_2}{P_1} = \frac{P_3}{P_2} = \frac{P_4}{P_3} \quad \begin{matrix} P_2E_2 = P_1 P_3 \\ P_3E_2 = P_2 P_4 \end{matrix}$$

$$P_2 = (P_1/P_3)^5 \quad \text{.....(1)}$$

$$P_3 = (P_2/P_4)^5 \quad \text{.....(2)}$$

De la ecuación (1) y la (2) se tiene:

$$(P_2/P_4)^5 = \frac{P_2E_2}{P_1}$$

$$P_2 P_4 = (P_2E_2/P_1)E_2 = P_2E_2/P_1E_2$$

$$P_4 = P_2E_3/P_1E_2 \quad \text{.....(3)}$$

Si dividimos la ecuación (3) entre P₁, tenemos:

$$P_4/P_1 = P_2E_3/P_1E_2 = (P_2/P_1)E_3 \quad P_2/P_1 = (P_4/P_1)$$

$$R_3 = P_2/P_1 = (P_4/P_1)^{1/3} \quad \text{.....(B)}$$

De la anterior se deduce:

$$P_2/P_1 = P_3/P_2 = P_4/P_3 = P_5/P_4 = \dots = P_i/P_m$$

$$\prod_{i=1}^m R_i = (R_t)^{1/m} \quad \text{.....(C)}$$

Donde:

- m = No. de etapas
- Rt = Relación de la presión de succión y la presión de descarga.
- Ri = Relación de compresión dependiendo del No. de etapas.

Efecto de la temperatura

Ya que es el calor lo que limita la razón de compresión se hace necesario predecir la temperatura producida por la compresión. El incremento en la temperatura depende directamente de la razón de compresión.

Deducción de la fórmula para calcular la temperatura de descarga si se conoce la temperatura de succión y la R.

En términos generales, tres cantidades definen el estado de un gas: temperatura, presión y volumen.

BOYLE Y CHARLES experimentaron con estas variables y encontraron la siguiente relación para una cantidad dada de gas, ecuación (1).

$$\frac{P_1 V_1}{T_1} = \frac{P_2 V_2}{T_2} \dots\dots(1)$$

De acuerdo a las condiciones bajo las cuales se realiza un proceso, estos se clasifican en Isométricos, Isobáricos y Adiabáticos.

Antes de describir los procesos, definamos que es un proceso. Un proceso es un cambio de estado en una operación en la cual cambian una o varias de las propiedades de un sistema.

PROCESO ISOMETRICO:

Quando el volumen de un sistema permanece constante durante el proceso.

Si el proceso se realiza sobre un sistema formado por un gas ideal será válida la ecuación (1).

De modo que:

$$\frac{P_1 V_1}{T_1} = \frac{P_2 V_2}{T_2} \quad \text{si, } V_1 = V_2 = \text{cte.}$$

se tiene:

$$\frac{P_1}{T_1} = \frac{P_2}{T_2}$$

PROCESO ISOBARICO:

Cuando la presión de un sistema durante un proceso permanece constante.

Como el proceso se realiza sobre un gas ideal, todos los estados del proceso deben satisfacer la ecuación (1), obteniéndose:

$$V_1/T_1 = V_2/T_2$$

PROCESO ADIABATICO:

Cuando un sistema se sujeta a un proceso en el cual no existe transmisión de calor, para obtener la ecuación que representa el proceso en el plano presión-volumen, establecemos una serie de condiciones que se analizan a continuación.

Considerese dos curvas isotermas en un plano P-V, una donde la temperatura que permanece constante es T, y otra donde la temperatura es T+dT, a estas corresponderán respectivamente energías internas U + dU, tal y como se muestra en la fig. IV.12.

Para pasar de una isoterma a otra, se puede hacer por medio de los procesos, ab, ad y ef que muestran para todos estos procesos, el incremento de temperatura será dT, y el de energía interna dU, independientemente del proceso seguido.

Si consideramos el proceso ab, a volumen constante durante el cual se transmitirá una cantidad de calor dQ , este podrá calcularse por definición de calor específico a volumen constante, mediante la siguiente expresión:

$$dQ = mCvdT \quad \dots\dots(2)$$

Pero como el proceso es a volumen constante, y para este caso el trabajo realizado por el sistema es cero, aplicando la primera ley de la termodinámica al sistema, se tiene:

$$\begin{aligned}dQ &= dU + dW = 0 \\dQ &= dU\end{aligned}$$

Por lo que si sustituimos dQ por dU en la expresión del calor específico tendremos:

$$dU = mCvdT \quad \dots\dots(3)$$

La ecuación (3) resulta importante, ya que representa la forma de calcular la variación de la energía interna para cualquier proceso a que se encuentre sujeto un sistema en función del calor específico a volumen constante.

Considerando ahora el proceso ad, a presión constante y en el cual se realiza una transmisión de calor dQ que puede calcularse mediante la definición de calor específico a presión constante, se obtiene:

$$dQ = mCpdT \quad \dots\dots(4)$$

El trabajo realizado durante el proceso ad será:

$$dW = PdV$$

Por otro lado, partiendo de la ecuación de estado y considerando a la presión constante, se tiene:

$$\begin{aligned}dPV &= mRdT & R &= \text{constante} \\ \text{Derivando: } PdV + VdP &= mRdT \\ \text{pero: } dP &= 0 \text{ ya que } P = \text{cte.} \\ \text{de donde: } PdV &= mRdT \\ dW &= mRdT \dots\dots(5)\end{aligned}$$

Combinando las ecuaciones (3, 4 y 5), mediante la primera ley de la termodinámica se obtendrá:

$$\begin{aligned}dQ &= dU + dW \\ \text{o bien: } mCpdT &= mCvdT + mRdT \\ \text{simplificando se tiene:} \\ C_p - C_v &= R \dots\dots(6)\end{aligned}$$

La ecuación (6) relaciona los calores específicos a presión y a volumen constante de un gas ideal con la constante particular del gas ideal.

Haciendo uso de las siguientes expresiones obtendremos el análisis siguiente la ecuación en el plano presión-volumen del proceso adiabático.

$$\begin{aligned}dQ &= 0 \\ dU &= mCvdT \\ dW &= PdV\end{aligned}$$

Combinándolas mediante la primera ley de la termodinámica:

$$\begin{aligned}
 dQ &= du + dW \\
 0 &= mC_vdT + PdV \\
 & \quad mC_vdT = -PdV \\
 dT &= \frac{-PdV}{mC_v} \quad \dots\dots(A)
 \end{aligned}$$

Por otro lado y de acuerdo a la ecuación de estado:

$$\begin{aligned}
 dPV &= mRdT \\
 PdV + VdP &= mRdT \\
 dT &= \frac{PdV + VdP}{m(C_p - C_v)} \quad \dots\dots(B)
 \end{aligned}$$

Igualando (A) y (B).

$$\begin{aligned}
 \frac{PdV + VdP}{m(C_p - C_v)} &= - \frac{PdV}{mC_v} \\
 C_vPdP + C_vVdp &= -C_pPdV + C_vPdV \\
 C_vVdp + C_pPdV &= 0
 \end{aligned}$$

Agrupando términos se tiene:

$$\int \frac{dp}{P} + \int \frac{C_p dV}{C_v V} = 0$$

Haciendo $C_p/C_v = K =$ índice adiabático, integrando la expresión, se tiene:

$$\int \frac{dp}{P} + K \int \frac{dV}{V} = \text{Cte.}$$

$$\ln(P) + K \ln(V) = \text{Cte.}$$

$$\ln(P) + \ln(V^K) = \text{Cte.}$$

$$PV^K = \text{cte.} \quad \dots\dots(7)$$

La ecuación (7) corresponde a la ecuación de la curva de los procesos adiabáticos en el plano presión-volumen, está representada en la fig. IV.13.

PROCESO POLITROPICO:

Es posible representar todos los procesos anteriores en uno solo que se denomina politrópico, que se representa por la ecuación $PV^n = cte.$, donde n es el índice politrópico que adquiere valores entre cero e infinito. fig. IV.14

Por lo tanto, para nuestro caso particular:

$$P_1 V_1^n = P_2 V_2^n$$

$$(V_1/V_2)^n = (P_2/P_1) \dots\dots(8)$$

Sustituyendo la ecuación (8) en la (1), se tiene:

$$T_2 = T_1 (Rc.)^{\frac{n-1}{n}} \dots\dots(9)$$

Donde:

- T1 = Temperatura de succión, (*K ó °R)
- T2 = Temperatura de descarga (*K ó °R)
- Rc. = Razón de compresión
- n = Rítmico de calor específico

Al aplicar la fórmula No. 9, la máxima temperatura de succión es tomada como 100°F, valor que es típico de muchas áreas en el verano. Así cuando exista el caso en el que la razón de compresión total sea de 101, la temperatura de descarga se puede calcular así:

$$\begin{aligned}
 T1 &= 100 + 460 = 560 \text{ }^\circ\text{R} \\
 Rc. &= 101 \\
 n &= 1.4
 \end{aligned}$$

$$T2 = 560 \left(\frac{101}{100} \right)^{\frac{1.4-1}{1.4}} = 1,623 \text{ }^\circ\text{F}$$

Si Rc. = 3.17, que es la adecuada, se tiene:

$$T = 560 (3.17)^{\frac{1.4-1}{1.4}} = 318 \text{ }^\circ\text{F}$$

En alturas más bajas, la temperatura de descarga caería debido a que la Rc. disminuye. En alturas mayores, la Rc. aumenta de la misma manera que la temperatura de descarga.

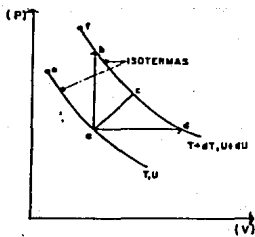


Fig. IV.12

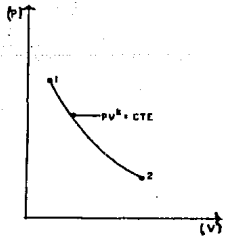


Fig. IV.13

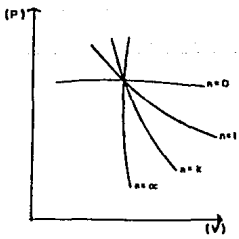


Fig. IV.14

CAPITULO V
CONCLUSIONES

CONCLUSIONES

El uso de fluidos neumáticos, en lugar de fluidos convencionales en pozos depresionados, permiten:

Un ritmo de perforación más rápido, con un incremento de 2 a 5 veces.

Mayor vida a la barrena debido a que trabaja con menores esfuerzos.

Daño mínimo en la zona productora, debido a que no existe filtrado de lodo. La magnitud y naturaleza del filtrado afecta la permeabilidad en la zona inmediata al pozo, que es la crítica para el escurrimiento, reduciéndola en tal forma que puede permitir, desde un flujo de los hidrocarburos en ella, hasta una tendencia creciente de impedirlo. De lo anterior se deduce, que si el estrato productor se perfora usando cualquier fluido neumático, el filtrado es nulo y la permeabilidad no será afectada.

Minimización de la pérdida de circulación en formaciones altamente fracturadas, debido a la baja densidad de 0.8 a 0.5 gr/cc de estos fluidos.

Las espumas estables, como fluidos de circulación, exhiben una serie de ventajas al emplearlas en zonas de baja presión, entre las principales se citan las siguientes:

1. Las espumas, debido a su baja densidad y alta resistencia a fluir a través de medios porosos, minimizan el daño a la formación.
2. Su capacidad de acarreo y poder de suspensión de partículas, es superior a las de los fluidos convencionales.
3. A diferencia de los fluidos convencionales, al circular en el fondo del pozo atrapan a los fluidos producidos por la formación y al salir del pozo los liberan lentamente disipando el gas a la atmósfera o aún quemador.

RECOMENDACIONES

Se recomienda usar fluidos neumáticos cuando existan arcillas sensitivas al agua, baja permeabilidad de matriz o sistemas de fracturas naturales.

Evitar el aire como fluido circulante cuando se tienen temperaturas mayores a 150°C, debido a que se genera un sistema de pistoneo operacional. A manera semejante evitar usar espumas a temperaturas mayores a 100°C, ya que se pierde su estabilidad separándose las fases.

A pesar de las ventajas mencionadas su empleo en México se ha limitado con las consiguientes consecuencias del incremento de los costos operacionales.

BIBLIOGRAFIA

1. Carl Gatlin. "Drilling and Well completions" Petroleum engineering.
2. Preston Leon Moore. "Theory of Transporting Solids in Air and Gas Drilling" Ph.D. Thesis, University of Houston 1958.
3. Mitchel, B.J. "Viscosity of Foam" Ph.D. Thesis, University of Oklahoma, 1969.
4. Angel R.R. "Volume Requeriments for Aire or Gas Drilling", transactions of AIME, Vol. 210, pag. 325. 1957.
5. S.P.E. AIME Drilling
Flow Behavior of Foam as Well Circulating Fluid pag. 241 - 255.
6. Vicente casariego González
Ramón Perera G.
Raúl Poblamo Ordoñez
Aplicación de las Espumas Estables como Fluidos de Circulación,
en la reparación de Ppozos en campos de Petroleos Mexicanos
7. Diseño de Tuberías de Revestimiento y Cementación IMP. 1983.
8. Domínguez Miranda Sergio. "El Aire como Fluido de Perforación"
tesis de Lic., U.N.A.M. 1980.
9. Solano Ortega Angel Julian. "Perforación de Pozos con Aire
Modelos Matemáticos para el Diseño del Sistema de Circulación".
Tesis de Lic. U.N.A.M. 1980.