

2
2ej

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO**



FACULTAD DE INGENIERIA

**NUEVA TECNICA EMPLEADA EN LA
SOLUCION DE PEGADURAS POR
PRESION DIFERENCIAL EN LA PERFO-
RACION DE POZOS PETROLEROS,
ZONA SURESTE**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A :
FRANCISCO ARANA GUZMAN



**TESIS CON
FECHA DE ORIGEN**



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

NUEVA TECNICA EMPLEADA
EN LA SOLUCION DE PEGADURAS POR PRESION DIFERENCIAL
EN LA PERFORACION DE POZOS PETROLEROS, ZONA SURESTE

INDICE

INTRODUCCION

I.- CAUSAS Y TIPOS DE PEGADURAS DE SARTAS DE PERFORACION	
I.1. PEGADURAS MECANICAS I.1
I.1.1. PEGADURAS POR ARENA I.1
I.1.2. PEGADURA POR LODO I.1
I.1.3. PEGADURA POR OJO DE LLAVE I.2
I.1.4. PEGADURA POR CEMENTO I.4
I.1.5. PEGADURA POR REVENTON I.4
I.1.6. PEGADURA POR DERRUMBE I.6
I.1.7. PEGADURA POR ACUÑAMIENTO I.6
I.2. PEGADURA POR PRESION DIFERENCIAL I.9
II.- IDENTIFICACION DEL ATRAPAMIENTO POR PRESION DIFERENCIAL	
II.1 GENERALIDADES II.1
II.2 PROFUNDIZACION DE POZOS EN YACIMIENTOS DEPRESIONADOS II.4
II.3 PRESIONES PROGRESIVAS II.4
II.4 PRESIONES REGRESIVAS II.4
III.- TECNICAS TRADICIONALES DE SOLUCION	
III.1 GENERALIDADES III.1
III.2 BAJAR LA DENSIDAD A TODO EL SISTEMA ACTIVO DEL LODO III.2
III.3 USO DE BACHES LIGEROS SOBRE EL PUNTO DE LA PEGADURA III.4
III.4 EMPLEO DE BACHES ESPECIALES III.5
III.5 USO DE EMPACADORES III.6
IV.- UNA NUEVA ALTERNATIVA: VENTAJAS Y DESVENTAJAS	
IV.1 GENERALIDADES IV.1
IV.2 PLANTEAMIENTO TEORICO IV.4
IV.3 PROCEDIMIENTO OPERATIVO IV.10
IV.4 VENTAJAS Y DESVENTAJAS IV.15
V.- POZO LACANTUN 1-B Y OTROS CASOS REALES DE APLICACION	
V.1 POZO LACANTUN 1-B V.1
V.2 POZO OCUAPAN 201 V.11
V.3 POZO LACANTUN 1-A V.16
VI.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES VI.1
BIBLIOGRAFIA	

INTRODUCCION

La pegadura de tubería por presión diferencial, es quizá, uno de los problemas más comunes de la perforación.

Diversas soluciones han sido aplicadas, con algunas preferencias en, los "baches" ligeros y fluidos especiales que se bombean y alojan agujero abajo, donde se sabe y/o muchas veces se supone se encuentra el tramo de tubería atrapado.

La mejor solución a cualquier problema es la buena planeación, para prevenir su ocurrencia; si bien puede darse el caso de que aun se presente tal problema. Por ello, han de prepararse con anticipación las personas que intervendrán para resolverlo.

En este trabajo, se presentan las causas que generan el atrapamiento de tuberías, haciendo énfasis en el originado por presión diferencial, su definición y las diferentes soluciones que han sido aplicadas históricamente.

Enfasis especial se hace en el planteamiento de una nueva solución al problema de las pegaduras por presión diferencial.

La resolución al problema mencionado viene aplicandose desde 1983 en la Zona Sureste de Petróleos Mexicanos, consiste en bombear cierto volumen (precalculado) de fluido ligero dentro de la sarta pegada y permitir que por la consecuente descompensación de las columnas (en el interior de la tubería de perforación y espacio anular), del fluido dentro del pozo, el nivel del espacio anular baje hasta una profundidad equivalente a la pérdida de presión hidrostática deseada en el punto de la pegadura.

El empleo de esta técnica, requiere de personal calificado, lo que ha permitido que el porcentaje de éxito obtenido hasta la fecha sea considerable.

CAPITULO I .

CAUSAS Y TIPOS DE PEGADURA DE SARTAS DE PERFORACION

Durante la perforación de pozos se presentan varios problemas, entre los que se encuentran las pegaduras de sartas, las cuales se pueden agrupar en dos tipos generales: mecánicas y por presión diferencial.

I.1 .- PEGADURAS MECANICAS

Dentro de la pegadura mecánica, existen diversas causas que la provocan, entre las que se encuentran las siguientes: por arena, por lodo, ojo de llave, por cemento , por reventón, por pérdida de circulación, por derrumbe, por acuñamiento (hules, herramientas, etc.).

I.1.1 .- PEGADURA POR ARENA.

Normalmente, la pegadura por arena es una condición que existe con la tubería de producción, aunque las tuberías de perforación y revestimiento también pueden pegarse por arena. La pegadura por arena en la tubería de producción se origina por tener un agujero en ella, un agujero en la tubería de revestimiento o un empacador al cual se le acumuló formación. Estas condiciones permiten que la arena de formación pase dentro del espacio anular y se acumule de tal manera, que no permita que se saque la tubería. En el caso de la tubería de perforación o revestimiento el pozo puede "brotar" o "reventar", dando por resultado que la arena de la formación forme un puente pegando la tubería (figura I.1).

I.1.2 .- PEGADURA POR LODO.

La pegadura por lodo, se origina por el endurecimiento o deshidratación del lodo en el espacio anular.

En pozos revestidos, la temperatura podría afectar alguno de los aditivos del lodo, originando la degradación de los mismos y posiblemente permitiendo el asentamiento de la barita.

Por otro lado si hay un agujero o pérdida, ya sea en la tubería de producción o revestimiento, podrían entrar fluidos extraños al sistema de lodos y contaminarlo. En un pozo en perforación, pueden entrar varios contaminantes al sistema del fluido de control y alterar sus propiedades. Los contaminantes comunes son lutitas, sales solubles y gases ácidos. Cualquiera de estas contaminaciones puede ocasionar la pegadura de la tubería contra la pared del pozo debido al lodo. La pegadura con lodo se encuentra, generalmente en el pozo cuando la sección perforada no está revestida, pero como ya se indicó, también puede ocurrir en agujero entubado debido a la acción del lodo en reposo (figura I.2).

I.1.3 .- PEGADURA EN OJO DE LLAVE.

Un ojo de llave se origina cuando la tubería de perforación bajo tensión desgasta la pared del agujero, originando una ranura en dicha pared del pozo, durante las operaciones de perforación. Ocurre en el agujero descubierto, cuando se perfora un pozo dirigido o el pozo se desvía de la vertical.

Usualmente, la ranura es más pequeña que el agujero principal y las partes de la sarta de perforación con el diámetro mayor (generalmente los lastrabarrenas), son las que más fácilmente se acufian en el ojo de llave.

Algunas veces se puede mover la tubería hacia arriba y hacia abajo del pozo (en un ojo de llave) pero no es

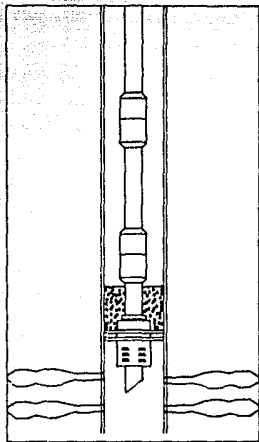


FIG. 1.1 PEGADURA POR ARENA

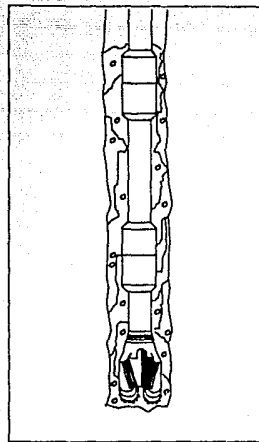


FIG.1.2 PEGADURA POR LODO

posible sacar una junta de herramienta o los lastrabarreras a través de él, por lo que no puede hablarse de tubería pegada propiamente. Para ello se requiere que el perforador tense la sarta (figura I.3).

I.1.4 .- PEGADURA POR CEMENTO.

La pegadura de tubería por cemento puede ocurrir debido a falla mecánica, como la rotura en una de las líneas de una unidad cementadora, etc. o puede ser el resultado del desprendimiento de una sección de la sarta de tubería, ya sea de perforación o revestimiento.

Otra posibilidad es el error humano: un mal cálculo del desplazamiento o el lavado del pozo para eliminar el exceso de cemento. También la pegadura por cemento puede ser el resultado del intento de contener un reventón o de la pérdida de circulación (figura I.4).

I.1.5 .- PEGADURA POR REVENTON.

La pegadura por reventón se origina debido a que la presión de la formación, supera la presión hidrostática existente (del fluido en el pozo) y los fluidos del yacimiento arrastran en su viaje sin control dentro del pozo, materiales de la formación. En otras palabras si ocurre un reventón, podría suceder que la arena, lutita, otras formaciones y aún los hules protectores de la tubería de perforación, puedan al ser expulsados del pozo, formar un puente y originar la pegadura de la sarta de tubería (figura I.5).

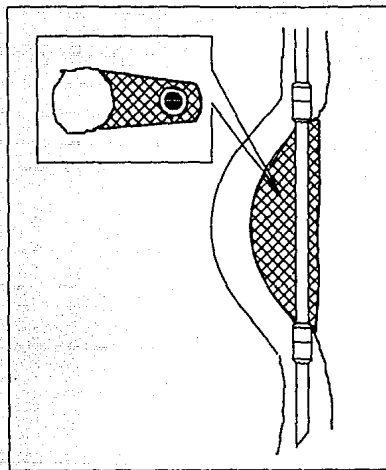


FIG. I.3 PEGADURA EN OJO DE LLAVE

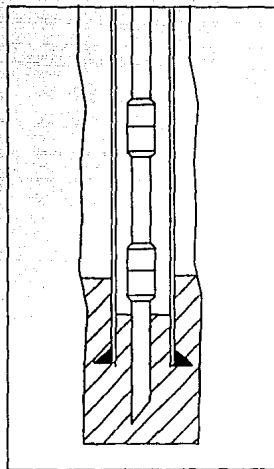


FIG. I.4 PEGADURA POR CEMENTO

1.1.6 .- PEGADURA POR DERRUMBE.

La pegadura por derrumbe de las paredes, es usualmente un problema asociado con lutitas y resulta cuando la lutita absorbe agua del fluido de perforación. Esto reduce la estabilidad de la sección de lutitas, originándose su expansión en forma perpendicular al plano de la placa y su derrumbe dentro del agujero. El derrumbe masivo no permitirá que las partículas caigan al fondo del pozo y si, en cambio, que se alojen alrededor de la tubería; generalmente en las juntas de perforación o alrededor de los estabilizadores, pegando por lo tanto la sarta de tubería y probablemente se perderá la circulación.

Otras causas de derrumbe incluyen secciones sobrepresionadas de lutitas, donde la presión de poro excede la presión hidrostática, capas de lutitas con gran inclinación, flujo turbulento en el espacio anular, que ayuda a promover la erosión, capas de roca rompiéndose en el agujero, presiones de surgencia, o partículas (dentro de cavidades) que pueden derrumbarse cuando se detiene la circulación o con el movimiento de la tubería (figura 1.6).

1.1.7 .- PEGADURA POR ACUNAMIENTO.

La pegadura por acunamiento puede aparecer cuando cualquier objeto extraño se cae o rompe en el pozo. El objeto puede encajarse en la junta de la tubería o en el aparejo de fondo del pozo, pegando la tubería (figura 1.7).

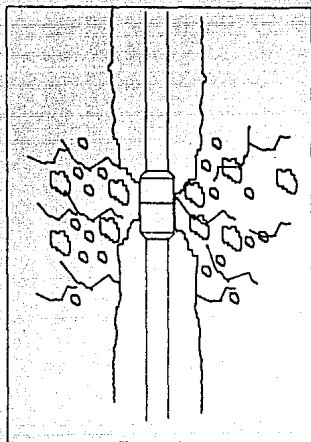


FIG. I.5 PEGADURA POR REVENTON

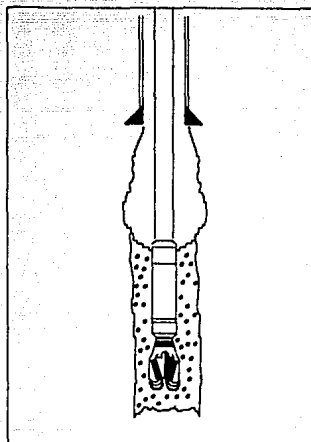


FIG. I.6 PEGADURA POR DERRUMBE

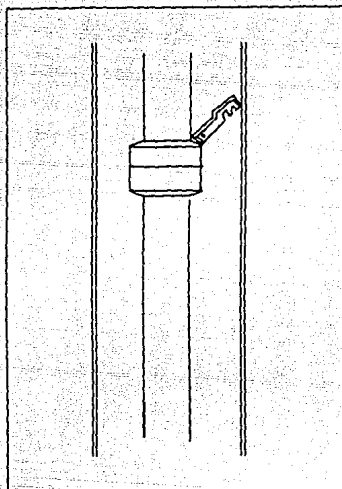


FIG. 1.7 PEGADURA POR ACU AMIENTO

I.2 .- PEGADURA POR PRESION DIFERENCIAL

Si bien es cierto que la pegadura por presión diferencial está más definida que la mecánica, esto no significa que la solución al problema sea más sencilla; sino al contrario, ya que una vez presentada la pegadura se requeriría de una fuerza (para jalar y despegar la sarta) mayor a la resistencia de la tubería y a la capacidad del gancho. Por lo tanto, es necesario el conocimiento preciso del problema para dar la solución adecuada.

La pegadura por presión diferencial sólo se presenta frente a formaciones permeables (arenas, calizas y dolomías) y casi siempre está asociada con una o más de las condiciones siguientes (figuras I.8):

- La presión hidrostática del lodo dentro del pozo es mayor que la presión de formación, en el intervalo que queda frente a la zona de la pegadura.
- Se ha formado un enjarre grueso, pobre e indeseable, que impide la aplicación de la presión hidrostática en toda la periferia del tubo atrapado, manteniéndolo contra la pared de la(s) zona(s) permeable(s).
- La tubería (los lastrabarreras o tubería de revestimiento) ha sido dejada estacionada por varios minutos frente a la zona porosa y permeable por lo que un área de contacto de tubería (normalmente grande) queda frente a la formación.

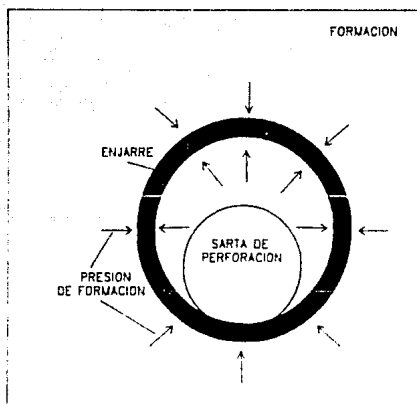
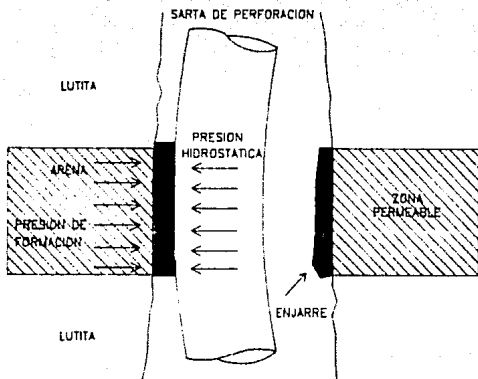


FIG. 1.8 CONCEPTO BASICO DE PEGADURA POR PRESION DIFERENCIAL
 MUESTRA UNA TUBERIA PEGADA EN EL ENJARRE DE UNA
 ZONA PERMEABLE.

- Existe circulación franca alrededor de la zona de la pegadura (es decir no está "empacada").

Por otro lado, debe tenerse en cuenta que el tiempo es un factor importante en la severidad de la pegadura, ya que después de que la sarta se pega, la filtración continúa depositando sólidos en la interfase adyacente a la tubería y el enjarre se engruesa más, incrementándose el área de contacto. También, la filtración permanente, detrás del área tubería enjarre, disminuye el contenido de agua del enjarre y esto incrementará el coeficiente de fricción (figura 1.9).

En resumen, el incremento en la presión de bombeo, la disminución del gasto, el aumento del arrastre y la torsión, pueden ser indicativos de una posible pegadura ya sea por derrumbe, por lodo o con cemento. Sin embargo, esto no se observa en el caso del atrapamiento por presión diferencial, puesto que aquí, la sarta tuvo que ser dejada sin movimiento antes de pegarse. En otras palabras, entre la sarta libre y la atrapada por presión diferencial, solo existe un intervalo de tiempo (corto o prolongado) en el cual la sarta fue dejada sin movimiento.

Por lo tanto, es muy importante poner atención a cualquier cambio o comportamiento de los parámetros señalados, antes y después del atrapamiento, para definir con precisión la característica (tipo) del atrapamiento: mecánica o diferencial.

El incremento en la presión de bombeo, la disminución del gasto, el aumento del arrastre y torsión, pueden ser indicativos de una posible pegadura ya sea por derrumbe, por lodo o con cemento, por lo tanto es importante prestar atención a cualquier cambio de estas variables.

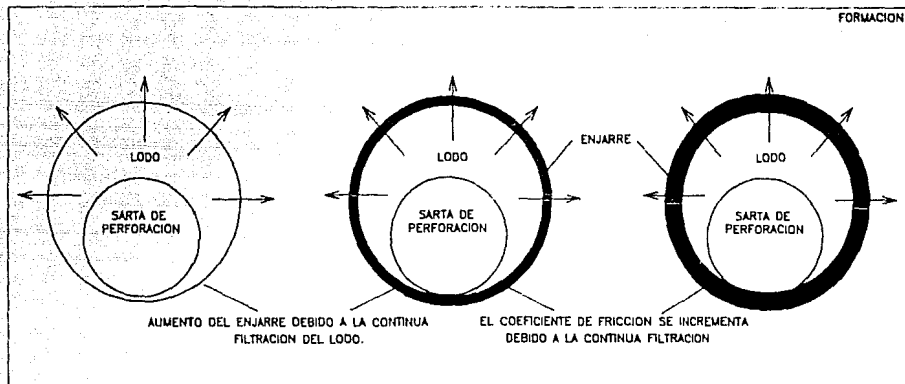


FIG.1.9 DESPUES QUE LA TUBERIA SE PEGA, EL FILTRADO CONTINUA DEPOSITANDO SOLIDOS, GENERANDO UN ENJARRE MAYOR, INCREMENTANDOSE EL COEFICIENTE DE FRICCION DEBIDO A LA DISMINUCION DEL CONTENIDO DE AGUA EN EL ENJARRE.

La densidad del lodo es un factor común en los dos tipos de pegadura señalados y su solución involucra generalmente modificar este parámetro. Sin embargo, la planeación adecuada de la perforación, junto con buenas prácticas de operación y mantenimiento del equipo, son los únicos factores que pueden prevenir estos problemas, cuya solución resulta honerosa para cualquier compañía perforadora.

CAPITULO II
IDENTIFICACION DEL ATRAPAMIENTO POR PRESION DIFERENCIAL

II.1.- GENERALIDADES

Como se mencionó, existen dos tipos generales de pegadura, siendo en ambos, su reconocimiento y la causa, lo que dicta la solución factible y las acciones inmediatas.

Este es el verdadero problema, pues suele ocurrir que al coincidir algunos aspectos de relevancia en ambos tipos de pegadura, resulta difícil diagnosticar con precisión la causa y por lo mismo, lejos de resolverla se llega a complicar la situación, pues la solución en una, si se aplica a la otra, puede completamente agravar el problema.

De aquí, la gran importancia de evaluar toda la información (en el sitio del pozo) a fin de reconocer cabalmente el problema, establecer sus causas y definir sus probables soluciones. Con este proceso, se podrá decidir lo más conveniente, programar y realizar oportunamente las actividades, así como evaluarlas para confirmar y/o modificar los procedimientos establecidos.

Existen elementos para identificar la pegadura por presión diferencial. El conocimiento de estos elementos ayudará en la toma de decisión para seleccionar el procedimiento adecuado y liberar la sarta.

Cuando la tubería está pegada por presión diferencial, no hay obstrucción en el agujero que impida o retenga la circulación del lodo, como sucede en la pegadura mecánica debida a derrumbes o puenteamientos. La continua circulación del lodo, mientras existe la pegadura, es un indicador básico de que la pegadura es por presión diferencial y no mecánica (derrumbes, hinchamientos de lutita, etc.) (figura II.1)

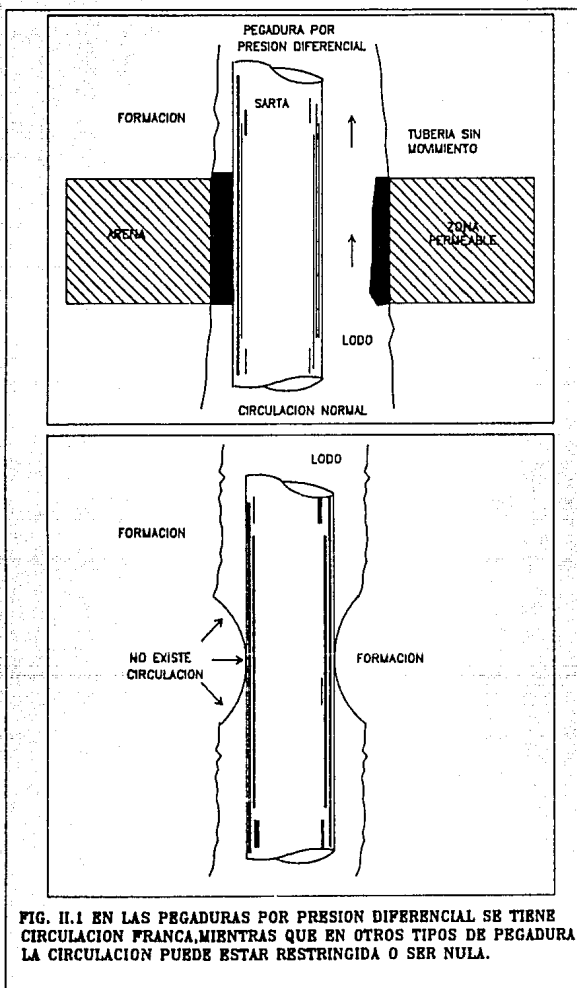


FIG. II.1 EN LAS PEGADURAS POR PRESION DIFERENCIAL SE TIENE CIRCULACION FRANCA, MIENTRAS QUE EN OTROS TIPOS DE PEGADURA LA CIRCULACION PUEDE ESTAR RESTRINGIDA O SER NULA.

Otra característica es la incapacidad para mover o rotar la tubería en cualquier dirección. Esta es la principal diferencia con el atrapamiento en ojo de llave o pegadura debida al prolongado desgaste en una "pata de perro". Aunque estos dos tipos de pegadura de tubería parecen idénticos en algunos aspectos, la tubería pegada en un ojo de llave puede ser trabajada hacia abajo, lo cual es imposible si la tubería esta pegada por presión diferencial.

La pegadura por presión diferencial generalmente ocurre cuando la tubería ha permanecido sin movimiento en el agujero por periodos (cortos y/o prolongados) de tiempo. Frecuentemente la tubería se pega mientras se esta haciendo una conexión; pero en otros casos, al dejar estática la sarta por periodos de tiempo mucho más largos, aumenta el riesgo de atrapamiento (introduciendo T.R., pruebas de formación, fallas del equipo, etc.).

Es importante conocer los intervalos que en el pozo son más probables de causar una pegadura de cualquier tipo, a fin de juzgar los procedimientos que deben seguirse para remediar la situación. Los intervalos más probables de causar una pegadura por presión diferencial, son las zonas permeables frente a las que se tiene una alta presión diferencial y pueden ser divididos en tres categorías: perforar através de yacimientos depresionados, presiones "progresivas" y presiones "regresivas". Sin embargo, las "bajas" presiones diferenciales, han causado (bajo ciertas condiciones) aún el atrapamiento.

Resulta aparente que el término presión "diferencial", representa una diferencia de presión. En este caso, la que ocurre entre la presión hidrostática (peso de la columna del

lodo) y la de formación (presión del fluido en el espacio poroso de las rocas).

II.2 .- PROFUNDIZACION DE POZOS EN YACIMIENTOS DEPRESIONADOS.

Probablemente la situación más común con alta tendencia a la pegadura, sea cuando se está perforando através de yacimientos muy explotados (tanto de hidrocarburos como de presión). La presión diferencial en estos casos, podría ser mucho muy elevada donde quizá fué mínima antes del agotamiento.

II.3 .- PRESIONES PROGRESIVAS.

El incremento de las presiones de formación con la profundidad o "presiones progresivas", requiere del aumento en el peso del lodo, para controlar dichas presiones altas. Sin embargo, las formaciones con presiones más bajas agujero arriba (sin requerirlo) también estarán expuestas a los altos pesos del lodo y, consecuentemente, se incrementará la presión diferencial frente a ellas. Con esto, se favorece el problema en cuestión.

II.4 .- PRESIONES REGRESIVAS.

Las presiones "regresivas", generalmente ocurren en los intervalos perforados más profundos. En estos casos, el gradiente de presión de formación está retrocediendo mientras el peso del lodo permanece constante, para controlar las altas presiones de formación ya penetradas, pero sin revestir. Cada nueva sección perforada, puede incrementar la presión diferencial, incrementándose también la tendencia a la pegadura.

Los programas de tuberías de revestimiento apropiadamente diseñados, pueden reducir significativamente la ocurrencia de pegaduras en los casos de cambio de gradientes de presión.

Como se vio anteriormente, solo el acuífamento en ojo de llave (y/o con alguna herramienta mecánica) son parecidos al atrapamiento por presión diferencial.

Por otro lado, es importante recordar que de la definición del problema (tipo de pegadura) dependerá la solución que se proponga y, generalmente, ésta involucra cambios en la densidad del lodo. Por ello, una pegadura mecánica requiere aumentar la densidad; mientras que la presión diferencial, deberá incluir la forma de disminuir el efecto de la alta densidad.

El análisis crítico de la información disponible, permitirá responder las siguientes preguntas:

- 1.- Está la sarta frente a zona(s) permeable(s) ?
- 2.- Está el agujero prácticamente limpio ?
- 3.- Estuvo la sarta quieta algún tiempo antes de la pegadura ?
- 4.- Son altos los filtrados del lodo ?
- 5.- Es grueso y quebradizo (poco impermeable) el enjarre?

Puede decirse que si las respuestas a estas preguntas son afirmativas, la pegadura se debe a la presión diferencial.

La importancia de la definición correcta del tipo de pegadura, nunca será suficientemente enfatizada, sin embargo, baste decir que una vez conseguida, se tiene el 50 % de la solución, pues ésto permitirá fundamentar la(s) opción(es) viable(s).

CAPITULO III

TECNICAS TRADICIONALES DE SOLUCION

III.1 .- GENERALIDADES

Ya ha quedado suficientemente claro que, para que exista el atrapamiento por presión diferencial, deben conjugarse diversos factores que por sí solos, difícilmente lo conseguirían. Estos factores son:

- * Existencia de formación permeable.
- * Presencia de presión diferencial positiva.
- * Enjarre grueso y permeable del lodo
- * Dejar la tubería sin movimiento y aunado a esto, se tienen las condiciones anteriores

Como se sabe, cualquiera de los puntos anteriores puede ser alterada por el hombre, menos la presencia o ausencia de una formación permeable. Por ello, para liberar una tubería atrapada por presión diferencial, históricamente se han empleado algunas técnicas que contrarrestan o limitan los efectos de las acciones propias del hombre, que la generaron.

Desde este punto de vista, el problema es previsible y, por lo tanto, de alguna forma evitable. La manera de conseguir esto, es una buena planeación de los asentamientos de tuberías de revestimiento y un programa adecuado de lodos, bien delineado en función de los problemas esperados.

Teóricamente así, el atrapamiento por presión diferencial debería darse solo en pozos donde no existe mucha información (exploratorios y muy alejados) o por la falla imprevista del equipo.

Sin embargo, la realidad muestra que, en pozos de desarrollo, quizá debido al exceso de confianza del hombre frente a

"lo conocido", es donde ocurren con mayor frecuencia las pegaduras. Por ello, generalmente se identifican bien y se actúa sobre la causa que la generó: el exceso de densidad y/o el enjarre grueso y permeable.

Esto explica que las soluciones tradicionales favoritas hayan sido:

- 1.- Bajar densidad a todo el sistema activo del lodo.
- 2.- Colocar "baches" de fluido ligero por encima del punto de pegadura.
- 3.- Colocar baches "especiales", densificados o no, que penetren el enjarre, lo lubriquen y/o destruyan, permitiendo la actuación de la presión hidrostática en toda la periferia del tubo atrapado.
- 4.- Empleo de empacadores, sobre el conjunto atrapado de tubos, para "dividir" la magnitud de la presión hidrostática y lograr la liberación deseada.

Estas cuatro técnicas, serán discutidas a continuación, señalando las desventajas que las hacen limitadas y las secuelas que dejan en el pozo despues de "resolver" el problema.

III.1 .- BAJAR DENSIDAD A TODO EL SISTEMA ACTIVO DEL LODO:

El reconocimiento de perforar u operar en agujero (cubierto o no) con densidad excesiva en el fluido de control, ha conducido

en el pasado a bajarle el peso a todo el sistema activo del mismo.

Con esto, la presión hidrostática disminuye en todo el pozo y, con ella, la presión diferencial, permitiendo liberar la sarta.

En gran número de casos, tanto de progresión como de regresión de presiones, la densidad del lodo fué disminuida a tal grado que el pozo comenzó a aportar los fluidos del yacimiento o de formaciones descubiertas, nulificándose totalmente la presión diferencial y observándose la liberación deseada de la tubería. Sin embargo, la sustitución de un problema mecánico por el descontrol virtual del pozo, no siempre fue un buen cambio, dado que antes de 1960 era muy poco lo que se sabía sobre el control de brotes y/o descontroles, por lo que en ocasiones, se dejó produciendo el pozo a través de pescados en agujero descubierto y, en el peor de los casos, el pozo fue perdido.

La mayor preparación actual sobre los temas de control de pozos, no ha conducido a revivir esta práctica ya que el propio atrapamiento de la tubería durante el control, sigue siendo frecuente.

Por otro lado, si el pozo no se "arrancaba", el costo de esta solución por diluir el sistema de lodo para abatir la presión diferencial y el tiempo involucrado, eran generalmente elevados, por lo que se dio paso al empleo de los "baches" ligeros.

III.2 .- USO DE BACHES LIGEROS SOBRE EL PUNTO DE LA PEGADURA

El empleo de baches ligeros tiene su explicación en el hecho de disminuir la presión diferencial que actúa sobre el tramo atrapado, a partir de disminuir el peso de una parte del fluido que está colocado sobre dicho tramo.

Sin embargo, esta solución es efectiva siempre y cuando la pérdida de presión hidrostática, la cual depende de la altura ocupada por el bache y de la diferencia de densidades entre el lodo y el bache, sea suficientemente grande para liberar la sarta.

Tradicionalmente, se piensa que es el conjunto o aparejo de fondo la parte atrapada y se calcula el volumen anular frente a él, para definir el volumen del bache ligero (generalmente aceite crudo).

$$\text{Vol. de crudo} = \text{Long. aparejo de fondo} * \text{Cap. anular}$$

(ft) (m) (ft/m)

Sin embargo, aunque se emplee la técnica adecuada para colocar este bache en forma "balanceada" en el espacio anular, no será liberada la sarta mientras que el bache no alcance suficiente altura sobre el punto de la pegadura, con lo cual habrá cumplido su función: abatir la presión diferencial en el punto de la pegadura. Este bache siempre migra, por lo que durante el "reposo" se coloca sobre la pegadura, liberándola .

Por otro lado, si el volumen del bache es excesivo, puede llegar a generar una pérdida sustancial de la presión de fondo y, en pozos con progresión de presiones, generar un "brote" y/o un descontrol cuando no se está preparado para tales situaciones o se tiene cementada una tubería de revestimiento muy superficial, de

modo que no se puede cerrar el pozo, para aplicar un procedimiento común de eliminar el brote, requiriéndose técnicas y equipo adicionales no comunes (estrangulación limitada y/o desviar el flujo).

Si se dan por descontadas estas situaciones de brotes y/o descontroles potenciales, esta técnica tiene aún una restricción muy fuerte: puede transcurrir mucho tiempo para el suministro de los materiales, ocasionando un aumento en el área de contacto de la pegadura y se requerirá de un mayor volumen de crudo. Para ésta operación se emplea una unidad cementadora de alta presión para la colocación del bache y con ello, se corre el riesgo de un probable conato de incendio, durante el bombeo.

III.3.- EMPLEO DE BACHES ESPECIALES

La colocación de baches especiales, es con el fin de que trabajen sobre el enjarre del lodo frente a la zona atrapada. Buscan según su formulación: (1) reducir la tensión superficial; (2) penetrar el enjarre; (3) lubricarlo para abatir el factor de fricción y liberar con tensión la sarta; y (4) si son de peso ligero, contribuir a la disminución de la presión diferencial.

A excepción de los baches especiales ligeros, los demás no contribuirán a una situación de descontrol del pozo; sin embargo, dependiendo de su formulación, pueden contaminar mayor o menor volumen del lodo activo. Por otro lado, como son generados con productos especiales, comúnmente no disponibles, su preparación y disposición en el pozo, requiere mayor tiempo que el uso del

aceite crudo, por lo que su empleo fue limitado.

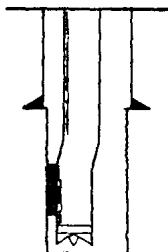
Cabe señalar que, los reductores de tensión superficial y los penetradores del enjarre, permiten la comunicación de la presión hidrostática del lodo por toda la periferia del tubo atrapado, contrarrestando el efecto negativo de la misma (que mantiene la condición del atrapamiento) lo que permite en algunas ocasiones, liberar la sarta.

III.4.- USO DE EMPACADORES

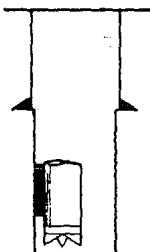
Finalmente, en algunas ocasiones se usaron empacadores para pruebas de formación, para descargar parcialmente sobre el empacador la presión hidrostática que está actuando sobre la zona atrapada, disminuyendo de ésta forma la diferencia de presión en el punto de la pegadura, logrando liberar la sarta.

Esta técnica requiere la detección del "punto libre" y la desconexión posterior con el cordón explosivo; dejando "pegado" a la pared del pozo el "pescado" resultante. Es necesario efectuar un viaje desde la superficie para bajar barrena a verificar el agujero descubierto sobre el pescado antes de bajar con la herramienta empacadora, para conectarse al pescado, anclar sobre el agujero descubierto, liberando así la sarta, procediendo a desanclar y verificar el incremento de peso (la liberación).

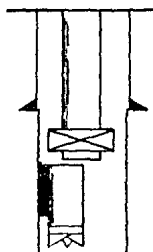
Desde luego, las operaciones involucradas además del riesgo de no anclar el empacador exitosamente y de que se volviera a pegar la sarta al desanclar, parecen haber contribuido al poco, si es que algún, uso se le dio en México a esta técnica (figura III.1).



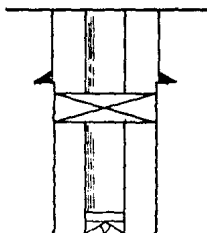
a)...SARTA PEGADA POR PRESION DIFERENCIAL



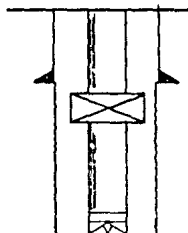
b)...AL DESCONECTAR LA SARTA EN EL PUNTO LIBRE SE GENERA UN PESCAO QUE QUEDA PEGADO A LA PARED DEL POZO.



c)...EMPACADOR EN LA PARTE SUPERIOR DEL PESCAO ANTES DE CONECTARSE



d)...AL ANCLAR EL EMPACADOR LA PRESION HIDROSTATITA ACTUA SOBRE ESTE DISMINUYENDO LA PRESION DIFERENCIAL EXISTENTE EN LA PARTE INFERIOR DEL MISMO LIBERANDO CON ESTO LA SARTA PEGADA.



e)...AL DESANCLAR EL EMPACADOR SE CORRE EL RIESGO DE VOLVERSE A PEGAR LA SARTA AL ESTAR EXPUESTA NUEVAMENTE A UNA DIFERENCIAL DE PRESION ALTA.

FIG. III. 1 USO DE EMPACADOR PARA LIBERAR SARTAS PEGADAS POR PRESION DIFERENCIAL



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIVISION DE INGENIERIA
DE CIENCIAS DE LA
TIERRA

PTDA 97/90

ARANA GUZMAN FRANCISCO

Estimado alumno:

Según la información escolar disponible en la Facultad, usted ha cubierto ya más del 90 por ciento de los créditos de su carrera. En consecuencia nos interesa mucho estimularlo para que pueda obtener su título profesional lo más pronto posible. Para este fin la Facultad lo invita a participar en el "Programa de Titulación a alumnos con un avance mayor al 90 %", que le facilitará la elaboración de su tesis profesional y la asesoría para que logre la acreditación de los cursos que le faltan de cubrir en su caso. A fin de brindarle la información más detallada al respecto, espero su visita en la Coordinación de Carrera, cubículo 021 DICT, en el siguiente horario:
de 17:30 a 20:30 hrs. Lunes.

A T E N T A M E N T E

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

Cd. Universitaria D.F., a 14 de junio de 1990.

COORDINADOR DE LA CARRERA DE
INGENIERIA PETROLERA

M.I. JOSE ANGEL GOMEZ CABRERA.

ANEXOS: Triptico del Programa de Apoyo a la Titulación
Triptico de Titulación de la Facultad de Ingeniería
Triptico del Programa de Titulación a alumnos con un
avance mayor al 90%

En resumen, las cuatro técnicas tradicionales para liberar tuberías atrapadas por presión diferencial, han sido discutidas en detalle, con énfasis en los factores que las hacen limitadas.

Cabe señalar que, fuera del conocimiento operativo que exige el uso de empacadores, el denominador común para las técnicas señaladas, no involucró un conocimiento técnico elevado para resolver la pegadura por presión diferencial en el pasado, ya que la dilución y el bombeo de baches, han sido realizados históricamente sin mayores cálculos; sin embargo, el poco conocimiento que se tenía hasta antes de los años 60 sobre la mecánica del control de presiones en un pozo durante un brote, contribuyó a la pérdida de algunos pozos, al retraso importante de las operaciones anteriores al atrapamiento y al elevado costo de estas soluciones tradicionales.

CAPITULO IV

UNA NUEVA ALTERNATIVA: VENTAJAS Y DESVENTAJAS.

IV.1.- GENERALIDADES

Como quedo establecido en el capitulo anterior, las tecnicas tradicionales de solucion al problema de pegadura por presion diferencial, requieren del consumo de tiempo y costos adicionales, por lo que se presento la necesidad de desarrollar una tecnica que proporcionara rapidez, eficacia, seguridad y economia al ser utilizada, ya que como sabemos, el problema aumenta conforme crece el tiempo de exposicion de la tuberia pegada; asimismo, debe ser segura o por lo menos minimizar los riesgos y finalmente, como cualquier proyecto de ingenieria, para hacerlo factible debera presentar atractivo economico, por encima de otras alternativas.

Dado el incremento en la perforacion de pozos exploratorios en el area y el desconocimiento de las presiones de poro de las formaciones atravezadas, el problema que nos ocupa tambien se incrementa pues para pozos de desarrollo se cuenta con informacion suficiente para evitar las pegaduras, no asi en pozos exploratorios, donde tal informacion es limitada o nula.

En virtud de lo anterior, desde 1983 la Superintendencia de Ingenieria de Perforacion de la Zona Sureste de Petroleos Mexicanos, se avoco a la busqueda de una nueva alternativa para liberar sartas atrapadas y de esta manera, se implanto un procedimiento distinto para resolver dicho problema, el cual se basa en el principio de vasos comunicantes, para vaciar parcialmente el fluido dentro del espacio anular hasta una profundidad determinada, haciendo descender asi la presion hidrostatica en todos los puntos del espacio anular.

Este procedimiento no requiere tiempo de espera por fluidos especiales, ya que todas las instalaciones las llenan los equipos de perforacion y puede ser puesto en practica despues de trabajar

la tubería, mientras se espera una unidad cementadora de alta presión o bien, de inmediato, si se reconoce que el tipo de pegadura corresponde exactamente al de presión diferencial y se cuenta con la información mínima requerida.

Por otro lado, este método cumple con los requisitos anteriormente citados: rapidez, eficacia, seguridad y economía y ha sido utilizado con éxito en todos los casos, donde ha sido necesario.

El método consiste esencialmente en bombear cierto volumen (precalculado) de fluido ligero dentro de la sarta pegada y permitir que por la consecuente descompensación de columnas, (interior y exterior) del fluido dentro del pozo, el nivel del espacio anular baje, hasta una profundidad equivalente a la pérdida de presión hidrostática deseada, en el punto de la pegadura (figura IV.1).

Una vez liberada la sarta, es restablecido el movimiento en ella y llenado el espacio anular, con el fluido original, hasta desalojar el bache de fluido ligero. Seguidamente, se podrán definir las acciones para prevenir una nueva pegadura (disminuir la densidad, estabilizar sarta o corregir deficiencias del equipo)

En ocasiones, la sarta resulta liberada antes del equilibrio precalculado, procediéndose a moverla y regresar el resto del fluido ligero hasta igualar columnas lo que se consigue llenando el espacio anular progresivamente, con el lodo original.

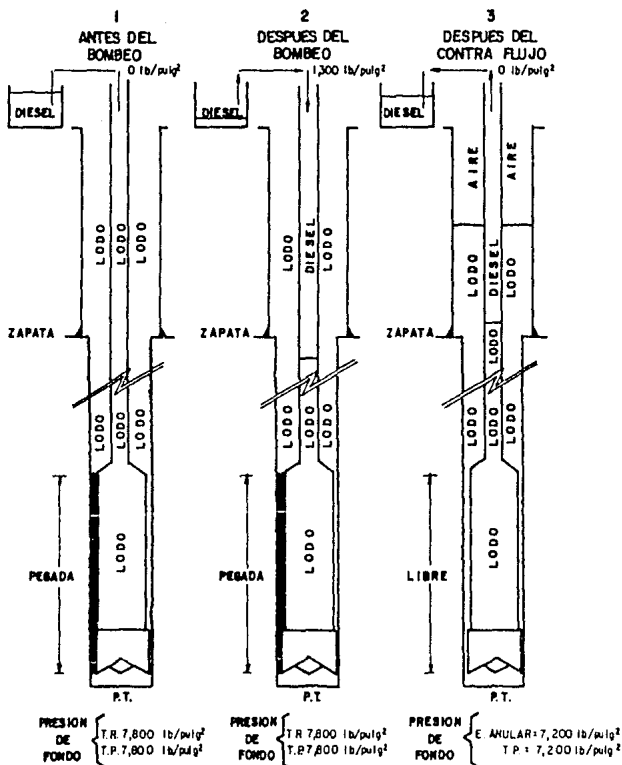


Fig. IV.1 SECUENCIA DEL BOMBEO DEL FLUIDO LIGERO PARA LIBERAR LA TUBERIA PEGADA POR PRESION DIFER.

IV.2 .- PLANTEAMIENTO TEORICO

La deducción de la fórmula para determinar la altura de dos fluidos de distinta densidad, para ejercer presión hidrostática equivalente a la de un solo fluido de densidad dada (a esa misma profundidad) es como sigue:

Sean: DEP = Densidad equivalente de la prueba que se desea obtener a la profundidad P, (g/cm^3).

DL = Densidad del lodo actual en el pozo, (g/cm^3).

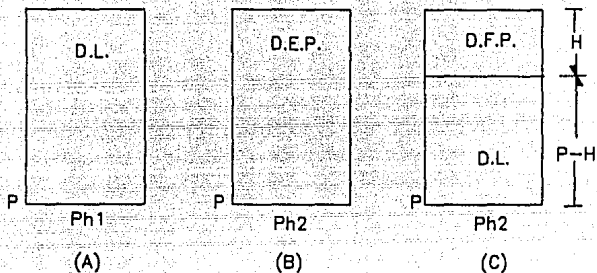
DFP = Densidad del fluido con el que se desea efectuar la prueba, (g/cm^3).

P = Profundidad a la que se desea disminuir la presión hidrostática, (m).

H = Altura del fluido de prueba, (m).

PH₁ = Presión hidrostática que ejerce el fluido actual a la profundidad P, (kg/cm^2).

PH₂ = Presión hidrostática que debe ejercerse a la profundidad P, para abatir la presión diferencial, (kg/cm^2) con el fluido de densidad DEP.



- A).- LA PRESION HIDROSTATICA (Ph_1) DEL LODO ACTUAL A LA PROFUNDIDAD P, DEBE SER DISMINUIDA EN UN VALOR PREDETERMINADO PARA ABATIR LA PRESION DIFERENCIAL EN EL PUNTO P, SIN CAMBIAR LA DENSIDAD DEL LODO ACTUAL (D.L.)
- B).- EL VALOR DE LA PRESION HIDROSTATICA DISMINUIDO (Ph_2) A LA PROFUNDIDAD P, TENDRA UNA DENSIDAD EQUIVALENTE DE LA PRUEBA (D.E.P.) A LA MISMA PROFUNDIDAD P.
- C).- LA COLUMNA DE ALTURA P, ESTARA CONTENIENDO DOS FLUIDOS DE DISTINTA DENSIDAD (D.F.P. Y D.L.), CUYAS ALTURAS DEBERAN SER DETERMINADAS PARA QUE, SIMULTANEAMENTE, EJERZAN LA MISMA PRESION HIDROSTATICA (Ph_2) DEL FLUIDO CUYA DENSIDAD EQUIVALENTE (D.E.P.) EJERCE A LA PROFUNDIDAD P.

FIG. V.2 REPRESENTACION DEL PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR LA ALTURA REQUERIDA DE FLUIDOS DISTINTOS PARA EJERCER UNA PRESION DADA.

De la figura IV.2 (b):

$$Ph_2 = \frac{P \text{ (DEP)}}{10} \quad \dots \text{ Ec. (1)}$$

De la figura IV.2 (c):

$$Ph_2 = \frac{H \text{ (DFP)} + (P - H) \text{ (DL)}}{10} \quad \dots \text{ Ec. (2)}$$

Iguando las ecuaciones (1) Y (2):

$$\frac{P \text{ (DEP)}}{10} = \frac{H \text{ (DFP)} + (P - H) \text{ (DL)}}{10}$$

Desarrollando:

$$P \text{ (DEP)} = H \text{ (DFP)} + P \text{ (DL)} - H \text{ (DL)} \quad \dots \text{ Ec. (3)}$$

$$P \text{ (DEP)} - P \text{ (DL)} = H \text{ (DFP)} - H \text{ (DL)}$$

$$H = \frac{P \text{ (DEP)} - P \text{ (DL)}}{\text{(DFP)} - \text{(DL)}} \quad \dots \text{ Ec. (4)}$$

Como, para este caso, DEP y DFP son menores que DL, el resultado no se altera, si se invierten los elementos de ambas diferencias en el miembro derecho, para evitar el cociente de números negativos, quedando de la forma siguiente:

$$H = \frac{P (DL-DEP)}{(DL-DFP)} \quad \dots \text{Ec. (5)}$$

Esta Ec. (5) describe el abatimiento de la presión hidrostática dentro de la T.P. (donde estará el fluido ligero); pero en el espacio anular, que se vaciará parcialmente, el fluido ligero que sumará su presión hidrostática es el aire, cuya densidad respecto al agua se considera nula, por lo que entonces la Ec. (5) se convierte en:

$$HEA = \frac{P (DL - DEP)}{(DL - 0)} = \frac{P (DL - DEP)}{DL}$$

$$HEA = \frac{P (DL - DEP)}{DL} \quad \dots \text{Ec. (6)}$$

Por lo anterior, después de bombear todo el fluido ligero y regresar parte de él (para estabilizar columnas) la situación quedará así:

$$\text{Presión hidrostática en el espacio anular (kg/cm}^2\text{)} = \frac{(P - HEA) DL}{10} \quad \dots \text{Ec (7)}$$

$$\text{Presión hidrostática en la T.P. (kg/cm}^2\text{)} = \frac{(P - H) DL + H \cdot DFP}{10} \quad \dots \text{Ec (8)}$$

Ambos resultados deben ser iguales.

ECUACIONES ADICIONALES.

El volumen total del bache ligero, corresponde al volumen de lodo que será desalojado del espacio anular más el correspondiente dentro de la T.P., para balancear columnas; es decir:

$$VT = H * Cap. \text{ en T.P.} + HEA * Cap. \text{ en espacio anular} \dots \text{ Ec (9)}$$

Además, la altura que ocupará este volumen dentro de la T.P., es la siguiente:

$$h \text{ (m)} = \frac{VT}{Cap. \text{ en T.P.}} \dots \text{ Ec (10)}$$

Si esta altura es mayor que la longitud de la T.P., el fluido ligero saldrá al espacio anular y no podrá ser usada en la ecuación siguiente (11) para el cálculo de la presión superficial máxima a alcanzar.

Por otro lado, deberá tenerse extremo cuidado, para evitar dañar formaciones sensibles a tal fluido y complicar el problema.

La presión superficial máxima al terminar de bombear el volumen total del bache ligero, es determinada con la ecuación (11). Su importancia radica en definir, (con anticipación) si se

requiere estrictamente hablando de emplear una unidad de alta presión o no.

$$PSM \text{ (kg/cm}^2\text{)} = \frac{h \text{ (DL - DFP)}}{10} \quad \dots \text{ Ec (11)}$$

Ahora bien, si h es mayor que la longitud de la T.P., entonces la presión máxima se alcanzará cuando el fluido ligero llene toda la sarta, disminuyendo la presión conforme el fluido ligero ascienda por el espacio anular, entonces:

$$PSM = \frac{\text{long. T.P. (DL - DFP)}}{10} \quad \dots \text{ Ec (12)}$$

$$P_{\text{final}} = \frac{(\text{long. T.P.} - \text{hea}) \text{ (DL - DFP)}}{10} \quad \dots \text{ Ec (13)}$$

Donde:

hea = Longitud ocupada, del extremo inferior de la sarta hacia arriba, por el excedente del fluido ligero, (m).

$$\text{hea} = \frac{VT - (\text{Long. de T.P.} * \text{Cap. en T.P.})}{\text{Cap. en espacio anular}} \quad \dots \text{ Ec (14)}$$

El comportamiento de la presión al regresar el volumen para que baje el espacio anular, es como sigue:

$$\Delta P/bi \text{ (kg/cm}^2/bi) = \frac{PSM}{HEA * Cap. \text{ en espacio anular (bi/m)}} \quad . \text{ Ec (15)}$$

Con este valor, se puede construir una gráfica para observar el regreso del volumen y el abatimiento de la presión superficial máxima, visualizando cualquier separación del comportamiento previsto. En este momento se detectará cualquier empuje de la formación.

IV.3.- PROCEDIMIENTO OPERATIVO

Una vez efectuados los cálculos necesarios, se procede a elaborar un programa operativo que a grandes rasgos deberá incluir los siguientes pasos.

- 1.- Instalar unidad de alta presión en caso de requerirse y probar líneas con 50 % mayor a la PSM esperada.
- 2.- Bombear el volumen de fluido ligero precalculado, cuidando que si éste es agua dulce y alcanzará a salir de la T.P. en presencia de formaciones arcillosas, deberá sustituirse con un bache suficiente de diesel, para evitar la hidratación y/o derrumbe.
- 3.- Tensionar ligeramente la sarta (de 5 a 10 toneladas).

- 4.- Registrar la presión estabilizada en la T.P. y compararla contra la esperada.
- 5.- Ajustar la curva del depresionamiento, en caso de que no concuerden las presiones en T.P. (calculada y observada).
- 6.- Iniciar el depresionamiento de la T.P. mediante el regreso por la misma, del fluido ligero, teniendo cuidado de contabilizar el volumen regresado, para definir el valor de la densidad equivalente al momento de la liberación de la sarta.
- 7.- Si la sarta resulta liberada (antes de dejar en cero la presión diferencial en la T.P.) se dará movimiento de rotación o recíprocante, procediendo a bombear, por espacio anular, la cantidad de lodo que resulte equivalente a la densidad con la que se obtuvo la liberación y descargar todo el fluido ligero (mayor que el originalmente calculado) que sea necesario para dejar en cero la presión diferencial de la T.P.
- 8.- Liberada la sarta, se podrá levantar el extremo inferior hasta la zapata (bombeando sólo el volumen de acero extraído) y evitar dejarla sin movimiento.
- 9.- Con la sarta en agujero entubado, se procederá a llenar el pozo por espacio anular, descargando el excedente de fluido ligero por la T.P., cuidando que éste sea descargado a la unidad de alta presión o al sitio deseado, pero evitando que derrame al espacio anular del pozo.

- 10.- Se circulará emparejando las columnas a la densidad anterior (o la requerida según la operación) para prevenir la repetición del problema.
- 11.- Se extraerá la sarta para cambiar la posición de los estabilizadores (agregar más) o se continuarán las operaciones anteriores si es que el problema fue causado por paro involuntario del equipo.

Para ilustrar el uso de las ecuaciones, a continuación se presenta un ejemplo:

Ejemplo:

Calcule qué alturas deben ocupar el aire y el agua en el espacio anular y dentro de la T.P., respectivamente, para que ejerzan junto con lodo de $1.80 \text{ (g/cm}^3\text{)}$ una densidad equivalente a $1.50 \text{ (g/cm}^3\text{)}$ a 3000 (m), por ambas ramas (figura IV.3).

Solución:

Datos: DL = $1.80 \text{ (g/cm}^3\text{)}$
DEP = $1.50 \text{ (g/cm}^3\text{)}$
DFP = $1.00 \text{ (g/cm}^3\text{)}$
P = 3,000 (m)

Altura de agua:

$$\text{HTP} = \frac{P (\text{DL} - \text{DEP})}{(\text{DL} - \text{DFP})}$$

$$HTP = \frac{3,000 (1.80 - 1.50)}{(1.80 - 1.00)} = 1,125 \text{ m (de agua)}$$

$$HEA = \frac{P (DL - DFP)}{DL}$$

$$HEA = \frac{3,000 (1.80 - 1.50)}{1.80} = 500 \text{ m (de aire)}$$

Las columnas deberán contener: en la T.P. 1,125 m de agua y 1,875 (m) (3,000 - 1,125) de lodo de 1.80 (g/cm³) y en el espacio anular 500 m de aire y 2,500 m (3000 - 500) del mismo lodo de 1.80 (g/cm³) para quedar balanceadas y ejercer la misma presión hidrostática a 3000 m; como si ambas columnas estuviesen totalmente llenas con lodo de 1.50 g/cm³ (450 kg/cm²).

Verificación:

$$\text{Presión hidrostática en el espacio anular} = (3000 - 500) * 1.80 / 10 = 450 \text{ (kg/cm}^2\text{)}$$

$$\begin{aligned} \text{Presión hidrostática en T.P.} &= [(3000 - 1125) * 1.80 + 1125 * 1.0] / 10 = \\ &= 450 \text{ (kg/cm}^2\text{)} \end{aligned}$$

Como se observa, las presiones hidrostáticas tanto en T.P. como en el espacio anular son iguales a la profundidad de 3000 m.

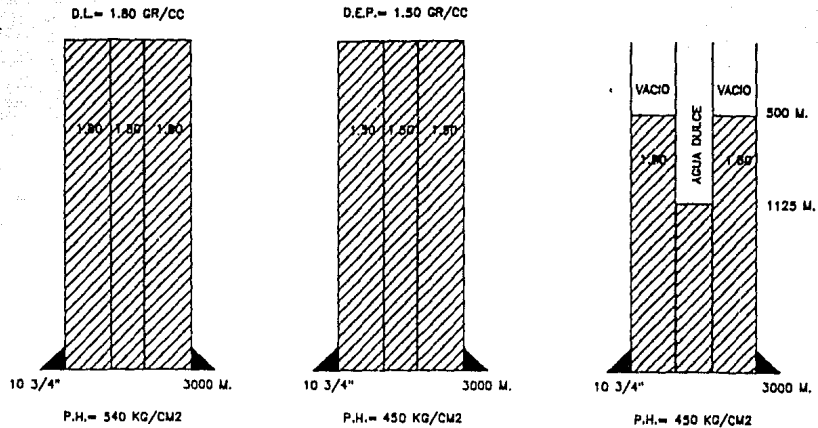


FIG. IV.3 REPRESENTACION DE DISMINUIR LA PRESION HIDROSTATICA A CIERTA PROFUNDIDAD PARA EJERCER UNA DENSIDAD EQUIVALENTE A OTRO FLUIDO, COMBINADO AGUA POR DENTRO DE LA T.P. Y AIRE POR EL ESPACIO ANULAR CON EL LODO ORIGINAL.

IV.4 VENTAJAS Y DESVENTAJAS

Las ventajas que se tienen al emplear esta técnica son:

- Rapidez
- Eficacia
- Seguridad
- Economía

Las desventajas que se pueden presentar son las siguientes:

- Conocimiento más preciso de las prestaciones de poro.
- Estimación del punto de la pegadura.
- Circulación inversa no restringida.

Propiamente, las primeras dos desventajas lo son, solo si deben ser vistas como requisitos previos para la aplicación del procedimiento para asegurar el éxito, ya que si bien son útiles en la aplicación de otras alternativas, no ofrecen resultados cuando no son indispensables.

CAPÍTULO V
POZO LACANTUN 1-B Y OTROS CASOS REALES DE APLICACIÓN

POZO LACANTUN 1-B

RESUMEN.

La falta de planeación adecuada en las operaciones de perforación, condujo a desechar la información previa disponible y causó, con el diseño de una sarta prácticamente sin estabilizar, la pegadura de la misma por presión diferencial en el pozo Lacantun 1-B el día 2 de abril de 1989, en la frontera con Guatemala.

Este problema, al no hacer acopio de toda la información pertinente, fue considerado en sus inicios como una pegadura mecánica (acuífamiento) tratándose como tal hasta el día 7 del mismo mes donde, por intervención de la División de Operación en la Superintendencia de Perforación, fue necesario encausar la solución adecuada.

Por ello, se empleó el procedimiento de descompensar columnas para abatir la presión diferencial, consiguiendo liberar la sarta en tres intentos después de resultar sin éxito la colocación de un bache con fluido reductor de tensión superficial y un disparo vibratorio. Todo esto en solo tres días.

Esta operación, condujo a definir la nueva densidad de control (1.80 g/cm^3 en lugar de 2.37 g/cm^3 utilizado) y probar la existencia de formaciones impregnadas de aceite viscoso a 3612-3619 m de baja permeabilidad (produjo 3 m^3 de aceite en 23 horas).

Dada la proximidad de la terminación del pozo, se consideró que resultaría antieconómico este "yacimento" y, de cementar la T.R. de 5" se condenaría la posibilidad de localizar yacimientos

comerciales como los que, a unos cuantos kilometros se explotan en Guatemala, a unos cuantos metros más de profundidad (\pm 4,500 m).

Por lo anterior, considerando la evidencia de eliminar el riesgo de pegadura por presión diferencial (al bajar densidad y cambiar la sarta) pudo continuarse perforando hasta que el pozo requirió verdaderamente, las altas densidades. Esto permitió capitalizar positivamente los errores señalados.

El entrenamiento y adiestramiento adecuado del personal de campo y la planeación minuciosa de las operaciones futuras, deben conducir a eliminar la repetición de estos hechos.

ESTADO MECANICO DEL POZO:

El estado mecánico del pozo aparece en la figura V.1. La zapata de la T.R. de 7 5/8" se encuentra a 3,412 (m). Por un problema mecánico, tuvo que abrirse una "ventana" a 3,349 (m) y se continuó perforando con barrena de 6 1/2" a 3,750 (m). La sarta de perforación consistió de las siguientes secciones:

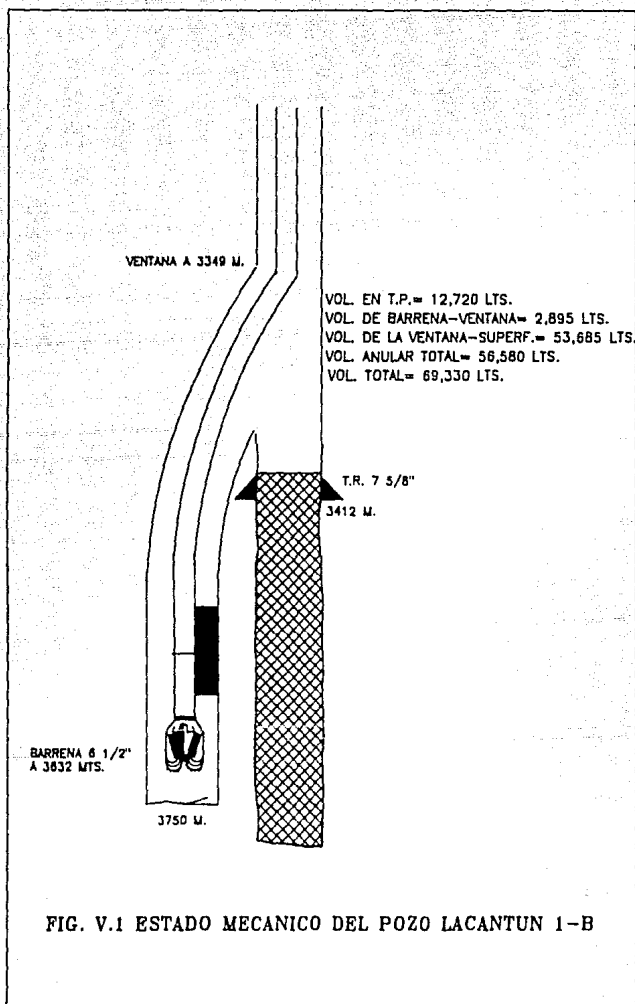
21 lastrabarreras de 5" x 2 1/4"

15 tramos de tubería Heavy Wate de 3 1/2" x 2 1/10"

y T.P. de 3 1/2" de 13.3 y 15.5 (lb/pie), con grados diferentes.

CAUSAS DEL PROBLEMA:

La causa visible de que se pegara la sarta, fue que estaba constituida para ese fin: una parada de lastrabarreras estabilizada, y las otras 6, no. Esta sarta se empleó aún sabiendo y teniendo la información de los pozos vecinos (Lacantun 1-A, Cantil 1, en México y San Ramon Y Rubelsanto 102, en Guatemala) donde se muestra la alta tendencia a la pegadura por presión diferencial y las propuestas de solución señaladas.



De la investigación correspondiente, se supo que después de perforar a 3750 m (120 min/metro) se realizó un viaje corto a 3350 m (ventana en T.R. 7 ⁵/₈"") y se bajó a 3632 m, detectándose una resistencia a 3632.50 m con 5 toneladas, al bajar 0.50 m de la siguiente lingada. Se colocaron las cuñas y eliminó la última lingada conectada. Se conectó la flecha y circuló normal, sin poder dar rotación a la sarta. A diferencia del criterio del Distrito (acuñamiento de la sarta) se infirió entonces la pegadura por presión diferencial. El punto libre, según Geofísica, estaba a 3378 m o más arriba. Sin embargo, se operaba el martillo instalado a 3394 m. La falta de medidas de toda la tubería en el pozo (sarta medida solo en tensión) condujo a suponer el punto de pegadura probable a 3500 m.

SOLUCION AL PROBLEMA:

Se realizaron los cálculos necesarios para emplear el procedimiento de fluidos ligeros para descompensar columnas y se verificó la presencia de una zona permeable de baja presión entre otras de alta, correlacionando con el Pozo Rubelsanto 102 (de Guatemala) equivalente a 1.50 g/cm³ de presión de poro a 3,500 (m), en el Lacantun 1-B.

Dada la alta densidad que se tenía (2.37 g/cm³) y la presencia reportada de agua sulfurosa, se actuó con precaución y después de tres intentos, combinados con un disparo vibratorio y un bache con material reductor de tensión superficial, la sarta fue liberada con densidad equivalente a 1.49 g/cm³ y 4 toneladas de tensión.

PRIMER INTENTO.

Se bombeó diesel de $0.85 \text{ (g/cm}^3\text{)}$, esperando alcanzar una densidad equivalente de $1.80 \text{ (g/cm}^3\text{)}$, a la profundidad de $3,632 \text{ m}$, esto es:

$$\begin{aligned}DL &= 2.37 \text{ (g/cm}^3\text{)} \\DFP &= 0.85 \text{ (g/cm}^3\text{)} \\DEP &= 1.80 \text{ (g/cm}^3\text{)} \\P &= 3,632 \text{ (m)}\end{aligned}$$

CALCULOS:

1.- ALTURA QUE OCUPARA EL DIESEL DENTRO DE LA T.P.

$$H = \frac{P (DL - DEP)}{(DL - DFP)} = \frac{3632 (2.37 - 1.80)}{(2.37 - 0.85)} = 1,362 \text{ (m)}$$

- Volumen de diesel en T.P. (para equilibrar columnas):

$$1,362 \text{ (m)} \times 3.43 \text{ (lit/m)} = 4,672 \text{ (litros)}$$

2.- ALTURA DE AIRE EN EL ESPACIO ANULAR AL REGRESAR EL DIESEL

$$HEA = \frac{P (DL - DEP)}{DL} = \frac{3632 (2.37 - 1.80)}{2.37} = 874 \text{ (m)}$$

- Volumen a purgar por T.R.:

$$874 \text{ (m)} \times 16.03 \text{ (lit/m)} = 14,003 \text{ (litros)}$$

3.- Volumen total de diesel a bombear:

$$VT = 4672 + 14003 = 18675 \text{ (lt)} \text{ [117.45 (bl)]}$$

$$\text{Capacidad total de la sarta} = 12,750 \text{ (lt)}$$

Como se observa, el volumen de diesel a bombear es mayor que el del interior de la sarta, por lo que, parte del fluido bombeado pasará al espacio anular.

$$\begin{aligned} \text{Volumen de diesel que pasará al espacio anular} &= 18675 - 12700 = \\ &= 5955 \text{ (lt)} \end{aligned}$$

El volumen en el espacio anular de la barrena a la ventana de la T.R. (de 3632 a 3349 m) es de 2,895 (lt), por lo tanto, 3060 (lt) de diesel pasarán al espacio anular entre la T.R. y la sarta de perforación ocupando una longitud de 191 (m), es decir el diesel se encontrará en el espacio anular a una profundidad de 3158 (m) (3349 - 191 m) (figura V.2).

- Presión máxima a alcanzar:

$$PSM = \frac{\text{Long. T.P. (DL - DFP)}}{10} = \frac{3632 (2.37 - 0.85)}{10} = 552 \text{ (kg/cm}^2\text{)}$$

- Presión final:

$$P_{\text{final}} = \frac{3158 \text{ (DL - DFP)}}{10} = \frac{3158 (2.37 - 0.85)}{10} = 480 \text{ (kg/cm}^2\text{)}$$

- Operaciones:

- 1.- Se instaló la unidad de alta presión y se probaron las líneas con $700 \text{ (kg/cm}^2\text{)}$.
- 2.- Se bombearon directo 19,080 litros de diesel (en lugar de 18675 calculados) por la T.P. con presión máxima de $596 \text{ (kg/cm}^2\text{)}$ y final de $485 \text{ (kg/cm}^2\text{)}$ (figura V.2).
- 3.- Se suspendió el bombeo y se observó la presión estática en T.P. de $475 \text{ (kg/cm}^2\text{)}$ durante cuatro horas, reposando el diesel con Q.T.SOL (reductor de tensión superficial que se agregó a razón de $49 \text{ (lt/m}^3\text{)}$ de tal manera que quedara alojado en el espacio anular)
- 4.- Se operó el martillo y trabajó la sarta con tensión y torsión alterna sin éxito. Durante todo el reposo, el nivel en el espacio anular se mantuvo en la superficie. En ese momento se tenía una densidad equivalente de $2.17 \text{ (gr/cm}^3\text{)}$ a la profundidad de $3,632 \text{ (m)}$.
- 5.- Se inició a depresionar la T.P. regresando un total de 15,900 litros de diesel a la unidad de alta presión y se continuó trabajando la sarta sin éxito. El volumen calculado para regresar fue de $14,003 \text{ (lt)}$, por lo que se procedió a observar el comportamiento del pozo a través de la T.P. durante 15 horas, sin manifestar presión.

Después de estas operaciones sin éxito se optó por un segundo intento el cual se describirá a continuación.

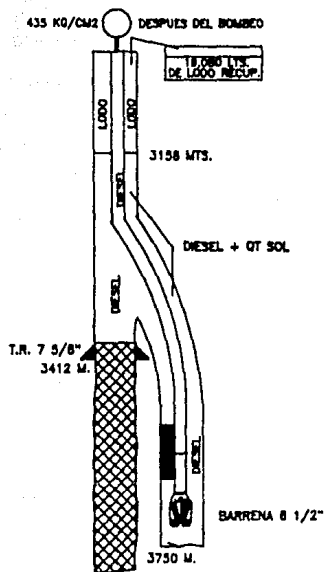


FIG. V.2.A ESTADO DEL POZO AL BOMBEAR
19,080 LTS DE DIESEL POR T.P.

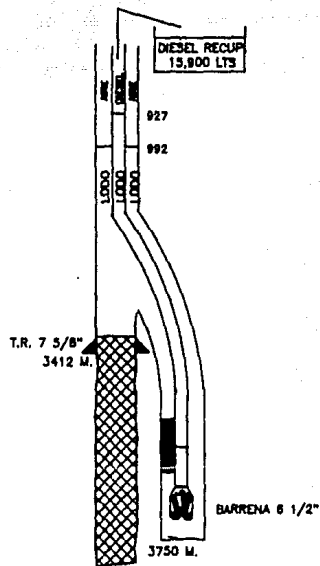


FIG. V.2.B ESTADO DEL POZO AL FINAL
DEL PRIMER INTENTO.

SEGUNDO INTENTO.

Para el segundo intento, se bombearon 28,620 (lt) de agua por la T.P.. El espacio anular fue llenado con 12,420 (lt) en lugar de los 15,000 (lt) que se habían purgado en el primer intento, lo que hizo pensar en una posible aportación del pozo. Esto es, si el pozo aportó 3,180 (lt) en 15 horas se tubo un flujo de 3.5 (lt/min) que permitiría realizar operaciones durante algún tiempo; por lo cual se decidió continuar con la operación.

A las 12:17 horas del día 9 de Abril se suspendió el bombeo con presión estática en T.P. de 292 (kg/cm^2). Esto dió una densidad equivalente de 1.80 (g/cm^3) en T.P., quedando dentro del espacio anular 15,900 (lt) de agua (28,620 - 12,720 (cap. de la T.P.)), 5,077 (lt) de diesel que quedaron del primer intento (19080 - 14003) y 35,603 (lt) de lodo (figura V.3).

Se regresaron 23,850 (lt) de agua, observandose una capa de aceite al purgarse el último barril. La sarta fue trabajada a tensión durante 23 horas sin éxito, efectuandose un tercer intento.

TERCER INTENTO.

Se bombearon 23,850 (lt) de diesel y 14,310 (lt) de agua por T.P., desplazando, con 16,950 (lt), una capa de aceite por el espacio anular. La presión máxima fue de 348 y la final 116 (kg/cm^2). Al suspender el bombeo, la presión estática en T.P. fue de 98 (kg/cm^2) y como la T.P. tenía agua, significa que el espacio anular tenía una densidad equivalente a 1.27 (g/cm^3) al momento de suspender el bombeo.

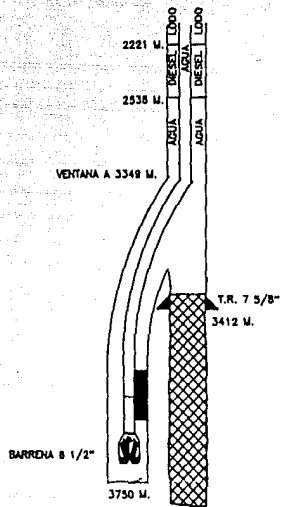


FIG.V.3.A ESTADO DEL POZO AL TERMINAR EL BOMBEO EN EL SEGUNDO INTENTO.

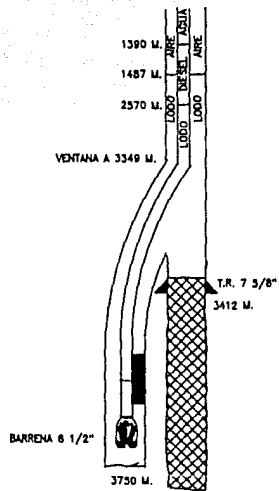


FIG.V.3.B ESTADO DEL POZO AL FINAL DEL SEGUNDO INTENTO.

Eran las 13:20 horas del día 10 de Abril, cuando se dieron instrucciones para trabajar la sarta en condiciones críticas de tensión y compresión, mientras simultáneamente se regresaba el agua. Existía un escurrimiento por espacio anular de 23 (lt/min) (lodo de 1.18 g/cm^3) mismo que fue decreciendo hasta 7.4 (lt/min), con densidad variable de 1.90 a $2.01 \text{ (g/cm}^3\text{)}$.

A las 13:55 horas, habiendo regresado 2,385 (lt) (densidad equivalente a 1.26 g/cm^3) la sarta quedó libre con 4 toneladas de tensión, recuperándose la rotación. Se continuó regresando agua (9,540 litros) abatiéndose a cero la presión en T.P.. En estas condiciones, se desconectó la unidad de alta presión y levantó la barrena a 3,500 (m). Se llenó el pozo por el espacio anular con lodo de $2.37 \text{ (g/cm}^3\text{)}$ y se circuló emparejando columnas.

POZO OCUAPAN 201

Con pozo desviado de 12 1/4" de diametro, perforado a 4405 (m) con lodo CLSE de 1.50 (g/cm³) y repasando con lodo de 1.62 (g/cm³) a 4270 (m), se reportó pegada la sarta. El estado mecánico del pozo (fig. V.4), muestra un punto de desviación a 2512 (m) y punto libre a 2700 (m). Después de trabajarse la sarta durante 21 días, a tensión, compresión y torsión con circulación franca, se optó por probar el procedimiento de desbalancear las columnas. Se determinó que una densidad mínima en la zapata (2365 m) equivalente a 1.40 (g/cm³) no ocasionaría problemas por lo que se efectuaron los cálculos con lodo sin densificar (0.97 g/cm³) que había sido enviado al pozo (figura V.4).

Cálculos:

$$DL = 1.62 \text{ (g/cm}^3\text{)}$$

$$DEP = 1.40 \text{ (g/cm}^3\text{)}$$

$$DFP = 0.97 \text{ (g/cm}^3\text{)}$$

$$P = 2365 \text{ (m)}$$

1.- Volumen para equilibrar columnas (dentro de la T.P.)

1.1 Altura (H) de fluido sin densificar requerido dentro de la T.P.

$$H = \frac{P (DL - DEP)}{(DL - DFP)} = \frac{2365 (1.62 - 1.40)}{(1.62 - 0.97)} = 800.46 \text{ (m)}$$

1.2 Volumen que ocupan 800 (m) de T.P. de 5" de diametro y 19.5 (lb/pie):

$$\begin{aligned} \text{Volumen (T.P.)} &= H * \text{Cap. T.P.} = 800 \text{ (m)} * 9.26 \text{ (lt/m)} = \\ &= 7,412 \text{ (lt)} \end{aligned}$$

2.- Volumen que se requiere vaciar el espacio anular:

2.1 Altura de aire en el espacio anular.

$$HEA = \frac{P (DL - DEP)}{DL} = \frac{2365 (1.62 - 1.40)}{1.62} = 321.17 \text{ (m)}$$

2.2 Volumen que ocupan 321.17 (m) en el espacio anular entre la T.R. de 13 3/4" y T.P. de 5".

$$\begin{aligned} \text{Volumen (EA)} &= HEA * \text{Cap. EA} = 321.17 \text{ (m)} * 65.401 \text{ (lt/m)} = \\ &= 21,007 \text{ (lt)} \end{aligned}$$

3.- Volumen total que debe ser bombeado:

$$\begin{aligned} \text{Volumen total} &= \text{Volumen (T.P.)} + \text{Volumen (EA)} = \\ &= 7412 \text{ (lt)} + 21007 \text{ (lt)} = 28,419 \text{ (lt)} \end{aligned}$$

4.- altura que ocupará este volumen dentro de la T.P.:

$$h = \frac{\text{Volumen total}}{\text{Cap. T.P.}} = \frac{28419 \text{ (lt)}}{9.26 \text{ (lt/m)}} = 3,069 \text{ (m)}$$

5.- Presión superficial máxima al terminar de bombear el volumen total (PSM)

$$PSM = \frac{h (DL - DFP)}{10} = \frac{3069 (1.62 - 1.40)}{10} = 199 \text{ (kg/cm}^2\text{)}$$

6.- Comportamiento de la presión al regresar el volumen para que baje el nivel de lodo en el espacio anular:

$$\Delta P/bl = \frac{PSM}{\text{Volumen (EA)}} = \frac{199 \text{ (kg/cm}^2\text{)}}{192.12 \text{ (bl)}} = 1.51 \text{ [(kg/cm}^2\text{)/bl]}$$

De acuerdo con los calculos, el volumen abompear era 28,419 (lt), mismos que fueron bombeados con unidad de alta presión, alcanzando una presión final estática de 195 (kg/cm²) (en lugar de 199 calculados).

La tubería se mantuvo tensionada con 30 toneladas. Al regresar 8586 (lt) (54 bl) de lodo (100 kg/cm² de presión en T.P.) la tubería quedo libre, restableciéndose la rotación y se llenó el espacio anular con lodo de 1.62 (g/cm³), para recuperar todo el lodo sin densificar por la T.P.

La densidad equivalente (en el momento de la liberación) fue:

$$D_{eq} = \frac{(P - HEA) DL}{P} = \frac{(2365 - 131) 1.62}{2365} = 1.53 \text{ (g/cm}^2\text{)}$$

La pérdida de presión hidrostática (ΔP) fue:

$$\Delta p = \frac{p (DL - D_{eq})}{10} = \frac{2365 (1.62 - 1.53)}{10} = 21.28 \text{ (kg/cm}^2\text{)}$$

El procedimiento se había iniciado a las 11:30 horas del 24 de Marzo de 1983 y fue concluido a las 17:00 horas del mismo día; pero lo mejor de todo fue que se acondicionó el lodo a 1.50 (g/cm^3) y la T.R. de 9 s/r bajó a fondo libre. Poco faltó para, por lo menos, perder el agujero perforado antes de desviar de nuevo el pozo.

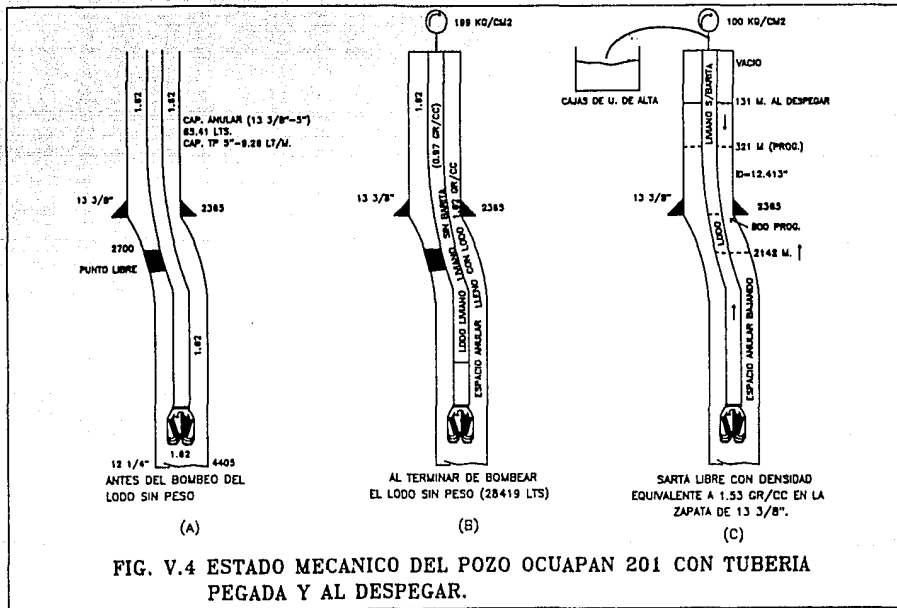


FIG. V.4 ESTADO MECANICO DEL POZO OCUPAN 201 CON TUBERIA PEGADA Y AL DESPEGAR.

POZO LACANTUN 1-A

Este pozo se perforó a 1,729 (m) con lodo C.L.S.E. de 1.83 (g/cm^3) y barrena de 12" después de haber desviado por pescado a 1,393 (m). Al tomar desviación se reportó pegada la sarta. La tubería fue trabajada a tensión y torsión con circulación franca durante 23 horas, sin éxito. Se programó emplear el procedimiento de descompensar columnas utilizando agua dulce, para lo cual se estimó bajar la presión diferencial hasta una densidad equivalente a 1.30 (g/cm^3). El estado mecánico del pozo se muestra en la figura V.5., la sarta de perforación estaba compuesta de los siguientes elementos:

6 Lastrabarreras (D.C) de 8" x 3" 55 (m)
12 tramos de tubería Heavy Wate de 5" x 3" 110 (m)
T.P. de 5", de 19.5 (lb/pie), grado E

Calculos:

$$\begin{aligned}DL &= 1.83 \text{ (g/cm}^3\text{)} \\DEP &= 1.30 \text{ (g/cm}^3\text{)} \\DFP &= 1.00 \text{ (g/cm}^3\text{)} \\P &= 1,729 \text{ (m)}\end{aligned}$$

1.- Volumen para equilibrar columnas (dentro de la T.P.):

1.1 Altura H del agua dentro de la T.P.

$$H = \frac{1729 (1.83 - 1.30)}{(1.80 - 1.30)} = 1,104 \text{ (m)}$$

1.2 Volumen que ocupan 1,104 (m) en la T.P.:

$$\text{Volumen de agua en T.P.} = 1104 \text{ (m)} * 9.26 \text{ (lt/m)} = 10,223 \text{ (lt)}$$

2.- Volumen que se requiere vaciar el espacio anular:

2.1 Altura de aire en el espacio anular

$$\text{HEA} = \frac{1729 \text{ (1.83 - 1.30)}}{1.89} = 501 \text{ (m)}$$

2.2 Volumen que ocupan 501 (m) en el espacio anular:

$$\text{Volumen en espacio anular} = 64.57 \text{ (lt/m)} * 501 \text{ (m)} = 32,350 \text{ (lt)}$$

3.- Volumen total que debe ser bombeado (de agua):

$$\text{volumen total} = 10223 + 32350 = 42573 \text{ (lt)}$$

4.- Altura que ocupará el agua en el espacio anular al ser bombeada (porque el volumen total es mayor que la capacidad de la T.P.):

$$\begin{aligned} 4.1 \text{ Capacidad de la T.P.} &= 9.26 \text{ (lt/m)} * [1729 - (55 - 110)] = \\ &= 14483 \text{ (lt)} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} 4.2 \text{ Capacidad de H.W. y D.C.} &= 4.56 \text{ (lt/m)} * (55 + 110) = \\ &= 752 \text{ (lt)} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} 4.3 \text{ Capacidad anular Agujero y D.C.} &= 40.54 \text{ (lt/m)} * 55 \text{ (m)} = \\ &= 2230 \text{ (lt)} \end{aligned}$$

4.4 Altura del agua en el espacio anular

$$\begin{aligned} 4.4.1 \text{ Volumen remanente} &= 42573 - (14483 + 752 + 2230) = \\ &= 25108 \text{ (lt)} \end{aligned}$$

4.4.2 Altura ocupada por el volumen remanente en el agujero y la T.P.

$$ha = \frac{25108 \text{ (lt)}}{60.8 \text{ (lt/m)}} = 416 \text{ (m)} \text{ (por arriba de los D.C.)}$$

5.- Presión superficial máxima:

$$PSM = \frac{1729 (1.83 - 1.00)}{10} = 144 \text{ (kg/cm}^2\text{)}$$

6.- Presión superficial final:

$$P_{\text{final}} = \frac{1258 (1.83 - 1.00)}{10} = 104.4 \text{ (kg/cm}^2\text{)}$$

RESULTADOS:

Después de bombear los 42,573 (lt) de agua programados, fue tensionada la sarta con 30 toneladas. Al regresar 4,881 (lt) (equivalente a 1.75 g/cm³) la tubería quedó libre. En este momento el nivel de agua alcanzó los 1,339 (m) dentro del espacio anular y el espejo bajó aproximadamente 75.58 (m) (de 501 calculados), estimándose una presión en la T.P. de 97.3 (kg/cm²).

El lodo fue acondicionado a $1.75 \text{ (g/cm}^3\text{)}$ y continuó perforando el pozo. Todo el procedimiento requirió sólo de cinco horas y se empleó la bomba del equipo, pues el pozo dista unos 600 (km) del distrito. La presión diferencial sólo había sido abatida en $13.83 \text{ (kg/cm}^2\text{)}$.

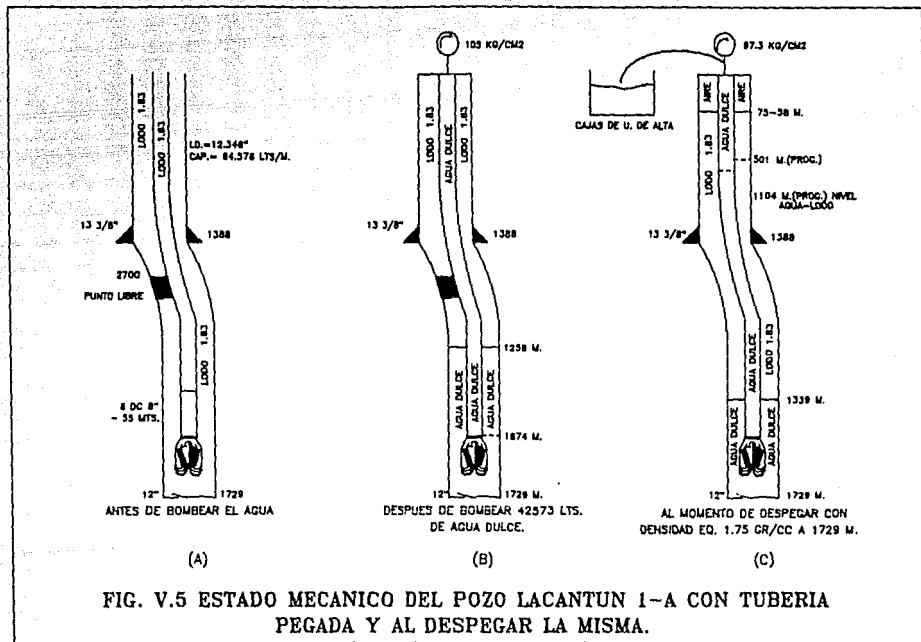


FIG. V.5 ESTADO MECANICO DEL POZO LACANTUN 1-A CON TUBERIA PEGADA Y AL DESPEGAR LA MISMA.

CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Este trabajo es producto de la experiencia acumulada en la liberación de tuberías atrapadas por presión diferencial, en la Zona Sureste de Petroleos Mexicanos, y está dirigido a difundir las causas que la generan para que, quienes planean la perforación de un pozo, las consideren y remarquen o quienes realizan y supervisan las operaciones en el campo prevengan su ocurrencia y si, a pesar de todo este esfuerzo, llegaran a presentarse, actuar rápida y provisoriamente para una solución más efectiva.

Las siguientes conclusiones pueden servir como guía:

- 1.- El atrapamiento por presión diferencial ocurre por la presencia de formación permeable, enjarre grueso y quebradizo (permeable) y presión diferencial elevada. Sin embargo, aunque todo esto se tenga es imprescindible que se conjugue con dejar quieta la sarta antes del atrapamiento.
- 2.- Es esta última condición, la diferencia entre una sarta atrapada y otra libre, aún con las tres primeras "causas" señaladas, en ambos casos.
- 3.- Como el hombre no puede actuar sobre una formación permeable para evitar el atrapamiento por presión diferencial, debe hacerlo sobre:
 - * El cuidado que se dé al enjarre, que este sea delgado e impermeable.
 - * Mantener el mínimo la densidad del fluido de control.
 - * Procurar que la tubería en reposo solo este el mínimo tiempo requerido en las operaciones que se efectuen.

- 4.- El mantener el enjarre en condiciones y dejar sin movimiento la sarta al mínimo, son condiciones "operables" durante la perforación; sin embargo, cuando se atraviesan zonas de alta presión después de otras de presión normal ("progresivas") o inversamente, cuando se pasa de zonas sobrepresionadas, a zonas de presión normal ("regresivas") sin haber asentado la última T.R. a una profundidad en que la presión más próxima no genere problemas y que llegen a quedar "puntos" donde la presión diferencial sea elevada, esta actuara siempre que se deje quieta la sarta y es aquí donde el cuidado y la supervisión se recomiendan para prevenir el problema de pegadura.

- 5.- Aunque históricamente se han intentado diversas soluciones para liberar sartas atrapadas por presión diferencial, actuando directamente sobre el enjarre y la densidad del lodo dentro del pozo, se plantea en este trabajo la respuesta rápida, económica, eficaz y sobre todo segura: Descompensar columnas (en T.P. y T.R.) para hacer descender el nivel en el espacio anular (disminuyendo la presión diferencial impuesta) y propiciando la liberación de la sarta. Esto se consigue cuando se descarga la presión manométrica de la T.P. (generada al bombear un fluido más ligero que el del pozo) para balancear ambas columnas, cuando la citada presión manométrica se nulifica.

- 6.- Este procedimiento ha demostrado efectividad superior al 90 % en los casos aplicados. El requisito: Contar con personal técnico preparado en

el pozo, para evaluar la situación y realizar el procedimiento.

- 7.- El estado actual de nuestra industria exige personal profesional cada vez mas eficiente y hacia alla conduce sus esfuerzos la Zona Sureste de Petroleos Mexicanos, donde los resultados logrados con esta técnica, muestran eficacia, seguridad y economia.
- 8.- Los volúmenes de fluidos a bombear por T.P. y a regresar tambien por T.P. son calculados mediante las ecuaciones propuestas.
- 9.- El valor máximo de presión manométrica (ecuación 11) determina si se requiere o no, de unidad de alta presión para el bombeo.
- 10.- La limitante principal para este procedimiento es cualquier restricción al flujo inverso de fluidos en la sarta (barrena tapada, equipo de flotacion, valvula de contrapresión instalada).
- 11.- El riesgo de que el pozo aporte gas durante esta operacion, puede ser retardado dando tiempo a liberar la sarta, con el uso de "baches" gelatinosos por encima de la zona impregnada con gas; procediendo a girar la sarta y recuperar el balance, bombeando lodo por el espacio anular si ocurrio la liberación.
- 12.- El personal técnico, ademas de conocer el procedimiento, deberá estar relacionado con los metodos de control de brotes ya que en caso

necesario, deberá circular éste con seguridad hasta la superficie.

- 13.- Aunque este riesgo existe en cualquier solución previa al problema en cuestión el control del pozo se resuelve llenando el pozo por el espacio anular, para recuperar las condiciones previas y no circulando un lodo más pesado que el del pozo.

BIBLIOGRAFIA

BIBLIOGRAFIA

- 1.- Adams Neal. "HOW TO CONTROL DIFERENTIAL PIPE STICKING"
Petroleum Engineer International 5 Partes: Septiembre,
Octubre, Noviembre, Diciembre de 1977 y Enero de 1978.

- 2.- Brouse Mike. "HOW TO HANDLE STUCK PIPE AND FISHING PROBLEMS"
World OIL 2 Partes: Noviembre y Diciembre de 1982.

- 3.- Mc Cullough Pipe Recovery Log, Bulletin 902.

- 4.- Frias Ramón, J.M. "NUEVA ALTERNATIVA PARA LIBERAR SARTAS DE
TUBERIAS PEGADAS POR PRESION DIFERENCIAL". Revlasta de la AIPM,
Octubre de 1988.