

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO,
GAS NATURAL Y PETROQUIMICA



**“USO DE LIBERADORES DE PEGA DE TUBERIAS POR
PRESION DIFERENCIAL EN EL NOROESTE PERUANO”**

TESIS

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO DE PETROLEO

ELABORADO POR:

MIGUEL ANGEL FERMIN PARIONA PAQUIYAURI

PROMOCION 2009-2

LIMA – PERU

2012

Digitalizado por:

Consortio Digital del
Conocimiento MebLatam,
Hemisferio y Dalse

DEDICATORIA

A Dios, A mis Padres y Hermanos les agradezco por haber fomentado en mi el deseo de superación y el anhelo de triunfo en la vida.

Mil palabras no bastarían para agradecerles su comprensión y sus consejos en los momentos difíciles. Todo esto va por ustedes por lo que valen.

SUMARIO

La pega de tubería representa uno de los problemas de perforación más comunes y más graves. La gravedad del problema puede variar de una inconveniencia menor que puede causar un ligero aumento de los costos, a complicaciones graves que pueden tener resultados considerablemente negativos, tal como la pérdida de la columna de perforación o la pérdida total del pozo. Un gran porcentaje de casos de pega de tubería terminan exigiendo que se desvíe el pozo alrededor de la pega de tubería, llamada pescado, y que se perfore de nuevo el intervalo.

La prevención y la corrección de los problemas de pega de tubería dependen de la causa del problema. Por lo tanto, para evitar y corregir eficazmente los problemas de pega de tubería, es importante entender las diferentes causas y síntomas, de manera que las medidas preventivas y los tratamientos apropiados puedan ser aplicados.

Si la tubería se pega, será necesario hacer todo lo posible para liberarla rápidamente. La probabilidad de que la pega de tubería sea liberada con éxito disminuye rápidamente con el tiempo.

Es crítico que la causa más probable de un problema de pegadura sea identificada rápidamente, ya que cada causa debe ser corregida con diferentes medidas. Un problema de pegadura podría ser agravado fácilmente por una reacción inapropiada.

Una evaluación de los sucesos que resultaron en la pegadura de la tubería indica frecuentemente la causa más probable y puede llevar a medidas correctivas apropiadas

La presente tesis tiene como objetivo el uso de liberadores como una solución rápida y efectiva para liberar tuberías de perforación pegadas, cuando la causa primaria es la presión diferencial, Antiguamente se usaba lubricantes, aceites, pero actualmente hay productos como el Pipelax y Blackmagic (llamados liberadores), la tesis se basa en la aplicación de estos liberadores en los pozos SP1A-8D y PN9-20D, los cuales se ubican en el Noroeste Peruano

INDICE

DEDICATORIA

SUMARIO

INDICE

CAPITULO I: INTRODUCCION

1.1 Antecedentes del Proyecto	1
1.2 Formulación del Problema.....	1
1.3 Justificación del Plan de Tesis.....	2
1.4 Objetivos del Proyecto	2
1.5 Hipótesis del Proyecto	2

CAPITULO II: PEGA DE TUBERIA

2.1 Causas Humanas y Físicas.....	3
2.1.1 Causas Humanas	3
2.1.2 Causas Físicas.....	3
2.2 Signos de Advertencia.....	4
2.3 Prevención.....	6
2.3.1 Prevención de Pegas por el Mecanismo Mecánico.....	7
2.3.2 Prevención de Pegas por la Presión Diferencial	7
2.4 Liberando Tubería Pegada	8
2.4.1 Aplicación del Martillo y Método para liberación de Pega Mecánicas... ..	8
2.4.2 Aplicación de Píldora Para liberación de la Pega Diferencial.....	12
2.5 Liberando Tubería Pegada por Presión Diferencial.....	12

CAPITULO III: MECANISMO DE PEGA DE TUBERIA

3.1 Factores que influncian para que ocurra un pega de tubería.....	13
3.1.1 Formación Inestable.....	13
3.2 Causas Mecánicas de Pega de Tubería.....	17
3.3 Pegaduras en la Sarta.....	19
3.4 Fluidos para Despegar	23
3.4.1 Formulación de fluido despegador	23

CAPITULO IV: SOLUCIONES DE LOS PROBLEMAS DE PEGADURAS

4.1 Causas Posibles y Prevenciones de Pega	23
--------------------------------------------------	----

CAPITULO V: PUNTO LIBRE Y BACHES

5.1 Cálculo del Punto Libre en Forma Práctica	29
5.2 Calculo para el Punto Libre.....	31
5.3 Cálculo para Colocar un Bache Balanceado	31

CAPITULO VI: ATASCAMIENTO CONTRA LA PARED DEL POZO

6.1 Liberación de Tubos Adheridos a la Pared	34
6.2 Técnicas a Usar en la Pega de Tubería	39
6.2.1 Colocación de una Píldora (<i>Spotting Fluids</i>)	39
6.2.2 Reducción de la Presión Hidrostática.....	42
6.2.3 Métodos Mecánicos.....	43

CAPITULO VII: HERRAMIENTA DE PESCA INTERNA

7.1 Trompa de Elefante (<i>Taper Tapo</i>).....	44
7.2 Juntas de Seguridad (<i>Safety Joint</i>)	45
7.3 Arpones Recuperable (<i>Releasing Spear</i>).....	46

CAPITULO VIII: HERRAMIENTA DE PESCA EXTERNA

8.1 Pescador Exterior (<i>Overshot</i>).....	51
8.2 Terraja de Pesca (<i>Die collar</i>).....	53

CAPITULO IX: ABANDONO DE LA PESCA

9.1 Tapón Balanceado de Cemento	56
9.2 Tapón de Abandono de Zona	56

CAPITULO X: ADITIVO PARA PREPARAR LA PILDORA PIPE-LAX W

10.1 Propiedades Físicas Típicas.....	58
10.2 Aplicaciones.....	58
10.3 Formulación.....	59
10.4 Preparación.....	60
10.5 Procedimientos de Emplazamiento.....	61
10.6 Toxicidad y Manejo	62
10.7 Empaque y Almacenamiento.....	62

CAPITULO XI: APLICACIÓN DEL SISTEMA DE LIBERADORES

11.1 Pozo SP1A-8D Piura. Campo San Pedro- Sechura.....	63
11.1.1 Ubicación Geográfica del Área del Departamento de Piura.....	63
11.1.2 Estratigrafía del área del campo San Pedro-Sechura.....	64
11.1.3 Información del Pozo.....	64
11.1.4 Calculo de Tension de liberado, Vol.del liberador, Vol.desplazador....	65
11.1.5 Registro de Parametros de Perforacion- Pozo –SP1A-8D.....	66
11.1.6 Técnica para la colocación del tratamiento Píldoras de “PIPELAX... ”	67
11.2 Pozo PN-9 20D Piura. Campo Peña Negra -Talara.....	68
11.2.1 Ubicación Geográfica del Área del Departamento de Piura.....	68
11.2.2 Estratigrafía del área del campo Peña Negra-Talara.....	69
11.2.3 Información del Pozo.....	69
11.2.4 Calculo de Tension de liberado, Vol.del liberador, Vol.desplazador...	70
11.2.5 Registro de Parametros de Perforacion- Pozo –PN9-20D.....	71
11.2.6 Técnica para la colocación de Píldoras de “BLACK-MAGIC”.....	72

CAPITULO XII: COSTOS

12.1 Costo píldora con Pipelax.....	73
12.2 Costo píldora con Black Magic.....	74

CAPITULO XII: CONCLUSIONES..... 75

CAPITULO XIII: BIBLIOGRAFIA..... 76

CAPITULO I: INTRODUCCION

1.1 Antecedentes del Proyecto

Estudios han demostrado que un tipo de atascamiento o pega de tubería se puede atribuir a una diferencia de presión entre el pozo y la formación, esto generalmente ocurre donde una larga sarta de perforación con Drill Collar, se para en el lado opuesto a la formación que está tomando fluido, es decir la Presión hidrostática de sobre balance empuja a la sarta contra el revoque grueso frente a una formación permeable. Las condiciones que conducen al atascamiento o pega de tubería de perforación por presión diferencial son:

- Drill Collars sobre dimensionados.
- Sartas del Drill Collar muy largas.
- Alta desviación del pozo.
- Densidad alta, alta pérdida de agua y contenido de lodo con alta cantidad de sólidos, permiten que el área de contacto drene su presión hasta igualarse con la presión de la formación.
- Cualquier interrupción de circulación en el movimiento de la tubería cuando la calidad del lodo es mala.
- Con el tiempo, la fuerza de pega diferencial aumenta a medida que el área de baja presión expande.

A medida que el revoque estacionario aumenta en espesor con el tiempo, la comunicación de la presión hidrostática con el área de baja Presión se cierra, creando un diferencial de presión en el área de contacto .El mayor espesor de revoque también hace aumentar el ancho del área de contacto, lo que a su vez hace aumentar la fuerza de “Pega Diferencial”.

1.2 Formulación del Problema.

La pega de tubería representa uno de los problemas de perforación más común y más graves., que pueden tener resultados considerablemente negativos, tal como la pérdida de la columna de perforación o la pérdida total del pozo.

La pega de tubería es la imposibilidad de mover la sarta de trabajo hacia adentro o hacia afuera del pozo. Es la causa más común de pérdida de tiempo en operaciones de perforación y reacondicionamiento de pozos, Una vez que la tubería se pega el costo de despegarla y volver a trabajar puede exceder la cantidad presupuestada para la cantidad propuesta.

Si se toma la decisión de soltar la tubería en algún punto, o si la tubería se parte, hay generalmente menos de un 50% de posibilidades de recuperar el pescado del hueco.

La prevención y la corrección de los problemas de pega de tubería dependen de la causa del problema. Por lo tanto, para evitar y corregir eficazmente los problemas de pega de tubería, es importante entender las diferentes causas y síntomas, de manera que las medidas preventivas y los tratamientos apropiados puedan ser aplicados.

1.3 Justificación del Plan de Tesis

La mayoría de los incidentes de pega de tubería es causada por efectos de la presión diferencial. Las excesivas presiones diferenciales a través de zonas permeables de menor presión pueden ser causa de que la sarta de perforación empuje sobre la pared del pozo de sondeo donde queda atascada.

Cuando la tubería de perforación queda pegada por “Presión Diferencial”, lo que necesita es una respuesta rápida y probada para liberarla y así mantener bajo control los costos del pozo. Una tubería pegada puede conducir a costosas operaciones de corte de tubería, pesca y desvío lateral (Side-Track), por lo tanto habrá costos y tiempos adicionales a lo planificado al proceso de la construcción del pozo.

1.4 Objetivos del Proyecto

El Objetivo principal del proyecto es el uso de liberadores como una solución rápida y efectiva para liberar tuberías de perforación pegadas, cuando la causa primaria de la pega es la presión diferencial.

Como objetivos específicos: Se utilizarán fluidos de emplazamiento para la liberación de la pega de tubería por medios mecánicos

1.5 Hipótesis del Proyecto

Usando los fluidos liberadores se logrará liberar la pega de tubería de perforación, evitando o minimizando el riesgo de pega diferencial, elimina la posibilidad de operaciones de corte de tubería, pesca y desvío lateral (Side-Track) y así mantener el plan de perforación original.

CAPITULO II: PEGA DE TUBERIA

Tubería pegada es la imposibilidad de mover la sarta de trabajo hacia adentro o hacia afuera del pozo. Es la causa más común de pérdida de tiempo en operaciones de perforación y reacondicionamiento de pozos.

Una vez que la tubería se pega el costo de despegarla y volver a trabajar puede exceder la cantidad presupuestada para la cantidad propuesta.

Si se toma la decisión de soltar la tubería en algún punto, o si la tubería se parte, hay generalmente menos de un 50% de posibilidades de recuperar el pescado del hueco

El tiempo y el dinero perdido no son el único costo. La moral de la cuadrilla de perforación se baja cuando el problema ocurre, y nadie trabaja de la mejor manera cuando la moral es baja.

La mayoría de los casos de tubería pegada son inevitables; por eso el factor más importante para prevenir eventos de tubería pegada es alertar a la cuadrilla para que esté pendiente de los signos de aviso y los comunique a sus supervisores

(MarcadorDePosición1)

2.1 Causas Humanas y Físicas

2.1.1 Causas Humanas

Es posible que haya un desconocimiento de lo que se debe hacer en un incidente de tubería pegada durante la operación en el pozo. Si queremos reducir las posibilidades de tubería pegada el programa del pozo debe ser diseñado de tal manera que se tenga en cuenta la posibilidad de ocurrencia de tubería pegada.

El seguimiento de los planes y procedimientos establecidos cada vez que sea posible es la mejor manera de evitar el problema

La cuadrilla entera debe estar entrenada para reconocer las señales de advertencia de tubería pegada e interpretar dichas señales lo más pronto posible.

La cuadrilla de trabajo es un equipo en la torre y la comunicación entre ellos es esencial para una operación segura y eficiente, esto también es un factor muy importante para evitar tubería pegada.

2.1.2 Causas Físicas

Algunas veces la sarta de trabajo se pega en el pozo como resultado de factores que van más allá del control de la cuadrilla de equipo.

Es estos casos el incidente de tubería pegada es causado por el programa específico del pozo combinado con los estratos geológicos que se van a perforar. Por ejemplo,

largas secciones de hueco abierto en las cuales están expuestas a diferentes formaciones en las cuales las propiedades del fluido fueron diseñadas para las formaciones en el fondo del pozo.

Estas mismas propiedades pueden no ser adecuadas para las formaciones perforadas previamente, es decir las formaciones superiores. Algunos programas de perforación incluyen complejas y difíciles operaciones.

Las formaciones móviles o la intercalación de estratos de diferente dureza, permeabilidad y presión y las formaciones falladas son todas condiciones que aumentan el potencial de tubería pegada.

Existe también la posibilidad de que los equipos de perforación y sus herramientas sean inadecuados para el trabajo.

2.2 Signos de Advertencia

El reconocimiento y entendimiento de las señales de aviso es crucial para prevenir incidentes de tubería pegada. En otras palabras, el pozo nos habla cuando detectamos cambios en el torque de la rotaria, el peso de la sarta, la rata de circulación, la presión de bombeo, las propiedades del lodo y cambios en los retornos a la zaranda.

Conservar un buen registro de todos los cambios es la primera etapa para una correcta interpretación de los que sucede en el hueco.

Existen tres tipos de mecanismo de tubería pegada. Ellos son:

1. Pega diferencial
2. Pega mecánica (geometría del pozo)
3. Pega relacionadas con la formación

Así nosotros prestamos la debida atención a los cambios en los parámetros de la operación, durante la perforación podemos identificar la causa de los cambios, evitando los problemas.

Torque

Deberán de monitorearse muy de cerca.

Aumento sin explicación en el torque son una buena indicación de que algo diferente está pasando en el fondo del pozo. Por ejemplo, si el torque se aumenta de una manera más o menos estable, esto puede indicar que el hueco se está llenando de recortes o hay un puente en el mismo.

Cambios erráticos en el torque son una buena indicación de que la geometría del pozo está causando problemas, o de que posiblemente haya chatarra en el hueco.

Un torque que se aumenta por encima de lo normal cuando se comienza a rotar y luego baja, es la mejor indicación de un posible problema de pega diferencial.

Peso de la sarta

Cambios inesperados o inexplicables en el peso de la sarta, por ejemplo:

Arrastre, es también una indicación de que las condiciones en el fondo del pozo están cambiando. El arrastre es simplemente fricción y tener algún arrastre es normal en cualquier operación. Generalmente, cuando se saca la tubería del pozo parece que esta pesara más que lo que pesaría la sarta sumergida en el lodo.

El efecto contrario ocurre, cuando se baja la tubería en el pozo.

El plan general del pozo y las experiencias recientes en trabajos similares le permitirá al perforador reconocer que es normal a ciertas profundidades.

Si el arrastre es mayor que el esperado es llamado sobrejalado.

Sobrejalado

Cuando el sobrejalado aumenta establemente sobre un periodo, es a menudo una indicación de que el hueco se esta empacando o se esta formando un puente.

Por ejemplo, la aguja del indicador de peso se mueve hacia arriba y hacia abajo, el problema puede ser causado por cambios en la geometría del pozo.

Ojos de llave o formaciones fracturadas podrían ser la causa.

Cuando al sacar la tubería, el sobrejalado se incrementa y luego cae de nuevo al sobrejalado normal, es una indicación de la posibilidad de ocurrencia de un mecanismo de pega diferencial

Presión de Circulación

Si las bombas de lodo están trabajando a una rata constante, un aumento en la presión de circulación es una indicación de que el fluido ha encontrado algún tipo de restricción en el fondo, ya sea en la sarta de perforación o en el anular.

Esta es una fuerte señal de que el hueco se está empaquetando o se está formando un puente

Propiedades del lodo

A menudo cambios en las propiedades del lodo pueden ser una señal de advertencia de que un mecanismo de pega se está desarrollando en el pozo. Cuando existe un mecanismo de pega diferencial parte de la fase líquida del fluido de perforación se puede perder hacia las formaciones, causando cambios en las propiedades del lodo. También, formaciones reactivas pueden causar cambios en la geometría del pozo y también pueden resultar aumentos inexplicables en la viscosidad del lodo

Zaranda

La zaranda es un lugar excelente para tener una idea de que pueda estar pasando en el fondo del hueco. Cuando tenemos retorno reducido de lodo o cuando el nivel de las piletas baja, esto generalmente indica pérdida de fluido hacia la formación, lo cual puede ser una señal ya sea de un mecanismo de pega diferencial o que se está desarrollando en el hueco un problema de geometría de pozo

Algunas veces hay una reducción en la rata de retorno junto con incremento en la presión de circulación. Esto es un indicativo de que por alguna razón la circulación está siendo restringida.

2.3 Prevención de Pegas de Tuberías

Un plan de trabajo por escrito para prevención de tubería pegada bien desarrollado es esencial para la operación de perforación. Una vez que se ha diseñado el plan deberá discutirse con las cuadrillas y colocarlo en localizaciones apropiadas alrededor del equipo de perforación.

Alguno de los ítems que deben incluirse en el plan son los siguientes.

- Las especificaciones del lodo para cada intervalo en el hueco.
- El programa de hidráulica para cada uno de los intervalos incluyendo el uso de motores de fondo.
- El programa direccional si el pozo es desviado.
- Entrenamiento de la cuadrilla con respecto a incidentes de tubería pegada, este entrenamiento deberá hacer énfasis en el trabajo en equipo y las comunicaciones con el personal clave del equipo, por ejemplo perforadores, engrampadores, ingeniero de lodos, etc.
- A medida que la operación progresa se deberá conservar unos buenos registros para poder establecer y monitorear las tendencias en el pozo.

2.3.1 Prevención de Pegas por el Mecanismo Mecánico

La pega por el mecanismo mecánico puede ocurrir cuando el diámetro de una sección del hueco se ha reducido o cuando hay un cambio demasiado abrupto que no permita pasar a la tubería de perforación o el conjunto de fondo. Alguna porción de la sarta de perforación (generalmente el conjunto de fondo) se tranca en el hueco.

Bajar el conjunto de fondo lo más simple posible que el programa permita será una buena manera para prevenir la ocurrencia de una pega mecánica.

Aumentos o disminuciones muy rápidas en la inclinación del hueco o muy cerca al zapato de revestimiento crearan puntos estrechos por los cuales es difícil que pase el conjunto de fondo. El aumento o disminución de ángulo deberá ser máximo de 3° grados por cada 100 pies.

Cuando se perfora, es importante mantener el peso correcto sobre la broca, revoluciones por minuto de la rotaria y la presión de bombeo. Ojos de llave y patas de perro deberán ensancharse en los viajes.

El conjunto de fondo y la broca deberán calibrarse cuidadosamente en cada sacada.

Cuando se baje la tubería puentes y puntos estrechos deberán ser ensanchados cuidadosamente antes de continuar bajando al hueco

Se recomienda el uso de brocas de diamantes o PDC en áreas en las cuales es muy posible la ocurrencia de pegas de tipo mecánico

2.3.2 Prevención de Pegas por la Presión Diferencial

Para evitar o minimizar el riesgo de pega diferencial, ajustarse a las siguientes pautas guías:

- Perforar dentro de lo práctico con el mínimo peso de lodo.
- Mantener un bajo índice de filtración.
- Mantener a un mínimo los sólidos de bajo peso específico.
- No dejar nunca que la tubería de perforación quede inmóvil por ningún período de tiempo.
- Repasar toda sección de insuficiente diámetro.
- Agregar apropiados agentes de puenteo.
- Cambiar a un lodo base aceite/sintético

2.4 Liberando Tubería Pegada

La acción inicial tomada por el perforador los primeros 10 a 30 minutos es a menudo el factor decisivo que determina si la tubería pegada puede ser liberada o no.

Como ya sabemos hay tres tipos de mecanismos que pueden causar tubería pegada. Hueco empaquetado o puente, diferencial y pegada por geometría del pozo.

Los métodos para liberar son diferentes para cada mecanismo y por eso debemos determinar cuál es el mecanismo que está causando el problema. En la mayoría de los casos el hueco dará al perforador algunos signos de advertencia que indican que las condiciones en el hueco se están deteriorando.

Analizando estas señales de advertencia o entendiendo que es lo que el hueco está diciendo un perforador tendrá una buena idea del mecanismo de pega que se está desarrollando.

Una hoja de trabajo para liberar tubería le podrá ayudar para tomar una determinación correcta.

Sin importar el mecanismo que de pega que está sucediendo, hay dos técnicas importantes que se usan para liberar la tubería; martillando y bombeando píldoras de fluidos especiales.

2.4.1 Aplicación del Martillo y Método para liberación de Pega Mecánicas:

Se corren en la sarta de perforación para suministrar un golpe como el de un martillo común hacia el conjunto de fondo.

Las estadísticas muestran que un 70% del tiempo la acción correcta es martillar hacia abajo cuando se está tratando de liberar la tubería por primera vez. Hay tres tipos de martillo mecánico, hidráulico, e hidromecánico.

Martillo mecánico

Son precargados en taller para suministrar el golpe necesario esto es, viajar con una carga específica. Se usan principalmente en pozos verticales y el perforador solo necesita colocar el peso hacia abajo o jalar hacia arriba para superar la carga que se le ha colocado al martillo en el taller.

Martillo hidráulico.

Se usan normalmente en pozos direccionales o cuando el arrastre en el hoyo hace difícil colocar peso o jalar a la carga indicada. Los martillos hidráulicos no se precargan. Estos se disparan con la fuerza aplicada al martillo. Es necesario esperar el tiempo suficiente para que el martillo se dispare. La fuerza que suministra el martillo ya sea empujando o jalando es la fuerza con la que golpea menos cualquier arrastre presente.

Martillos hidromecánicos.

Funciona suministrando el golpe hacia abajo mediante un martillo mecánico precargado.

La elongación de la sarta de perforación afecta el trabajo de los martillos. Esta elongación representa una energía potencial. Cuando se bajan los martillos en el hueco, la elongación de la sarta de perforación acelerará el peso ya colocado y aumentará la fuerza del golpe.

El arrastre en el hueco trabaja en contra de la energía desarrollada por la elongación de la tubería. En pozos en forma de "S" y en pozos con alto grado de inclinación generalmente hay mucho arrastre. La energía almacenada por la elongación de la tubería es absorbida parcialmente por el arrastre cuando se dispara el martillo, mientras más arrastre haya será menos efectiva la fuerza del martillado, por eso se usan los martillos hidráulicos en este tipo de huecos. Los martillos hidráulicos suministran tanta fuerza como la sarta de perforación les pueda colocar.

Aceleradores.

Se corren en conjunto con los martillos en pozos altamente desviados. Los aceleradores asisten al martillo aumentando el golpe hacia arriba durante un martillado, esto es muy útil especialmente si el arrastre de la tubería es muy alto.

También se pueden usar en pozos someros o poco profundos en los cuales la elongación de la tubería es insuficiente para operar apropiadamente los martillos.

Con el fin de operar correctamente los martillos es necesario conocer el peso normal para sacar o soltar la tubería, el peso normal cuando se rota y el peso del conjunto de

fondo. Esta información le permitirá al perforador predeterminar las lecturas en el indicador de peso necesarias para martillar efectivamente. Por ejemplo, para martillar hacia arriba el martillo se debe engatillar hacia abajo.

Conociendo el peso de la sarta es posible cuanto peso se le deberá colocar para engatillar la herramienta. Cualquier peso extra podría empeorar la situación de tubería pegada.

Cuando se usan los martillos hidráulicos hay un tiempo de espera entre martillados sucesivos hacia arriba y hacia abajo. Este tiempo de espera generalmente corto porque el ciclo de viaje del mandril es relativamente corto. Cuando se engatilla el martillo es necesario esperar hasta que la sarta sea empujada o jalada para aplicar la fuerza del engatillado al mandril viajero. Cuando se dispara alternadamente en direcciones contrarias, el martillo de engatillado deberá recorrer la longitud entera del engatillado del martillo, en algunos martillos esto podrá tomar entre 5 a 6 minutos.

La posición de los martillos en la sarta de perforación es importante. El golpe que los martillos suministren a la tubería se vuelve más débil a medida que los martillos se encuentran más profundos. Los martillos se deberán colocar en la parte más alta del BHA y por encima de cualquier estabilizador.

La presión de bombeo afecta la manera en que el martillo trabaja. La presión ejercida por el lodo en algunas de las partes móviles del martillo suministra parte de la fuerza para abrirlo, el lodo empuja un martillo abierto hasta su más alta extensión lo cual ayuda aumentar la fuerza de apertura. El empuje del fluido aumenta el golpe hacia arriba y también hace que el martillo se engatille para mejorar el golpe hacia abajo.

Esto es cierto tanto como para los martillos hidráulicos como para los mecánicos. En el caso de los martillos hidráulicos parte de esta fuerza de apertura deberá ser superada cuando el martillo se engatilla para disparar hacia arriba y cuando se martilla hacia abajo.

Hay varias razones por las cuales los martillos fallan al viajar:

- No tener en cuenta la fuerza de la bomba

- El peso del jalado o peso de empuje es incorrecto
- Excesivo arrastre en el hueco
- En los martillos mecánicos el torque derecho puede permanecer y causar un aumento en la carga de viaje.
- La sarta se pega por encima de los martillos

Método para liberación de Pega Mecánica por empaquetamiento

- ▶ Parar la bomba inmediatamente suba la presión del stand pipe y desfogar la presión por el manifold del stand pipe
- ▶ Luego Mantener la Presión a 500 psi (máximo 1500 tratar de no romper la formación) en el stand pipe con un torque máximo ,si la presión cae será un buen indicativo, si la circulación no se recupera
- ▶ Trabajar la sarta entre el punto libre y aplicar un exceso de tensión o peso de 50 klbs máx. con DP. 5 “
- ▶ Si la presión cae y ocurre la circulación parcial incrementar la los strokes de la bomba gradualmente y limpiar el hoyo para sacar la sarta, si no libera activar el martillo como última acción

Aplicación del Método

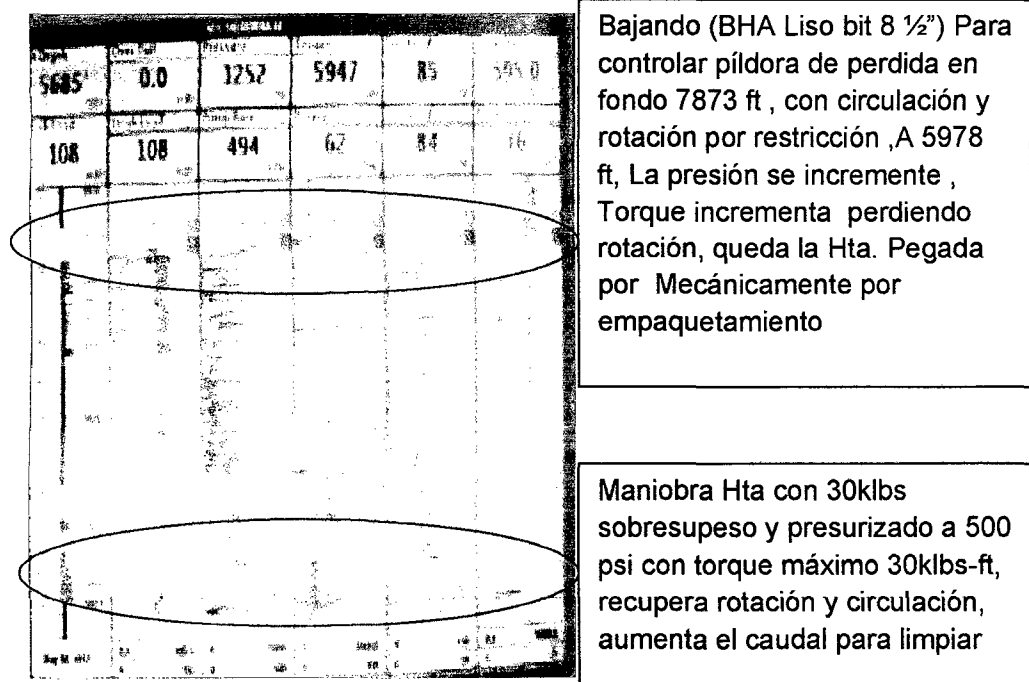


Figura 2.4.1-1 Aplicación del Método

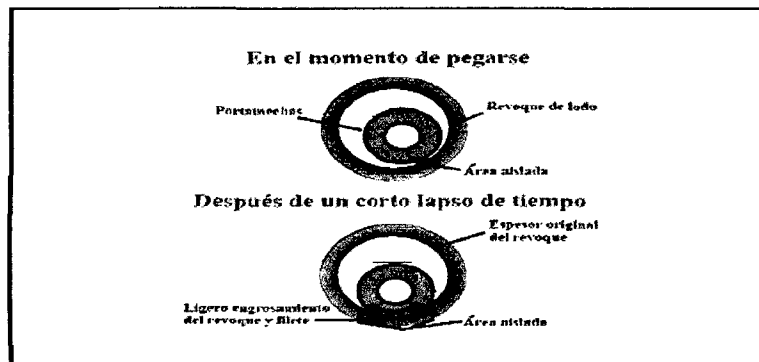
2.4.2 Aplicación de Píldoras Para liberación de la Pega Diferencial.

Hay una gran variedad de píldoras de fluido que se pueden usar en conjunto con los martillos para liberar una tubería pegada. El tipo de píldoras seleccionada depende de la causa del problema. Cuando una sarta está pegada diferencialmente se usa una píldora que ataque la torta del lodo y lubrique el conjunto de fondo. Una píldora de agua fresca trabaja mejor si la sarta esta pegada en una formación salina plástica y móvil. Una píldora inhibida de ácido clorhídrico se usa cuando la pega es en formaciones calizas.

2.5 Liberando Tubería Pegada por Presión Diferencial

La mayoría de los incidentes de pega de tubería es causada por efectos de la presión diferencial. Las excesivas presiones diferenciales a través de zonas permeables de menor presión pueden ser causa de que la sarta de perforación empuje sobre la pared del pozo de sondeo donde queda atascada. Ver la Figura 2.5-1. El pega diferencial se puede identificar por las siguientes características:

-La tubería queda pegada después de estar inmóvil por un período de tiempo



- No se puede hacer girar ni mover la tubería mientras se circula.

Figura.2.5-1 Efecto de la Presión Diferencial

Cuando ocurre pega diferencial, el fluido liberador puede a veces liberar la tubería de perforación.

CAPITULO III: MECANISMO DE PEGA DE TUBERIA

Los Objetivos de estos mecanismos son:

- Identificar las situaciones que podrían liderar la ocurrencia de una pega de tubería
- Advertir y discutir sobre medidas preventivas
- Formulaciones para liberación de tubería
- Algunos diagramas de flujo que pueden ser usados para minimizar el chance de ocurrir una pega de tubería.

La pega de tubería es un gran problema en la industria de perforación, se estiman entre \$200-\$500 mil dólares los gastos anuales por pega de tubería, esta cantidad podría ser drásticamente reducida por una acción preventiva y rápida respuesta.

3.1 Factores que influyen para que ocurra un pega de tubería.

- El tipo de formación siendo perforada
- Factores Mecánicos y Humanos, que pueden ser:
 - ✓ Propiedades del lodo
 - ✓ Bloques
 - ✓ Practicas de perforación

3.1.1 Formación Inestable

Los siguientes tipos de formación pueden determinar la ocurrencia de una pega de Empaquetamiento o puenteo de la tubería:

- A) Formaciones no Consolidadas
- B) Formaciones Reactiva
- C) Formaciones fracturadas
- D) Formaciones Móviles
- E) Formaciones Geopresurizadas

A) Formaciones No Consolidadas

Usualmente encontradas en el tope del hueco, como:

- Arena suelta
- Gravas
- Conglomerado

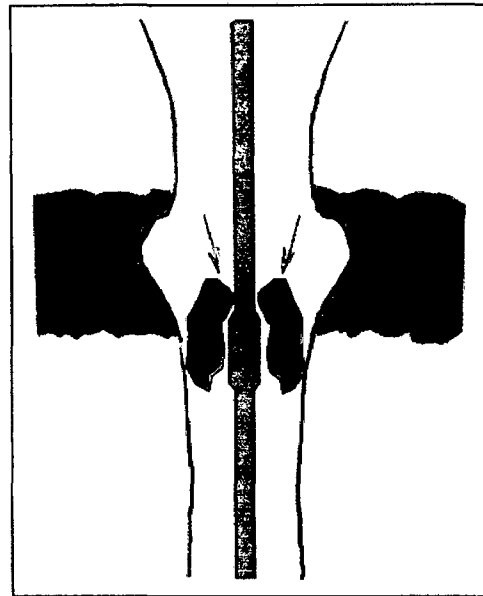


Figura 3-A Formaciones No Consolidadas

Indicadores

- Perforación con dificultad,
- Problema en viajes,
- Excesivo torque y arrastre
- Derrumbes, y Pérdidas de lodo.

El incremento de la densidad del lodo no soluciona el problema, lo que tiene que tener es buen enjarre.

Prevención de pega de tubería:

- Fabricar un enjarre de baja permeabilidad.
- No exceder rata de flujo para limpiar el hueco
- Evitar rotación de la broca o estabilizadores cerca al área problema
- Durante los viajes pasar por el área problema con prevención
- Asegurarse de limpiar el hueco antes de continuar perforando

B) Formaciones Reactivas

En las formaciones reactivas las arcillas sensibles al agua se hidratan e hinchan. Cambiando la densidad no soluciona el problema

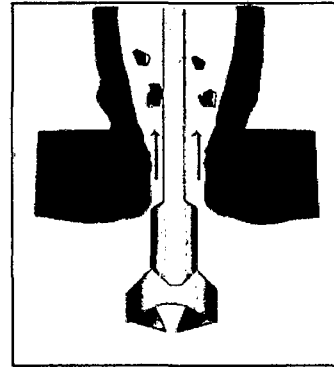


Figura 3-B Formaciones Reactivas

Prevención de pega de tubería:

- Terminar de perforar la sección rápido.
- Mantener un Lodo inhibido.
- Minimizar longitud del BHA
- Limpiar el hueco frecuentemente.
- Utilizar procedimiento de botar y diluir.
- Considerar usar lodo base aceite.

C) Formaciones Fracturadas o Falladas

En estas formaciones, este problema no siempre puede ser prevenido. Incrementar la densidad del lodo tiene un poco de efecto, perdidas pueden inducir otros problemas, como pega diferencial.

Prevención de pega de tubería:

- Checar la condición del hueco constantemente
- Lavar y reparar constantemente
- Restringir velocidad del viaje
- Limitar presión de circulación

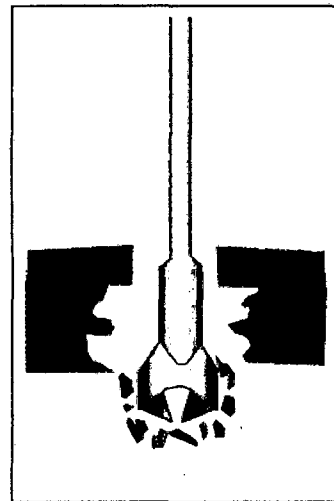


Figura 3-C Formaciones Fracturadas

D) Formaciones Móviles

En las formaciones móviles se encuentran la Sal, y las Lutitas plásticas.

Prevención de pega de tubería:

- Incrementar densidad del lodo
- Usar barrena PDC excéntrica
- Repasar cuando viaje adentro

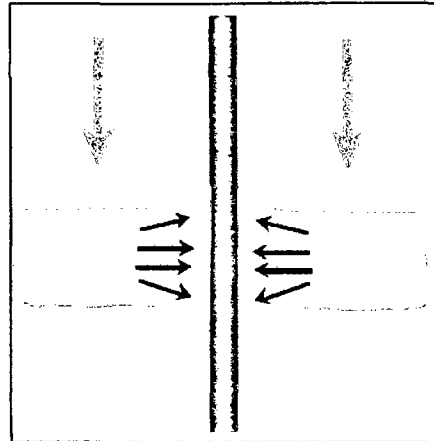


Figura 3-D Formaciones Móviles

- Mantener tubería en movimiento en hueco abierto
- Bombear píldoras de agua o diesel según sea el tipo de fluido
- Bombear lubricantes base aceite

E) Formaciones Geopresurizadas.

En las formaciones geopresurizadas el esfuerzo en la pared del hueco es mayor que al esfuerzo de compresión de la formación.

Sucede en la perforación de lutitas presionada con insuficiente peso del lodo. Prolongación del hueco (etapas largas)

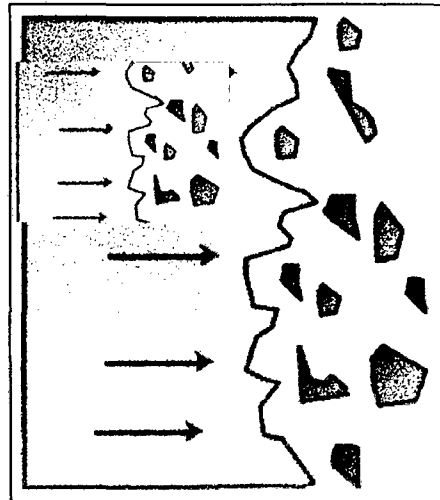


Figura 3-E Formaciones Presurizadas

Prevención pega de tubería:

- Mantener el hueco limpio
- Monitorear presión de poro
- Ajustar densidad del lodo antes de perforar lutita presurizada conocida.

3.2 Causas Mecánicas de Pega de Tubería

Las causas mecánicas de pega de tubería se consideran lo siguiente:

a) Hueco Bajo Calibre

Excesivo desgaste de la barrera.

Apiñamiento cuando se viaja a fondo del hueco.

Prevención de pega de tubería:

- Siempre usar barrenas calibradas
- Viaje cuidadosamente si sabe puntos bajo calibre
- Corra barrenas con protección de calibre.
- Considere usar un Rimador.
- Martillos para liberar si se pega.

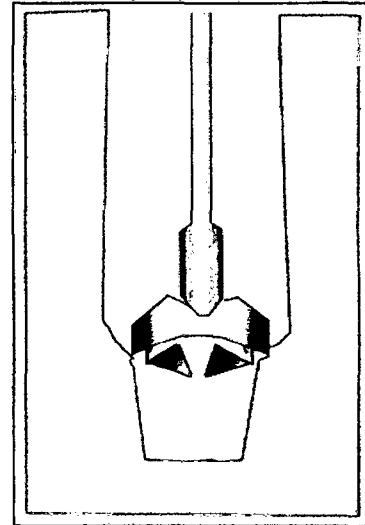


Figura 3.2-a. Hueco bajo Calibre

b) Geometría del Hueco

Patas de perro y ojos de llave

A menudo un cambio de BHA puede ser menos flexible y propiciar una pega.

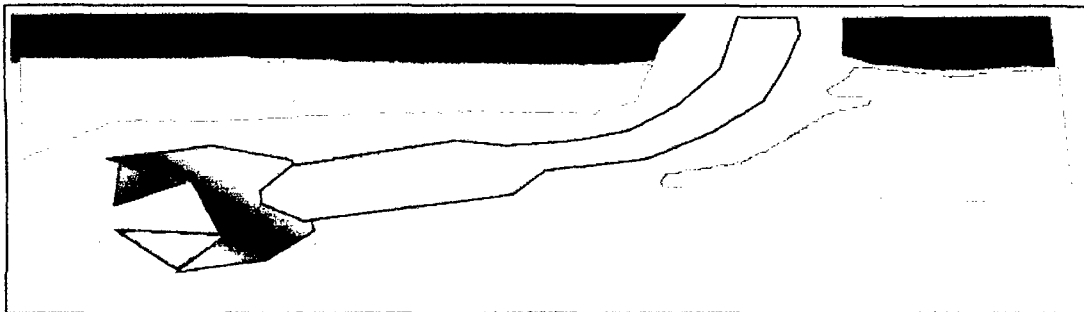


Figura 3.2-b. Geometría del Pozo

Prevención de pega de tubería:

- Minimizar algún pata perro severo
- Repasar después de un cambio de BHA
- Minimizar los cambios de dirección de ángulo

c) Pobre Limpieza del Hueco.

Pobre limpieza del hueco resulta en una sobrecarga del anular con cortes y potencial pega de la sarta. Esto principalmente ocurre en *washouts* donde la velocidad anular decrece y los cortes se acumulan.

En pozos desviados los cortes forman camas en el lado bajo del hueco y pueden migrar hacia arriba.

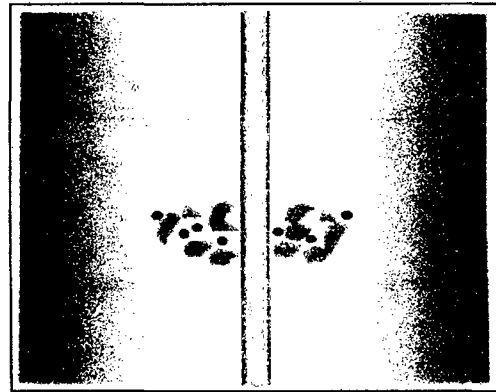


Figura 3.2-c. Pobre Limpieza del Hueco

Prácticas de buena limpieza del hueco:

- Limpiar el hueco tan rápido como sea perforado.
- Asegurarse que el lodo está en buenas especificaciones.
- Circular a limpio antes de viajar
- Reciprocarse y rotar la tubería continuamente.
- Planear y ejecutar viajes de limpieza según las condiciones lo dicten.
- Monitorear los *shakers*.

Se debe calcular los requerimientos de limpieza del hueco para la sección de más alta inclinación.

Pozos Verticales: Se debe calcular:

- Punto cedente
- Viscosidad del lodo
- Píldoras de barrido de alta viscosidad
- Mantener adecuados geles.

Pozos desviados.

Incrementar tasa de flujo de acuerdo al Angulo:

- 30° de inclinación requiere 20% de velocidad más alta
- 60° requiere dos veces la velocidad anular de un pozo vertical

Usar baja viscosidad del lodo para reducir turbulencia

Limpiar cama de cortes con:

- Píldoras de baja viscosidad seguidas por píldora de alta viscosidad, píldora pesada. Rotación y reciprocarse es crítico >45°

3.3 Pegaduras en la Sarta

- **Ojo de llave.**

El corte en la pared del hueco crece por rotación de la tubería

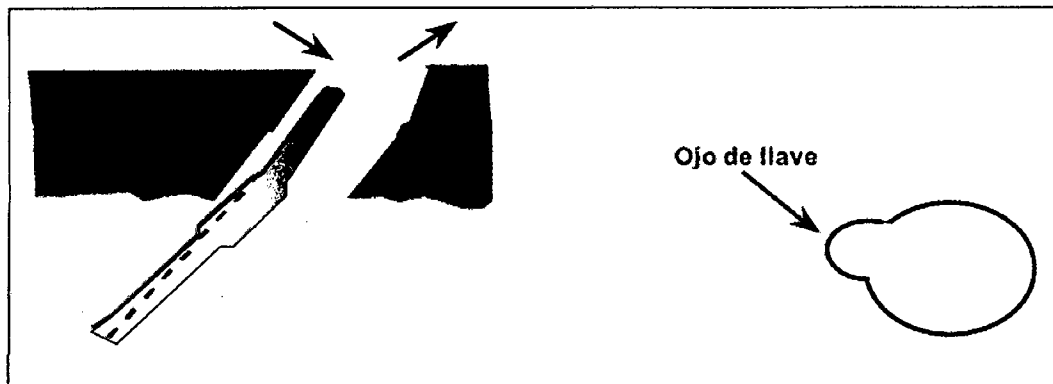


Figura 3.3-1 Pegadura de Ojo de Llave

- **Tubería de Revestimiento Colapsado.**

- Las fuerzas de la formación exceden presión de colapso de la tubería de revestimiento.
- Tubería de revestimiento bajo grado
- La tubería de revestimiento es viejo.
- La tubería de revestimiento es alargada con sobre tensión o reducida por compactación propicia el colapso.
- Zapata de la tubería de revestimiento. es pobremente cementada y dañada durante los viajes.
- Juntas de la tubería de revestimiento tiene mala calidad o mala cementación en esta área.

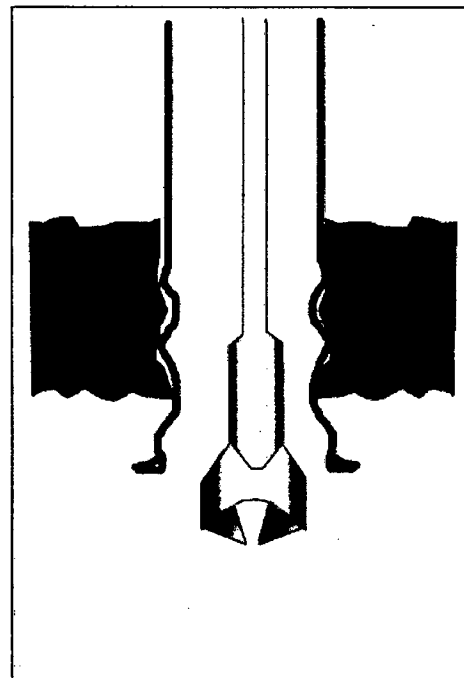


Figura 3.3-2 Tubería de revestimiento Colapsado

- **Chatarra**

Partes del equipo caen dentro de la tubería de revestimiento (T.R)

Prevención

- Inspeccionar todas las herramientas.
- Mantener hueco abierto (boca de pozo tapado).
- Usar lavadores de tubería de perforación.

Si ocurre pega:

- Trabajar y martillar la tubería
- Correr tubería hacia el hueco para sobre calibrar sección

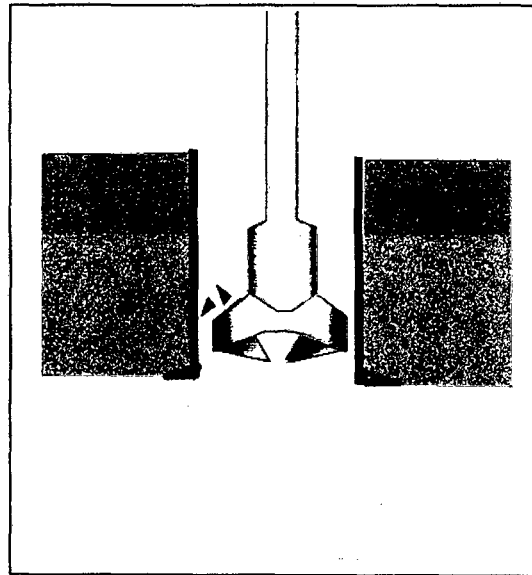


Figura 3.3-3 Partes del Equipo caen dentro de la T.R.

- **Relativo al Cemento**

Ocurre cuando bloques de cemento caen dentro del hueco del bolsillo dejado al sentar tubería de revestimiento, o de tapones de cemento, apiñándose en la sarta. También ocurre cuando la sarta es forzada en cemento blando o verde.

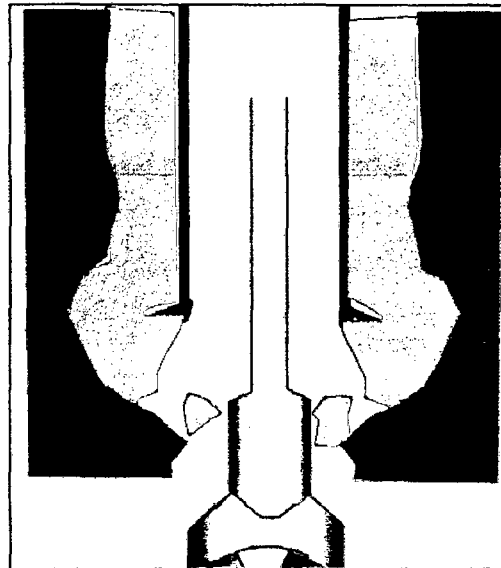


Figura 3.3-4 Cemento cae dentro del pozo

• Pega Diferencial

Ocurre por:

- Permeabilidad de la formación
- Drill collars encamado en el espesor del enjarre
- Presión diferencial entre el lodo y la formación.

Evitando pega diferencial:

- Planear contingencias
- Seleccionar BHA con mínimo contacto
- Minimizar densidad del lodo
- Tener espacio disponible en cantinas
- Mantener tubería en movimiento y circulando mientras sea posible
- Continuamente monitorear presión de poro.

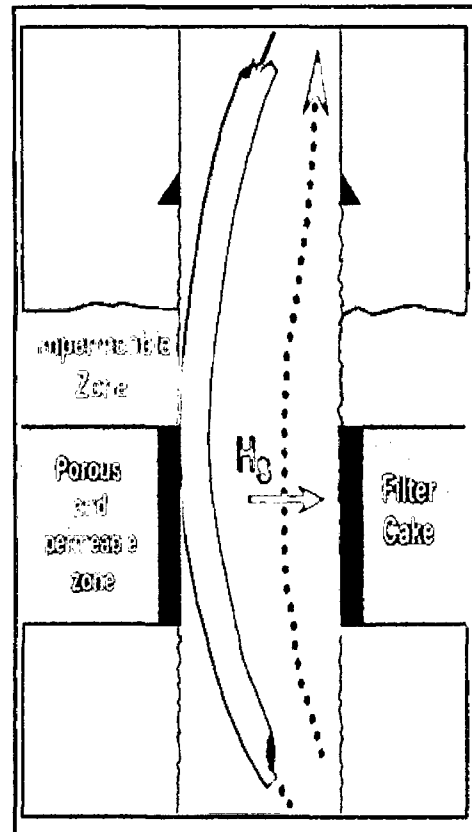


Figura 3.3-5 Pega Diferencial

- Enjarre puede ser removido disminuyendo la probabilidad de pega diferencial.
- Mientras perforas el pozo, el deterioro de un lado del hueco remueve el enjarre.
- Durante los viajes de limpieza, los estabilizadores y barrena remueven una gran porción del enjarre.
- Rimar es la mejor opción para remover el enjarre pero toma mucho tiempo

Prevención

La pega de tubería no es inevitable, cuando:

- Se debe escuchar al hueco constantemente
- Mantener lodo en buenas condiciones
- Mantener a tubería en movimiento
- Limpiar el hueco tan rápido como sea perforado
- Tomar una acción pronto

- **BHA: Ensamblajes de fondo**

Operar BHA y sarta con límites

Mantener BHA tan simple como sea posible

Correr un martillo siempre que sea posible

Siempre que sea posible usar Drill collar en espiral para minimizar contacto con la pared del hueco

Siempre usar brocas y estabilizadores calibrados

- **Perforando:**

Falla en limpieza del hueco

Monitorear el hueco en cambios de tren de perforación

Realizar viajes de limpieza si las condiciones del hueco lo dictan

Limpiar y reparar la última lingada antes de hacer una conexión

Limpiar la última lingada antes de tomar una *survey*

Cuando se perfora calcular objetivo hasta punto de TR

- **Viajando:**

Planear procedimientos de viaje

Conocer presiones de suaveo y surgencia.

Circular limpio antes de viajar

Reparar y acondicionar el hueco cuando se viaje a fondo

Precaución cuando se corra con broca nueva

- **Tubería de Revestimiento Y Cementación**

Asegurarse que el hueco esta limpio y propiedades del lodo especificadas

No exceder la velocidad de corrida de TR (Tubería de Revestimiento)

Centralizar la sarta de TR

Lavar la TR a través de formaciones problemas

Saber el tiempo de frague teórico del cemento antes de bombearlo

3.4 Fluidos para Despegar

Combinación de surfactante y emulsificantes mezclados en una base aceite o un fluido ambientalmente amigable

El fluido despegador reduce la tensión superficial entre la pared del hueco y la sarta de perforación, este también penetra el enjarre promoviendo la remoción de la pared del pozo.

La densidad del fluido despegador puede ser ligeramente mayor que el lodo para prevenir migración, algunos operadores prefieren de igual densidad.

El éxito del fluido despegador depende de:

- El volumen desplazado , localización del punto de pega y suficiente volumen de píldora mezclado para cubrir la tubería en la zona de pega , un 50% de exceso es normalmente mezclado
- Apropiado empleo , la píldora es localizada en el punto de pega 10bls son dejados en la sarta , ½ hora cuando se está trabajando la tubería
- La píldora podrá ser dejada un mínimo de 8 hrs para empapar antes de trabajar la tubería , si la tubería no es liberada después de 48 hrs, considerar , *side track*
- La píldora puede ser bombeada tan pronto como sea posible después de tener la pega.

3.4.1 Formulación de fluido despegador

Estos son suministrados con emulsificadores para sistema con peso o sin peso.

Formulación depende del proveedor, asegure un adecuado empleo de fluido base para mantener en el equipo y formular la data disponible para el requerimiento del peso del lodo.

PIPELAX formulación (100 bbls)						
Densidad (ppg)	7.3	10	12	14	16	18
Pipelax (bbl)	7.3	10	12	14	16	18
Diesel (bbl)	65	58	54	51	49	44
Agua (bbl)	28	26	22	21	11	10
Barita (M.T)	-	6.35	11.4	15.9	21.1	25.9

CAPITULO IV: SOLUCIONES DE LOS PROBLEMAS DE PEGADURAS

Una vez visto los diferentes tipos de pegaduras y sus posibles causas, mencionaremos las medidas preventivas y correctivas aplicables a dichos tipos de pegaduras.

4.1 Causas Posibles y Prevenciones de Pega.

a) Pegaduras por Derrumbes.

Posibles causas:

Lutitas que se hidratan y desintegran (lutitas quebradizas), dando por resultado una expansión de las mismas y por consecuencia el derrumbe.

Capas que son muy inclinadas en que los sedimentos se derrumban por su propio peso.

Formaciones poco consolidadas (arenas, conglomerados, gravas, etc.).

Presión anormal de gas en las formaciones.

Medidas preventivas:

Llevar el control del filtrado del fluido de perforación.

Aumentar la densidad al fluido de perforación, en caso que el pozo lo permita.

Evitar el gasto excesivo de la bomba.

Trabajar con un fluido de perforación base-aceite.

Trabajar con el menor número de estabilizadores arriba del juego de fondo.

Calibrar estabilizadores.

No meter más de 2 estabilizadores a pleno calibre.

En pozos direccionales no utilizar bumper.

Efectuar viajes cortos para conformar el agujero.

Medidas correctivas:

Agregar cal o cemento al fluido de perforación, en caso de estar iniciando a perforar.

Aumentar el gasto de bomba para levantar los derrumbes.

En caso del paro de la rotaria e incremento de la presión de bombeo, realizar las siguientes operaciones:

1. Tratar de restablecer la circulación y la rotación. (no tensionar o tratar de levantarse).
2. Al tener circulación y liberar la sarta, levantarse del fondo.
3. Repasar y estabilizar el agujero.

4. Analizar las muestras del derrumbe.
5. Aumentar la densidad si las condiciones del pozo lo permite.
6. Tomar las precauciones pertinentes y continuar perforando.

b) Pegaduras por Presión Diferencial.

Posibles causas:

Lodo con alta densidad.

Formaciones permeables con altos filtrados.

Pérdida de circulación parcial o total.

Medidas preventivas:

Trabajar con fluidos de perforación de la menor densidad posible.

Mantener la sarta de perforación en movimiento.

Estabilizar la herramienta y usar T.P. extrapesada (H.W.).

Trabajar con el menor número de lastrabarreras posible.

Realizar las conexiones en el menor tiempo posible.

Disminuir el tiempo de paros de bombeo.

Controlar el filtrado y mantener un enjarre de buena calidad.

Emulsionar el lodo base-agua.

Medidas correctivas:

Disminuir la densidad, si las condiciones del pozo lo permiten.

Colocar un bache de aceite para bañar la zona de pegadura.

c) Pegaduras por Precipitación de Recortes.

Posibles causas:

Hidráulica en pésimas condiciones o inadecuada.

Propiedades reológicas bajas.

Tiempo para levantar los recortes insuficiente, al hacer una conexión.

Medidas preventivas:

Control de las propiedades reológicas del lodo.

Aplicación de un programa hidráulico adecuado u óptimo.

Circular el tiempo suficiente para levantar los recortes del fondo, a una distancia mínima de la longitud de la herramienta, al hacer una conexión.

Tener la capacidad y buenas condiciones de operación de las bombas de lodo.

Si es necesario, perforar en forma controlada cuando se tenga altas velocidades de penetración, por ejemplo una velocidad promedio de 1 a 2 minutos por flecha.

Medidas correctiva:

Aumentar el gasto de bomba.

Mantener la rotación.

Al incremento de la presión de bombeo y torsión, tratar de levantarse del fondo lo más pronto posible, posteriormente circular para levantar los recortes a la superficie y repasar para estabilizar el agujero.

d) Pegaduras por Patas de Perro y Ojo de Llave.

Posibles causas:

Formaciones muy inclinadas.

Cambios bruscos en las condiciones de operación de la barrena (peso sobre la barrena y revoluciones por minuto de la rotaria).

Cambio de la formación.

Juegos de fondo mal diseñado.

Medidas preventivas:

Diseñar un juego de fondo de acuerdo a la formación por perforar y condiciones de operación de la barrena.

Llevar el control adecuado de las condiciones de operación de la barrena.

Llevar el control de la velocidad de penetración y los posibles cambios de formación.

Llevar el control de la verticalidad del pozo, tomando desviaciones periódicamente.

Rimar el agujero, cuando sea detectado el posible ojo de llave por un período de incremento en el arrastre o esfuerzo al sacar la tubería, a intervalos cercanos de 9.0 m (Juntas atoradas) o lastrar barrenas con estabilizadores al pasar por el ojo de llave.

Anotar en los reportes y bitácora, las fricciones detectadas en los viajes y comentar con su relevo y con sus técnicos o coordinadores.

Armar el mínimo de herramienta posible y compensar con H.W. Integrar a la sarta una rima (Water Melow) en tubería de perforación.

Medidas correctivas:

Tomar de inmediato las precauciones al presentarse el problema.

Rimar la zona donde se estime que se encuentra el ojo de llave, de acuerdo a la fricción o arrastre al sacar la tubería.

Realizar los siguientes pasos para la operación de rimar:

1. Localizar el ojo de llave por medio de un registro de calibración y desviación o estimarlo por medio de la fricción.
2. Mejorar si es necesario el margen para jalar.
3. Instalar un martillo en la sarta ajustando de tal forma que al iniciar a rimar quede arriba del ojo de llave, para que se tenga opción de operario en caso de un atrapamiento.
4. Instalar la rima en la H.W. o en la tubería de perforación, dependiendo de la profundidad por rimar, haciendo un ajuste de tal forma que la barrena quede aproximadamente a unos 200 m arriba del fondo, para trabajar la rima en el ojo de llave.
5. Bajar la sarta de perforación, teniendo cuidado al estar llegando a la profundidad del ojo de llave.
6. Al tener la mínima resistencia, levantarse y desconectar una lingada.
7. Conectar la flecha e iniciar la operación de repaso y rima.

Precaución:

La operación de rimar con la sarta de perforación, teniendo arriba del fondo la barrena, puede ser peligrosa porque se fatiga el metal y puede romperse por torsión o tener la desconexión de alguna junta o varias a la vez.

Por lo tanto, este tipo de operaciones deben ser conducidas con la máxima supervisión y seguridad.

Cuando se tenga ubicado el problema como ojo de llave, se recomienda instalar en el aparejo de fondo para rimar de 6 a 12 tramos de tubería de perforación °S-135 inmediatamente arriba de la tubería extrapesada a fin de evitar rotura de tubería cercano al punto neutro por fatiga del metal, al rotar la sarta.

La tubería ° S-135 soporta mayores esfuerzos torsionales.

e) Pegaduras por reducción del diámetro del agujero.

Posibles causas:

Formaciones que contienen lutitas hidratables, que al absorber el agua que contiene el fluido de perforación se hincha, provocando aumento de volumen de la formación y reduciendo el diámetro del agujero.

Desgaste de la barrena y estabilizadores (formaciones duras y abrasivas).

Medidas preventivas:

Perforar la formación problema con fluido de perforación base-aceite de emulsión inversa.

Bajar con cuidado en agujero descubierto y en la mínima resistencia levantarse y analizar el problema.

Reparar zonas a partir donde se localice una pérdida mínima del calibre del agujero.

En formaciones duras y abrasivas, perforar con barrenas que tengan protección de calibre y con estabilizadores integrales de insertos.

Medidas correctivas:

Cambiar el lodo base-agua a base-aceite, en caso de lutitas hidratables.

Al estar sacando tubería y en la mínima resistencia: bajar la sarta, conectar la flecha y circular, reparar y estabilizar el agujero.

En formaciones duras y abrasivas, reparar la zona, en donde se estime la pérdida de calibre del pozo.

f) Pegaduras por Flujo de Sal Plástica.

Posibles causas:

Sal con característica de flujo plástico.

Medidas preventivas:

Perforar con un lodo base-agua saturado de sal.

Perforar con lodo base-aceite.

Perforar con una salmuera.

Medidas correctivas:

Aumentar la densidad del lodo (Esta puede ser muy alta, debido a que la sal se encuentra sometida a una presión total de sobrecarga).

Inyectar agua dulce para liberar la sarta de perforación.

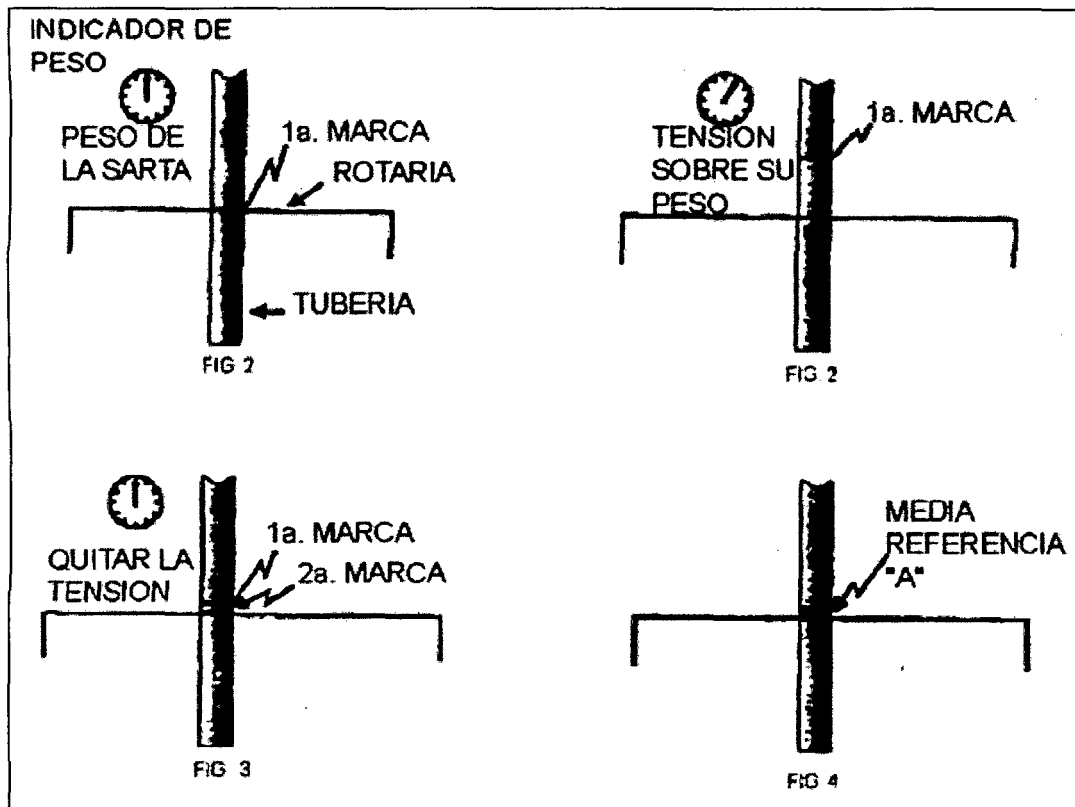
CAPITULO V: PUNTO LIBRE Y BACHES.

5.1 Cálculo del Punto Libre en Forma Práctica.

Procedimientos:

1. Anotar la siguiente información: datos de la sarta de perforación (diámetros y peso), peso de la polea viajera y gancho (aparejo); factor de flotación, margen para jalar y peso de la sarta en el momento de la pegadura.
2. Calcular el peso de la sarta de perforación flotada y sumarle el peso del aparejo.
3. Levantar la sarta hasta registrar el peso anterior.
4. Marcar la tubería al ras de la rotaria (1ra. marca). Ver el diagrama de primera operación.

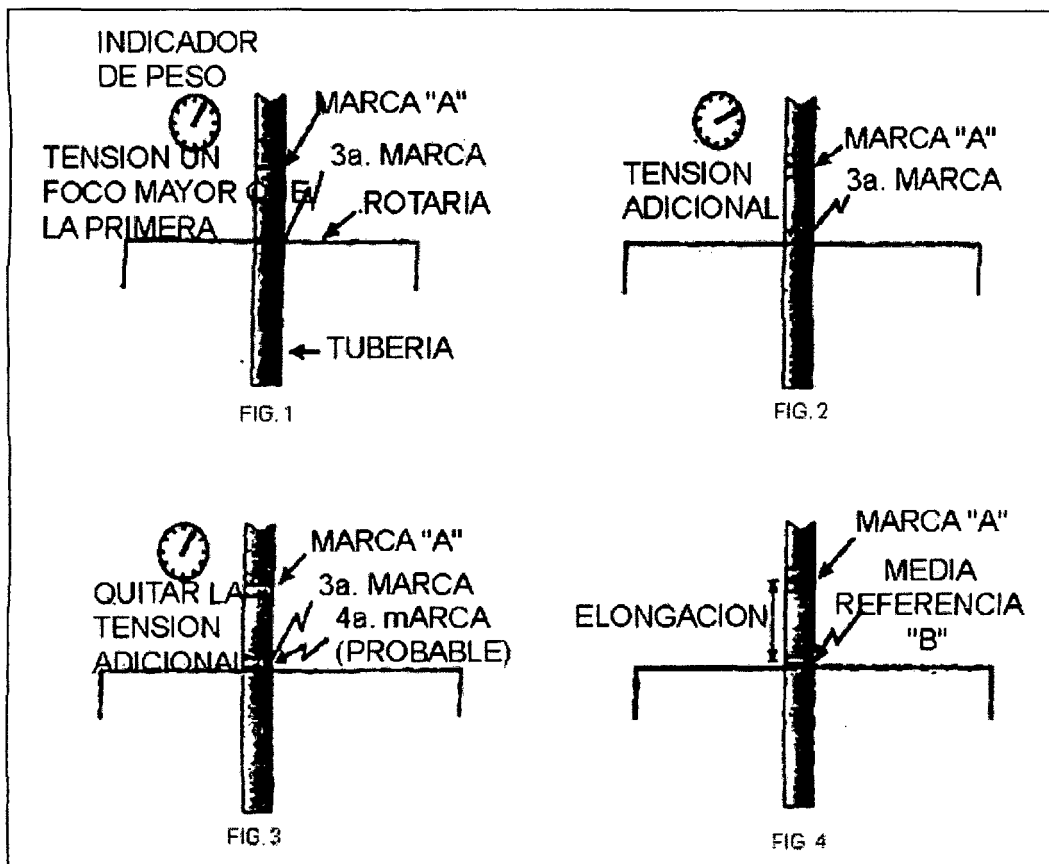
Primera Operación



5. Tensionar la sarta sobre su peso de 5 a 10 toneladas. y anotarla.
6. Eliminar lentamente la tensión, hasta que la lectura en el indicador sea igual al peso original.

7. Marcar nuevamente la tubería al ras de la rotaria (2da. marca), respetando la primera referencia.
8. Marcar la media de éstas dos marcas, siendo el primer punto de referencia "A". Ver el diagrama de la primera operación.
9. Tensionar la sarta unas toneladas más que la primera operación y anotarla (Ejemplo: primera tensión de 5 tons. y segunda tensión de 10 tons.).
10. Marcar la tubería al ras de la rotaria (3ra. marca). Ver el diagrama de la segunda operación.
11. Tensionar unas toneladas más sobre la tensión anterior.
12. Eliminar lentamente esta última tensión.

Segunda Operación



5.2 Cálculo para el Punto Libre

1. Tener los datos de la tubería: diámetro exterior e interior en pulgadas y clase.
2. Calcular el área transversal del tubo. Formulas del API RP 7G:

$$A_t = 0.7853981 (D^2 - d^2) \text{ Tubería nueva}$$

$$A_t = 0.7853981 [(0.8 \times D + 0.2 \times d)^2 - (d^2)] \text{ Tubería Premium}$$

$$A_t = 0.7853981 [(0.7 \times D + 0.3 \times d)^2 - d^2] \text{ Tubería clase 2}$$

3. Tener los datos del área transversal (A_t) en pg^2 , elongación de la tubería (e) en cm y la tensión (T) en toneladas, de la segunda operación.
4. Calcular el punto libre en metros.

$$L = 136.2 \times A_t \times e / T$$

5.3 Cálculo para Colocar un Bache Balanceado

1. Obtener el punto libre por medio de un registro o aplicar el método práctico descrito.
2. Verificar y anotar los datos de la geometría del pozo, y hacer un diagrama del mismo.
3. Definir la cima del bache, si a 30 m ó 60 m arriba del punto libre se colocará.
4. Calcular las capacidades en el espacio anular entre herramienta y agujero, entre la tubería de perforación y el agujero; capacidad interior del drill collar., H.W. y tubería de perforación en Lts/m.

$$C_a = 0.5067 (D^2 - d^2)$$

$$C_i = 0.5067 \times D_i^2$$

5. Calcular la longitud del bache por dentro y por fuera de la tubería, separando las longitudes de diferentes diámetros para calcular sus volúmenes.
6. Calcular la profundidad de la cima del bache, restando a la longitud total de la sarta la longitud del bache.
7. Calcular en litros el volumen del bache, multiplicando las longitudes del paso 5 por las capacidades correspondientes del paso 4 y posteriormente sumar.

8. Calcular el volumen para desplazar y colocar el bache en litros, multiplicando la profundidad de la cima del bache (paso 6) por las capacidades correspondientes en el interior de la tubería. Si desea dicho volumen en barriles, divida entre 159.
9. Preparar el bache de aceite y agregarle un aditivo de remojo (surfactante) para liberar la sarta, que permite que el aceite penetre mejor en la formación y la tubería.
10. Colocar el bache y dejar un tiempo considerable de reposo, no olvidar que a mayor tiempo de reposo, mayor es la probabilidad de liberar la sarta de perforación.

CAPITULO VI: ATASCAMIENTO CONTRA LA PARED DEL POZO

El atascamiento contra la pared o adhesión por diferencia de depresión, generalmente ocurre cuando se está realizando un viaje, o una operación de pesca es una causa adicional del atascamiento de tuberías.

Probablemente el 75% de todos los trabajos de pesca en hoyo desnudo se deben a la adhesión por diferencial de presión, llamada también pega diferencial.

El peso de la columna de fluido de perforación crea presión sobre los lados y el fondo del hoyo. Esta presión es la denominada presión hidrostática o gradiente de presión. Puesto que aumenta a medida que aumenta la profundidad, el gradiente de presión hidrostática ejercido por el lodo de perforación usualmente se mantiene por encima de las presiones ejercidas por las formaciones por donde pasa el hoyo del pozo con el objeto de evitar un reventón.

Como el gradiente de la presión hidrostática es mayor que las presiones de la formación la primera fuerza al lodo contra la formación.

Si la formación es porosa y el fluido (filtrado del lodo) es forzado a ingresar en la formación deja en la pared un depósito de sólidos que se denomina torta de la pared o revoque.

Si la tubería de perforación llegara recostarse durante un lapso largo contra la formación porosa el revoque se acumularía, alrededor del área donde la tubería tiene contacto con la formación.

De igual modo la presión por debajo del área de contacto es menor que la del hoyo, de manera que la presión hidrostática empuja la tubería contra la pared del hoyo, creando gran cantidad de fricción.

La diferencia entre la presión hidrostática y la de la formación puede ser sólo de unas pocas libras, o puede ser de varios miles de libras, dependiendo de la profundidad, del peso del lodo y la presión de la formación.

En todo caso la fricción ocasionada por la presión de la tubería contra la pared del hoyo y la acumulación del revoque contra la pared puede ser lo suficientemente alta para aguantar el peso de la sarta de perforación.

6.1 Liberación de Tubos Adheridos a la Pared

El primer paso para liberar la tubería adherida a la pared, depende de que es lo que se estaba haciendo cuando la tubería se atascó; por ejemplo, estaba el perforador sacando la tubería para añadir una junta, o para ser desmontada, o realizándose un viaje de ida y vuelta o si se estaba pescando.

Para recuperar tubería adherida a la pared se considerará como un caso análogo al problema anterior de pesca de tubería de perforación partida. Supongamos que el pescado ha sido atrapado por el conjunto de pescante externo y percutor, se restablece la circulación para limpiar el hoyo, pero cuando se hace el intento de levantar el pescado para sacarlo se descubre que el pescado sigue atascado.

El perforador tiene un indicio bastante bueno de que el pescado está adherido a la pared, puesto que la circulación no está impedida por obstrucciones ni cortes ni derrumbes.

Como hay en la sarta de pesca un percutor y un acelerador de percusión (martillo) pueden de inmediato iniciarse las operaciones de martilleo o percusión y con ello el esfuerzo de liberar la tubería.

El atascamiento por presión diferencial ocurre cuando las fuerzas de fricción en el pozo exceden a las fuerzas normales. La presión hidrostática excesiva origina una diferencial que fuerza a la tubería dentro del revoque a través de una zona permeable.

Este atascamiento ocurre solamente a través de una zona permeable. Tal como la arena, donde la resistencia a la fricción es una función del espesor del revoque.

La fuerza de contención puede calcularse por el producto de la presión, área de contacto y coeficiente de fricción como sigue:

$$F = \Delta P \times A_C \times C_F$$

Donde:

F: Fuerza, lbs.

ΔP : Presión Diferencial (lbs./pulg²)

A_C : Área de contacto (pulg²)

C_F : Coeficiente de fricción (varía entre 0.5 a 0.25 para lodo base agua y 0.25 a 0.1 lodo base aceite)

Recordando que el tiempo es el principal factor a considerar y enemigo del atascamiento debido a que, la filtración continua para depositar sólidos adyacentes a la interface tubería revoque.

Aumentando de esta manera el área de contacto. Así mismo, la filtración continua detrás del área tubería-revoque disminuyendo el contenido de agua del revoque y por ello aumenta el coeficiente de fricción.

Durante La perforación pueden ocurrir varios tipos de atascamiento de la tubería, pero ciertos indicadores pueden ayudar a reconocer una pega por presión diferencial, lo cual ayudara en la decisión de selección para el proceso adecuado para liberar la tubería.

Los dos indicadores principales de atascamiento diferencial son:

- El incremento de Torque y
- El incremento de Arrastre.

Ambas situaciones indican que está ocurriendo un arrastre friccional, sea mientras se rota o mientras remueve verticalmente la tubería dentro del pozo. Estos incrementos pueden indicar otros problemas de perforación; pero siempre son los signos anticipados de aviso de atascamiento diferencial.



Figura 6-1 El revoque aumenta con el tiempo

Cuando la tubería está atascada diferencialmente, no hay obstrucciones que retarden o eviten la circulación, como opuestamente ocurre cuando se trata de un derrumbe o un puente. La circulación continua de fluido mientras hay atasco es un indicador básico de atascamiento diferencial.

Otra característica es la incapacidad de mover o rotar la tubería en cualquier dirección. La principal distinción de ranuras formadas en el pozo (*keyseating*) o tubería a tascada debido al desgaste prolongado en el dobles o pata de perro (*Dog leg*).

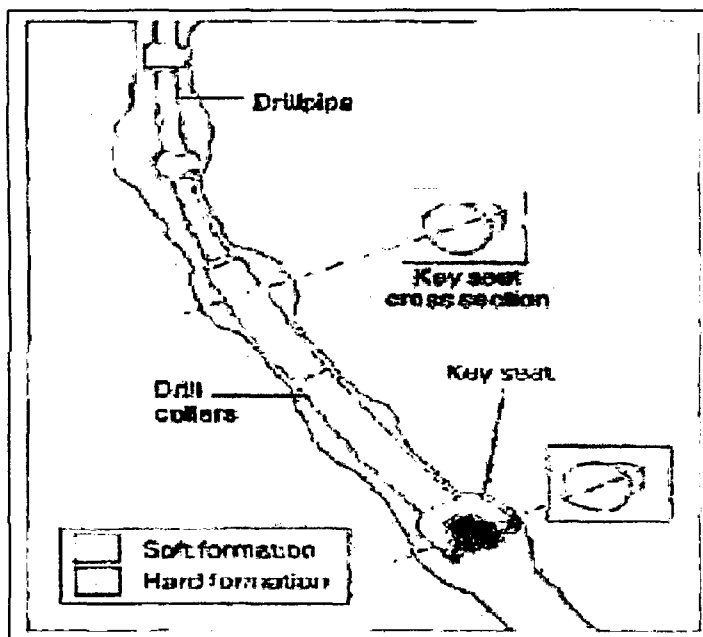


Figura 6-2 Ojo de llaves formados por formaciones suaves y duras

Aunque estos dos tipo de atascamiento parecen idénticos en la mayor parte de las observaciones con el equipo de perforación, la tubería atascada debido a ranuras o *Key Seat* pueden usualmente trabajarse hacia abajo, lo que resulta imposible si la tubería esta atascada diferencialmente.

El atascamiento diferencial ocurre usualmente cuando la tubería a quedado sin movimiento dentro del pozo por un periodo prolongado de tiempo.

Frecuentemente la tubería se atasca cuando se agrega un tubo, pero en otros casos son necesarios periodo de inactividad más grande.

El conocimiento de que el intervalo de un pozo según la geología tiene mas probabilidades de sufrir un atasco, es importante en el discernimiento de procedimientos de contingencias que deben seguirse, dichos intervalos pueden ser divididos en tres categorías:

- A través de reservorios repletados
- Progresiones de presión
- Regresiones de presión

Probablemente la situación más común de perforación con alta tendencia a atascamiento es la perforación de reservorios agotados, no solamente de hidrocarburos sino también de presión agotada.

En estos casos la presión diferencial podrían alcanzar miles de libras en donde antes del agotamiento solo existirán unos pocos cientos de libras.

La presión de formación se incrementa con la profundidad o llámese progresión y requiere incrementos del peso del lodo para controlar las altas presiones de las formaciones a profundidad. Las formaciones de baja presión no revestidas en la parte superior del pozo, también están expuestas a lodos de mayor peso y por consiguiente incremento de presiones diferenciales en tales puntos son secciones de áreas del pozo.

Las presiones de regresión se presentan en las perforaciones de intervalos más profundos. En dichos casos la presión de la formación está retrocediendo mientras la presión del lodo se mantiene constante para controlar las altas presiones de formación que se han penetrado.

Cada sección perforada nuevamente puede incrementar la presión diferencial con lo cual se incrementa la tendencia a atascamiento.

El diseño adecuado de programas de corrida de casing puede reducir significativamente la ocurrencia de atascamiento en caso de gradiente de presión. Empleando el procedimiento adecuado para la prevención de atascamiento de la tubería en el intervalo con dificultades, puede reducirse significativamente en número de caso de atasco de tubería.

El uso de lodo de bajo filtrado reduce el área inicial de contacto debido a que estos lodos tienen un duro y delgado revoque comparado con el grueso y suave revoque desarrollado por los fluidos de inyección de alto filtrado.

Adicionalmente, los lodos de bajo filtrado tienen una velocidad reducida de filtración que disminuye la velocidad de deposición de sólidos a lo largo de la interface tubería / revoque reduciendo al mínimo el incremento del coeficiente de fricción.

Los lodos a base de aceite quizá ofrecen la mejor arma contra el atasco de tubería. Obviamente, el incremento de lubricación es más importante. De otra manera estos lodos desarrollan muy poco o casi nada de revoque. Lo significa un área de contacto absolutamente mínima para la tubería.

Cambios en la sarta de perforación pueden reducir las tendencias de atascamiento por la minimización del área de contacto con la pared del pozo perforado. Comúnmente se usan estabilizadores para forzar a la tubería mantenerse lejos de la pared. Sin embargo para la adecuada ubicación de los estabilizadores, la formación de interés debe estar relativamente cerca al estabilizador.

Otro cambio a la sarta más común, es usar *Heavy Weight* de forma a canalada espiralmente o tubería en lugar de tubería lisa y convencional. Esta tubería tiene un canal ancho superficial cortado en el diámetro exterior en espirales de la longitud total del tubo.

La superficie del área se reduce en 50% mientras que el peso disminuye solamente en 7%.

Se ha usado con éxito un procedimiento temporal desarrollado en el campo para reducir al mínimo el coeficiente de fricción a lo largo de la pared del pozo.

Se encontró que agregar cáscaras de nueces reducía la fricción por el encajamiento de la cáscara en el revoque y de este modo actuaba como soporte para la tubería.

Aunque esta disminución de la fricción e arrastre y torque es temporal, generalmente ayuda de inmediato a la situación local del equipo de perforación.

El agregar bentonita al sistema de lodo, es otra medida temporal para reducir el coeficiente de fricción.

La capacidad de hidratación reduce la tendencia de atascamiento. Este alivio también es temporal porque la película de agua eventualmente se pierde a través de la filtración o reemplazados con sólidos de perforación que tienen un alto coeficiente de fricción.

Los mayores esfuerzos para liberar la tubería depende del conocimiento de la ubicación de ataque de la tubería. El éxito de los esfuerzos frecuentemente son directamente proporcionales a la exactitud de este dato.

Resultan importantes en el campo los gráficos de estiramiento de la tubería debidos a que pueden ser usados rápidamente por el supervisor de perforación después de haber ocurrido el atascamiento, esto gráficos emplean la elongación de la tubería versus la carga de tracción aplicada para determinar la profundidad del atascamiento o tubería inmovilizada.

Cada grafico está diseñada para ser usada con solamente el tamaño de tubería.

Puesto que todos los gráficos están basados en la misma fórmula, resulta conveniente también hallar la longitud libre:

$$L = \frac{K \times E}{F}$$

Donde:

L= Longitud libre, pies

K= Constante basada en tabla

E= Elongación Debido a la tracción (pulg.)

F=Tracción aplicada, lbs.

6.2 Técnicas a Usar en la Pega de Tubería

Luego que la sarta de perforación se ha atascado de manera diferencial existen tres técnicas que podemos usar:

- Colocación de una Píldora (*Spotting Fluids*)
- Reducciones Hidrostáticas
- Métodos Mecánicos

6.2.1 Colocación de una Píldora (*Spotting Fluids*)

Llámesse píldora a cualquier fluido empleado para cubrir cualquier sección del pozo por cualquier razón. En relación a la tubería atascada, son usualmente productos a base de aceite colocados en un pozo a hueco abierto completamente, cubriendo un intervalo específico. Se pensó que el aceite penetraba o destruía el revoque que sellaba la tubería de perforación. Sin embargo estudios recientes muestran que tales fluidos aflojan la tubería a través de un mecanismo diferente.

El aceite tiende a mojar la circunferencia de la tubería originando una capa delgada entre la tubería y el revoque, con lo cual se logra una reducción del coeficiente de fricción y permite que la tubería sea traccionada de manera libre.

Es importante la densidad del fluido a colocar como medio mojante de “aflojo” puesto que los hidrocarburos menos densos que el fluido de perforación, tienen una tendencia a migrar o flotar a la superficie.

Lo inverso es cierto, con aceites pesados a una densidad mayor que los fluidos de perforación. Para tener la seguridad de que las píldoras de aflojo permanezcan donde se han colocado en el fondo del pozo, deberán tener la misma densidad que el lodo.

Una excepción a esto es cuando se conoce que la tubería está atascada en el fondo del pozo. La densidad del fluido de aflojo deberá ser ligeramente superior a la densidad del lodo para asegurar que la tubería circundada no esté soportando segregación gravitacional.

Las secciones más altas del pozo pueden atascarse mientras se hacen esfuerzos para liberar las secciones más bajas o profundas. Por eso es beneficioso desplazar tanto fluido de aflojo como para cubrir todas las zonas potencialmente permeables y expuestas.

Aunque esta técnica es costosa, puede ser la más económica de todos los procedimientos.

Luego de colocar el fluido en el pozo se necesitará algún tiempo para que haga efecto sobre la tubería pegada. Dicho tiempo depende de muchos factores como profundidad del pozo, eficiencia del desplazamiento del lodo y geometría pozo-tubería.

Aunque este tiempo no puede ser cuantificado exactamente, la información de campo muestra que se necesitan de 8 a 10 horas para aflojar la tubería. Sin embargo muchos casos toman más tiempo. Una buena regla de campo sería la de bombear suficiente fluido de aflojo como para cubrir la sección abierta del pozo y dejar por lo menos 12 horas para que el fluido afloje la tubería.

El fluido deberá desplazarse a hueco abierto dejando algo de él dentro de la tubería de perforación. A intervalos específicos de tiempo, se desplazan pequeñas cantidades de fluido de la tubería para originar movimiento anular que puede incrementar la efectividad del fluido como también reducir al mínimo los puentes potenciales de barritina y disminuir lentamente la presión de la columna.

Cuando se desplaza fluido y se espera que afloje la tubería, es importante mantener una carga en el mástil igual a aquella que se obtuvo justo antes del atasco de la tubería.

No debe mantenerse presión extra mientras se está usando fluido de aflojo. La tracción extra en la superficie no aumenta la efectividad química del fluido de aflojo y coloca a la tubería en esfuerzo anormal. La tubería deberá jalarse a intervalos específicos, quizás cada hora y verificar su aflojamiento.

Si no está libre se libera la tensión extra de superficie y se deja un tiempo adicional para que el fluido trabaje.

Los fluidos de aflojo pueden usarse efectivamente en la prevención de situaciones en lugar de remedio.

Por ejemplo pueden ser desplazados antes de bajar la tubería de revestimiento y tubulares, simplemente bajándolos dentro del fluido.

Colocación de la Píldora.

Si la percusión sola no logra liberar el pescado, debe colocarse alrededor de está, sustancias de tipo aceitoso o químicas comerciales.

Tanto el aceite como la sustancia química penetran en la torta de la pared y hacen que ésta se deteriore y pone resbaladizo el tubo pero el efecto más importante radica la gran presión osmótica que ejerce el aceite sobre el revoque comprimiéndolo y liberando la tubería que antes se encontraba encajada en el. Usualmente, la tubería de perforación se llena con el aceite o la sustancia química y el preparado se bombea hacia abajo por el tubo y hacia arriba por el anular cada 30 minutos aproximadamente mediante unas emboladas de las bombas de fluido de perforación del taladro.

Colocación de sustancia química o aceitosa alrededor del pescado.

Entre los intervalos de bombeo la válvula del cuadrante se cierra con el fin de evitar contrapresión, sobre el sistema de superficie. Como el aceite es más liviano que el lodo en el espacio anular este empuja al aceite hacia arriba de la tubería de perforación a menos que la válvula del cuadrante esté cerrada. Las operaciones de percusión pueden continuar entre los intervalos de colocación de la píldora aceitosa. Si la colocación del aceite y la percusión no logran liberar el pescado en un promedio de 48 horas, se deberá proceder a ubicar el punto de atascamiento y la parte de la tubería de perforación por encima del punto de atascamiento, se desenrosca y se levanta. Luego pueden realizarse operaciones de lavado para recuperar la parte atascada del pescado.

Caso de ruptura de conexión Cuando se parten las lastras barrena la rotura usualmente ocurren en una conexión. La conexión macho o pin, se parte dentro de la caja a la que está conectada o la caja se rompe y sale cuando se saca la parte superior de la sarta. Las barras restantes pueden usualmente pescarse con un pescante externo grande y un conjunto similar al

que utilizamos para pescar tubería de perforación. No obstante si las barras son grandes y apenas una fracción de pulgada menores que el diámetro de la hoyo, quizás no podrá pasar sobre ellos un pescante. De ser éste el caso puede ser necesario emplear una herramienta que penetre el pescado.

6.2.2 Reducción de la Presión Hidrostática.

La reducción de la presión hidrostática es otra técnica para aflojar tubería atascada. La presión diferencial más baja reduce la fuerza de contención sobre la tubería y posibilita su tracción libremente.

La reducción de la presión diferencial puede originar problemas tales como golpes o *Kicks* o derrumbes en otras secciones del pozo. La circulación de un fluido de más bajo peso, reduce la presión hidrostática, pero un procedimiento más común es localizar la reducción de presión hidrostática sobre y debajo del intervalo atascado mientras encima se mantiene totalmente la presión hidrostática.

La reducción localizada de presión emplea procedimientos de detección de zonas de atasco, procedimientos convencionales de desenroscado (Back Off) Y herramientas de pruebas de formación. Luego de haberse ubicado el intervalo de atasco, se desenrosca la tubería inmediatamente 2 o 3 stand encima de esa sección, se le retira del

pozo y se le coloca un probador de formación DST en la sección inferior La tubería se vuelve abajo dentro del pozo y se enrosca nuevamente en el pescado. La tubería de perforación se coloca con suficiente agua para reducir la presión hidrostática a una cantidad pre calculada, después de la cual se abre la herramienta de prueba y se jala la tubería liberada.

Este procedimiento minimiza la exposición del pozo abierto para reducir la presión y todavía disminuye la presión en la zona de interés.

6.2.3 Métodos Mecánicos

Los Métodos mecánicos destruyen físicamente la ligazón del revoque. Están basados en cargas de impacto con instrumento de vibración, sacudida o destrucción del revoque por medio de procesos de molido.

La tubería de lavado exterior quizás es otra alternativa para liberar tubería severamente atascada.

Esta tubería tiene un diámetro grande y pared delgada con un zapato para moler en el fondo. El zapato se usa para destruir al ligazón de la tubería-revoque conforme la tubería se baja para circundar la sarta atascada.

Después que una longitud específica ha sido liberada de esta manera, la sección anteriormente atascada se desenrosca mecánicamente y se extrae del pozo.

Este procedimiento se repite hasta que toda la sarta de perforación ha sido recuperada.

La recuperación presenta serios problemas. Se conoce que el pozo perforado tiene tendencia atascante y aparentemente existe peligro aun mayor de atascamiento de la tubería exterior, debido a la mayor área de superficie del diámetro exterior de la tubería.

Ocasionalmente es imposible liberar completamente y recuperar toda la tubería dentro del pozo, cuando esto ocurre se hace necesario, por supuesto pensar en un side track o desviación del Pozo.

CAPITULO VII: HERRAMIENTA DE PESCA INTERNA.

7.1 Trompa de Elefante (*Taper Tap*).

La herramienta de pesca interna más sencilla es el o *Taper Tap* o trompa de elefante. Siempre deben utilizarse conjuntamente con un *Safety Joint* (junta de seguridad) y un percutor, debido a que una vez que el macho ahusado penetra en el pescado no hay forma de sacarlo si se atascan las barras.

En el uso, el macho ahusado se baja sobre el orificio de la barra y se va rotando lentamente, hacia la derecha o la izquierda, dependiendo de su diseño, para que éste vaya haciendo su propia rosca a medida que penetra en el pescado.

Algunos machos tiene extremos abiertos para una circulación limitada. Otros pueden estar dotados de pequeños chorros laterales que muevan la punta del macho ahusado alrededor del hoyo mientras se efectúa la circulación para ayudar a ubicar la parte superior del pescado.

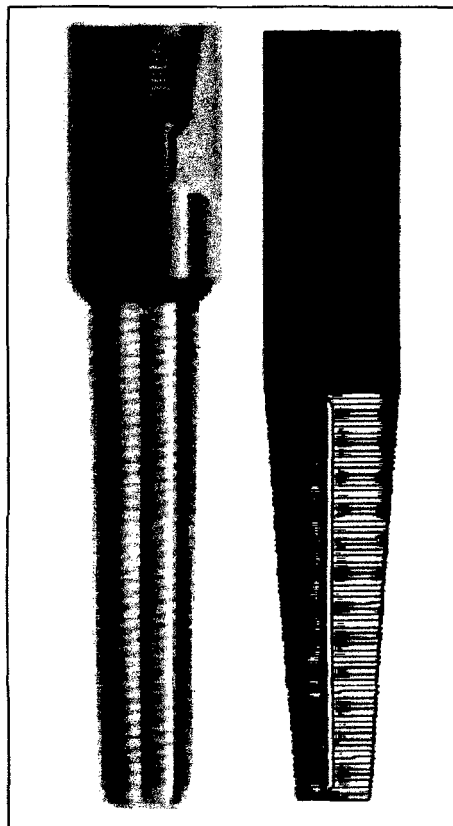


Figura.7-1 Trompa de Elefante (*Taper Tap*)

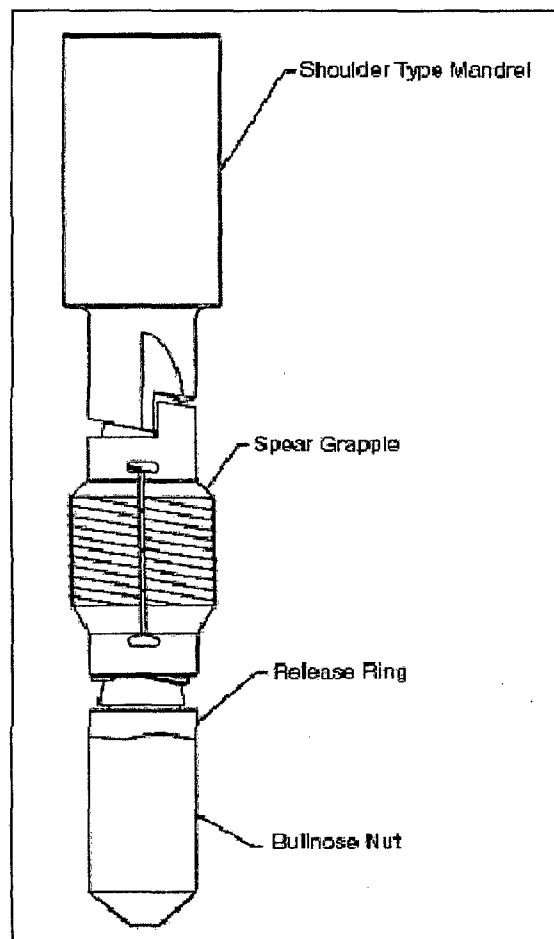
Una vez que el macho ha penetrado y enroscado el pescado sólo se trata de extraer la sarta de pesca y el pescado.

No obstante si se descubre que las barras están atascadas y la percusión es incapaz de liberarlas, se desenrosca la sarta de tubería a la altura del Safety Joint.

7.2 Juntas de seguridad (*Safety Joint*)

El *Safety Joint* es una herramienta de liberación fabricada con acero de aleación. Las dos piezas van unidas mediante rosca helicoidal ancha en la espiga y en la caja y se colocan con rotación regular derecha. Los hombrillos ondulados de las mitades acoplables permiten torsión normal en cualquier dirección hasta tanto se utilice un procedimiento mecánico especial para separarlas.

Figura.7-2 Juntas de seguridad (*Safety Joint*)



El Safety Joint se desenrosca mediante una rotación de la sarta de pesca hacia la izquierda, sin exceder una carga segura de torsión, dependiendo de la profundidad y de las condiciones mecánicas.

A medida que se mantiene la torsión, la sarta se baja hasta que las dos piezas se separan. Se mantienen un peso normal sobre el Safety Joint mientras ésta se saca. Las roscas helicoidales anchas permiten que las dos secciones se saquen de seis a ocho veces más rápidamente que una unión de tubería floja. A medida que se extrae el Junta habrá una reducción en el indicador de peso, si la operación está progresando debidamente.

Una vez sacada el Safety Joint y la sarta de pesca la caja del Taper Tap queda en el hoyo junto con el pescado. Si se desea acoplar de nuevo la sarta de pesca con el pescado el pasador del Safety Joint puede volver a introducirse en el hoyo y colocarse rotación regular derecha. Los hombrillos ondulados de las mitades acoplables permiten torsión normal en cualquier dirección hasta tanto se utilice un procedimiento mecánico especial para separarlas. El Safety Joint se desenrosca mediante una rotación de la sarta de pesca hacia la izquierda, sin exceder una carga segura de torsión, dependiendo de la profundidad y de las condiciones mecánicas.

A medida que se mantiene la torsión, la sarta se baja hasta que las dos piezas se separan. Se mantienen un peso normal sobre el Safety Joint mientras ésta se saca. Las roscas helicoidales anchas permiten que las dos secciones se saquen de seis a ocho veces más rápidamente que una unión de tubería floja. A medida que se extrae el Junta habrá una reducción en el indicador de peso, si la operación está progresando debidamente.

Una vez sacada el Safety Joint y la sarta de pesca la caja del Taper Tap queda en el hoyo junto con el pescado. Si se desea acoplar de nuevo la sarta de pesca con el pescado el pasador del Safety Joint puede volver a introducirse en el hoyo y colocarse.

7.3 Arpones Recuperable (*Releasing Spear*).

Otra herramienta de pesca interior es el arpón de circulación desprendible, hay muchos tipos de arpones pero el de la ilustración consiste en esencia de un mandil, una ranura en forma de jota, un anillo amortiguador, resortes, cuñas y un tapón de extremo.

La herramienta se coloca en la sarta de pesca y se baja, con circulación hasta la parte superior del pescado. Se detiene la circulación, el arpón se baja lentamente dentro del pescado hasta que el indicador de peso marque una reducción del mismo.

Esto indica que el anillo amortiguador está asentado sobre la parte superior del pescado la sarta de pesca se rota luego a la izquierda y se le aplica tensión de levante para expandir las cuñas. Una vez que expandidas las cuñas agarran fuertemente la pared interna del pescado. Una vez colocadas las cuñas se reinicia la circulación y se extrae el pescado.

Para soltarlo del pescado se da un golpe seco en el arpón con el peso de la sarta de pesca; entonces una rotación hacia la derecha hace que las cuñas se retraigan.

Una vez retraídas las cuñas el arpón puede sacarse del pescado haciendo un leve esfuerzo hacia arriba mientras se rota fuera del pescado.

Lastra Barrena Atascadas (Heavy Weight).

La pesca de la tubería atascada no siempre ocurre cuando la broca se halla en el fondo, La tubería puede atascarse lejos del fondo ya sea porque se encuentra haciendo un viaje o es simplemente que las barras pueden atascarse en un nicho o en el llamado ojo de llave en la pared del pozo. El nicho se forma cuando la tubería de perforación roza la pared y cava una ranura en un hoyo torcido, llamadas también patas de perro o Dog Let.

La ranura es usualmente menor que el diámetro del hoyo principal y las barras no pueden pasar a través de la misma. Si el perforador no es cuidadoso durante un viaje de salida, puede atascar la barra superior en la ranura tan fuertemente que ninguna cantidad de peso que se le aplique puede hacer que quede libre. Si esto ocurre deberá insertarse un indicador de punto libre, y una cuerda explosiva y efectuarse un desenrosque cinco o seis juntas por encima de el sitio de atascamiento.

La extracción se hace bastante por encima del punto de atascamiento de manera tal que el pescado se encuentre en el hoyo principal del pozo y fuera de aquella parte donde está la ranura. Esto hace posible que se pueda atrapar el pescado en la parte normal del hoyo. Como el pescado tiene una conexión sin daños en la parte superior, puede colocarse un martillo de percusión y un acondicionador de ranuras o limador y acoplarse al pescado.

Una herramienta de percusión o martillo puede utilizarse para dar golpes tanto hacia arriba, como hacia abajo. El cuerpo del martillo se levanta a la longitud del mandril y luego se suelta repentinamente para dar un golpe hacia abajo. Si la percusión no libera

el pescado la sarta se baja haciendo rotar las paletas de la herramienta limadora de manera que condicionan la ranura.

Entonces en el viaje de salida la sarta de barras podrá pasar a través de la hendidura.

Arpones de Ancla para Tubería de Lavado.

Sin embargo si la percusión no logra soltar al pescado entonces será necesario efectuar una operación de lavado. Como el pescado está atascado fuera de fondo, puede utilizarse un arpón de ancla para la tubería de lavado para evitar que el pescado se caiga una vez aflojado.

Básicamente un arpón para tubería de lavado consiste en una junta a la cual se le conecta tubería de perforación.

Cuando la herramienta y el pescado se extraen de la tubería de lavado; un vástago de hueco cuyo orificio es lo suficientemente ancho para permitir el paso de un indicador de punto libre; una jaula de control con anillos de restricción que resisten la presión de la bomba para hacer que la jaula de control suba o baje dentro de él vástago.

Un cono de cuña ahusado y cuñas que sujeten la herramienta dentro de la tubería de lavado y un sustituto de fondo con agujeros a través de los cuales fluirá el fluido de perforación si el pescado está obstruido. La jaula de control también contiene bloques de fricción para levantar todo el conjunto de la jaula de control para colocar las cuñas cuando se levanta la tubería de perforación.

Durante la operación el arpón se ancla con las cuñas cerca de la Junta inferior de la tubería de lavado mientras que la junta se mantiene fija en la mesa rotatoria. Luego se le agrega la longitud deseada de tubería de lavado y se introduce en el hoyo. Al establecerse contacto con el pescado, el arpón se acopla al mismo en la parte superior de este, haciendo rotar a la tubería de lavado y como el arpón está firmemente sujeto a la parte inferior de la tubería de lavado también rota.

Cuando el arpón está a firmemente conectado al pescado, las cuñas se retraen y se comienza la operación de lavado. En este punto, tan sólo el conjunto de la jaula de control rota junto con la tubería de lavado; el arpón permanece estacionario encima del pescado.

A medida que progresa la operación de lavado puede ser necesario levantar al arpón para hacer una conexión de cuadrante o para liberar una zapata rotatoria demasiado ajustada.

De ser así, se aumenta la presión de la bomba para ejercer presión sobre la parte superior de los anillos de restricción y evitar que el conjunto de control se mueva hacia arriba. Como el conjunto de control no puede moverse hacia arriba, se evita que los bloques de fricción coloquen las cuñas de manera que puedan levantarse el arpón y el pescado.

Si se suelta el pescado bien sea mientras se efectúa una conexión o un movimiento de la tubería de lavado hacia arriba, o hacia abajo, la acción de achique de los anillos de restricción contra el fluido debajo de los mismos evita que el conjunto de control se mueva hacia abajo.

Como el vástago del cuerpo y el cono ahusado se mueven hacia abajo con el pescado que cae, las cuñas se expanden para sujetarse en la parte interna de la tubería de lavado y evitar que el pescado se caiga.

Si se hace necesario recuperar el pescado por secciones se hace un desenrosque por encima del punto de atascamiento y la tubería de lavado con el arpón y el pescado sujeto en su parte interna se saca del hoyo. Cuando la tubería de lavado llega a la superficie se coloca en la mesa rotatoria y se acopla tubería de perforación hasta la cabeza del arpón. El arpón se levanta para soltar las cuñas y el arpón junto con la parte desenroscada del pescado se saca la tubería de lavado.

La tubería de lavado permanece colocada en la mesa rotaria, una vez que el pescado desenroscado ha sido sacado y arrumado, el arpón se baja de nuevo dentro de la tubería de lavado con la tubería de perforación. Se colocan las cuñas para agarrar el arpón y luego se saca la tubería de perforación del arpón y se recupera. Luego se inicia la operación de lavado para recuperar la parte restante del pescado.

Una vez que todo el pescado ha sido lavado se sube la tubería de lavado hasta que pueda ser colocada en la mesa rotatoria. De nuevo se introduce tubería de perforación y se acopla al arpón. Se sueltan las cuñas y se baja el arpón hasta que llega a la Junta inferior de la tubería de lavado.

En este punto se vuelven a colocar la cuña y la tubería de perforación se desenrosca del arpón y se saca. Entonces la tubería de lavado, el arpón, y el pescado atrapado se sacan conjuntamente. Cuando la junto de tubería de lavado con el arpón sujeto adentro llega a la superficie, la tubería de lavado se coloca en la mesa rotatoria y se introduce a través de ella tubería de perforación la cual se acopla al arpón.

La rotación de la tubería de perforación afloja al arpón, y el arpón y el pescado se recuperan. De nuevo si la barrena es demasiado grande para pasar a través de la tubería de lavado se requerirá un trabajo de extracción doble.

CAPITULO VIII: HERRAMIENTA DE PESCA EXTERNA

8.1 Pescador Exterior (*Overshot*)

Características:

El cuerpo principal esta diseñado con una sección cónica helicoidal en su Interior, pudiendo alojar en las mismas canastas o espirales.

Pesca diámetros máximos con espirales y diámetros mínimos con canasta.

El modelo "IXL" contempla la posibilidad de bajarlo con una sarta izquierda.

Se puede circular a través del pescador o bajar herramientas de *wire-line* o bien tubos macaroni para limpieza interior.

A pedido se pueden proveer conexiones superiores extralargas como así también zapatos guía (buscadores) especiales y extralargos.

Operación:

Una vez que el Pescador hace contacto con la pesca, bajar la sarta lentamente y girando levemente hacia la derecha, el espiral o la canasta se expanden al enganchar el punto de pesca, permitiendo que este penetre en uno de estos elementos nombrados. Al cesar la rotación y traccionar la sarta, la sección cónica helicoidal interna del cuerpo principal hace contacto con una sección exterior idéntica, tanto del espiral como de la canasta, y las garras s internas de estos últimos elementos sujetan firmemente el elemento pescado.

Librado:

Un golpe fuerte hacia abajo coloca la sección cónica interior del cuerpo principal en posición opuesta a la de la canasta o espiral, luego simultáneamente hacer girar la sarta a la derecha y levantar lentamente esta, con esto las garras roscadas se desenroscan hasta dejar libre el elemento pescado

DESCRIPCION

- 1-Cabezal Superior (*Top Sub*)
- 2-Cuerpo (*Body*)
- 3-Empaquetadura (*Packing Element*)
- 4-Garra espiral (*Spiral guide*)
- 5-Guia de espiral (*Spiral guide*)
- 6-Garra de canasta (*Basket Grapple*)
- 7-Empaquetador (*Packing element*)
- 8-Zapato buscador (*Guide shoe*)
- 9-Guia de canasta (*Basket guide*)
- 10-Guia de canasta rectificadora (*Mill Basket Guide*)
- 11-Zapato fresador (*Mill shoe*)
- 12-Zapato Guia (*Guide shoe*)

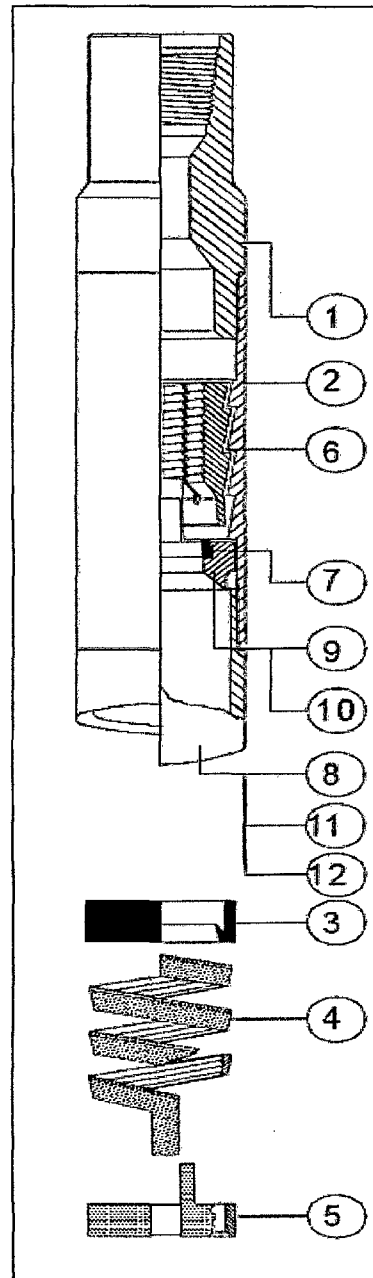


Figura 8-1 .Pescador externo (*Overshot*)

8.2- TERRAJA DE PESCA (DIE COLLAR)

Característica:

La Terraja de Pesca es una herramienta económica para pescar por el diámetro exterior algún elemento que haya quedado aprisionado en el pozo.

Solamente es necesario bajarla hasta hacer tope con el elemento a pescar, aplicar el menor peso posible y girar (a la derecha o izquierda según corresponda) lo suficiente para enroscar los dientes cónicos de la Terraja, detener el giro y levantar la sarta.

Los dientes endurecidos por cementación, están mecanizados dentro de un cono suave, lo cual asegura un excelente agarre en un amplio rango de diámetros exteriores.

A solicitud del cliente, se pueden proveer campanas protectoras y/o zapatos buscadores.

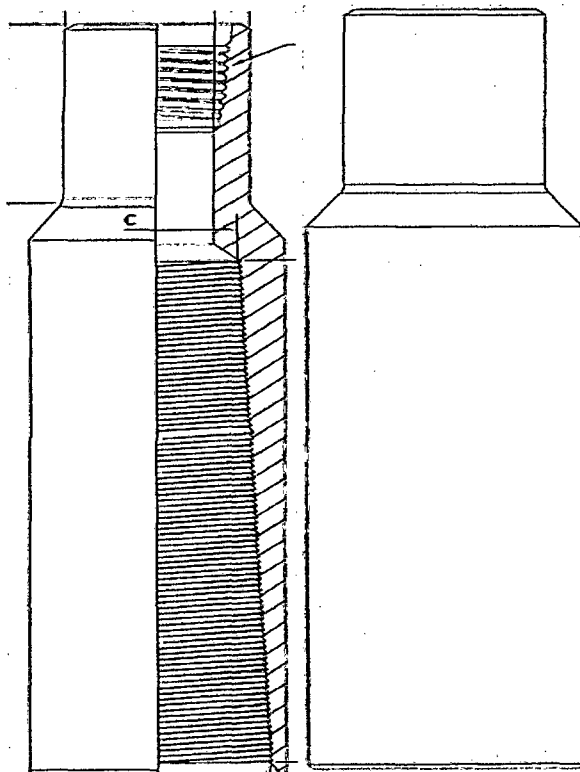


Figura. 8-1. Terra de Pesca (*Die Collar*)

CAPITULO IX: ABANDONO DE LA PESCA

Si se permite ciertas tareas de pesca y ser intentadas puede que la recuperación tarde días o semana y hasta meses en donde deberá entrar en consideración lo tratado en el capítulo sobre evaluación económica de la pesca.

Existe un punto hasta donde se permite la pesca y este punto lo determina como se expreso, la economía. En primer lugar se obtiene el costo total de las herramientas dejadas en el hoyo, luego a medida que se acumulan los costos de la pesca de cada día estos se van sumando a lo anterior. Algunos de los renglones que se incluyen entre los costos diarios de pesca son:

- Costos de alquiler de las herramientas de pesca
- El costo del operario de las herramientas de perforación
- El costo diario de la operaron del taladro

Estos costos deberán compararse cada día con el costo total de desviar el hoyo y continuar la perforación. Por lo general la regla cuando los costos de la pesca llegan a ser el 50% del costo de desviar y continuar perforando el hoyo la pesca debe abandonarse.

Si la parte superior del pescado que ha de abandonarse esta en una parte de formación suave se coloca aproximadamente 100 pies de cemento mezclado con arena o grava encima del pescado, a fin de darle consistencia y se deja fraguar.

El cemento endurecido se utiliza como base para que el nuevo hoyo pueda ser desviado del viejo con una mecha regular o de perforación inicial colocada en tubería de perforación.

Si la parte superior del pescado se encuentra en una formación dura, la mezcla de cemento se coloca encima del pescado para ofrecer una base fuerte y dura para un desviador u otra herramienta de deflexión, como por ejemplo un motor o turbina de desplazamiento positivo. Una vez que el hoyo ha sido desviado del hoyo viejo se continúa la perforación hasta la profundidad total.

En todo trabajo de pesca debe recordarse que las mejores herramientas y procedimientos a veces fallan. Debe pensarse con especial cuidado sobre los posibles problemas que podarían presentarse, de utilizase cierta herramienta para pesca en hoyo abierto o cierta combinación de sartas.

Es necesario siempre realizar ciertas mediciones antes de utilizar una herramienta de pesca. Estas mediciones pueden ayudar al perforador a entender que es lo que ocurre dentro del hoyo, mientras él está haciendo labores de pesca. Debe comprenderse cabalmente la operación de las herramientas así como también los problemas que pueden presentarse con una herramienta determinada.

La herramienta escogida debe ser del tamaño y la capacidad correctos para poder atrapar el pescado. Además, debe ser ensamblado en la forma adecuada y operado en forma correcta. El hacer la pesca con comprensión cuidado y reflexión hace posible obtener óptimos resultados en la peor situación y al saber cuándo abandonar la pesca y comenzar a perforar de nuevo la batalla está casi ganada. Los lastra barrena pueden sufrir tres tipos principales de pega en el fondo de el hueco. Cuando los porta mechas se pegan a la pared del pozo, caso que se denomina pega diferencia pues en este caso actúan las fuerzas que se indican a continuación y causaran este fenómeno.

Como ya explicamos para poder dar peso los porta mechas son tubería de un espesor muy grueso lo que hace que disponga en una superficie su lado externo muy grande y como metal poseerá una carga eléctrica en la parte externa de la misma. A su vez el lodo al formar un revoque creará una situación en la que habrá disponible material con tendencia a ser pegajoso por la tensión superficial que también dispondrá.

Al juntarse estos dos fenómenos hacen la posibilidad de que se produzca una pega diferencial llamada así por ser inducida por las tensiones superficiales o fuerza superficiales de los elementos que entran en concurso para su formación. Junto con la pega diferencial los porta mechas se pueden atascar por ruptura de los mismos, en el cual las acciones serán relativamente diferente en la búsqueda del rescate de la tubería.

Por último sí el atascamiento de la tubería es producto de precipitación de la pared del pozo por inestabilidad, derrumbamiento, formación de cavernas, en sí, hechos relacionados con el comportamiento de la estabilidad de la formación, las acciones a tomar tendrán una tercera naturaleza.

Como en todo caso de pesca lo primero que hay que proceder es a analizar la situación por lo cual se deberá seguir el procedimiento indicado en el anexo.

9.1 Tapón Balanceado de Cemento

Estas cementaciones se basan en su mayoría en la colocación y forzamientos de tapones de cemento.

El taponamiento se utiliza principalmente con tres propósitos:

Hacer desvíos, sirviendo de soporte para las herramientas *whipstock*, o el tapón en sí mismo como base de soporte.

Operaciones de abandono.

Confinamiento de zonas de pérdida de circulación.

Para la colocación de tapones la altura del intervalo a ser taponado es la selección mas critica tanto en hoyo abierto como en secciones que estén entubadas.

Aplicaciones

Existen cuatro aplicaciones básicas para la utilización de tapones de cementación.

9.2 Tapón de Abandono de Zona

Cuando es necesario completar el pozo por encima de una zona productora agotada, un tapón puede ser colocado por encima y a través de la zona productora. También se pueden utilizar para abandono de zonas acuosas previo a completar un pozo.

Tapón de desvío

Cuando se hace necesario incrementar o disminuir la inclinación de en un pozo en perforación, o para cambiar su dirección, un tapón de cemento suministrara el punto de apoyo o puente desde donde comenzar el posicionamiento de la herramienta de desvió.

Para estos tapones, se deberá usar un cemento de suma dureza por lo cual se le recomienda mezclar entre un 20 y 50% en peso de cemento y arena.

Abandono del Pozo.

Los tapones de cemento son utilizados para sellar y por lo tanto prevenir la migración de fluidos de y entre las diferentes zonas de un pozo que está siendo abandonado, esto es hecho generalmente para cumplir con leyes y reglamentos.

El número y la longitud de los tapones dentro del pozo en proceso de abandono dependerán de las formaciones y la regulación del gobierno.

Control de Pérdida de Circulación.

Un tapón de cemento en oposición a la zona donde está ocurriendo una pérdida de circulación es uno de los métodos más efectivos para su control. Este tapón se caracterizará por tener en su constitución material que ayude a controlar las pérdidas de circulación tales como, hojuelas de celofán. Colocación de tapón La técnica de colocación de un tapón de cemento se explicará mediante el cálculo y programa de un tapón típico que realice aislamientos tanto en zona del hueco abierto como en el interior de una tubería del revestimiento.

Tapones de gasoil.

Existen circunstancias donde el empleo de tapones que utilicen como vehículo solvente agua no pueden ser utilizados. Tal es el caso de tapones colocados en pozos en los cuales se estaba utilizando fluido de perforación de base a aceitosa como son los lodos invertidos.

Se utiliza el hecho de que la bentonita no se hidratará en aceite pero cuando el agua entra en contacto con la mezcla de gasoil/bentonita, se forma un material fuerte y sólido.

Cuando el fluido de perforación tiene base de agua marina (salada), un espaciador del agua dulce se bombean delante y detrás de los espaciadores de base aceitosa y así se promueve la hidratación de la bentonita que de lo contrario sería pobre en un ambiente salino.

La técnica de colocación de estos tapones y la forma de cálculo son similares a la de tapones en base acuosa, pero se deberá guardar la precaución de evitar contacto entre el tapón y agua por qué se dañará el mismo.

También se deberán tener muchas precauciones en lo relativo a la técnica de colocación ya que la barita al precipitar puede causar el atascamiento de la tubería de colocación.

CAPITULO X: ADITIVO PARA PREPARAR LA PILDORA PIPE-LAX W

El PIPE-LAX W es un completo aditivo líquido que se usa para preparar “píldoras” desatascantes a base de aceite. Contiene todos los materiales necesarios para formular los fluidos pesados que se requieren para desprender tubería atascada por presión diferencial.

Las píldoras de PIPE-LAX W se preparan fácil y rápidamente. El PIPE-LAX W deshidrata y agrieta el revoque del filtrado de lodos a base de agua y permite que la píldora desatascante penetre entre la sarta de perforación y la formación, a tiempo que lubrica la sarta.

Ambas acciones minimizan la fuerza requerida para empapar y liberar la tubería aprisionada. El PIPE-LAX W resiste la contaminación con lodos a base de agua.

10.1 Propiedades Físicas Típicas

Aspecto físico	: Líquido ambarino oscuro
Gravedad específica	: 0,90
PH (solución al 1%)	: 5,6 – 6,6
Punto de flama	: (91°C (195°F) (PMCC)
Punto de fluidez.	: <-4°C (25°F)

10.2 Aplicaciones:

El PIPE-LAX W se puede usar en cualquier pozo que requiera una solución empapante pesada para liberar tubería atascada por presión diferencial.

Las píldoras de PIPE-LAX W se pueden preparar con aceite diesel o aceite mineral y agua dulce, salmuera o agua de mar. Las densidades de las píldoras de PIPE-LAX W fluctúan de 0,96 a 2,16 de gravedad específica (8 a 18 lbs./gal).

El éxito de la liberación de tubería aprisionada por presión diferencial es más pronunciado cuando la píldora empapante se emplaza tan pronto como sea posible después del atasco.

Las píldoras remojadoras que se pueden preparar y emplazar rápidamente, con frecuencia desprenden la tubería antes de que se requieran operaciones de pesca.

Puesto que el PIPE-LAX W líquido de M-I se usa tal como viene, la mezcla se prepara fácilmente y sin pérdida de tiempo.

10.3 Formulación:

Los Cuadros I y II indican las cantidades necesarias por barril de solución de PIPE-LAX W con M-I BART o FER-OXT (hematita). Los cuadros muestran la viscosidad mínima necesaria para suspender el material densificante en aceite mineral. Si se requieren viscosidades más altas, la concentración de PIPE-LAX W se debe aumentar de 104 a 114 litros/m³ (4,36 a 4,8 gal/bl).

En aceite diesel, las concentraciones de PIPE-LAX W que indican los cuadros se debe reducir de 104 a 83-95 litros/m³ (4,36 a 3,5-4,0 gal/bl).

Por sí solo, el aceite diesel proporciona viscosidades más altas. Si es necesario reducir la viscosidad de la píldora de PIPE-LAX W, lo indicado es diluir la solución con aceite o agregándole 0,71 a 1,43 Kg/m³ (0,25 a 0,5 lbs/bl de VERSAWET.T

Ejemplo: Para mezclar una píldora de 120 bls, de 12 lbs/gal, de PIPE-LAX W con aceite mineral y M-I BAR:

A partir del Cuadro I, calcular:

Aceite Mineral

$(0,521 \times 120 = 62,5$ o sea 63 bls (10 m³)

Agua:

$0,203 \times 120 = 24,4$ o sea 24 bls (4 m³)

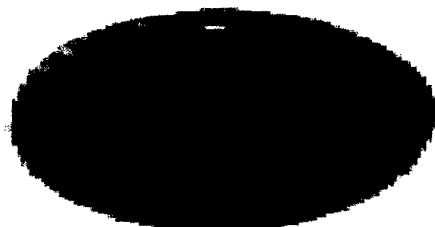
PIPE-LAX W:

$4,36 \times 120 = 523,2$ gal o sea 9,5 bls de 55 gal

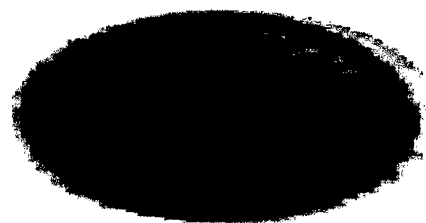
M-I BAR:

$2,53 \times 120 = 304$ bolsas

Figura10-1



Accion del diesel en el revoque de lodo



Accion del liberador(Pipelax) agrieta el revoque debilitandolo

Cuadro I: Formulaciones de Pipe-Lax W

Peso del Lodo (lbs/gal)	Aceite Mineral (bls)	PIPE-LAX W (gal)	Agua (bls)	M-I BAR (bolsas)
8	0,528	4,36	0,345	0,34
9	0,527	4,36	0,309	0,88
10	0,526	4,36	0,272	1,44
11	0,525	4,36	0,236	1,99
12	0,521	4,36	0,203	2,53
13	0,515	4,36	0,172	3,08
14	0,507	4,36	0,142	3,62
15	0,496	4,36	0,117	4,17
16	0,484	4,36	0,092	4,71
17	0,469	4,36	0,071	5,24
18	0,453	4,36	0,050	5,78

Cuadro II: Formulaciones de Pipe-Lax W

Peso del Lodo	Aceite Mineral	PIPE-LAX W (gal)	Agua (bls)	FER-Ox (bolsas)
8	0,527	4,36	0,351	0,31
9	0,525	4,36	0,323	0,84
10	0,524	4,36	0,295	1,36
11	0,520	4,36	0,269	1,88
12	0,516	4,36	0,243	2,40
13	0,511	4,36	0,218	2,92
14	0,504	4,36	0,196	3,45
15	0,497	4,36	0,174	3,97
16	0,488	4,36	0,153	4,48
17	0,477	4,36	0,134	5,00
18	0,465	4,36	0,117	5,51

10.4 Preparación

La preparación de soluciones de PIPE-LAX W es rápida y fácil. Siga el procedimiento siguiente que se recomienda para hacer las mezclas:

- Use un recipiente limpio (tanque o presa disponible en el equipo de perforación). Lave con agua las tuberías de mezclar y drénelas

- Mezcle las cantidades necesarias de aceite, PIPE-LAX W y agua. Agite con bomba centrífuga durante 30 minutos
- Agregue el material densificante hasta lograr el peso deseado. Ajuste la viscosidad conforme se requiera: añada PIPE-LAX W para aumentarla o VERSAWET para disminuirla

10.5 Procedimientos de Emplazamiento

Con mucha frecuencia son los tubos lastrabarrenas los que se atascan por presión diferencial. El procedimiento

para emplazar la solución de PIPE-LAX W es el siguiente:

- Determine el volumen necesario para llenar el espacio anular, desde la barrena (mecha, broca, trépano) hasta la zona de atasco por presión diferencial.

El Cuadro III indica el volumen requerido para tamaños varios de tuberías y de pozos.

Ejemplo:

500 pies de tubos lastrabarrenas de 6 3/4 pg en pozo de 9 7/8 pg (0,05 bl/pie)x(500 pie) = 25 bls

- Al volumen que haya determinado agréguele por lo menos 25%. La cantidad adicional permanece dentro de la tubería de perforación para poder desplazar periódicamente más fluido desatascante
- Determine el tiempo de bombeo necesario para emplazar el fluido a lo largo del intervalo afectado. Una vez desplazado el fluido, apague las bombas
- Continuamente maniobre la tubería. A ser posible use percusor. Cada media hora desplace 0,1 a 0,2 m³ (0,5 a 1 bl) de solución de PIPE-LAX W .

La píldora se le puede agregar al sistema del lodo de perforación después de usarla, siempre que lo permitan las regulaciones locales de protección ambiental.

Si la perforación se efectúa en el mar, en una región de frágil medio ambiente, tal vez sea necesario almacenar la solución en un tanque para separarla del sistema activo de circulación.

Cuadro III: Volumen del Espacio Anular (No tiene en cuenta deslaves)

Tamaño del Pozo (pg)	D.E. (pg) de Tubería de Perforación, Revestidora o Lastrabarreras											
	3½	4½	4¾	5	5½	6	6½	6¾	7	7½	8	8½
12¼	—	,126	,124	,121	,116	,111	,105	,102	,098	,091	,084	,076
9⅞	—	,075	,073	,070	,065	,060	,054	,050	,047	,040	,033	—
8⅝	—	,053	,050	,048	,043	,037	,031	,028	,025	,018	—	—
7⅞	,048	,040	,038	,036	,031	,025	,019	,016	—	—	—	—
6⅝	,031	,023	,021	,018	,013	—	—	—	—	—	—	—
6	,023	,015	,013	,011	—	—	—	—	—	—	—	—

10.6 Toxicidad y Manejo

A solicitud suministramos información sobre ensayos biológicos, El PIPE-LAX W se debe manejar como cualquier otro producto químico industrial, con equipo de protección personal y observando las precauciones que indica la Hoja de Datos de Seguridad de Transporte y de Materiales.

Almacénelo en un sitio alejado de fuentes de calor y de ignición.

Mantenga el recipiente cerrado cuando no se esté usando. Puesto que la solución de PIPE-LAX W contiene aceite mineral, es posible que no se pueda descargar en el mar.

Use este producto de acuerdo con las regulaciones y consideraciones locales de protección ambiental.

10.7 Empaque y Almacenamiento

El PIPE-LAX W se envasa en tambores de 208,2 litros (55 gal) y también se puede obtener a granel.

Almacénelo lejos de fuentes de calor y de ignición. Mantenga cerrado el tambor cuando no se esté usando.

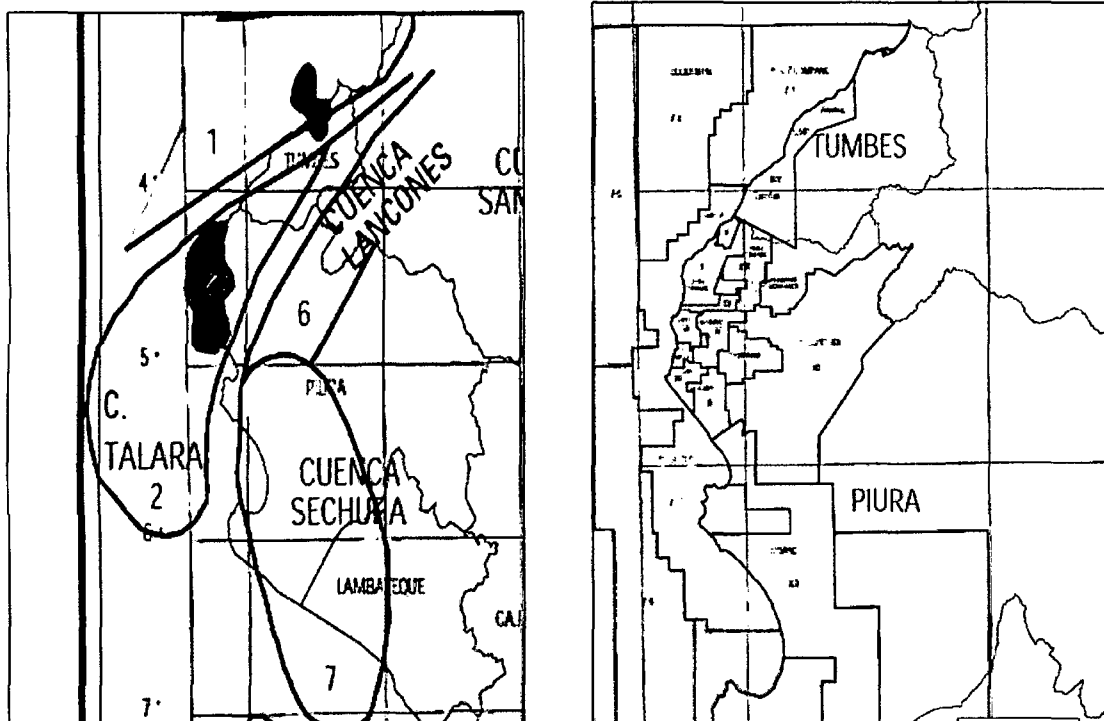
CAPITULO XI: APLICACIÓN DEL SISTEMA DE LIBERADORES

11.1 Pozo SP1A-8D Piura. Campo San Pedro - Sechura

Pozo: SP1A-8D, perforado por el taladro: PPSA-48; PETROTECH Departamento de PIURA, campo San Pedro-Sechura.

11.1.1 Ubicación Geográfica del Área del Departamento de Piura

Está ubicada geográficamente en el Oeste del Estado de Sechura y geológicamente en la cuenca Sechura de Perú, al lado de la Cuenca Talara



11.1.2 Estratigrafía del área del campo San Pedro-Sechura

FORMACIÓN	PROFUNDIDAD MEDIDA (FT)	PROFUNDIDAD VERTICAL (FT)	CARACTERISTICAS DE LA FORMACION
ZAPAYAL		From sea bottom	
MONTERA	1,497	-1,442	
HEATH	1,857	-1,786	- Arenisca conglomerítica -Lutita marrón glauconítica - Lutita y arenisca
MANCORA	2,682	-2,513	
CHIRA	2,873	-2,673	- Lutita gris - Piedra de Cieno,
VERDUN	3,324	-3,050	-Arenisca, Conglomerado, alguna Lutita
TALARA	4,625	-4,140	-Arcilla, areniscas ,limolita
PALEOZOICO	7,632	-6,658	- Cuarzo ,cuarcita

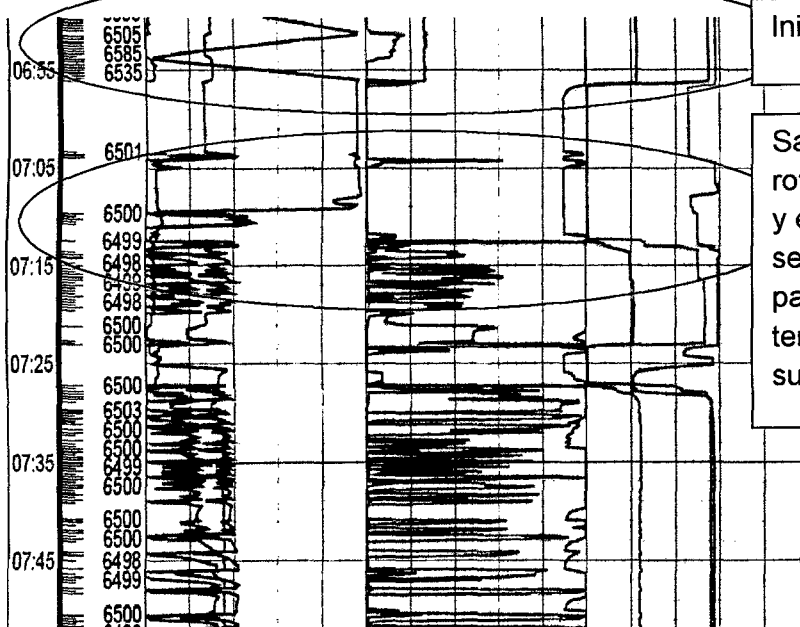
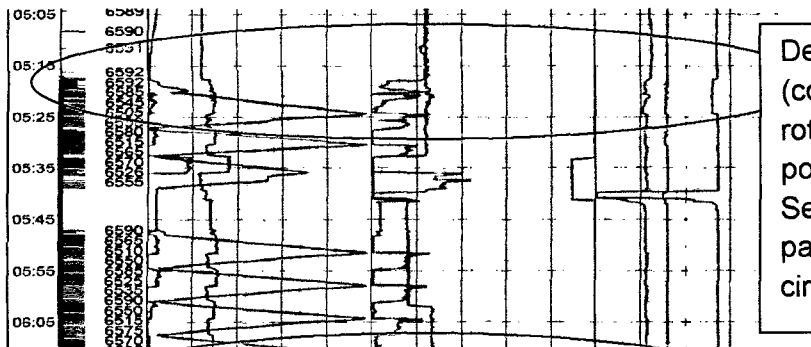
11.1.3 Información del Pozo:

- ▶ Formación : Talara
- ▶ Tipo de Litología : Arcillas y Areniscas
- ▶ Gradiente de Poros : (0.624 psi/pie a 0.47 psi/pie)
- ▶ Gradiente de Fractura : 14.5 ppg (0.75 psi/pie)
- ▶ Diámetro del Hoyo : 8-1/2"
- ▶ Lodo: Base Agua FLODRILL-MI, Densidad : 10.8 ppg (0.56 psi/ft)
- ▶ PV: 18 cps : , Yp : 20 lbs./100 pie² , Cf:0.32
- ▶ Revestidor Anterior : 9-5/8" -43.5 #/ft; N-80 BTC @ 3257 pie
- ▶ Zona de pega : 6592 pies (1973 pies de huyo desnudo) TVD:5497ft
- ▶ Máxima Inclinación : 33.49 ° ,Azimut : 222.40 °
- ▶ Tubería de Perforación : 5"-19.5 lb/ft; S-135-4-1/2 IF .ID: 2 3/4" , Longitud:5811 ft , Longitud BHA: 780 ft , ID de DC 6 1/2":2 1/4" , Se tensión con 60 klbs
- ▶ Tiempo de pega : 1 días

11.1.4 Registro de Parametros de Perforacion- Pozo –SP1A-8D

Antecedente del Pozo SP1A-8D: El objetivo fue encontrar la formacion Paleozoico pronosticado a 7660 ft y colocar el casing de 7" ,y luego perforar 600 ft de formacion como hueco abierto.a la profundidad de 6592 ft despues de perforara 944 ft por 54 hras, rotando y deslizando se decide sacar la hta. a superficie para cambio de broca por no avance, circulan 2 fondos arriba con rotacion 65 rpm , sacan el 1er stand con circulacion y rotacion , cuando sacan 2 ft del 2 do stand , empieza a tensionar , se agrega un Drill pipe y se manobra y se para la rotacion, pero sigue la circulacion quedando la sarta pegada por presion diferencial ,se procede a trabajara la sarta y luego a aplicar el liberador.

BIT DEPTH FT 3:55	Block Height (feet) 100.1	Weight on Bit (kbs) 100.0	Total Pump Output (gal/min) 1000
	Hook Load (kbs) 500.0	Rotary RPM (RPM) 250	Standpipe Pressure (psi) 10000
	Over Pull (kbs) 200.0	Rotary Torque () 5000.00	Flow (percent) 100



11.1.4 Cálculos para hallar Tensión para liberar, Volumen del liberador, Strokes para Desplazar el fluido liberador.

Calculo de Tensión necesaria para liberar

- ▶ $F = C_f \times A \times P_d$ -----1
- ▶ $A =$ longitud de DC x Sección transversal x Factor
- ▶ $A = 30 \times 3.5 \times 12 = 1260 \text{ in}^2$ --- para 1 DC
- ▶ $P_d = (\text{Gradiente hidrostático} - \text{Gradiente poral}) \text{ TVD}$
- ▶ $P_d = (0.56 - 0.47) \text{ psi/ft} \times 5496 \text{ ft} = 494.64 \text{ psi}$ --- $C_f = 0.32$
- ▶ **En 1 : $F = 0.32 \times 1260 \times 494.64 = 199438 \text{ lbs}$**
- ▶ Entonces para 1 DC, Se necesita 199438 lbs. / Para 2 DC 398877lbs
- ▶ Con el tiempo el área de contacto se incrementa y aumenta la fuerza

Calculo Volumen necesario para lanzar fluido liberador

- ▶ **1ro. Calculo del Punto Libre (PL.)**
- ▶ $PL = (73500 \times D_p \text{ lb/ft})(L \text{ ft} \times 12) / \text{Sobretensión}$
- ▶ $PL = (73500 \times 19.5 \text{ lb/ft})(2 \times 12) / 60000 \text{ lbs}$
- ▶ $PL = 5733 \text{ ft}$
- ▶ Longitud de la broca al punto libre = $6592 \text{ ft} - 5733 \text{ ft} = 859 \text{ ft}$
- ▶ **2do. Calculo de volumen de la solución en bbls**
- ▶ V. anular de broca a punto libre = $(8.5^2 - 6.5^2) \times 859 \text{ ft} / 1029 = 25 \text{ bbls}$
- ▶ Volumen dentro de sarta = $(1 \text{ bbl} \times \text{hr})(5 \text{ hr}) = 5 \text{ bbls}$
- ▶ **Volumen necesario de la solución liberadora = $5 + 25 = 30 \text{ bbls}$**

Calculo de Strokes requerido para desplazar la pildora liberadora

- ▶ V. líneas superficie = 5 bbls , V. anular al punto libre = 25 bbls
- ▶ V. dentro de la sarta = $(0.0073493 \text{ bbl/ft}) \times 5811 \text{ ft} = 42.7 \text{ bbls}$
- ▶ V. dentro del BHA = $(0.0049198 \text{ bbl/ft}) \times 780 \text{ ft} = 3.8 \text{ bbls}$
- ▶ V. total de fluido a desplazar = 76.2 bbls
- ▶ **Stk total bombeo = $76.2 \text{ bbls} / 0.06619 \text{ bbls/stk} = 1151 \text{ stk}$. (Cap. Bomba: 0.06619 bbls/stk)**

11.1.5 Técnica para la colocación del tratamiento Píldoras de “PIPELAX” Producto de la Compañía MI SWACO.

Procedimiento:

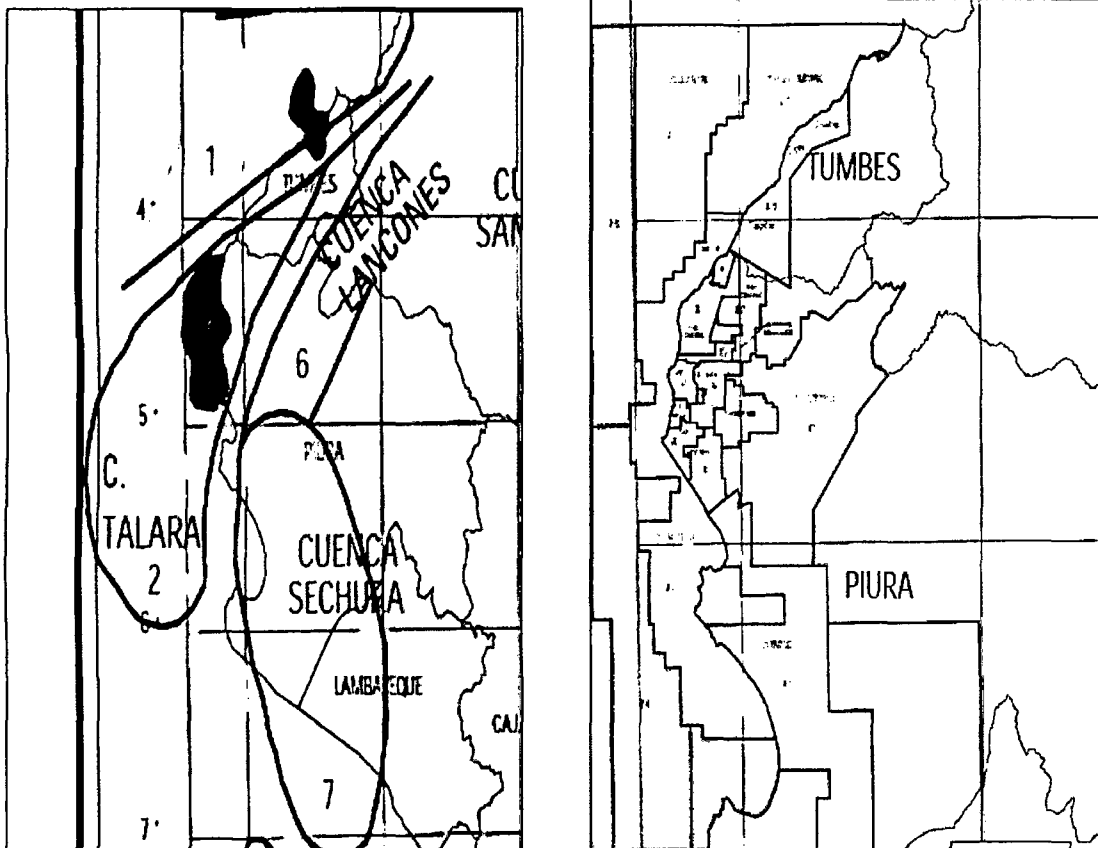
- Verificó la circulación del pozo
- Armado y limpio líneas, cantinas para el bombeo
- Prepara 30 bbl del Tratamiento “con PIPE LAX” con diesel de 11.0 ppg
- Maniobra Tensionó con 300 Klbs arriba y 25 a 60 klbs abajo y 3000 psi de torque esperó por reacción de el tratamiento “PIPE LAX” (5 horas) , bombeado 1 bbl del liberador cada 30 min
- Libero tubería pegada y saco hasta 3250 pies, registrando arrastre de 85 Klbs a 5150 pies,
- Conecto TOP-Drive a la profundidad señalada y circulo sin arrastre.
- Circulo a 3250 pies, hasta homogenizar peso de lodo a 11.0 ppg, fondo arriba
- Ahorro del cliente por la aplicación del Sistema con PIPE LAX
- Considerando las “Herramientas de Desvío” dentro del pozo, fluido de Perforación, servicios de Cementación para el “Side Track”, costo de taladro y servicios de terceros el costo estimado > \$100,000

11.2 Pozo PN9-20D Talara. Campo Peña Negra Talara

Pozo: PN9-20D, perforado por el taladro: PPSA-40; SAVIA Departamento de PIURA, campo San Peña Negra-Talara

11.2.1 Ubicación Geográfica del Área del Departamento de Piura

Está ubicada geográficamente en el Oeste del Estado de Talara y geológicamente en la cuenca Talara de Perú, al lado de la Cuenca Sechura



11.2.2 Estratigrafía del área del campo Peña Negra-Talara

FORMACIÓN	PROFUNDIDAD MEDIDA (FT)	PROFUNDIDAD VERTICAL (FT)	CARACTERISTICA DE LA FORMACION
VERDUN		From sea bottom	
TALARA	1,101	-1,047	
ECHINO	3,550	-3,335	-Arcilla, Arenisca, limolita
CABO BLANCO	4,647	-4,358	
CLAVEL	4,798	-4,498	-Arenisca grano grueso, Arcilla
OSTREA	5,116	-4,795	-Arenisca grano fino y lutita,
UPPER MOGOLLON	7,080	-6,625	-Lutita, Arenisca
INTER MOGOLLON	8,190	-7,660	-Lutita gris glauconítica, Arenisca

11.2.3 Información del Pozo:

- ▶ Formación : Upper Mogollon
- ▶ Tipo de Litología : Lutita y Areniscas
- ▶ Gradiente poros: (0.62psi/pie a 0.47psi/ft)
- ▶ Gradiente Fractura : 14.5 ppg (0.75 psi/pie)
- ▶ Diámetro del Hoyo : 8-1/2"
- ▶ Tipo de lodo: Base Agua PERFLEX-BAKER, Densidad : 11.1 ppg (0.57 psi/ft)
- ▶ PV: 16 cps : Yp : 20 lbs/100 pie² , Cf:0.32
- ▶ Revestidor Anterior: 9-5/8" -43.5 #/ft; N-80 BTC @ 5500 pies
- ▶ Zona de pega : 8050pies (2550 pies de huyo desnudo) TVD 7559pies
- ▶ Máxima Inclinación : 20.11 °
- ▶ Azimut : 121.48 °
- ▶ Tubería Perforación: 5"-19.5 lb/ft; S-135-4-1/2 IF , ID: 2 3/4". Long:6992.83 ft
- ▶ DC : 6 1/2" , ID: 2 1/4"
- ▶ Longitud BHA: 1057.17 ft
- ▶ Se tensiono con 50 klbs al inicio
- ▶ Tiempo de pega: No se libero la Herramienta.

11.2.4 Cálculos para hallar Tensión para liberar, Volumen del liberador, Strokes para Desplazar el liberador.

Cálculos para Tensión necesaria para liberar

- ▶ $F = C_f \times A \times P_d$ -----1
- ▶ $A =$ longitud de DC x Sección transversal x Factor
- ▶ $A = 30 \times 3.5 \times 12 = 1260 \text{ in}^2$ --- para 1 DC
- ▶ $P_d = (\text{Gradiente hidrostático} - \text{Gradiente poral}) \text{ TVD}$
- ▶ $P_d = (0.57 - 0.47) \text{ psi/ft} \times 7559 \text{ ft} = 755.9 \text{ psi}$
- ▶ $C_f = 0.32$
- ▶ **En 1: $F = 0.32 \times 1260 \times 755.9 = 304778.88 \text{ lbs.}$**
- ▶ Entonces para 1 DC, Se necesita 304778.66 lbs. , Para 2 DC - 609557.76 lbs.
- ▶ Con el tiempo el área de contacto se incrementa y aumenta la fuerza

Calculo para lanzar fluido liberador

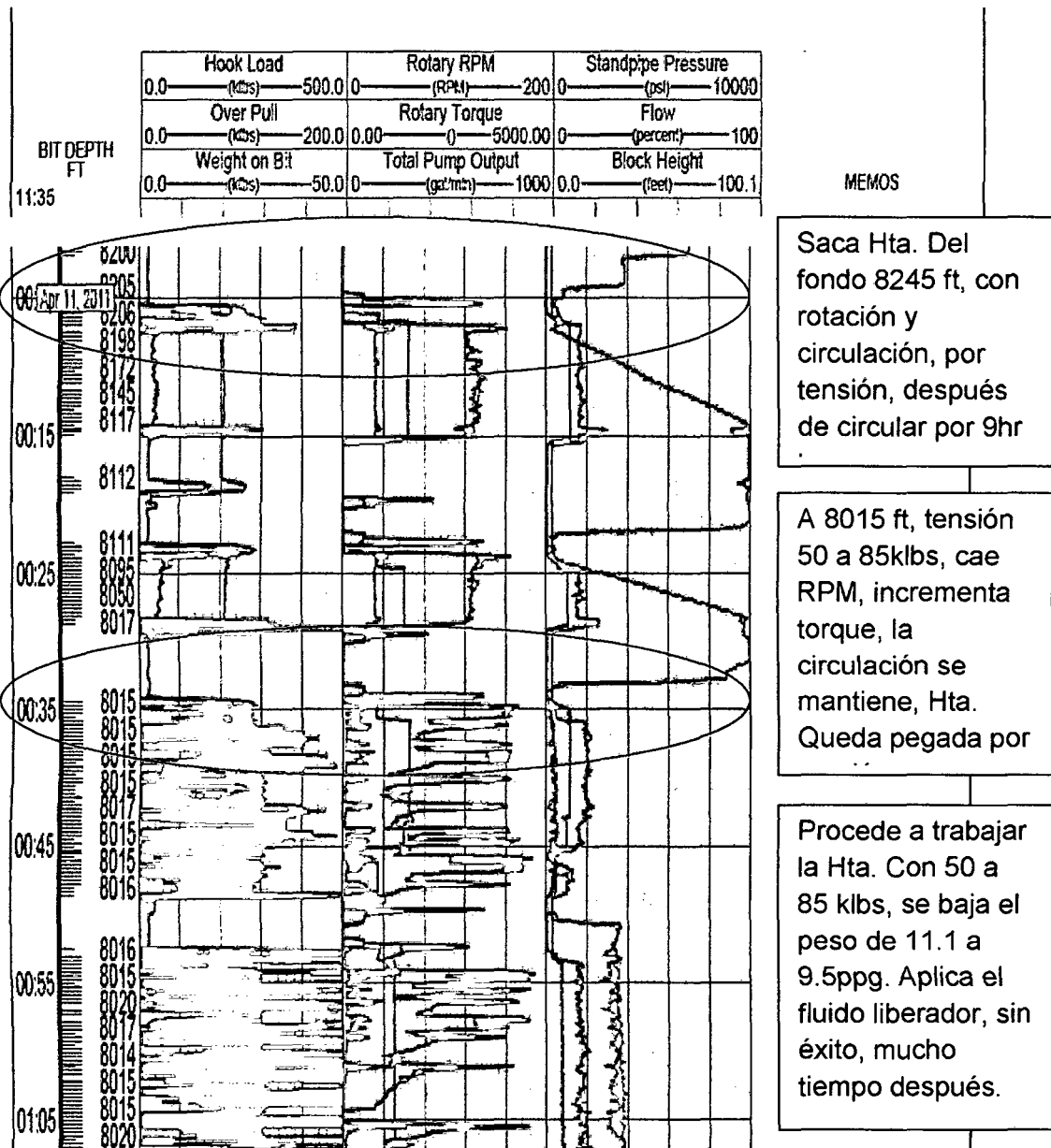
- ▶ **1ro. Calculo del Punto Libre (PL)**
- ▶ $PL = (73500 \times D_p \text{ lb/ft})(L \text{ ft} \times 12) / \text{Sobretensión}$
- ▶ $PL = (73500 \times 19.5 \text{ lb/ft})(2 \times 12) / 50000 \text{ lbs}$
- ▶ $PL = 6879.6 \text{ ft}$
- ▶ Longitud de la broca al punto libre = $8050 - 6879.6 = 1170 \text{ ft}$
- ▶ **2do. Calculo de volumen de la solución en bbls**
- ▶ V. anular de bit a pto libre = $(8.5^2 - 6.5^2) \times 1170 \text{ ft} / 1029 = 34.1 \text{ bbls}$
- ▶ Volumen dentro de sarta = $(1 \text{ bbl} \times \text{hr})(10 \text{ hr}) = 10 \text{ bbls}$
- ▶ **V necesario de la solución liberadora = $10 + 34.1 = 44.1 \text{ bbls}$**

Calculo de Strokes requerido para lanzar la pílora liberadora

- ▶ V. líneas superficie = 5 bbls, V. anular al punto libre = 34.1 bbls
- ▶ V. dentro de la sarta = $(0.0073493 \text{ bbl/ft}) \times 6992.83 \text{ ft} = 51.60 \text{ bbls}$
- ▶ V. dentro del BHA = $(0.0049198 \text{ bbl/ft}) \times 1057.17 \text{ ft} = 5.2 \text{ bbls}$
- ▶ V. total de fluido a desplazar = 95.9 bbls
- ▶ **Stk total bombeo = $95.9 \text{ bbls} / 0.0995 \text{ bbls/stk} = 963.8 \text{ stk}$ (Cap. Bomba: 0.0995 bbls/stk)**

11.2.5 Registro de Parametros de Perforacion- Pozo -PN9-20D

Antecedente del Pozo SP1A-8D: El objetivo fue encontrar la formacion Upper Mogollon se encontro a 8298 ft , se llego al TD , Se procedio a sacar la hta , para registrar el pozo , se circula por 9 horas , hasta que llegue la hta. de registro ,Se procede a sacar con rotacion y circulacion , ya que tensionaba , en el 2do stand , se pierde rotacion , pero sigue la circulacion. quedando pegada la sarta , se manobra , luego se procede aplicar el liberador, se circula bajando el peso de lodo de 11.1 ppg a 9.5 ppg



11.2.6 Técnica para la colocación de Píldoras de “BLACK-MAGIC” Producto de la Compañía BAKER.

Procedimiento:

- Verificó la circulación del pozo
- Armado y limpio líneas, cantinas para el bombeo
- Prepara 100 bbl del Tratamiento “con BLACK MAGIC” con diesel de 10.0 ppg
- Maniobra Tensionó con 375 Klbs arriba y 3500 psi (16000 lbs./ft) de torque esperó por reacción de el tratamiento “ BLACK MAGIC” (9.5 horas)-Negativo
- Corre registro eléctrico para hallar punto libre localiza a 7745 ft
- Se realiza back off , OK , saca DP de 7883 a superficie
- Baja BHA Para limpiar tope de Pescado, Baja hta de pesca, negativo.
- Cementa tapon de cemento , Inicia Side Track
- Considerando las “Herramientas de Pesca ” dentro del pozo, fluido de Perforación, servicios de Cementación para el “*Side Track*”, costo de taladro y servicios de terceros el costo estimado > \$100,000

CAPITULO XII: COSTOS

12.1-Costo de la pílora preparado con PIPELAX

Tabla para 1 bbl de Píldora de Pipelax con Diesel y Barita				
MW(ppg)	Diesel(bbl)	Pipelax(gal)	Agua(bbl)	MI-BAR (Barita)saco
8	0.528	3.63	0.345	0.34
9	0.527	3.63	0.309	0.88
10	0.526	3.63	0.272	1.44
11	0.525	3.63	0.236	1.99
12	0.521	3.63	0.203	2.53
13	0.515	3.63	0.172	3.08
14	0.507	3.63	0.142	3.62
15	0.496	3.63	0.117	4.17

Datos	Costo en dólares
1 saco de barita de 100 lbs =	50
1 cilindro de 55 gal de Pipelax =	2500
1 bbl de Diesel=	170
1 bbl de Agua dulce=	42

Datos para 1 pílora de 1 bbl de Pipelax de 11 ppg, necesito	Cantidad a comprar	Costo en dólares	Entonces para 1 pílora de 30 bbls de Pipelax de 11 ppg, necesito	Cantida da comprar	Costo en dólares
Diesel= 0.525 (bbl)-1bbl	1	170	Diesel= 15.75 (bbl) -16 bbl	16	2720
Pípelax= 3.63 (gal)-1 cilindro	1	2500	Pípelax= 108.9 (gal)-2 cilindros de 55gln	2	5000
Agua= 0.236 (bbl)-1bbl	1	42	Agua= 7.08 (bbl)-8 bbl	8	336
MI-BAR (Barita)= 1.99 (saco)-1 jaba-40 sacos	40	2000	MI-BAR (Barita)= 59.7 (saco)-2 jabas 80sacos	80	4000
Total Costo		4712	Total Costo		12056

12.2 Costo de la pílora preparado con BLACK MAGIC

MW(ppg)	Diesel(bbl)	BM SFT(saco)	Agua(bbl)	Mil-BAR (Barita)saco
Sin peso	70	137	12	0
10	64	124	11	135
12	62	113	7	240
14	57	112	6	345
16	54	91	3	455
18	49	81	3	560

Datos	Costo en dólares
1 saco de barita Mil Bar =	50
1 saco de Black Magic =	200
1 bbl de Diesel=	170
1 bbl de Agua dulce=	42

Datos para 1 pílora de 1 bbl de Pipelax de 11 ppg, necesito	Cantidad a comprar	Costo en dólares	Entonces para 1 pílora de 100 bbls de BM STF de 10 ppg, necesito	Cantidad a comprar	Costo en dólares
Diesel= 1bbl	1	170	Diesel= 64 bbls	64	10880
Black Magic = 1 jaba-40 sacos	40	8000	Black Magic = 124 sacos	124	24800
Agua= 1bbl	1	42	Agua= 11 bbls	11	462
Mil-BAR (Barita)= 1 jaba-40 sacos	40	2000	Mil-BAR Barite)= 135 sacos	135	6750
Total Costo		10212	Total Costo		42892

CAPITULO XIII: CONCLUSIONES

- El Sistema de liberador es efectivo para liberar tubería cuando la pega es por “Presión Diferencial”.
- El Sistema del liberador debe ser considerado como la primera opción cuando se desee dar una solución rápida a la pega de tubería por efecto de la “Presión Diferencial” en pozos de alta inclinación y hoyos estrechos.
- El Sistema liberador penetra el revoque y lo agrieta en pequeño grado lo que le permite liberar la presión diferencial.
- Con el tiempo, la fuerza de pega diferencial aumenta a medida que el área de baja presión se expande , es por eso que hay que actuar rápidamente
- El Sistema liberador es una respuesta rápida y probada para liberarla y así mantener bajo control los costos del pozo.
- Elimina la posibilidad de operaciones de corte de tubería, pesca y desvío lateral (*Side-Track*), las cuales añaden desembolsos y tiempos adicionales muy grandes al proceso de construcción del pozo.
- Es efectivo en lodos de base Oleosa y base Acuoso ,Base Agua

CAPITULO XIV: BIBLIOGRAFIA

- Company Baroid - Fluidos liberadores
- Paper Pega de Tuberías, Mecanismos MI-SWACO
- Solución informática a pegaduras de tuberías en la perforación de pozos petroleros.
Ing. Olga María Rivera Correa – Ing. Arlen Navarro Sánchez
- Manual de Well Planning Workflow, Landmark Graphics Corporation, Halliburton
- Manual de fluidos MI Drilling Fluid USA-1998