

**METODOLOGIA PARA EL MANEJO DE PEGA DE TUBERIA DE
PERFORACION**

**WILMAR ROJAS URQUINA
GRISMALDO ELIAS SOLANO**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERIA
PROGRAMA INGENIERIA DE PETROLEOS
NEIVA – HUILA
2013**

**METODOLOGIA PARA EL MANEJO DE PEGA DE TUBERIA DE
PERFORACION**

**WILMAR ROJAS URQUINA
GRISMALDO ELIAS SOLANO**

**Monografía de grado presentada como requisito
parcial para optar al título de Ingeniero de Petróleos**

**Director
LUIS HUMBERTO ORDUZ**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERIA
PROGRAMA INGENIERIA DE PETROLEOS
NEIVA – HUILA
2013**

Nota de Aceptación

Firma presidente de Jurado

Firma del Jurado

Firma del jurado

Neiva, Diciembre de 2013

DEDICATORIA

Entrego en ofrecimiento este proyecto, a favor de mi querida familia, padre, madre y hermanos:

Madre: GRACIELA URQUINA MOZQUERA

Padre: JOSE ANSELMO ROJAS ROJAS

Hermana: MILENA ROJAS URQUINA

Hermano: FABIAN ROJAS URQUINA

Agradeciéndoles de antemano el apoyo, la paciencia y la expectativa de esperarme a culminar esta etapa estudiantil y pasar a la vida profesional, a pesar de las dificultades que proliferan en nuestro quehacer diario.

Me llena de satisfacción saber que hemos estado unidos a pesar de la distancia; porque su apoyo me fortalece en condiciones desfavorables y me llena de gratificación en tiempos prósperos.

También le merezco la dedicatoria a: DIANA LORENA FIRIGUA QUINTERO, por haberme ayudado en la culminación de mi proyecto y por ser mi compañera sentimental, a quien le agradezco su tiempo invertido en mí, sus apreciaciones y sobre todo el cariño que me brinda todos los días..

Ofrezco este trabajo a mí Universidad Surcolombiana, el claustro que me dio gran parte de mi formación académica, cultural y social, la cual espero siga siendo la cuna de los cambios y transformaciones que necesita la región y el país. Al PCC, a todos mis compañeros y compañeras, amigos y amigas, que han sufrido la inclemencia de las injusticias sociales, económicas y medioambientales que afronta el país, y que con su labor desempeñan un camino hacia la paz y transformación.

WILMAR ROJAS URQUINA

Quiero dedicar este trabajo, a todas esas personas que con su apoyo me motivaron a emprender el camino de la ingeniería.

A aquellas personas que con su influencia y comprensión me inspiraron a seguir adelante en los momentos más difíciles. Agradecer a mis padres por su perseverancia y amor incondicional, a mis hermanos por ser siempre cariñosos y deseosos de que alcance mis sueños.

Agradecer a mis abuelos que son mis segundos padres, por su sabiduría y confianza. Y a ti nana, por tu bondad, tu paciencia, por ser mi paz y tranquilidad, por tu sacrificio inalcanzable, quiero decirte que este logro que hoy me llena de alegría es también tuyo.

GRISMALDO ELÍAS SOLANO CARRILLO.

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

Héctor Enrique Sánchez, profesor nuestro y jurado, que no ha ayudado con bibliografía para aportarle a la consecución de nuestro proyecto y quien nos ha asesorado en aspectos y temas de la documentación.

Luis Humberto Orduz, Jefe de Programa de Ingeniería de Petróleos y Director de nuestra tesis de grado; quien acepto acompañarnos en este proyecto ayudando a mejorar nuestro proyecto.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	18
1. MECANISMOS DE PEGA	19
1.1 EMPAQUETAMIENTO DEL HUECO / PUENTE	19
1.1.1 Recortes asentados	19
1.1.1.1 Indicaciones de recortes asentados, tendencias del perforador	23
1.1.1.2 Procedimientos y cálculos para empaquetamiento de hueco	26
1.1.1.3 Cálculo de estroques mínimos de circulación en un hueco de 12 ¼"	28
1.1.1.4 Guías para la limpieza de hueco con ángulo alto (>35°)	29
1.1.2 Inestabilidad de las lutitas	30
1.1.2.1 Lutitas Reactivas (Empaquetamiento)	31
1.1.2.2 Indicaciones de recortes reactivos, tendencia del perforador	32
1.1.2.3 Lutitas Geo-presurizadas (Empaquetamiento)	35
1.1.2.4 Lutitas Hidro-presurizadas (Empaquetamiento)	37
1.1.2.5 Esfuerzo de sobrecarga (Empaquetamiento/Puente del hueco)	39
1.1.2.6 Esfuerzo tectónico (Empaquetamiento/Puente del hueco)	41
1.1.2.7 Indicaciones de lutitas con esfuerzo mecánico, tendencia del Perforador	42
1.1.3 Formaciones No consolidadas (Empaquetamiento/Puente del hueco)	45
1.1.3.1 Indicaciones de perforaciones no consolidadas, tendencia del Perforador	46
1.1.4 Formaciones fracturadas (Empaquetamiento/Puente del hueco)	49
1.1.4.1 Indicaciones de formaciones fracturadas, tendencia del perforador	50
1.1.4.2 Indicaciones en el talador	51
1.1.5 Bloques de cemento (Puente del hueco)	52
1.1.6 Cemento blando (Empaquetamiento del hueco)	54
1.1.7 Chatarra (Puente del hueco)	56
1.2 PEGA DIFERENCIAL	58
1.2.1 Indicaciones de pega diferencial, tendencia del perforador	60
1.2.2 Indicaciones en el taladro	61
1.3 GEOMETRIA DEL HUECO	62
1.3.1 Cambio en el ensamblaje de fondo	62
1.3.2 Cambio de ángulo y dirección	64
1.3.2.1 Ojo de llave	64
1.3.2.2 Micro-pata de perro	66
1.3.2.3 Peldaños	67
1.3.3 Disminución del diámetro del hueco	69
1.3.3.1 Formación móvil	69

1.3.3.2 Hueco por debajo de calibre	71
2. TORQUE Y ARRASTRE	73
2.1 DEFINICIONES	73
2.1.1 Fricción	73
2.1.2 Torque	73
2.1.3 Arrastre	73
2.2 FACTORES DE FRICCIÓN	75
2.3 FUERZA LATERAL DEBIDA AL PESO DE LA SARTA	76
2.4 FUERZA LATERAL DEBIDA A LA TENSIÓN	77
2.5 FUERZA LATERAL DEBIDA A LA RIGIDEZ	78
2.6 FUERZA LATERAL DEBIDA AL PANDEO	79
2.6.1 Tipos de pandeo	80
2.7 FUERZAS AXIALES	80
2.8 TORQUE EXCESIVO	81
2.9 SARTA SUEAVE vs SARTA RIGIDA	83
2.10 APLICACIONES	84
2.11 MEDICIONES	84
2.11.1 Procedimiento	84
2.11.2 Recomendaciones	85
2.11.3 Monitoreo	86
2.12 CONSIDERACIONES DE BHA	87
2.13 MANEJO DE OPERACIÓN	88
2.13.1 Reducción del torque	88
2.13.2 Optimización del arrastre	89
2.13.3 Consideración de trayectoria	89
2.14 OPTIMIZACIÓN	89
3. PARAMETROS DE PERFORACION E INDICIOS DE PEGA	90
3.1 PRESION DE CIRCULACION	90
3.2 TASA DE BOMBEO-VELOCIDAD DE LA BOMBA	91
3.3 FLUJO DE RETORNO	91
3.4 VOLUMEN DE LODO EN LOS TANQUES PVT	92
3.5 VELOCIDAD DE PERFORACION ROP	92
3.6 INDICE DE LIMPIEZA	93
3.7 TORQUE EN LA SUPERFICIE	94
3.8 PRESION DIFERENCIAL EN EL MOTOR DE FONDO	95
3.9 VOLUMEN DE DESPLAZAMIENTO DE LA SARTA	96
3.10 CARGA EN EL GANCHO – SOBRETENSION O APOYO	96
3.11 DENSIDAD DEL LODO ENTRANDO Y SALIENDO	96
3.12 RECORTES Y DERRUMBES	96
3.13 DENSIDAD EQUIVALENTE DE CIRCULACIÓN (ECD)	97
3.14 CONTRAPRESION EN ESPACIO ANULAR MPD	99

3.15 INDICADORES DE AGUJERO APRETADO	100
4. PROCEDIMIENTOS RECOMENDADOS	101
4.1 NOTAS DE RELEVO	101
4.2 RECOMENDACIONES GENERALES PARA LA PREVENCION DE PEGAS	101
4.3 PRACTICAS PARA TOMAR REGISTROS DIRECCIONALES	102
4.4 PRACTICAS DE VIAJE	102
4.5 PREVENCION DE PEGAS AL CORRER REVESTIMIENTO	103
4.6 PASO A TRAVES DE PUNTOS APRETADOS	104
4.7 PRACTICAS DE LIMPIEZA DE HUECO	105
4.8 PROCEDIMIENTO DE REPASO HACIA ARRIBA “BACKREAMING”	106
5. MARTILLOS DE PERFORACION	108
5.1 FUNCION DEL MARTILLO	108
5.2 OPERACIÓN DEL MARTILLO	108
5.2.1 Impacto	108
5.2.2 Impulso	108
5.3 TIPOS DE MARTILLOS	109
5.3.1 Martillo mecánico	109
5.3.1.1 Principios de operación	109
5.3.1.2 Características de diseño y funcionamiento	110
5.3.2 Martillo Hidráulico	110
5.3.2.1 Características de diseño y funcionamiento	112
5.3.2.2 Principios de operación	113
5.3.3 Martillo hidromecánico	116
5.4 POSICIONAMIENTO DEL MARTILLO EN LA SARTA	117
5.5 FALLA DE OPERACIÓN	119
5.6 OTRAS HERRAMIENTAS COMPLEMENTARIAS	119
5.6.1 Martillo de pesca	119
5.6.2 Acelerador de impactos del martillo	119
5.6.3 Martillo golpeador hacia abajo	120
5.6.4 Configuración de una sarta de impacto.	120
6. PUNTO LIBRE Y DESENROSQUE	121
6.1. RESISTENCIA DE LOS MATERIALES	121
6.1.1 Intensidad del esfuerzo	121
6.1.2 Limite elástico	121
6.1.3 Punto de cedencia	121
6.1.4 Último esfuerzo	121
6.1.5 Deformación	121
6.1.6 Modulo de elasticidad	121

6.1.7 Estiramiento de la sarta	122
6.1.8 Estiramiento de la sarta pegada	122
6.1.9 Torsión en la sarta pegada	123
6.2 ESTIMACION DEL PUNTO LIBRE EN LA SARTA PEGADA	123
6.2.1 Operación	123
6.2.2 Herramienta indicadora de punto libre; FPIT	125
6.2.2.1 Principios de medición	127
6.2.2.1.1 Sensor de Tensión	127
6.2.2.1.2 Sensor de Torque	127
6.2.2.2 Leyendo tensión	127
6.2.2.3 Leyendo Torque	127
6.2.2.4 Toma de datos	127
6.2.2.5 Interpretación	127
6.2.2.6 Consejos Operacionales	132
6.3 PROCEDIMIENTO DE DESCONEXION “BACK OFF”	132
6.3.1 Recomendaciones para torque de desconexión	133
6.3.2 Determinación del peso de desconexión adecuado	134
6.3.3 Determinación del punto de desconexión apropiado	134
7. CALCULO DEL TIEMPO ÓPTIMO DE PESCA	135
7.1 CALCULO DE LA RAZON DE COSTO PARA UN SIDE TRACK	135
7.2 ANALISIS DE COSTO DE UNA NUEVA PERFORACION	135
7.3 ECUACION COMBINADA (III)	137
7.4 ECUACIÓN COMBINADA (IV)	137
8. LIBERACION DE LA TUBERIA PEGADA	139
8.1 LIBERACION DE LA PEGA DE TUBERIA POR MEDIOS MECANICOS.	139
8.2 LIBERACION DE LA TUBERIA PEGADA, CON FLUIDOS DE EMPLAZAMIENTO	139
8.3 TECNICAS DE COLOCACION	140
8.4 LIBERACION DE LA TUBERIA PEGADA MEDIANTE LA REDUCCIÓN DE PRESIÓN DIFERENCIAL.	140
8.5 HERRAMIENTA DE PRUEBA DE LA PRODUCTIVIDAD POTENCIAL DE LA FORMACIÓN	141
8.6 TECNICA DEL TUBO EN U	142
8.7 LAVADO DE LA TUBERIA Y DESVIACION DE ESTA	145
8.8 MECANISMO DE PEGA DE LA TUBERÍA, HOJA DE TRABAJO Y LIBERACION DE TUBERIA PEGADA SEGÚN EL MECANISMO DE PEGA.	146
8.8.1 Liberación de La Pega causada por la Geometría del pozo	148
8.8.2 Liberación de la Pega causada por el Empaquetamiento/Puente	149
8.8.3 Liberación de la Pega causada por la Presión Diferencial	150

9. CONCLUSIONES	151
10. RECOMENDACIONES	152
BIBLIOGRAFIA	153
ANEXOS	155

LISTA DE CUADROS

	Pág.
Cuadro 1. Mecanismos de pega de tubería.	19
Cuadro 2. Rata de flujo mínimo para cualquier tamaño y ángulo de hueco GPM	26
Cuadro 3. Tasa de penetración máxima	26
Cuadro 4. Factor de estoques de circulación estoques mínimos (CSF)	26
Cuadro 5. Cálculo de estoques de circulación	28
Cuadro 6. Inestabilidad de lutitas	30
Cuadro 7. Problemas de geometría de pozo	62
Cuadro 8. Medición de la densidad equivalente de circulación con el registro APWD (Presión Anular Mientras se Perfora)	98
Cuadro 9. Indicadores de agujero apretado	100
Cuadro 10. Práctica de limpieza de agujero, fondos arriba mínimos recomendados para varios tipos de agujeros	105
Cuadro 11. Comparación entre martillos mecánicos e hidráulicos	117
Cuadro 12. Posicionamiento del martillo en la sarta	118
Cuadro 13. Tubería de perforación de acero (nueva o "Premium")	133
Cuadro 14. Constantes	135
Cuadro 15. Relaciones constantes para costos	137
Cuadro 16. Hoja de trabajo. Liberación de la tubería pegada	145

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Recortes asentados, pozo casi vertical ($0 - 35^\circ$)	20
Figura 2. Recortes asentados, pozos con grandes ángulos ($>35^\circ$)	22
Figura 3. Ejemplo de cálculo	27
Figura 4. Lutitas reactivas (Empaquetamiento)	31
Figura 5. Lutitas Geo-presurizadas (Empaquetamiento)	35
Figura 6. Lutitas Hidro-presurizadas (Empaquetamiento)	37
Figura 7. Esfuerzo de sobrecarga (Empaquetamiento/Puente del hueco)	39
Figura 8. Esfuerzo tectónico (Empaquetamiento/Puente del hueco)	41
Figura 9. Formaciones no consolidadas (Empaquetamiento/puente del hueco)	45
Figura 10. Formaciones fracturadas (Empaquetamiento/Puente del hueco)	49
Figura 11. Bloques de cemento (Puente del hueco)	52
Figura 12. Cemento blando (Empaquetamiento del hueco)	55
Figura 13. Chatarra (Puente del hueco)	56
Figura 14. Pega diferencial	59
Figura 15. Cambio en el ensamblaje de fondo. Ensamblaje rígido	63
Figura 16. Ojo de llave	64
Figura 17. Micro-patas de perro	66
Figura 18. Peldaños	68
Figura 19. Disminución del diámetro del hueco	69
Figura 20. Hueco por debajo del calibre	71
Figura 21. Torque y arrastre	73
Figura 22. Fuerza de contacto	74
Figura 23. Las fuerzas del torque	75
Figura 24. Factores de fricción	75
Figura 25. Factores de fricción (Lodos)	76
Figura 26. Fuerza lateral debida al peso de la sarta	77
Figura 27. Fuerza lateral debida a la tensión	77
Figura 28. Sección de reducción del ángulo	78
Figura 29. Fuerza lateral debida a la rigidez	78
Figura 30. Fuerza lateral debida al pandeo	79
Figura 31. Tipos de pandeo	80
Figura 32. Fuerzas axiales I	80
Figura 33. Fuerzas axiales II	81
Figura 34. Torque excesivo I	81
Figura 35. Torque excesivo II	82
Figura 36. Baja tortuosidad del pozo	82
Figura 37. Alta tortuosidad del pozo	83
Figura 38. Monitoreo	86
Figura 39. Consideraciones de BHA	87

Figura 40. Perforación e indicios de pega	90
Figura 41. Presión Diferencial	95
Figura 42. ECD	97
Figura 43. Indicadores de agujero apretado	100
Figura 44. Mecanismos del martillo mecánico	110
Figura 45. Martillo hidráulico	111
Figura 46. Cargando el martillo	113
Figura 47. Tensionando hacia arriba	113
Figura 48. El martillo se acciona	114
Figura 49. Martillo se acciona	115
Figura 50. Colisión	115
Figura 51. Sarta de impacto	120
Figura 52. Herramienta indicadora de punto libre	126
Figura 53. Agujero vertical, tubería recta, pegada en un Collar de Perforación	128
Figura 54. Tubería pegada por empacamiento o diferencial	129
Figura 55. Agujero vertical, tubería altamente pandeada	130
Figura 56. Pozos desviados torcidos	131
Figura 57. Secuencia de desplazamiento del tubo de U	143

LISTA DE GRÁFICAS

	Pág.
Gráfica 1. Cálculo del tiempo óptimo de pesca	136

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Pega de tubería – Empaquetamiento del pozo	156
Anexo B. Pega de tubería – Geometría del pozo/Presión diferencial	158
Anexo C. Diagramas de flujo diagnóstico de pega de tubería (Swaco)	160

RESUMEN

El documento 'Metodología para el manejo de pega de tubería de perforación' contiene compilación apropiada de algunos manuales que se refieren a cómo tratar el problema de la pega de tubería de perforación; como estos manuales difieren en la clasificación de los mecanismos, su contenido teórico y/o algunos de estos manuales o cursos virtuales contienen vacíos teóricos, fue necesario agregar y complementar, con la información que aquí incluimos. Aquí se realizó una clasificación que abarcara todos los problemas de manera organizada, para que el lector no tenga confusiones al momento de trabajar algún mecanismo en específico y ejecutar un procedimiento, ya que contiene la complementariedad de la totalidad de bibliografía mencionada al final.

Esta tesis está dividida en ocho temas (títulos) o secciones: **El primer tema** llamado MECANISMOS DE PEGA, clasifica cada uno de los mecanismos de pega de tubería de perforación, con sus respectivas especificaciones (causas, advertencias, indicaciones, acciones, etc.). **El segundo tema** llamado TORQUE Y ARRASTRE, contiene definiciones y las especificaciones de los factores físicos de la tubería y del hueco, que intervienen en el manejo de la tubería pegada. **El tercer tema**, PARAMETROS DE PERFORACION E INDICIOS DE PEGA, menciona cada uno de los parámetros que se deben tener en cuenta al tomar una decisión para trabajar la pega de la tubería, además, se señalan cuáles son los indicios que se deben tener en cuenta para saber si existe pega de tubería dependiendo de cada parámetro, este tema puede servir de orientación complementaria al primer capítulo, si se desea tratar específicamente algún parámetro.

Ya que es necesario tener en cuenta algunas buenas prácticas para que no ocurran o se disminuyan los riesgos de pegas de tubería, se ha descrito un capítulo completo, **cuatro tema**, denominado PROCEDIMIENTOS RECOMENDADOS; aquí se incluyó las notas del relevo, las buenas prácticas en los procesos (toma de registros, viajando, corriendo revestimiento, limpieza de hueco, etc.). Seguido de esto, el **quinto tema**, hace exclusiva referencia a LOS MARTILLOS DE PERFORACION y a todo lo que se necesita saber sobre estos.

En el **sexto tema**, encontramos EL PUNTO LIBRE Y DESENROSQUE; contiene en su primera parte teoría sobre Resistencia de los materiales y complementario a esto, en la segunda parte del tema, se explica la estimación del punto libre de la sarta pegada. Ya que ninguno de los manuales contiene EL CÁLCULO DEL TIEMPO ÓPTIMO DE PESCA, dedicamos un **séptimo tema** a este análisis y los costos correspondientes a este proceso.

El último tema, **título octavo**: LIBERACION DE LA TUBERIA PEGADA, menciona las técnicas actualmente utilizadas en el mundo para liberar la tubería pegada.

INTRODUCCION

En la actividad de la perforación de pozos de petróleo, usualmente puede presentar inconvenientes, y es necesario que se solucionen de manera inmediata y efectiva. Pueden ser muchos los problemas que se pueden presentar, y muchos de ellos, pueden ocasionar otros a su vez. La pega de tubería de perforación es uno de esos problemas de los cuales su gravedad puede variar, y depende de ello el aumento de gastos en el proceso e incluso pueden ocurrir complicaciones graves en el manejo del problema, como la pérdida de la columna de perforación o la pérdida total del pozo (sic). La pega de tubería puede terminar exigiendo que se desviara el pozo alrededor de la zona pegada (pescado) y que se perfore de nuevo el intervalo.

Actualmente, si especialistas o perforadores se percatan de cierta anomalía durante la perforación y esta es relacionada con pega de tubería por la apariencia física del pozo perforado, la experiencia del especialista responsable del proceso, que procede de lo observado según los conocimientos adquiridos, son una de las soluciones que se le puede dar a ese problema. Como consecuencia de esto, las soluciones planteadas no siempre serán las más adecuadas; es por eso que se debe realizar los análisis minuciosos y pertinentes, manejando buenas prácticas en los procesos, que permitan la labor mancomunada de todo el personal para evitar o minimizar riesgos en las operaciones.

Con el fin de que se identifique todo lo necesario para poner en práctica, se ha redactado esta guía metodológica que permita enseñar, de manera adecuada y pedagógica, el manejo y la aplicación que se le debe dar al manejo de las pegas de tubería de perforación. Aquí se compilan datos de manuales, cursos virtuales, presentaciones en PPT, PDF, libros, guías, artículos, etc. Con el fin de desarrollar el tema de manera profunda y que sea de fácil entendimiento para el lector.

1. MECANISMOS DE PEGA (RANDY SMITH)

Existen ciertos problemas de hueco: Pega de tubería, que son operaciones planeadas se suspenden cuando la(s) fuerza(s) de hueco abajo no permiten que se mueva la sarta fuera del hueco y Hueco apretado, que son fuerza(s) de hueco abajo que restringen el movimiento de la sarta aun nivel más arriba de las condiciones operativas normales (una señal de advertencia común de pega de tubería).

Cuadro 1. Mecanismos de pega de tubería.

Hueco empaquetado / puenteo	Pega diferencial	Geometría de las paredes del hueco
Recortes asentados	Fuerza diferencial	Ensamblaje rígido
Inestabilidad de lutitas		Chavatero
Formaciones no consolidadas		Micro patas de perro
Formaciones fracturadas		Capas
Relacionado con cemento		Formaciones móviles
Chatarra		Hueco bajo calibre

Fuente. SMITH Randy. Mecanismos de pega de tubería

1.1 EMPAQUETAMIENTO DEL HUECO / PUENTE

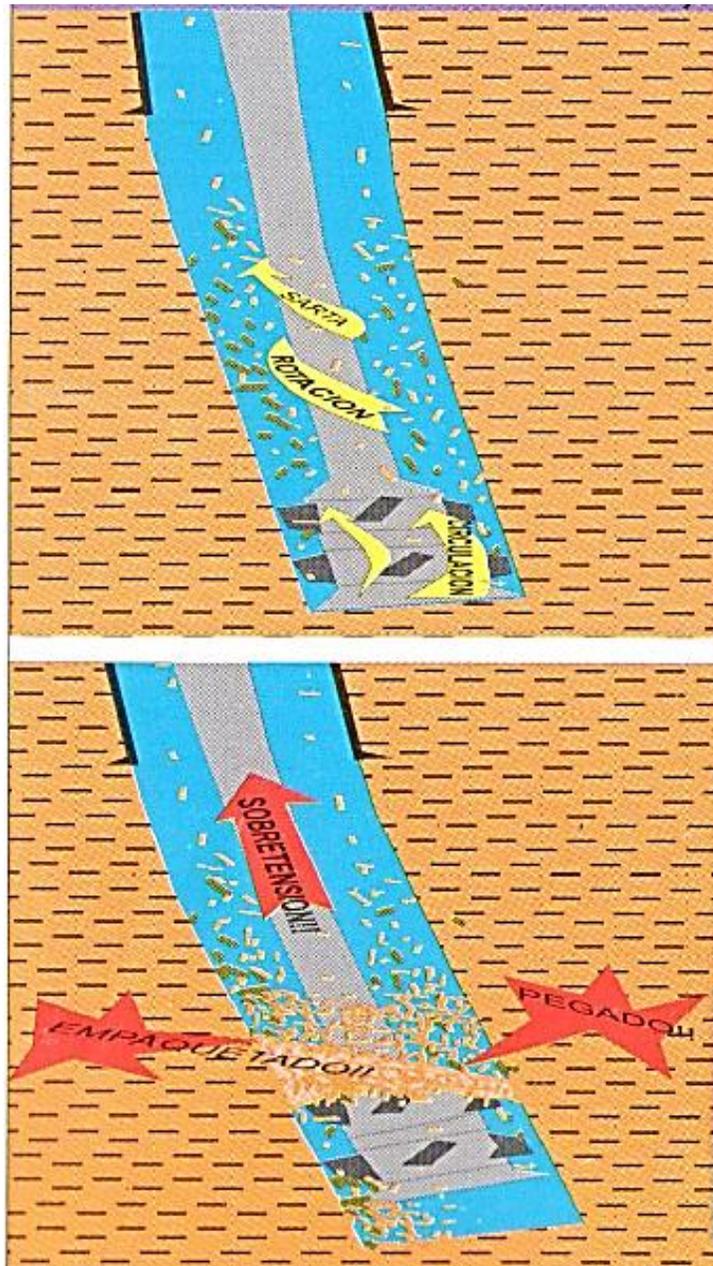
- ✓ **Empaquetamiento del hueco.** Los sólidos de formación (recortes, derrumbes) asentados alrededor de la sarta de perforación pueden aumentar el volumen, si no se retiran a tiempo, puede ocurrir empaquetamiento por la falta de limpieza del hueco.
- ✓ **Puente del hueco.** Pedazos medianos a grandes de formación dura, cemento o chatarra caen dentro de las paredes de hueco y obstruyen la sarta de perforación causando una pega de tubería.

1.1.1 Recortes asentados (Empaquetamiento). La limpieza del hueco es afectada básicamente por 6 factores:

- Rata de penetración: Determina el volumen de recortes en los retornos del lodo.
- Estabilidad del hueco: La carga de derrumbes se adiciona a los retornos del lodo.
- Velocidad anular: Levantamiento de los recortes.

- Reología del lodo: Transporta y mantiene en suspensión los recortes.
- Tiempo de circulación: Transporta los recortes a superficie.
- Angulo del hueco: Reduce la habilidad para limpiar el hueco

Figura 1. Recortes asentados, pozo casi vertical (0°-35°)



Fuente. SMITH Randy. Mecanismos de pega de tubería

Causas.

- Los recortes de perforación no son transportados fuera del hueco debido a baja velocidad anular y/o malas propiedades del lodo.
- Cuando se deja de circular, los recortes caen y se empaqueta la sarta de perforación.

Advertencia:

- Alta ROP, baja rata de bombeo, poco / ningún tiempo de circulación en las conexiones.
- Incremento en torque, arrastre y presión de bomba.
- Sobretensión al sacar las cuñas, presión de surgencia para romper circulación.
- Relleno en fondo.

Indicaciones:

- Es probable que ocurra en conexiones, posiblemente durante viajes.
- Circulación restringida o imposible.

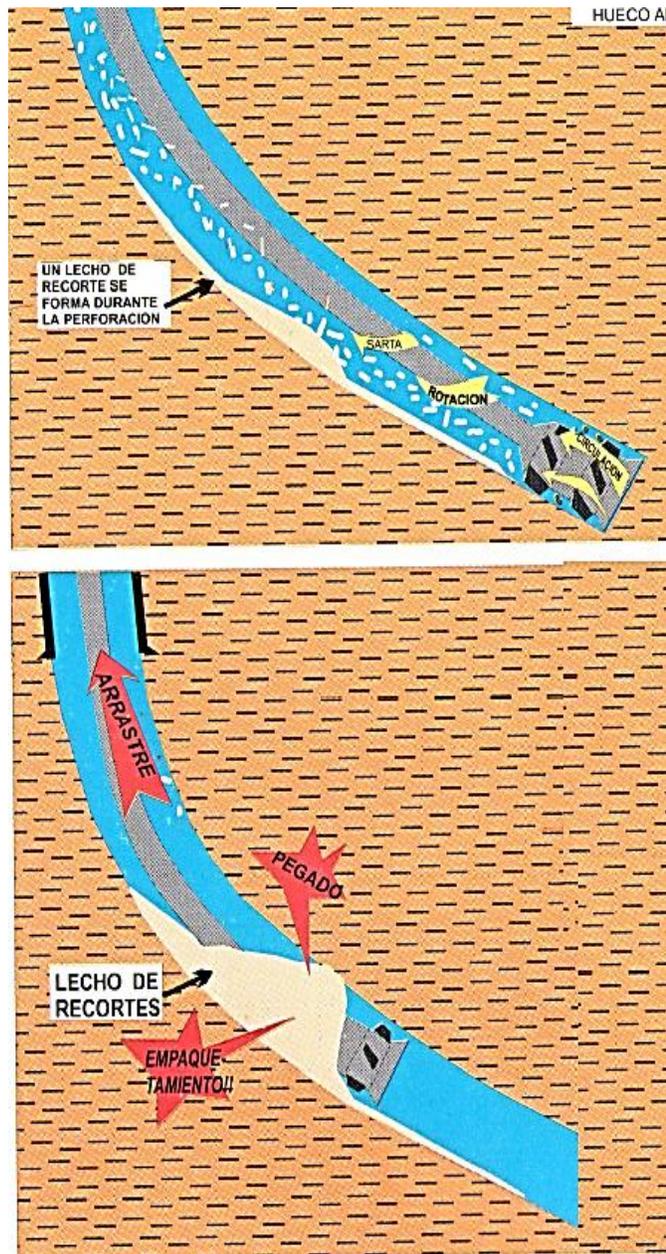
Primera acción:

- Aplique baja presión de bomba (200/400psi).
- Aplique torque y martille hacia abajo con máxima carga de viaje.
- Circule el hueco hasta que esté limpio para evitar recurrencia

Acción preventiva:

- Controle ROP, máxima velocidad anular.
- Mantenga resistencia de gel y YP apropiadas.
- Circule de 5-10 min. Antes de realizar conexiones.
- Circule para limpiar el hueco antes de sacar la tubería.

Figura 2. Recortes asentados, pozos con grandes ángulos (>35°)



Fuente. SMITH Randy. Mecanismos de pega de tubería

Causas.

- Recortes de perforación se asientan en el lado bajo del hueco y forman un lecho de recortes.
- Asentamiento de recortes se incrementan y deslizan hueco abajo empaquetando la sarta de perforación.

- Mientras se saca la tubería del hueco, el lecho de recortes es arrastrado hacia arriba, cerca al ensamblaje de fondo y empaqueta la sarta de perforación.

Advertencia:

- Angulo de hueco >35°
- Perforando con motor de fondo
- Alta tasa de penetración, baja rata de bombeo, incremento en torque y arrastre.
- Incremento en presión de bomba.

Indicaciones:

- Probablemente ocurra mientras se saca la tubería del hueco, posible mientras se perfora.
- Incremento de sobretensión en viaje.
- Presión de circulación restringida o imposible.

Primera acción:

- Aplicar baja presión de bomba (100-400 psi)
- Martillar hacia abajo con carga máxima de viaje, aplicar torque con precaución.
- Limpiar hueco para evitar recurrencia.

Acción Preventiva:

- Registrar los indicadores de tendencia de limpieza inadecuada del hueco.
- Controlar tasa de penetración, mantener propiedades del lodo, circular a rata máxima, maximizar la rotación de la sarta.
- Circular el hueco limpio antes de sacar la tubería del hueco, establecer un límite de sobretensión.
- Utilizar baches (píldoras) de baja viscosidad alta densidad.

1.1.1.1 Indicaciones de recortes asentados, tendencias del perforador

Perforación:

- **ARRASTRE:** Incremento errático.
- **TORQUE:** Incremento errático
- **PRESION:** Incremento
- **OTROS:** Surgencia de presión. Disminución gradual de la tasa de penetración.

Conexión.

- **ARRASTRE:** Se requiere sobretensión para quitar cuñas.
- **PRESION:** Surgencia para iniciar la circulación.
- **OTROS:** Contrapresión antes de desconectar la sarta. Retorno de fluido.

Viaje hacia afuera.

- **ARRASTRE:** Incremento errático. Sobretensión para quitar las cuñas.
- **OTROS:** Suabeo

Viaje hacia dentro.

- **ARRASTRE:** Incrementa peso de asentamiento. Sobretensión requerida para quitar las cuñas.
- **OTROS:** Comienza cuando el BHA se encuentra por debajo de profundidades con ángulos 35.

Rimando hacia afuera.

- **ARRASTRE:** Se requiere sobretensión para quitar las cuñas. Incremento errático.
- **TORQUE:** Incremento errático.
- **PRESION:** Incremento.
- **OTROS:** Surgencia para iniciar circulación. Efecto de pistón de la sarta. Es posible una pérdida de fluido.

Sacando con bomba.

- **ARRASTRE:** Sobretensión requerida para quitar las cuñas. Incremento errático.
- **PRESION:** Incremento.
- **OTROS:** Surgencia para iniciar circulación. Efecto de pistón de la sarta. Es posible una pérdida de fluido

Indicaciones en el taladro.

Tendencia en las rumbas:

- Baja rata de retorno de recortes para la tasa de penetración.
- Retorno errático de recortes.
- No hay retorno de recortes.
- Alto retorno de recortes en la malla fina y separador / limpiador de lodo.

Tendencia del Logger.

- Recortes redondos y re-pulverizados

Tendencia del lodo:

- Incremento en la viscosidad plástica y punto de sedancia.
- Incremento en los sólidos de baja gravedad.
- Posible incremento del peso del lodo.

Acción Preventiva.

- Mantener las propiedades del lodo requeridas.
- Circular al máximo GPM recomendado para el tamaño del hueco.
- Poner énfasis en la velocidad anular, cuando se esté diseñando la hidráulica para huecos de tamaño de 12 ¼" o más grandes. Considerar la utilización de la prueba de arroz cuando se perfora un hueco de tamaño 8 ½" o más pequeño.
- No debe permitirse que la tasa de penetración exceda la capacidad para limpiar el hueco.
- Registrar las tendencias de torque y arrastre por si existen síntomas de limpieza inadecuada del hueco.
- Considerar un viaje de limpieza después de perforar una sección larga con un motor de fondo.
- Limpiar el hueco con la máxima rata de circulación posible durante el máximo tiempo posible (5-10 min.) antes de conexión. Cuando sea posible, rotar a la máxima RPM.
- Maximizar el movimiento de la sarta cuando se circula para limpiar el pozo, utilizar la máxima RPM que sea práctica, levantar la sarta lentamente (5 min/parada) y bajarla a una velocidad rápida pero segura (1 min/ parada)
- Considerar bombear un bache o píldora en pozos con bajo ángulo (<35°). Considerar baches o píldoras de baja viscosidad/alta viscosidad en pozos de ángulos más altos (>35°)
- NO PARA DE CIRCULAR HASTA QUE TODO EL BACHE O TODA LA PILDORA RETORNE A SUPERFICIE
- Circular hasta que el hueco este limpio si el ultimo bache o píldora lleva consigo recortes excesivos, continuar con las operaciones de limpieza del hueco, varias circulaciones pueden ser necesarias.

1.1.1.2 Procedimientos y Cálculos para empaquetamiento de hueco.

Cuadro 2. Rata de flujo mínimo para cualquier tamaño y ángulo de hueco GPM

GPM MINIMO CONTRA TAMAÑO Y ANGULO DE HUECO				
Tamaño del hueco	26"	17 ½ - 16"	12 ¼ "	8 ½"
Intervalo del ángulo				
0° - 35°	700 GPM	500 GPM	400 GPM	300 GPM
35°-55°	1259GPM	950 GPM	650 GPM	450 GPM
>55°		1100 GPM	750 GPM	500 GPM
Rata mínima de flujo (GPM) para cualquier tamaño y ángulo de hueco, depende mucho el peso del lodo, reología de lodo y geometría del anular. La rata de flujo máxima recomendada es de 60 GPM por pulgada de diámetro de la broca.				

Fuente. SMITH Randy. Mecanismos de pega de tubería

Cuadro 3. Tasa de penetración máxima.

TASA DE PENETRACIÓN MÁXIMA CONTRA TAMAÑO Y ÁNGULO DEL HUECO				
Tamaño del hueco	26"	17 ½ - 16"	12 ¼ "	8 ½"
Intervalo del ángulo				
0°-35°	60	110	155	240
35°-55°	40	75	85	125
>55°		60	75	100
Las guías para la tasa de penetración están basadas en las propiedades adecuadas del lodo.				

Fuente. SMITH Randy. Mecanismos de pega de tubería

Cuadro 4. . Factor de estoques de circulación estoques mínimos (CSF).

MINIMO FACTOR DE ESTROQUES DE CIRCULACION (CSF) PARA LIMPIAR EL HUECO				
Tamaño del hueco	26"	17 ½ - 16"	12 ¼ "	8 ½"
Intervalo del Angulo				

MINIMO FACTOR DE ESTROQUES DE CIRCULACION (CSF) PARA LIMPIAR EL HUECO				
0°-35°	2	1,7	1,4	1,4
35°-55°	2,5	2,5	1,8	1,6
>55°		3	2	1,7

Fuente. SMITH Randy. Mecanismos de pega de tubería

Procedimiento:

1. Separa el hueco en secciones utilizando el ángulo del hueco de los intervalos de arriba (anteriores)
2. Multiplicar cada longitud de la sección del hueco (Sect Lth), por el (CSF) y totalizar la profundidad medida ajustada (MD)
 Profundidad medida ajustada=(Long. Sec.*CSF)+(Long. Sec.*CSF)
3. Calcular los estroques de circulación mínimo para limpiar el hueco

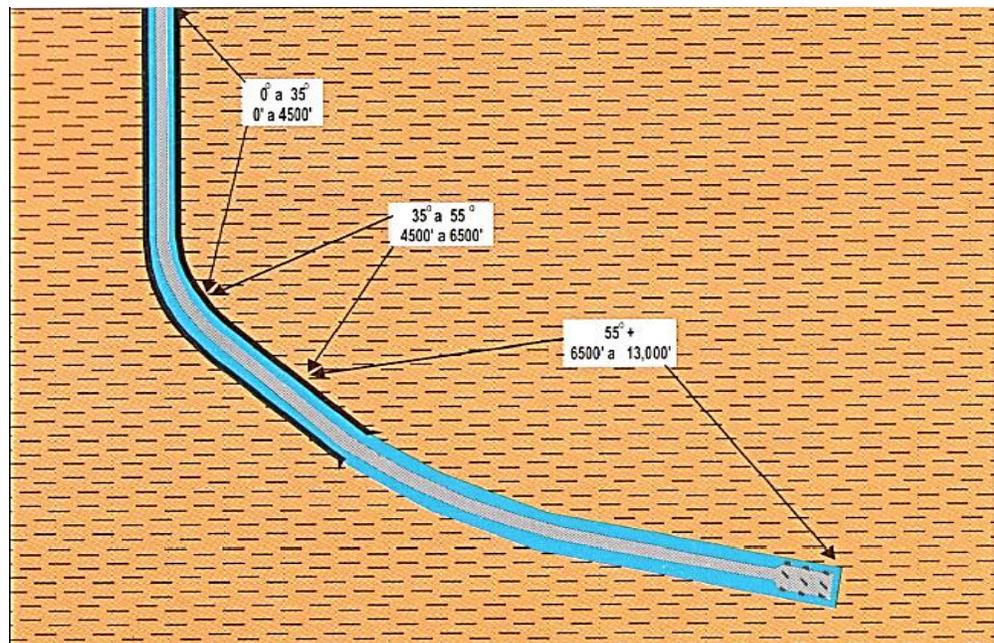
Estr. Min. Circulacion

$$= \frac{\text{Profundidad medida ajustada} * \text{Estroques fondos Arriba}}{\text{profundidad medida}}$$

Ecu. 1.1 Fuente. Schlumberger

Ejemplo de cálculo:

Figura 3. Ejemplo de cálculo



Fuente. SMITH Randy. Mecanismos de pega de tubería

1.1.1.3 Cálculo de estroques mínimos de circulación en un hueco de 12 ¼ "

1. Separa el hueco en secciones utilizando el ángulo del hueco de los intervalos de arriba (anteriores)

Cuadro 5. Cálculo de estroques de circulación

0° a 35°	35° a 55°	>55°
Long. Sec. 1 = 4500' 0' a 4500'	Long. Sec. 2 = 2000' 4500' a 6500'	Long. Sec. 3 = 6500' 6500' a 13000'

Fuente. SMITH Randy. Mecanismos de pega de tubería

2. Multiplicar cada longitud de sección del hueco por CSF y totalizar la profundidad medida ajustada.

$$\begin{aligned} & \textit{Prof. medida ajustada} \\ & = \textit{Long. Sec. 1} * \textit{CSF} + \textit{Long. Sec. 2} * \textit{CSF} + \textit{Long. Sec. 3} * \textit{CSF} \end{aligned}$$

Ecu. 1.2 Fuente. Schlumberger

$$\textit{Prof. medida ajustada} = 4500' * 1.4 + 2000' * 1.8 + 6500 * 2 = 22900$$

$$\textit{Prof. medida ajustada} = 22900 \textit{ TOTAL PROFUNDIDAD MEDIDA AJUSTADA}$$

3. Calcular los estroques mínimos de circulación requeridos para limpiar el hueco

$$\begin{aligned} & \textit{Estr. Min. Circulacion} \\ & = \frac{\textit{Profundidad medida ajustada} * \textit{Estroques fondos Arriba}}{\textit{profundidad medida}} \end{aligned}$$

$$\textit{Estr. Min. Circulacion} = \frac{22\ 900' * 15\ 000}{13\ 000} = 26\ 423$$

$$\textit{Estr. Min. Circulacion} = 26\ 423 \textit{ ESTROQUES FONDO ARRIBA REALES.}$$

1.1.1.4 Guías para la Limpieza de Hueco con Angulo Alto (>35°)

Perforación

- Mantener suficiente peso en de lodo para estabilizar las paredes del pozo mientras la presión de formación y/o ángulo del hueco incrementa.
- Utilizar la apropiada reología “low- end” para tamaño y ángulo del hueco para minimizar la limpieza del hueco.
- Circular a rata máxima para tamaño y ángulo del hueco.
- Limitar la tasa de penetración a lo máximo recomendado para tamaño y ángulo del hueco.
- Escarear hacia afuera cada parada (o 1/2 parada) perforada con un motor de fondo:
- Rotar a alta RPM (160+). Levantar/alzar lentamente la sarta de perforación (i.e. 5 min/golpes). Bajar sarta de perforación a una rata segura pero rápida (i.e. 1 min/golpes).
- Escariar hacia afuera continuamente.
- Considerar un viaje de limpieza después de perforar una sección larga con un motor de fondo para que agite mecánicamente y remueva los recortes asentados.
- Bombear una píldora sin las condiciones del hueco no mejora. Considerar píldoras unidas de baja viscosidad/ alta densidad. Optimizar tipo de píldora, volumen y frecuencia bombeada.
- Considerar reducir la tasa de penetración o parar la perforación y circular hasta que las condiciones del hueco mejoren.

Conexiones

- Comenzar y parar lentamente la sarta de perforación. Asegurar una adecuada escariada hacia arriba con máxima rata de circulación antes de las conexiones.
- Preparar cuadrilla y equipo para minimizar el tiempo de conexión.
- Registrar el peso libre de rotación, peso de levante, peso de asentado, torque levantado y presión de circulación para obtener indicaciones de las tendencias de la limpieza inadecuada del hueco.
- Primero halar las cuñas y rotar lentamente la sarta de perforación, luego incrementar lentamente la velocidad de la bomba. Cuidadosamente bajar la sarta de perforación hasta el fondo.

Viajar

- Circular 1 a 3 conexiones levantadas mientras se limpia el hueco para evitar la caída al fondo del ángulo del hueco. Considerar píldoras para asistir la limpieza del hueco.

- Rotar alta RPM mientras se limpia el hueco. Alzar lentamente la sarta de perforación (i.e. 5 min/parada), bajar la sarta de perforación en una rata segura pero rápida (i.e. 5 min/parada).
- Asegurar la recomendada seguridad mínima de golpes para tamaño y ángulo del hueco, quizá se requiera 2 a 4 veces fondo arriba. Circular hasta que las rumbas estén limpias. Considerar la posibilidad de bombear una píldora para determinar si se requiere tiempo adicional para circular.
- Informar al perforador de la profundidad medida y del conteo de las paradas. Cuando la parte superior del ensamblaje de fondo alcance el asentamiento de recortes más profunda anticipada. El grosor máximo de asentamiento de recortes puede ser entre 45° y 65° ángulo del hueco.
- Antes de salir del hueco determinar un límite de sobretensión (El que sea menor 1-2 ensamblaje de fondo de peso o 30.000 libras).
- Si ocurre el límite de sobretensión, correr una parada y repetir la guía de limpieza de hueco cuando se limpian las rumbas continuar la sacada del hueco. Si nuevamente se llega al límite de sobretensión, repetir procedimiento.
- Cuando hay un asentamiento de recortes presente, cuidadosamente se debe escarear hacia afuera o se debe sacar con una bomba.
- Sea paciente, quizá sea necesario varios ciclos de limpieza de hueco de forma segura de la sarta de perforación.
- Registrar profundidades y conteo de paradas de alto peso de levante durante los viajes. Compare estos pesos de levante durante los viajes de perforación para las profundidades iguales para así determinar el valor de la sobretensión.

1.1.2 Inestabilidad de las lutitas. La formación de lutitas se vuelve inestable, se rompe y cae dentro de hueco.

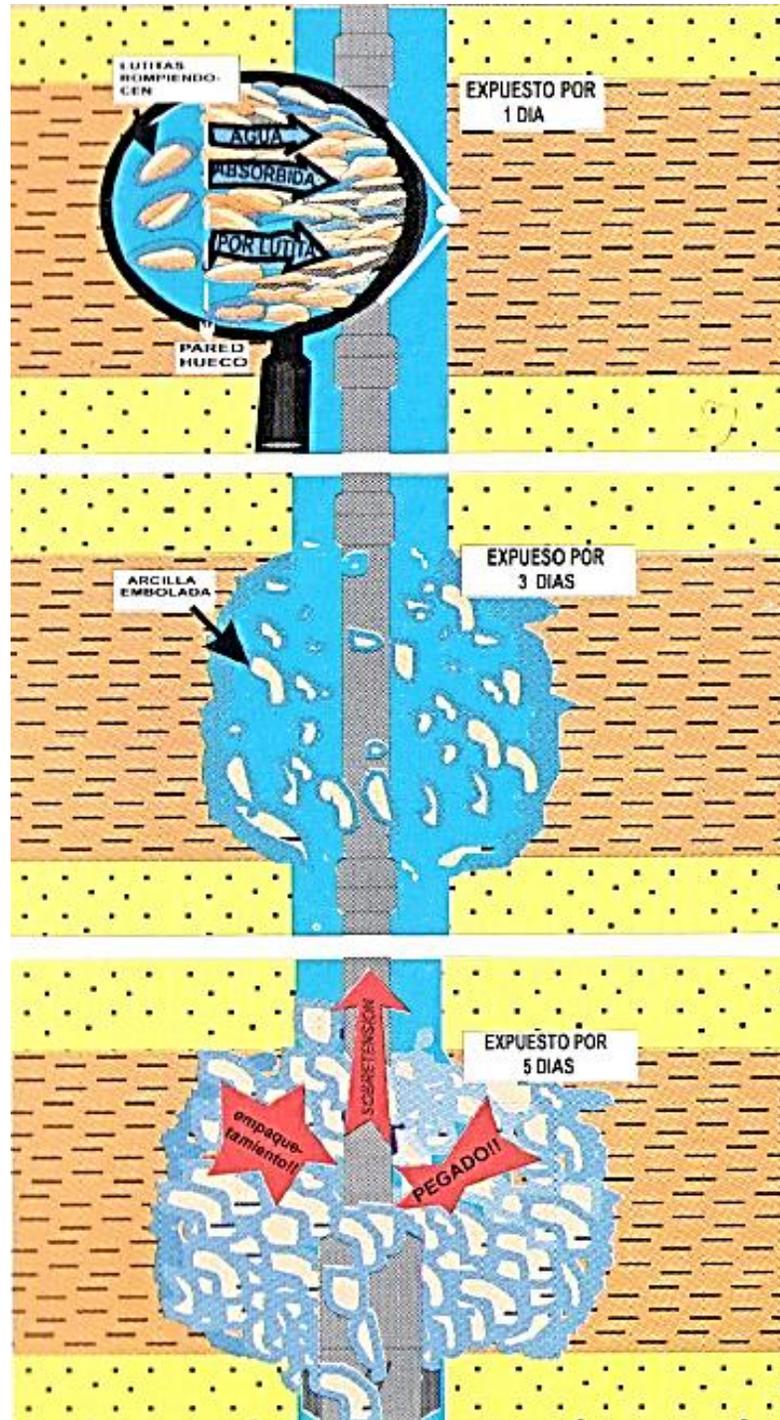
Cuadro 6. Inestabilidad de lutitas.

Esfuerzo Químico	Esfuerzo mecánico	
Lutitas reactivas	Lutita geo-presionada	Lutitas hidro-presionadas
	Esfuerzo de sobrecarga	Esfuerzo tectónico

Fuente. SMITH Randy. Mecanismos de pega de tubería

1.1.2.1 Lutitas Reactivas (Empaquetamiento)

Figura 4. Lutitas reactivas (Empaquetamiento)



Fuente. SMITH Randy. Mecanismos de pega de tubería

Causas.

- Lutitas sensibles al agua perforadas con poco o nada de inhibición de lodo
- Lutitas absorben el agua y se hinchan dentro de las paredes del hueco.
- Reacción depende del tiempo

Precaución.

- Viscosidad de embudo, viscosidad plástica, punto de sedencia, incremento del CEC.
- Incremento de torque y arrastre.
- Incremento de la presión de bomba.
- La arcilla se embola y/o los recortes se tornan suaves o pulposos en la rumba.
- Sobretensión y suabeo.
- El ensamblaje de fondo se embola (anillos de lodo).

Indicaciones.

- Generalmente ocurre cuando se saca la tubería del hueco, es posible mientras se está perforando.
- Circulación imposible o altamente restringida.

Primera acción.

- Aplicar baja presión de bomba (200-400 psi)
- Si se saca la tubería, torquear hacia arriba y martillar hacia abajo con la máxima carga de viaje.
- Si se mete tubería, martillar hacia arriba con máxima carga de viaje. No aplicar torque.

Acción preventiva.

- Utilizar un lodo inhibido.
- Mantener propiedades del lodo.
- Planear viajes de limpieza.
- Minimizar tiempo de exposición del hueco.

1.1.2.2 Indicaciones de recortes reactivos, tendencia del perforador.**Perforación.**

- **ARRASTRE:** Incremento suave.
- **TORQUE:** Incremento suave
- **PRESION:** Incremento

- OTROS: Presión de surgencia. Disminución gradual de la tasa de penetración. Posible pérdida de lodo.

Conexión:

- ARRASTRE: Se requiere sobretensión para quitar cuñas.
- PRESION: Surgencia para iniciar la circulación.
- OTROS: Contrapresión antes de desconectar la sarta. Retorno de fluido.

Viaje hacia afuera.

- ARRASTRE: Incremento suave. Sobretensión para quitar las cuñas.
- OTROS: Suabeo

Viaje hacia dentro.

- ARRASTRE: Incrementa peso de asentamiento. Sobretensión requerida para quitar las cuñas.
- OTROS: Comienza a la profundidad de la formación problema. Posible pérdida de lodo.

Rimando hacia afuera.

- ARRASTRE: Se requiere sobretensión para quitar las cuñas
- TORQUE: Incremento suave.
- PRESION: Incremento.
- OTROS: Surgencia para comenzar circulación. Efecto pistón de la sarta. Pérdida de lodo.

Sacando con bomba.

- ARRASTRE: Sobretensión requerida para quitar las cuñas. Incremento suave.
- PRESION: Incremento.
- OTROS: Surgencia para iniciar circulación. Efecto de pistón de la sarta. Pérdida de lodo.

Indicaciones en el taladro.

Tendencia en las rumbas:

- Arcilla suave se embola.
- Arcilla mojada pulposa (gumbo).

Tendencia del Logger:

- Grandes cantidades de recortes de lutitas hidratadas.
- Alto valor en la prueba de hinchamiento de lutitas.

Tendencia del lodo:

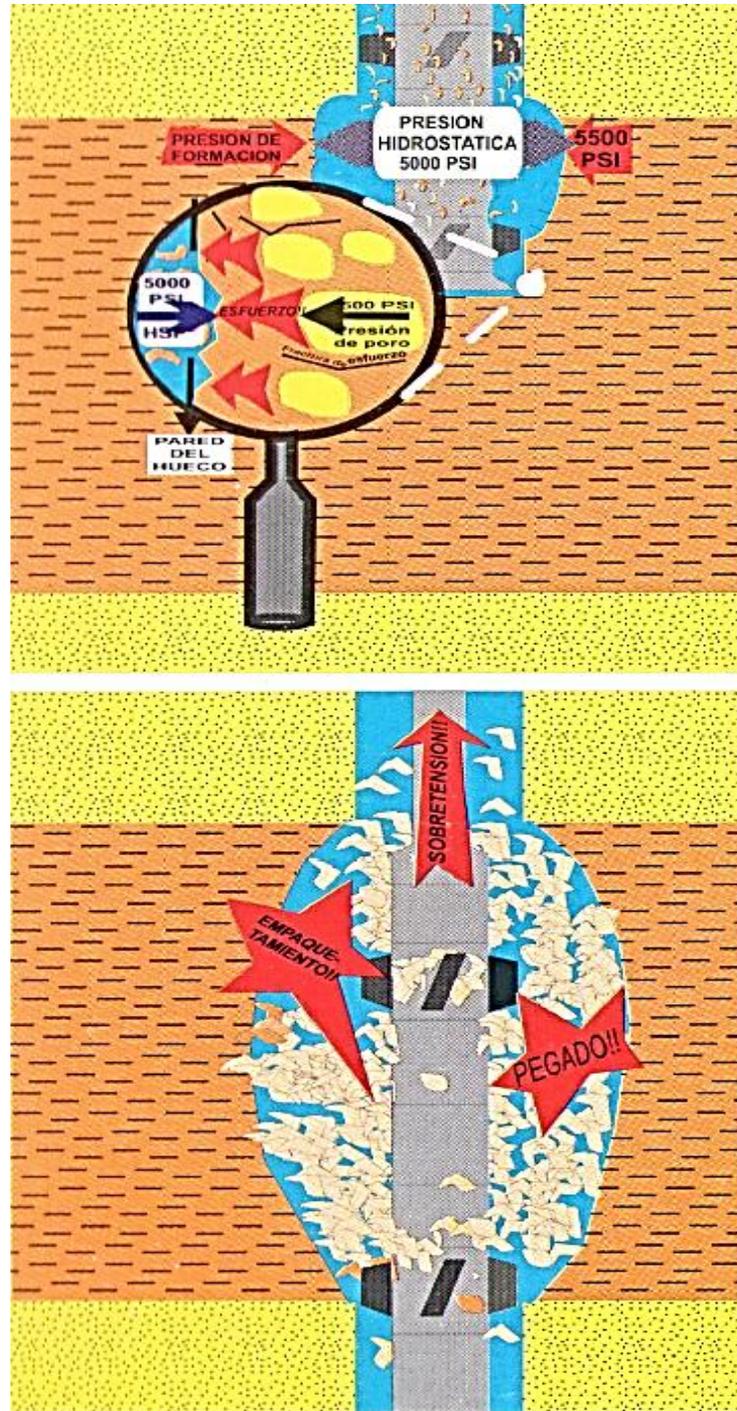
- Alta viscosidad de embudo y puto de sedencia.
- Incrementa viscosidad plástica.
- Sólidos de baja gravedad y CIC (capacidad de intercambio catiónico).
- Posible incremento de peso de lodo. Bajo contenido de inhibidor.

Acción Preventiva

- Adición de varias sales (potasio, sodio, calcio, etc.), para reducir la atracción química del agua hacia la lutita.
- Adición de varios polímeros encapsulados (cubierto) para reducir el contacto del agua con la lutita.
- Utilizar lodo base aceite y sintético, para excluir el contacto del agua con lutita.
- Minimizar tiempo de hueco abierto.
- Planear viajes de limpieza/ basados en tiempo de rimado, pies perforados o las señales de advertencia de las lutitas reactivas.
- Asegurar hidráulica adecuada para la limpieza de broca y hueco.
- Mantener las propiedades requeridas del lodo y minimizar sólidos de baja gravedad.

1.1.2.3 Lutitas Geo-presurizadas (Empaquetamiento)

Figura 5. Lutitas Geo-presurizadas (Empaquetamiento)



Fuente. SMITH Randy. Mecanismos de pega de tubería

Causas:**Perforación de Lutitas Presionada con Insuficiente Peso de Lodo.****Advertencia:**

- Señales comienzan a ocurrir mientras se están perforando las lutitas.
- Las tendencias de 'Mud Logger' indican un incremento de la presión de poro.
- Incrementa la tasa de penetración cuando se perfora por primera vez.
- Incrementan el torque y arrastre en las conexiones.
- Se rellena el hueco en las conexiones, puentes en los viajes, derrumbes de lutitas astillosas.
- Posible incremento de gas de fondo.

Indicaciones:

- Probablemente ocurra cuando se está viajando, posible mientras se esta perforando.
- Probable empaquetamiento completo, posiblemente se crean puentes en el hueco.
- Circulación restringida o imposible.

Primera acción:

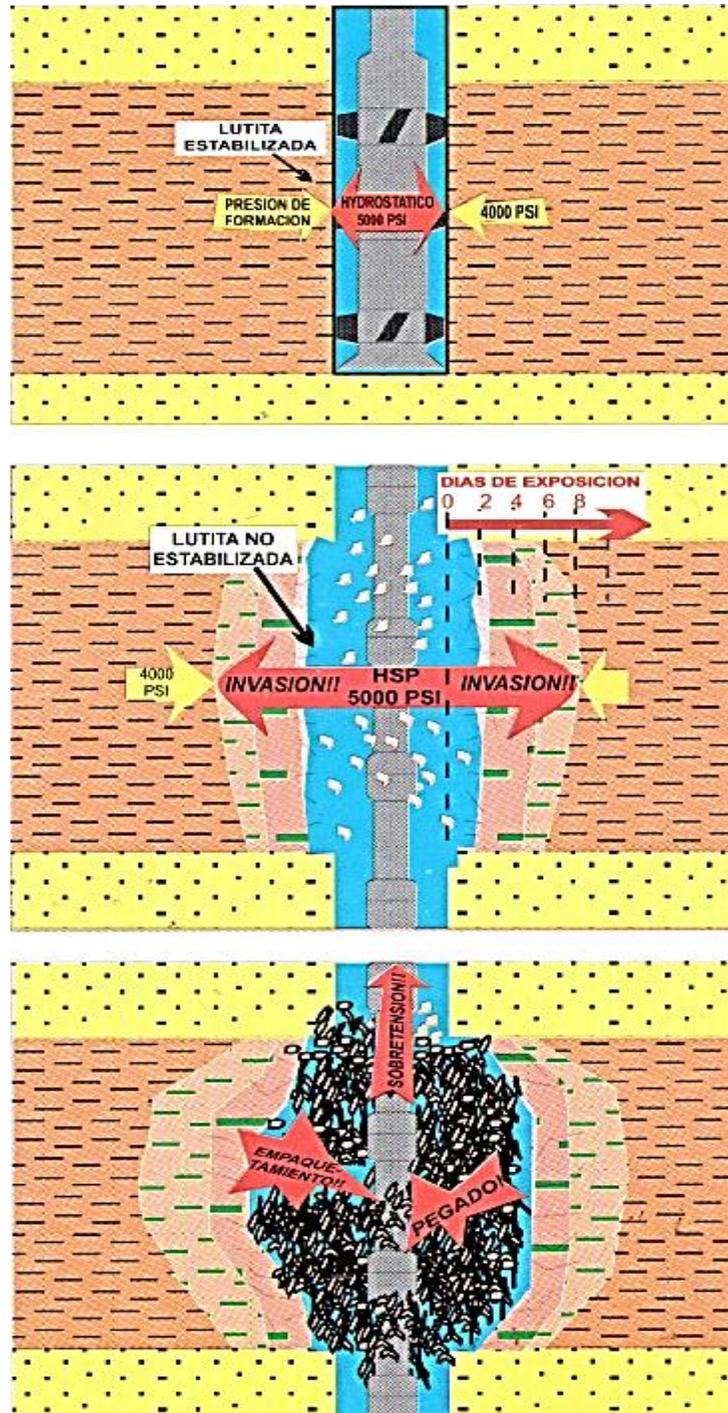
- Aplicar baja presión de bomba (200-400 psi).
- Aplicar torque, martillar hacia abajo con máxima carga de viaje.

Acción preventiva:

- Ajustar peso de lodo antes de perforar lutita presurizada conocida.
- Lentamente incrementar el peso de lodo hasta estabilizar la lutita.
- Minimizar presión de suaveo / surgencia
- Minimizar tiempo de exposición de hueco abierto.

1.1.2.4 Lutitas Hidro-presurizadas (Empaquetamiento)

Figura 6. Lutitas Hidro-presurizadas (Empaquetamiento)



Fuente. SMITH Randy. Mecanismos de pega de tubería

Causas.

- A través del tiempo, presión de poro de lutitas se carga con el sobre balance
- Movimiento de la sarta de perforación y presiones de surgencia rompen la lutita inestable
- La lutita cae dentro del hueco y tranca la sarta

Advertencia.

- Generalmente es seguido por una reducción del peso del lodo
- Incremento de torque y arrastre
- Derrumbes de lutitas en las rumbas
- Arcillas en la minas en las rumbas

Indicaciones.

- Posiblemente mientras se perfora o se viaja
- Posible creación de puentes para el hueco o empaquetamiento completo
- Circulación restringida o imposible

Primera acción.

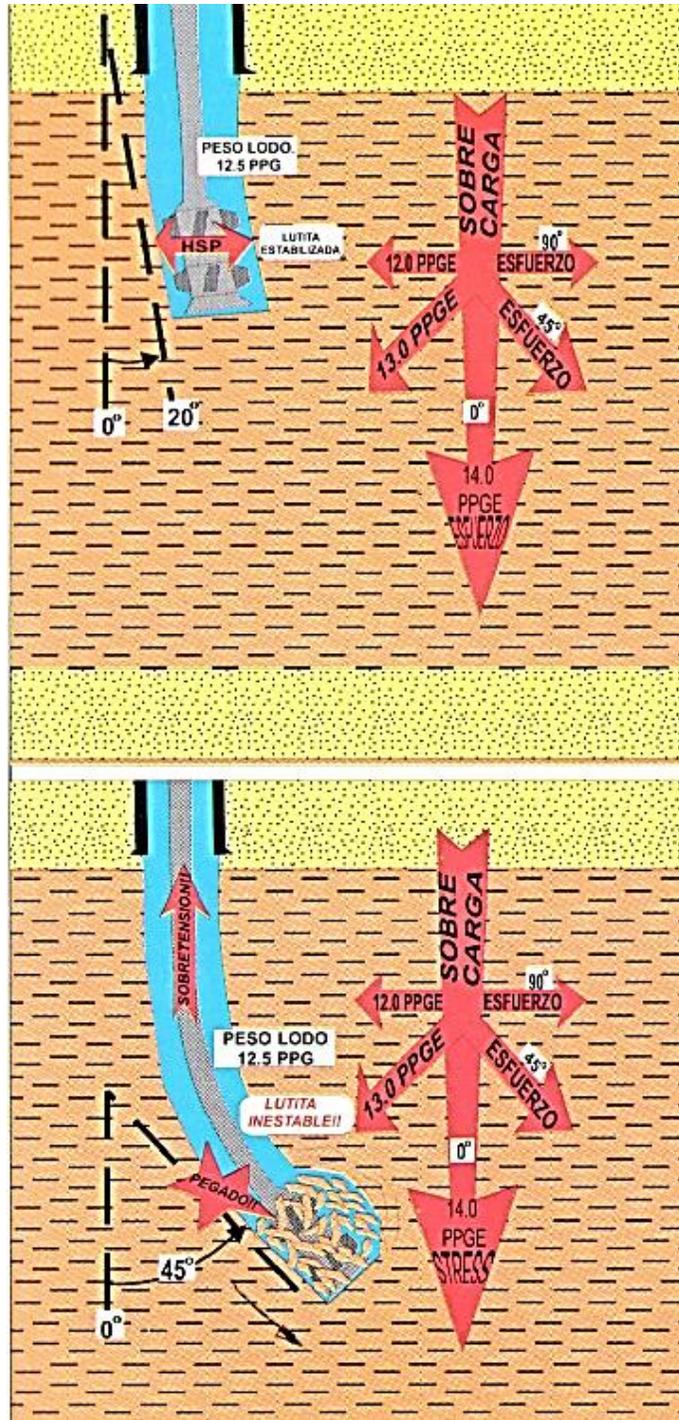
- Aplicar baja presión de bomba (200-400 psi)
- Aplicar torque, martillar hacia abajo con máxima carga de viaje
- Circular a la rata máxima una vez la circulación a sido establecida

Acción preventiva.

- Utilizar lodo base aceite (OBM), lodo sintético (SBM), lodo base glicol si se sospecha de algún problema.
- Si es necesario una reducción del peso del lodo, reducir gradualmente durante varias circulaciones.
- Minimizar la presión de surgencia en el poso

1.1.2.5 Esfuerzo de sobrecarga (Empaquetamiento/Puente del hueco)

Figura 7. Esfuerzo de sobrecarga (Empaquetamiento/Puente del hueco)



Fuente. SMITH Randy. Mecanismos de pega de tubería

Causa:

- El peso del lodo no es suficiente para soportar la sobrecarga
- El peso del lodo no es ajustado a medida que incrementa el ángulo del hueco
- Lutitas presionadas se fracturan y caen dentro del hueco

Advertencia:

- Problemas de limpieza de hueco
- Incremento de torque y arrastre
- Derrumbes de lutitas en las rumbas

Indicaciones:

- Puede ocurrir mientras se perfora o se viaja
- Posible creación de puentes en el hueco o empaquetamiento
- Circulación restringida o ninguna circulación posible

Primera acción:

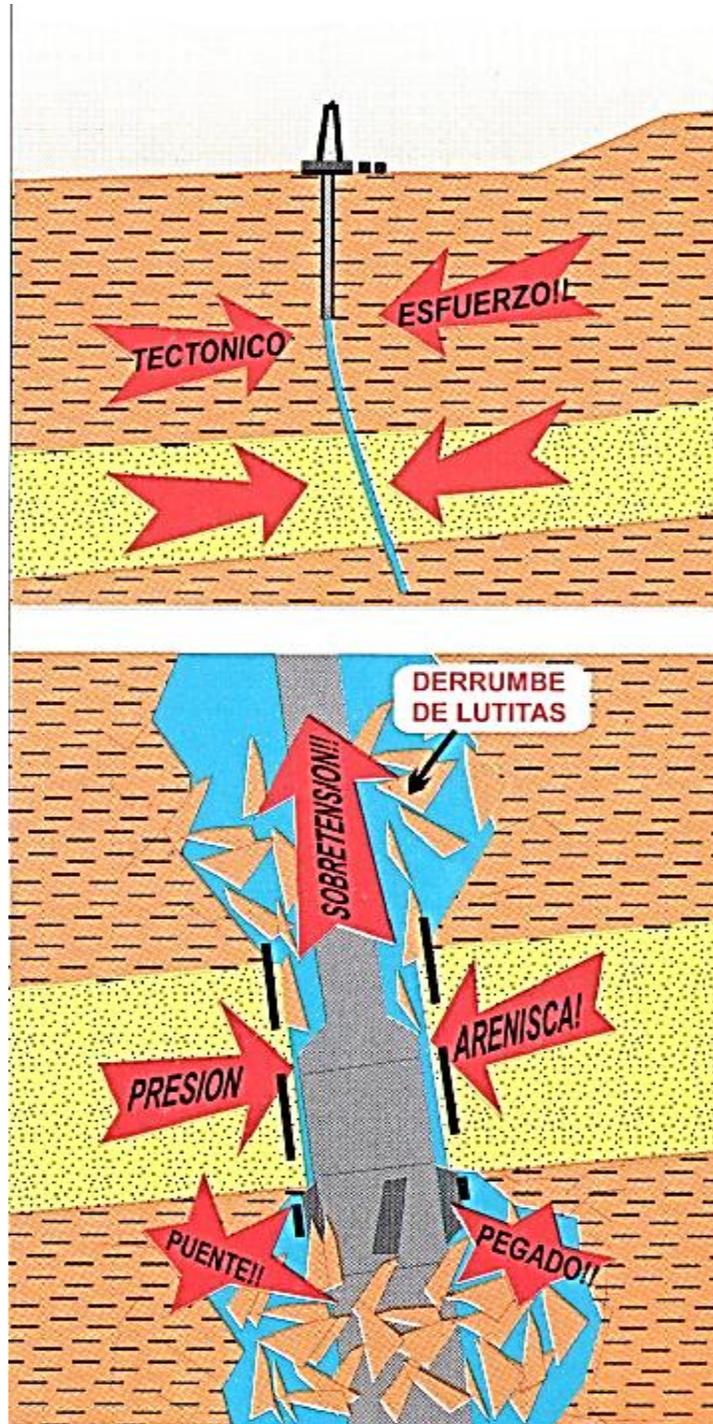
- Aplicar baja presión de bomba (200-400 psi)
- Aplicar torque, martillar hacia abajo con máxima carga de viaje

Acción preventiva:

- Utilizar el peso del lodo que se necesite para estabilizar la sobrecarga
- Incrementar el peso del lodo a medida que incrementa el ángulo del hueco.

1.1.2.6 Esfuerzo tectónico (Empaquetamiento / puente del hueco)

Figura 8. Esfuerzo tectónico (Empaquetamiento / puente del hueco)



Fuente. SMITH Randy. Mecanismos de pega de tubería

Causa:

- Fuerzas laterales que ocurren naturalmente en las formaciones
- Lutitas presionadas se fracturan, caen dentro del hueco y atascan la sarta de perforación
- Areniscas se cierran produciendo un hueco de bajo calibre

Advertencia:

- Localización montañosa
- Tectonismo pronosticado
- Torque y arrastre errático
- Derrumbes de lutitas en forma de bloques
- Crea huecos elípticos

Indicaciones:

- Posiblemente mientras se perfora o se viaja
- Circulación restringida o imposible

Primera acción:

- Aplicar baja presión de bomba (200-400 psi)
- Aplicar torque, martillar hacia abajo con máxima carga de viaje

Acción preventiva:

- Incrementar peso del lodo si es posible.
- Circular píldoras
- Minimizar la presión de surgencia en el hueco
- Minimizar tiempo de exposición del hueco abierto

1.1.2.7 Indicaciones de lutitas con esfuerzo mecánico, tendencia del perforador.**Perforación.**

- **ARRASTRE:** Incremento errático.
- **TORQUE:** Incremento errático.
- **PRESION:** Incremento
- **OTROS:** Incrementa la tasa de perforación, seguido por disminución gradual, presión de surgencia

Conexión.

- **ARRASTRE:** Se requiere sobretensión para quitar cuñas.
- **PRESION:** Surgencia para iniciar la circulación.
- **OTROS:** Relleno del hueco.

Viaje hacia afuera:

- **ARRASTRE:** Incremento errático. Sobretensión requerida para quitar las cuñas.
- **OTROS:** Suabeo

Viaje hacia dentro:

- **ARRASTRE:** Incrementa peso de asentamiento.
- **OTROS:** Comienza en la profundidad de la formación problema. Llenado en fondo del hueco.

Rimando hacia afuera:

- **ARRASTRE:** Se requiere sobretensión para quitar las cuñas
- **TORQUE:** Incremento errático.
- **PRESION:** Incremento.
- **OTROS:** Surgencia para comenzar circulación. Efecto pistón de la sarta. Posible pérdida de lodo.

Sacando con bomba:

- **ARRASTRE:** Sobretensión requerida para quitar las cuñas. Incremento errático.
- **PRESION:** Incremento.
- **OTROS:** Surgencia para comenzar circulación. Efecto de pistón de la sarta. Posible pérdida de circulación

Indicaciones en el taladro

- ✓ **Tendencia en las rumbas:** derrumbes de lutitas de tamaño grande, puntilloso con forma de bloque. Volumen grande de derrumbes.
- ✓ **Tendencia del LOGGER:** Grandes cantidades de derrumbes en forma de astillas o en forma de bloque con estrías. Posible indicación de un incremento en la presión de formación. Lutita pronosticada con esfuerzos mecánicos.
- ✓ **Tendencia del lodo:** Posible incremento en el peso del lodo y la viscosidad plástica

Acción Preventiva

- Considerar la información de posos aledaños y o modelos de computador los cuales simulan límites de las fallas de lutitas cuando se está planeando el poso del lodo para cada sección del hueco.

- Incrementar el peso de lodo con el ángulo del hueco y la profundidad vertical real para mantener la estabilidad del hueco. Para pozos exploratorios consultar el mud logger por si hay cambios en la presión de formación. Incrementar el peso del lodo cuidadosamente hasta que los síntomas no se observen más.

- Si es posible, incrementar lentamente el peso del lodo (0.1 hasta 0.2 ppg por día) hasta lograr una densidad deseada para una profundidad dada. Esto mantendrá un sobre balance contra lutitas hidrostáticamente sensibles.

- Evitar Reducción del Peso de Lodo después de + 1 día de exposición a la lutita hidrostáticamente sensible. Si la reducción del peso del lodo es necesario reducir gradualmente el peso del lodo durante un lapso de tiempo igual al tiempo de exposición.

- Utilizar los apuntes de las notas de la rumba para determinar las tendencias de volumen, tamaño y forma de los recortes.

- Mantener las propiedades del lodo para asegurar la limpieza del hueco.

- Utilizar píldoras para ayudar al limpiar el hueco

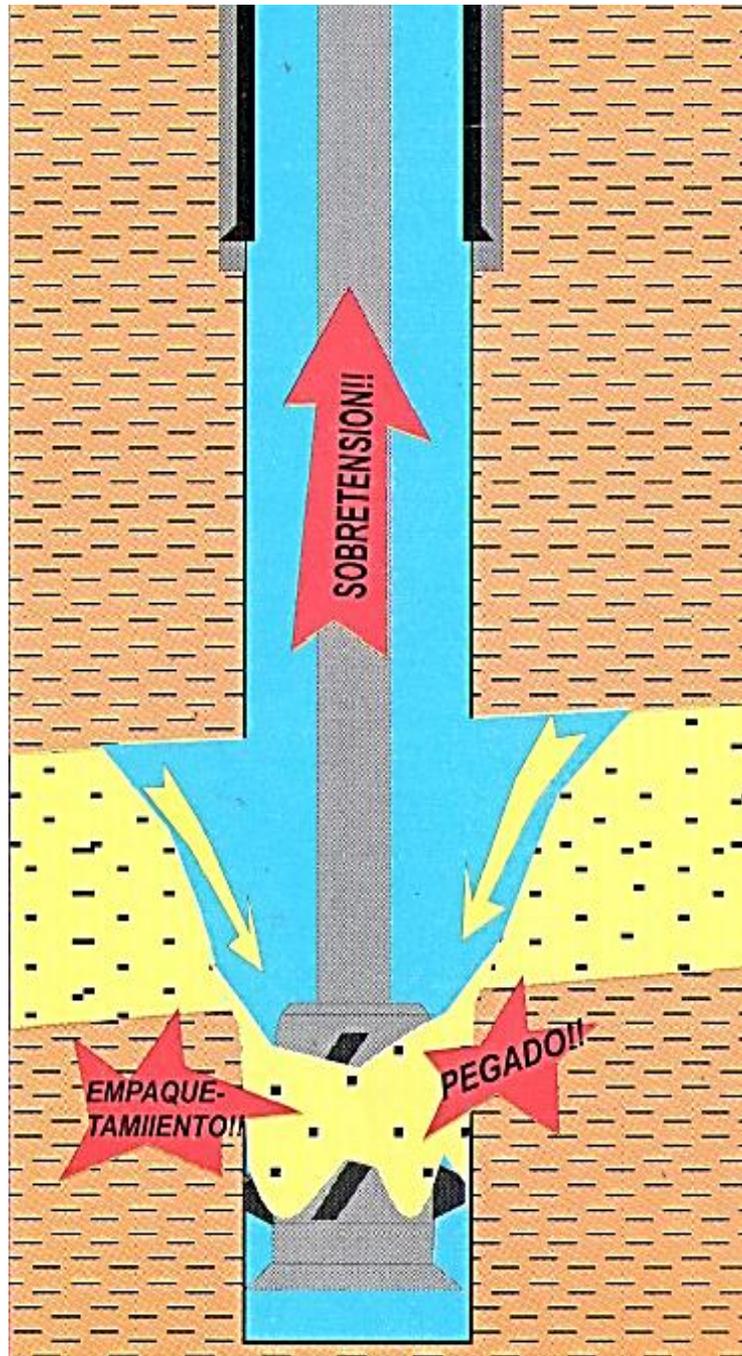
- Parar la perforación hasta que el hueco sea circulado hasta estar limpio.

- Minimizar el tiempo de exposición del hueco abierto.

- Plan de contingencia para revertir el problema.

1.1.3 Formaciones No consolidadas (Empaquetamiento / puente del hueco)

Figura 9. Formaciones No consolidadas (Empaquetamiento / puente del hueco)



Fuente. SMITH Randy. Mecanismos de pega de tubería

Causas.

- Poco o nada de retorta de filtrado
- Formación sin cemento (arena, gravilla, etc) no puede ser apoyado por el sobrebalance hidrostático.
- Arena / gravilla caen dentro del hueco y empaquetan la sarta de perforación.

Advertencia.

- Puede ocurrir mientras se perfora la formación
- Posibles pérdidas fugaces de lodo
- Incremento de torque y arrastre, fluctuaciones en la presión de la bomba
- Relleno del hueco en conexiones y viajes
- Sobrecarga en las rumbas y el desarenador.

Indicaciones.

- Generalmente ocurre en la parte superficial del hueco
- Puede ocurrir mientras se perfora
- Empaquetamiento repentino sin ninguna señal
- Circulación imposible

Primera acción.

- Aplicar baja presión de bomba (200-400 psi)
- Martillar hacia abajo con máxima carga de viaje aplicar torque con cuidado

Acción preventiva.

- Controlar pérdida de fluido para proporcionar una adecuada retorta de filtrado
- Controlar la perforación en una zona sospechosa
- Utilizar píldoras de alta viscosidad
- Colocar una píldora de gel antes de sacar la tubería del hueco
- Minimizar la velocidad del viaje

1.1.3.1 Indicaciones de perforaciones no consolidadas, tendencia del perforador.**Perforación:**

- **ARRASTRE:** Incremento errático.
- **TORQUE:** Incremento errático.
- **PRESION:** Incremento

- OTROS: Presión de surgencia

Conexión:

- ARRASTRE: Se requiere sobretensión para quitar cuñas.
- PRESION: Surgencia para iniciar la circulación.
- OTROS: Relleno del hueco.

Viaje hacia afuera:

- ARRASTRE: Incremento errático. Sobretensión requerida para quitar las cuñas.
- OTROS: Suabeo

Viaje hacia dentro:

- ARRASTRE: Incremento de peso de asentamiento.
- OTROS: Comienza en la profundidad de la formación problema. Llenado en fondo del hueco.

Rimando hacia afuera:

- ARRASTRE: Se requiere sobretensión para quitar las cuñas
- TORQUE: Incremento errático.
- PRESION: Incremento.
- OTROS: Surgencia para comenzar circulación. Efecto pistón de la sarta. Posible pérdida de circulación.

Sacando con bomba:

- ARRASTRE: Incremento errático. Sobretensión requerida para quitar las cuñas.
- PRESION: Incremento.
- OTROS: Surgencia para comenzar circulación. Efecto de pistón de la sarta. Posible pérdida de circulación

Indicaciones en el taladro

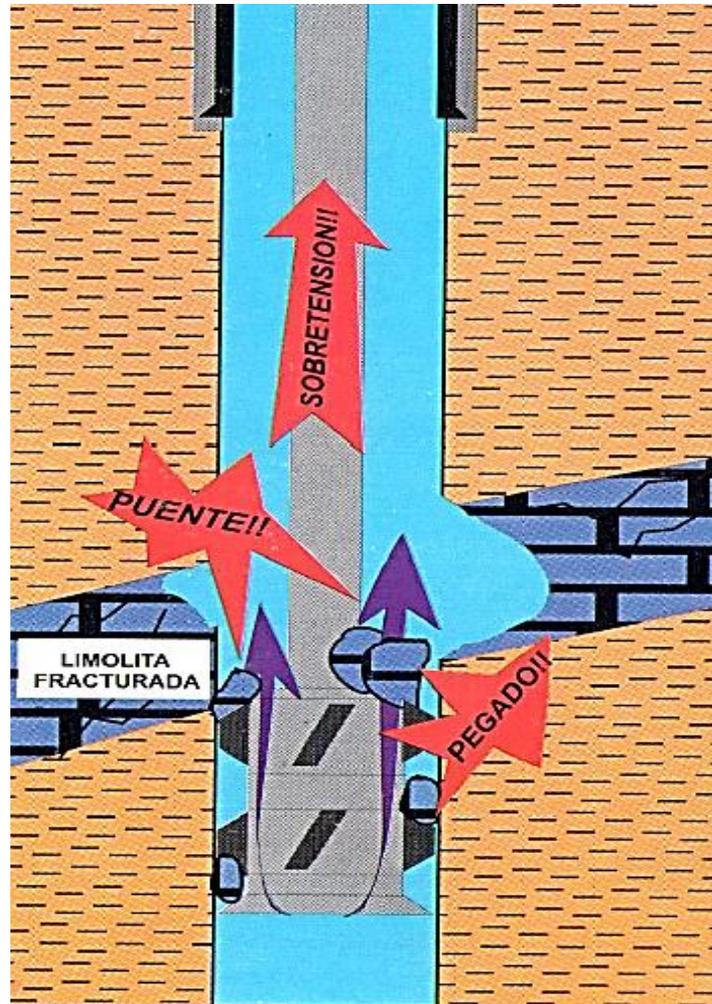
- **Tendencia en las rumbas:** Gran volumen de arena sobre la RUMBA. Trampa de arena y desarenador sobrecargado.
- **Tendencia del LOGGER:** Grandes cantidades de arenas en las muestras. Formación no consolidada pronosticada
- **Tendencia del lodo:** Incremento en el peso del lodo y la viscosidad plástica. Alto % de contenido de arena.

Acciones preventivas

- Proporcionar una retorta de filtrado efectiva, para el sobre balance hidrostático, para empujar y estabilizar la formación.
- Si es posible, evitar excesivo tiempo de circulación con el ensamblaje de fondo frente a las formaciones no consolidadas para evitar algún daño mecánico.
- Reducir la velocidad de viaje cuando el BHA se encuentre a frente a formaciones no consolidadas para evitar daños mecánicos.
- Arrancar y parar lentamente la sarta de perforación para evitar presión de surgencia en las formaciones no consolidadas.
- Controlar la perforación en zona sospechosa dejando tiempo suficiente, para que la retorta crezca, minimizar la carga de recorte en el anular y minimizar las pérdidas de presión por fricción en el anular.
- Utilizar píldoras para tratar de mantener el hueco limpio.
- Estar preparado para la sobrecarga de la RUMBA deslimador y desarenador.
- Minimizar perdidas fugaces de lodo con material fino de pérdida de circulación a través de estos intervalos.

1.1.4 Formaciones fracturadas (Empaquetamiento / puente del hueco)

Figura 10. Formaciones fracturadas (Empaquetamiento / puente del hueco)



Fuente. SMITH Randy. Mecanismos de pega de tubería

Causas.

- Formaciones naturalmente fracturadas
- Pedazos de formación caen dentro del hueco y atascan la sarta de perforación.

Advertencia.

- Pronosticadas limolitas fracturadas, lutitas y/o falla.
- Puede ocurrir mientras la formación se está perforando.

- Evaluación del formación del Mud Logger
- Derrumbes en forma de bloques en las rumbas
- Relleno del hueco en las conexiones y en los viajes

Indicaciones.

- Puede ocurrir durante los viajes, posible mientras se está perforando.
- Torque y arrastre repentino y errático pueden ocurrir justo antes de que haya pega.
- La circulación puede ser restringida.

Primera acción.

- No se aplica torque, martillar hacia abajo con máxima carga de viaje
- Circular píldoras de alta densidad y alta viscosidad.
- Colocar acido si se está pegando en limolita

Acción preventiva.

- Circular el hueco hasta estar limpio antes de continuar la perforación
- Minimizar pérdidas fugaces de lodo.
- Velocidad lenta para el viaje antes de que el ensamblaje de fondo entre a la zona sospechosa.

1.1.4.1 Indicaciones de formaciones fracturadas, tendencia del perforador.

Perforación.

- **ARRASTRE:** Repentino Incremento errático.
- **TORQUE:** Repentino Incremento errático.
- **PRESION:** Sin cambio

Conexión.

- **ARRASTRE:** Se requiere sobretensión para quitar cuñas.
- **PRESION:** Sin cambio.
- **OTROS:** Relleno del hueco.

Viaje hacia afuera.

- **ARRASTRE:** Incremento errático. Sobretensión requerida para quitar las cuñas.

Viaje hacia dentro:

- **ARRASTRE:** Incremento de peso de asentamiento.

- OTROS: Comienza en la profundidad de la formación problema. Llenado en fondo del hueco.

Rimando hacia afuera:

- ARRASTRE: Se requiere sobretensión para quitar las cuñas. Errático
- TORQUE: Incremento errático.
- PRESION: Sin cambio.
- OTROS: Disminuye arrastre cuando se bombea.

Sacando con bomba:

- ARRASTRE: Incremento errático. Sobretensión requerida para quitar las cuñas.
- PRESION: Sin cambio.
- OTROS: Disminuye arrastre cuando se bombea.

1.1.4.2 Indicaciones en el taladro

- **Tendencia en las rumbas:** Fragmentos de roca en formas de roca o angular.
- **Tendencia del LOGGER:** Igual a las tendencias de rumbas. Posibles claves en la información de pozos aledaños, pronostica formación fracturada.
- **Tendencia del lodo:** Es posible que el lodo cambie por aporte de la densidad de la formación.

Acción Preventiva

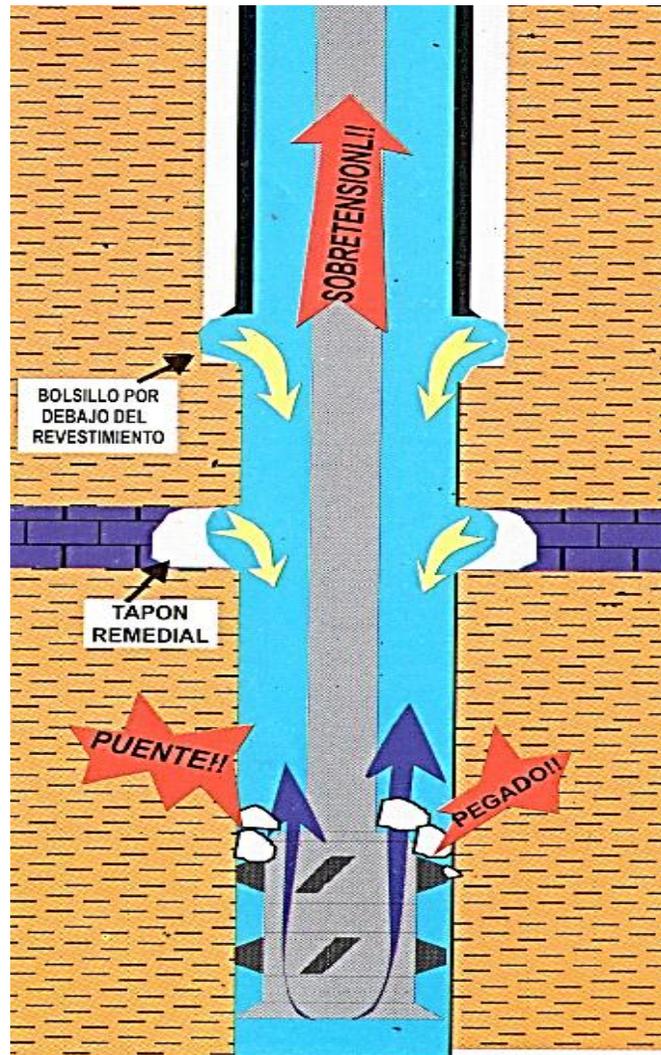
NOTA: cuando se tiene formaciones fracturadas, el mantener una buena calidad de retorta de filtrado puede ayudar a sostener la formación en algunos casos. Generalmente formaciones fracturadas requieren de tiempo para estabilizarse. Previamente a esto el problema tiene que ser controlado con propiedades adecuadas de lodo, píldoras y suficiente tiempo de circulación para mantener el hueco limpio.

- Antes de continuar con la perforación, circular el hueco hasta que este limpio.
- Restringir la velocidad del viaje, cuando el ensamblaje de fondo este frente a las formaciones fracturadas y zonas falladas.
- Arranca / parar lentamente la sarta de perforación para evitar presión de surgencia hacia las paredes del hueco.
- Anticipar el RIMADO durante el viaje. RIMAR la zona fracturada cuidadosamente.
- Estar preparado para una eventual pérdida potencial de circulación cuando se está perforando formaciones fracturadas.

- El problema puede estabilizarse con el tiempo.

1.1.5 Bloques de cemento (Puente del hueco)

Figura 11. Bloques de cemento (Puente del hueco)



Fuente. SMITH Randy. Mecanismos de pega de tubería

Causas.

- El cemento se vuelve inestable alrededor del zapato de revestimiento, tapón remedial en hueco abierto o tapón de desviación.
- Pedazos duros de cemento caen dentro del pozo y atascan sarta de perforación.

Advertencia.

- Bolcillo excesivo.
- Trabajo de cementación remedial
- Tapones de cemento para desviar pozos.
- Derrumbes de cemento en las rumbas y/o en las muestras del Mud Logger.

Indicaciones.

- El problema puede ocurrir en cualquier momento.
- Torque y arrastre repentino errático, justo antes de estar pegados
- Es posible la circulación.

Primera acción.

- Intentar romper los pedazos con martilleo y torque.
- Martillar en la dirección opuesta del movimiento de la sarta previamente a la pega.
- Aplicar gradualmente torque y fuerza de martillo.
- Circular píldoras de alta viscosidad y alto peso.

Acción preventiva.

- Minimizar el bolcillo por debajo del revestimiento
- Permitir suficiente tiempo de fragüe.
- Rimar completamente el zapato de revestimiento y tapones remediales antes de continuar con la perforación.
- Velocidad lenta de viaje antes de que entre el ensamblaje de fondo al zapato del revestimiento o profundidad del tapón.

Acción Preventiva (Bloques de Cemento).

- Limitar el bolcillo para minimizar una fuente de bloques de cemento.
- Varios trabajos remediales en el zapato de revestimiento pueden incrementar la posibilidad de bloques de cemento.
- Permitir suficiente tiempo de fraguado de cemento antes de perforar el zapato.
- Rimar los bolcillos del revestimiento y abrir lenta y completamente los tapones de cemento en hueco abierto antes de continuar la perforación.
- Mantener suficiente distancia entre las trayectorias de los pozos de plataforma, para reducir la posibilidad de bloques de cemento.
- Reducir la velocidad de viaje cuando el ensamble de fondo este entrando en el zapato del revestimiento o tapones de cemento opuestos en el hueco abierto.

- Arrancar y para lentamente la sarta de perforación para evitar presiones de surgencia en el pozo.

1.1.6 Cemento blando (Empaquetamiento del hueco)

Causas.

- Se intenta circular con la parte inferior de la sarta de perforación en el cemento blando.
- La presión de la bomba hace que el cemento se fragüe instantáneamente.
- Alta tasa de penetración cuando se está limpiando cemento blanco.

Advertencia.

- Viajando hacia adentro después de sentar el tapón de cemento en hueco abierto o después de un trabajo de cementación.
- Peso de asentamiento ocurre por encima del tope teórico del cemento.

Indicaciones.

- Ocurre mientras se aplica la presión de bomba.
- Circulación altamente restringida o imposible.

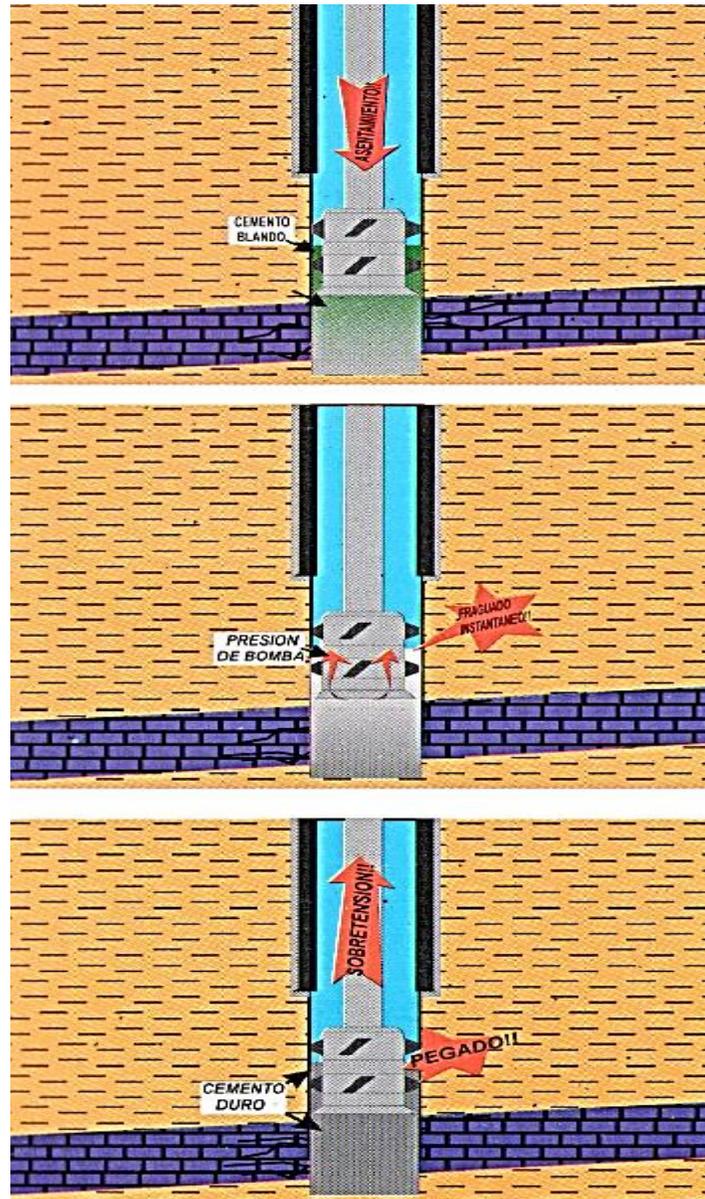
Primera acción.

- Drenar presión de bomba atrapada.
- Martillar hacia arriba con máxima carga de viaje.

Acción preventiva.

- Saber el tiempo de asentamiento del cemento.
- Si se observa peso de asentamiento mientras se mete la tubería, sacar dos paradas antes de circular.
- Comenzar a circular dos paradas sobre el tope del cemento.
- Controlar perforación mientras se esté limpiando el cemento.

Figura 12. Cemento blando (Empaquetamiento del hueco)



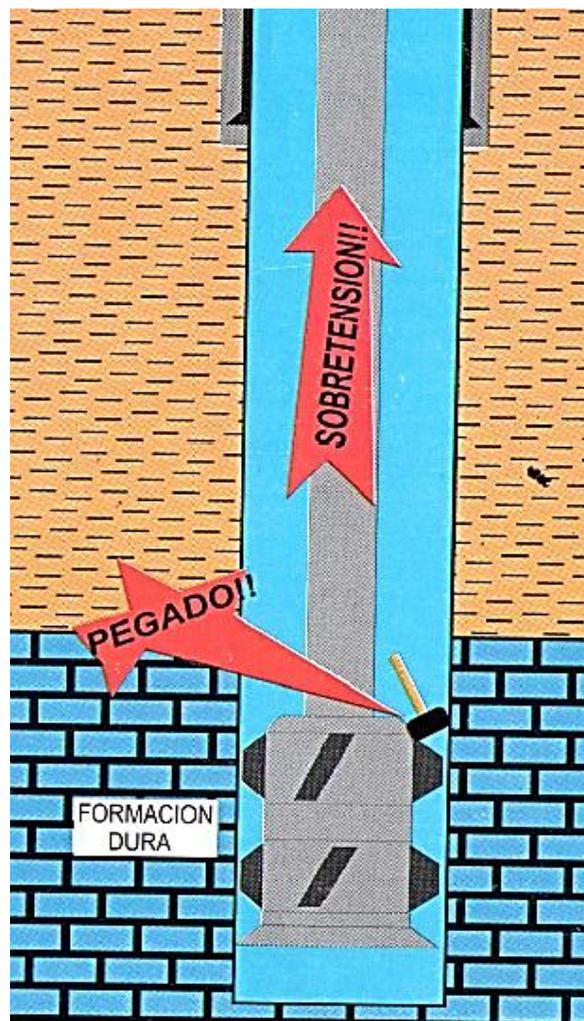
Fuente. SMITH Randy. Mecanismos de pega de tubería

- Conocer el tope de cemento calculado (TOC) antes de viajar dentro del hueco
- No fiarse del indicador de peso para encontrar el tope de cemento.
- Comenzar a lavar 2 paradas más arriba del tope teórico de cemento.

- Si se observa peso de asentamiento cuando se esté viajando en el hueco después de la operación de cementación, sacar 2 paradas antes de intentar circulación.
- Tratar previamente el sistema de lodo con químicos antes de perforar el cemento.
- Verificar la resistencia compresiva del cemento con la compañía cementadora antes de perforar el zapato.
- Controlar la perforación cuando se esté limpiando el cemento blando.

1.1.7 Chatarra (Puente del hueco)

Figura 13. Chatarra (Puente del hueco)



Fuente. SMITH Randy. Mecanismos de pega de tubería

Causas.

- Pobre mantenimiento de la caseta de la mesa, cubierta del hueco no instalado.
- Fallas en el equipo de fondo.
- Chatarra cae dentro del hueco y atasca la sarta de perforación.

Advertencia.

- La pega con chatarra puede ocurrir en cualquier momento durante la operación.
- Ripios metálicos

Indicaciones.

- Generalmente ocurre cuando el ensamblaje de fondo esta dentro de una formación dura dentro del revestimiento.
- Torque y arrastre repentino y errático puede ocurrir justo antes de pegarse.
- Perdida de herramienta o equipo de la mesa
- Circulación sin restricción dependiendo del tipo de chatarra.

Primera acción.

- Si se está moviendo hacia arriba cuando ocurre la pega, martillar hacia abajo con máxima carga de viaje.
- Aplique torque si hay algún progreso.
- Si se está moviendo hacia abajo martillar hacia arriba con máxima carga de viaje, no aplicar torque.

Acción preventiva.

- Buen mantenimiento de la caseta de la mesa.
- Inspeccionar el equipo de manejo.
- Mantener el hueco tapado.
- Inspeccionar el equipo de fondo.
- Inspeccionar los dientes de las cuñas y las llaves regularmente.
- Utilizar buenas prácticas de la caseta de mesa.
- Instalar lo más pronto posible caucho de limpieza en la sarta de perforación.
- Mantenga el hueco tapado cuando la sarta este fuera del hueco.
- Mantener el equipo de la mesa en buenas condiciones operativas.

1.2 PEGA DIFERENCIAL

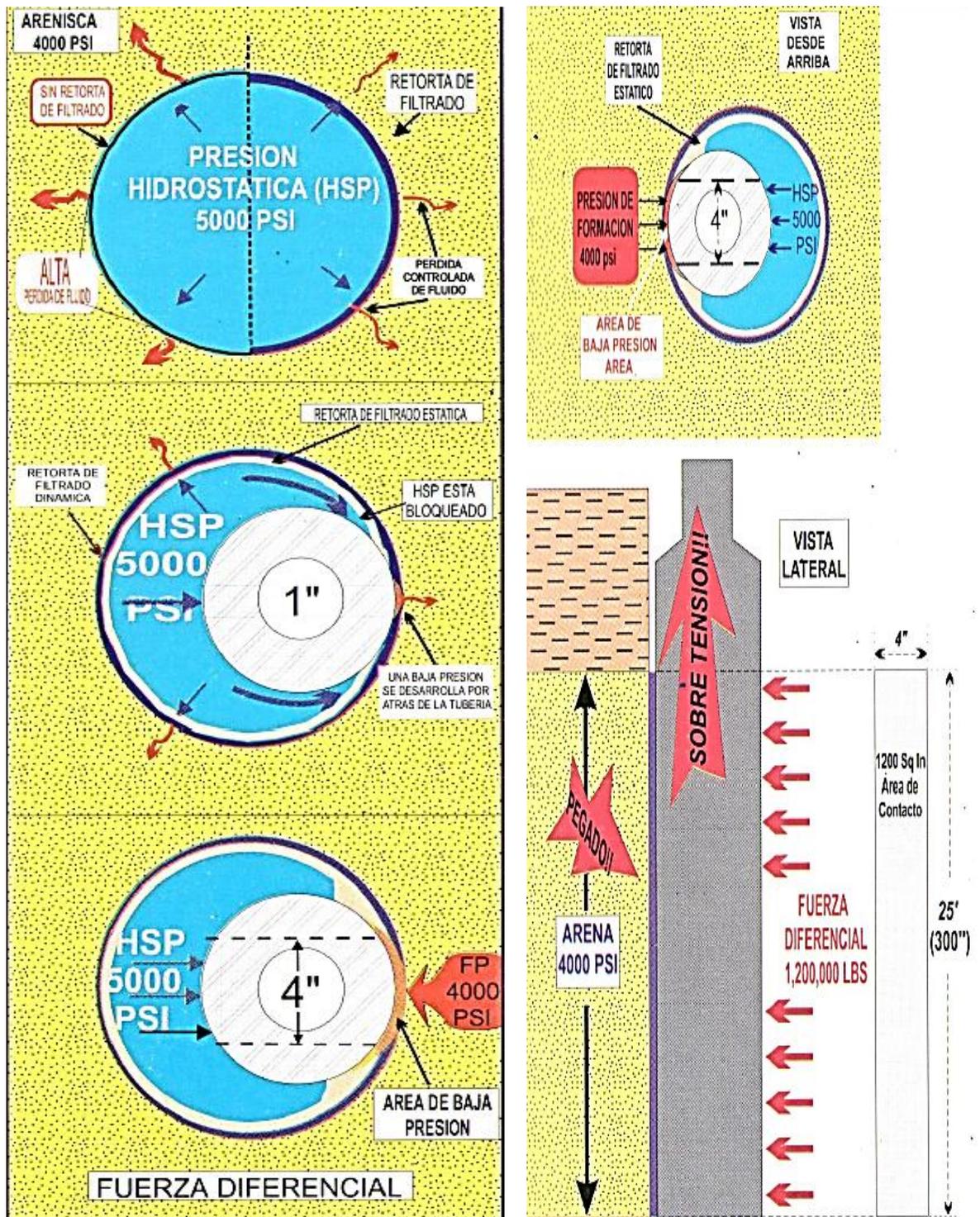
Durante la mayoría de las operaciones, la presión ejercida por la columna de lodo es mayor que la presión de los fluidos de la formación. En formaciones permeables, el filtrado del lodo del pozo hacia la roca, creando una torta de filtrado. Existirá un diferencial de presión a través de la torta de filtrado, que es igual a la diferencia en la presión de la columna de lodo y la formación.

Cuando la sarta toca la torta del lodo, cualquier parte de la tubería que se incruste en la torta, estará sujeta a una presión más baja que la parte que quede completamente en el hueco. Si la diferencia de presión es lo bastante alta y actúa sobre una área suficientemente grande, se puede pegar la tubería. (Petrowork, pride)

La fuerza de pega desarrollada cuando la presión diferencial (sobre balance) fuerza de la sarta de perforación estacionaria dentro de la RETORTA gruesa de filtrado en una zona permeable.

- **Formación permeable:** Arenisca / caliza fracturada
- **Sobre balance:** presión del fluido en el pozo mayor que la presión de formación.
- **Sarta de perforación hace contacto con la retorta de filtrado:** paredes del hueco con ángulo / ensamblaje de fondo inestable incrementa el potencial.
- **Para el movimiento de la sarta:** ningún movimiento de la sarta o circulación desarrolla una retorta ESTÁTICA.
- **Área de baja presión:** un área de baja presión se desarrolla entre la tubería y la retorta de filtrado. Sobre balance de presión a través del área de contacto determina la fuerza diferencial.
- **Retorta de filtrado:** una retorta de los sólidos del lodo se desarrolla en la pared del hueco debido a la pérdida de fluido.
- Alta pérdida de fluido incrementa el grosor de la retorta del filtrado.
- Retorta gruesa del filtrado incrementa el potencial de pega.
- **Retorta de filtrado estática:** retorta de filtrado estático incrementa el grosor de la retorta. La retorta de filtrado estático sella el HSP (presión hidrostática) de la parte trasera de la tubería. Comienza a desarrollarse fuerza diferencial.
- **Dependiendo del tiempo:** a través del tiempo, el área de la tubería sellada con la retorta del filtrado se incrementa. Se requiere acción inmediata para liberar la sarta de perforación.

Figura 14. Pega diferencial



Fuente. SMITH Randy. Mecanismos de pega de tubería

Causas:

- La sarta de perforación tiene contacto con la zona permeable.
- Cuando el movimiento de la sarta se para, se desarrolla una retorta de filtrado estática.
- Un alto sobre balance aplica una fuerza de pega diferencial hacia el área de contacto de la sarta de perforación.

Advertencia:

- Se pronostican arenas de baja presión.
- Secciones del ensamblaje de fondo largas / inestables.
- Incrementa sobretensión, peso de asentamiento torque para comenzar el movimiento de la sarta.

Indicaciones:

- Ocurre después de un periodo de no movimiento de la sarta.
- La sarta no puede ser rotada ni movida.
- Circulación no restringida.

Primera acción:

- Aplicar torque y martillar hacia abajo con máxima carga de viaje.
- Colocar una píldora para soltar la tubería si la sarta no se libera, trabajando el martillo.

Acción preventiva:

- Mantener un peso mínimo requerido del lodo.
- Mantener la sarta moviéndose cuando el ensamblaje de fondo este frente a zonas sospechosas.
- Minimizar la pérdida de fugas en el área de baja presión.
- Minimizar secciones de ensamblaje de fondo inestable, utilizar botellas y tuberías de perforación de peso pesado y espiraladas.
- Controlar la perforación en zonas sospechosas.

1.2.1 Indicaciones de pega diferencial, tendencia del perforador.**Perforación:**

- ARRASTRE: Posible incremento.
- TORQUE: Sin cambio.
- PRESION: Sin cambio.

Conexión.

- **ARRASTRE:** Incremento de sobretensión para sacar cuñas.
- **PRESION:** Sin cambio.

Viaje hacia afuera.

- **ARRASTRE:** Incremento de sobretensión para sacar cuñas.

Viaje hacia dentro.

- **ARRASTRE:** Incremento de sobretensión para sacar cuñas.

Rimando hacia afuera.

- **ARRASTRE:** Se requiere sobretensión para quitar las cuñas
- **TORQUE:** Incremento errático.
- **PRESION:** Incremento.
- **OTROS:** Surgencia para comenzar circulación. Efecto pistón de la sarta. Posible pérdida de circulación.

Sacando con bomba.

- **ARRASTRE:** Incremento de sobretensión para sacar cuñas.
- **TORQUE:** Sin cambio.
- **PRESION:** Sin cambio

1.2.2 Indicaciones en el taladro

- **Tendencia en las rumbas:** Sin cambio.
- **Tendencias del Logger:** alto sobre balance. Profundidades de formación permeables. Datos de permeabilidad para estimar la potencialidad de pega.
- **Tendencias de lodo:** incremento del peso del lodo. Incremento de la viscosidad plástica y solidos de baja gravedad. Alta pérdida de agua. API, retorta de filtrado.

Acción Preventiva

- Diseñar un programa de revestimiento para minimizar el sobre balance en formaciones someras en hueco abierto.
- Limitar el peso del lodo mínimo requerido para estabilizar el hueco y control de pozo.
- Mantener la perdida de fluido dentro de las especificaciones.
- Minimizar la longitud del ensamblaje de fondo cuando sea posible.

- Limitar la longitud del ensamblaje de fondo inestable. Utilizar botellas espiraladas.
- **MANTENER LA SARTA EN MOVIMIENTO.** Considerar rotar la sarta durante la perforación y las conexiones de viaje mientras el ensamblaje esta frente a zonas potenciales de pega.
- Planear con anterioridad la minimización del tiempo perdido para las operaciones que así lo requieran (toma de datos de desviación, reparaciones menores, etc.)
- En zonas de alta potencialidad de pega, minimizar las perdidas fugaces de lodo con agentes de taponamiento.
- Mantener una píldora lista en el pozo cuando la potencialidad de pega diferencial es alta.

1.3 GEOMETRIA DEL HUECO

Diámetro del hueco y/o del ángulo relativo a la geometría del ensamblaje de fondo y/o rigidez no permitirá el paso de la sarta de perforación.

Cuadro 7. Problemas de geometría de pozo

Cambio de ensamblaje de fondo	Dirección/cambio de ángulo/ disminución del diámetro interno (ID) hueco		
Ensamblaje rígido	Chavetero	Micro patas de perro	Peldaño
	Formación móvil hueco de bajo diámetro		

Fuente. SMITH Randy. Mecanismos de pega de tubería

1.3.1 Cambio en el ensamblaje de fondo. Ensamblaje rígido

Causas:

- El ensamblaje de fondo rígido no puede manejar el ángulo del hueco/ la dirección cambia y se atasca.

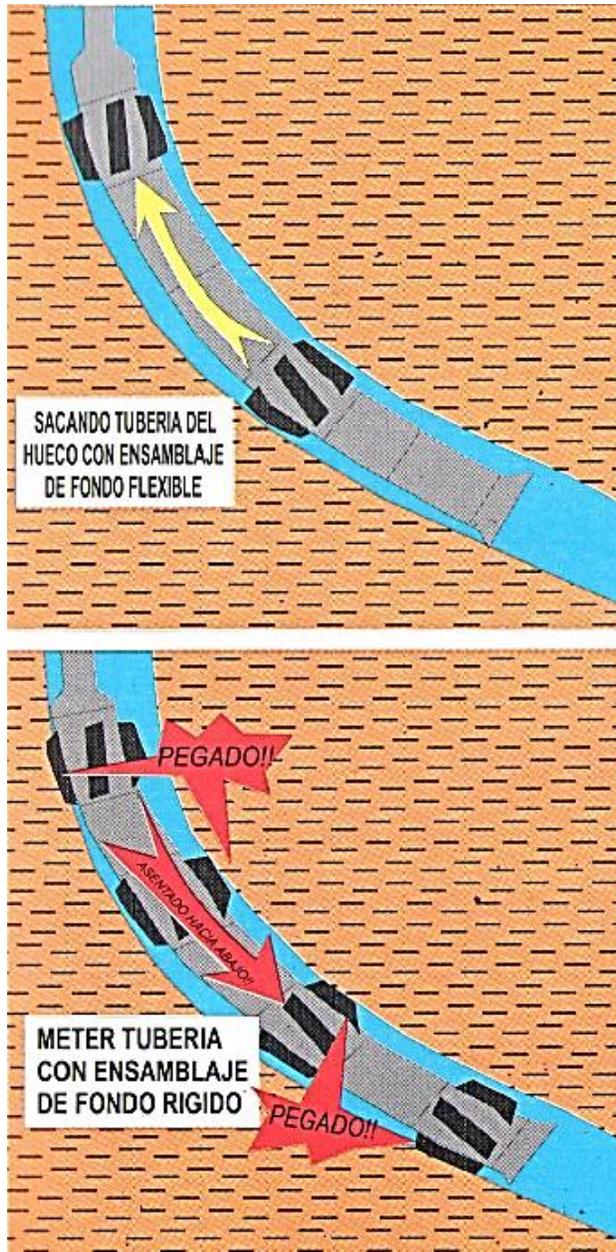
Advertencia:

- Pata de perro presente.
- Sacar estabilizador de bajo diámetro.
- Un nuevo ensamblaje de fondo es armado.
- Peso de asentamiento repentino.

Indicaciones

- Más probable de ocurrir cuando se está metiendo tubería.
- Ensamblaje de fondo rígido no puede manejar el ángulo del hueco / la dirección cambia y se atasca, circulación no restringida.

Figura 15. Cambio en el ensamblaje de fondo. Ensamblaje rígido



Fuente. SMITH Randy. Mecanismos de pega de tubería

Primera acción.

- Si se está moviendo hacia abajo cuando la pega ocurre, martillar hacia arriba con máxima carga de viaje, no aplicar torque.
- Si se está moviendo hacia arriba, aplique torque y martille hacia abajo con máxima carga de viaje.

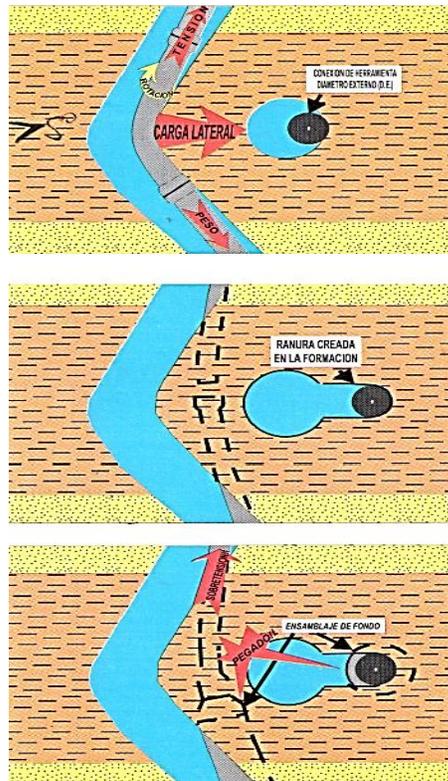
Acción preventiva:

- Minimizar los cambios de ensamblaje de fondo, considerar un viaje de rimado.
- Limitar la severidad de pata de perro.
- Disminuir la velocidad del viaje antes que el ensamblaje de fondo entre a la zona sospechosa, planear rimado.
- Limitar el peso de asentamiento.

1.3.2 Cambio de ángulo y dirección.

1.3.2.1 Ojo de llave.

Figura 16. Ojo de llave



Fuente. SMITH Randy. Mecanismos de pega de tubería

Causas.

- Cambio abrupto en el ángulo o en la dirección en formaciones de mediana a dura consolidación.
- Alta tensión de la sarta y rotación de la tubería, desgastan la formación creando una ranura.
- Mientras se está sacando la tubería del hueco, los collares de tubería se atascan en la ranura.

Advertencia.

- Pata de perro en alto ángulo o dentro de la sección del hueco superior.
- Largas horas de perforación sin viajes de limpieza a través de la sección.
- Sobretensión cíclica el conector de la junta de la tubería en los viajes.

Indicaciones.

- Ocurre solamente mientras se saca tubería del hueco.
- Sobretensión repentina cuando el ensamblaje del fondo alcanza la profundidad de la pata de perro.
- Movimiento libre de la sarta por debajo del ojo de llave si no se pega.

Primera acción.

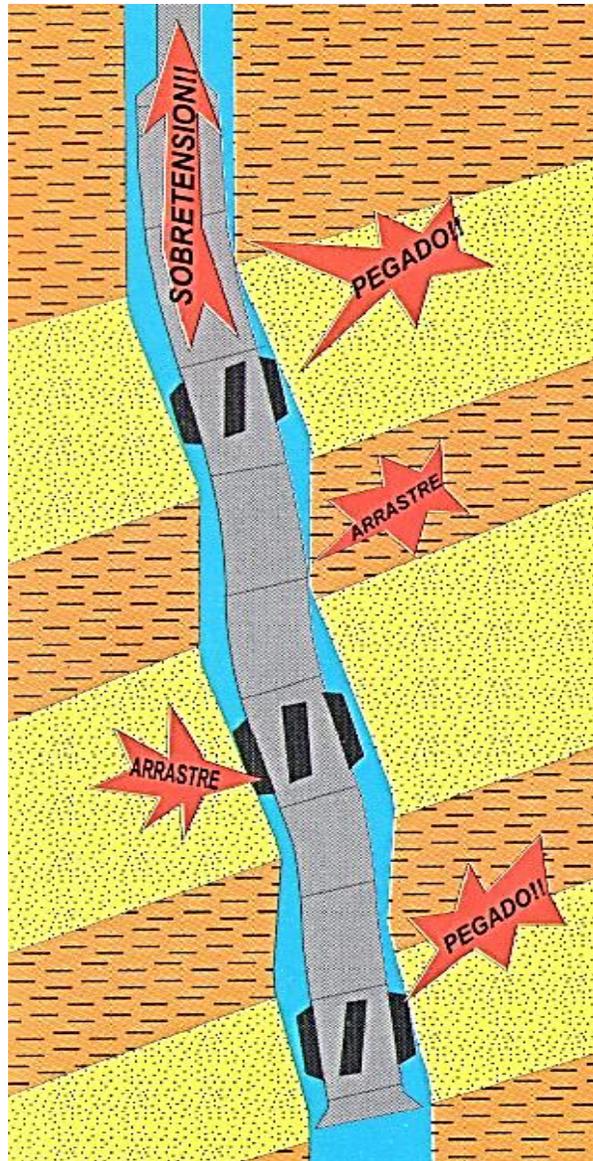
- Aplicar torque y martillar hacia abajo con máxima carga de viaje.
- Tratar de rotar con sobretensión baja para trabajar a través de la pata de perro.

Acción preventiva.

- Minimizar la severidad de la pata de perro a 3° /100' o menos.
- Limitar sobretensión a través de intervalos sospechosos.
- Planear rimar y/o hacer viajes de limpieza si la pata de perro está presente.
- Correr rimador recto, chavetero, limpiador si hay sospechas.

1.3.2.2 Micro-patas de perro

Figura 17. Micro-patas de perro



Fuente. SMITH Randy. Mecanismos de pega de tubería

Causas.

- Formaciones intercaladas de textura dura / blanda.
- Correcciones frecuentes de ángulo del hueco o dirección.
- Ensamblaje de fondo se atasca en las sucesivas patas de perro.

Advertencia.

- Pronosticar intercalaciones de formaciones duras / blandas.
- Cambio frecuente en el ángulo / dirección.
- Perforando / deslizándose con motor de fondo.
- Torque y arrastre errático en la conexión.

Indicaciones.

- Puede ocurrir cuando se esté subiendo para una conexión posible en viajes.

Primera acción.

- Si se está moviendo hacia arriba cuando ocurre la pega, aplicar torque y martillar hacia arriba con máxima carga de viaje.
- Si se mueve hacia abajo martillar hacia abajo con máxima carga de viaje, no aplicar torque.
- Master log en la caseta del perro, no poner la stabl tan seguida < Stu> rigidez (49 pag. randy smith)

Acción preventiva.

- Minimizar cambios en el ensamblaje de fondo.
- Minimizar cambios en la dirección / ángulo.
- Rimar hacia afuera con frecuencia cuando se esté perforando en formaciones duras / blandas.
- Disminuir velocidad de viaje antes de que entre el ensamblaje a la zona sospechosa.

1.3.2.3 Peldaños**Causas.**

- Formaciones intercaladas
- Rocas blandas erosionadas.
- Rocas duras en calibre.
- Formaciones fracturadas / con falladas.
- Se pegan las cuchillas de los estabilizadores y herramientas por debajo de los peldaños.

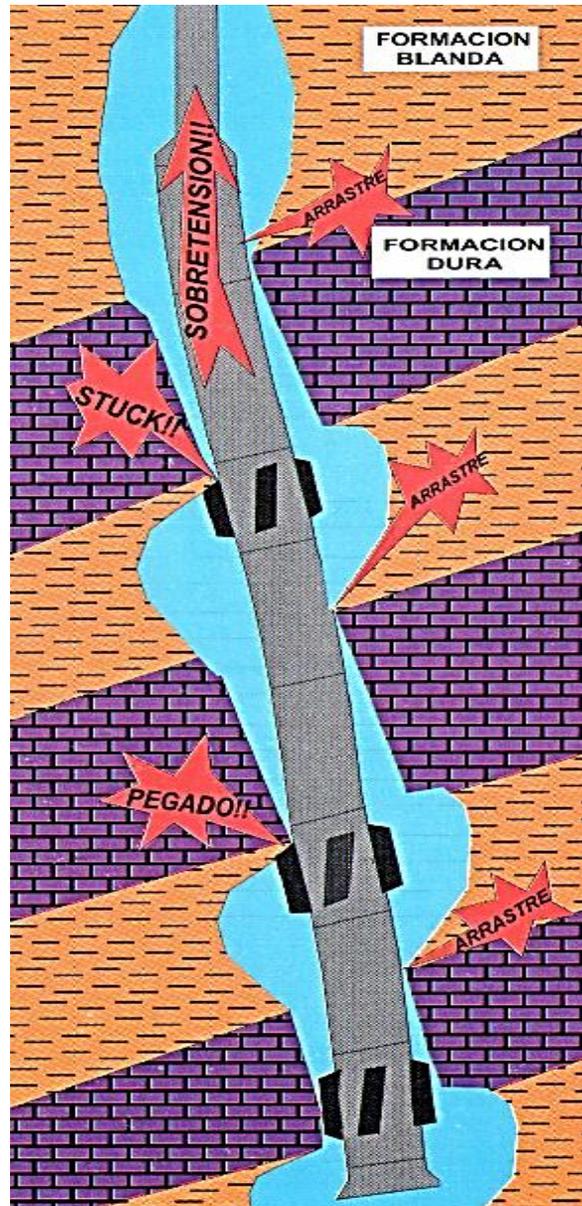
Advertencia.

- Se pronostica intercalación de formaciones duras / blandas.
- Se pronostican formaciones fracturadas / falladas.
- Sobretensión repentina, errática.

Indicaciones.

- Generalmente ocurre cuando se está viajando.
- Posible cuando se está subiendo para la siguiente conexión.
- Generalmente asociadas con micro patas de perro.
- Circulación no restringida.

Figura 18. Peldaños



Fuente. SMITH Randy. Mecanismos de pega de tubería

Primera Acción.

- Si se está moviendo hacia arriba cuando ocurre la pega, aplicar torque , martillar hacia abajo con máxima carga de viaje.
- Si se está moviendo hacia abajo, martillar hacia arriba, con máxima carga de viaje, no aplicar torque.
- Poner 2 sërber para simular la rigidez del casing. Pag 50 RS

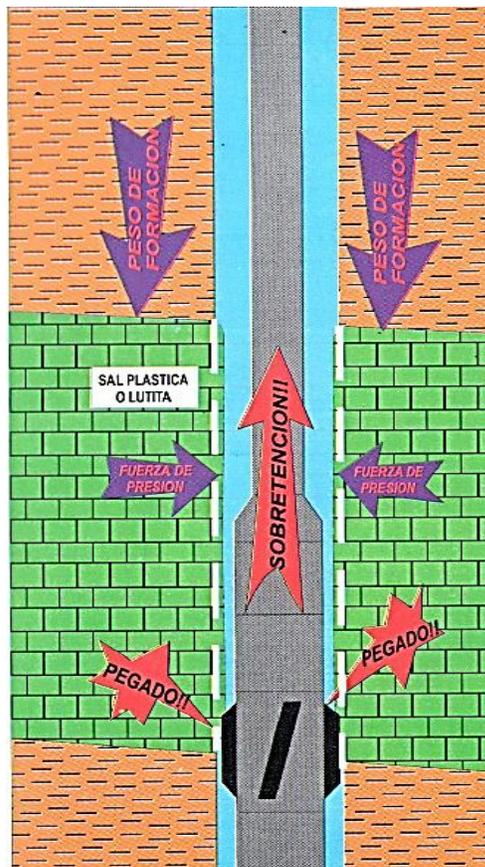
Acción preventiva:

- Minimizar cambios en la dirección / ángulo.
- Minimizar cambios en el ensamblaje de fondo.
- Planear viajes de rimado, rimar con precaución.
- Disminuir velocidad de viaje antes de que entre el ensamblaje de fondo a la zona.

1.3.3 Disminución del diámetro del hueco

1.3.3.1 Formación móvil

Figura 19. Disminución del diámetro del hueco



Fuente. SMITH Randy. Mecanismos de pega de tubería

Causas.

- El peso de sobrecarga presiona la sal plástica o la lutita hacia el pozo.
- El ensamble de fondo se atasca en el hueco de bajo diámetro.

Advertencia.

- Se pronostica sal o lutita plástica.
- Incremento repentino en la sobretensión o en el peso de asentamiento.
- Incremento repentino del torque con una formación plástica de rápido movimiento.

Indicaciones.

- Generalmente ocurre mientras se está sacando la tubería del hueco.
- Posiblemente cuando se mete tubería que ha estado mucho tiempo fuera del hueco.
- Posiblemente mientras se perfora y la formación se mueve rápidamente.
- Ocurre pega con el ensamblaje de fondo a la profundidad de la zona plástica.
- Circulación no restringida o posible restricción pequeña.

Primera Acción.

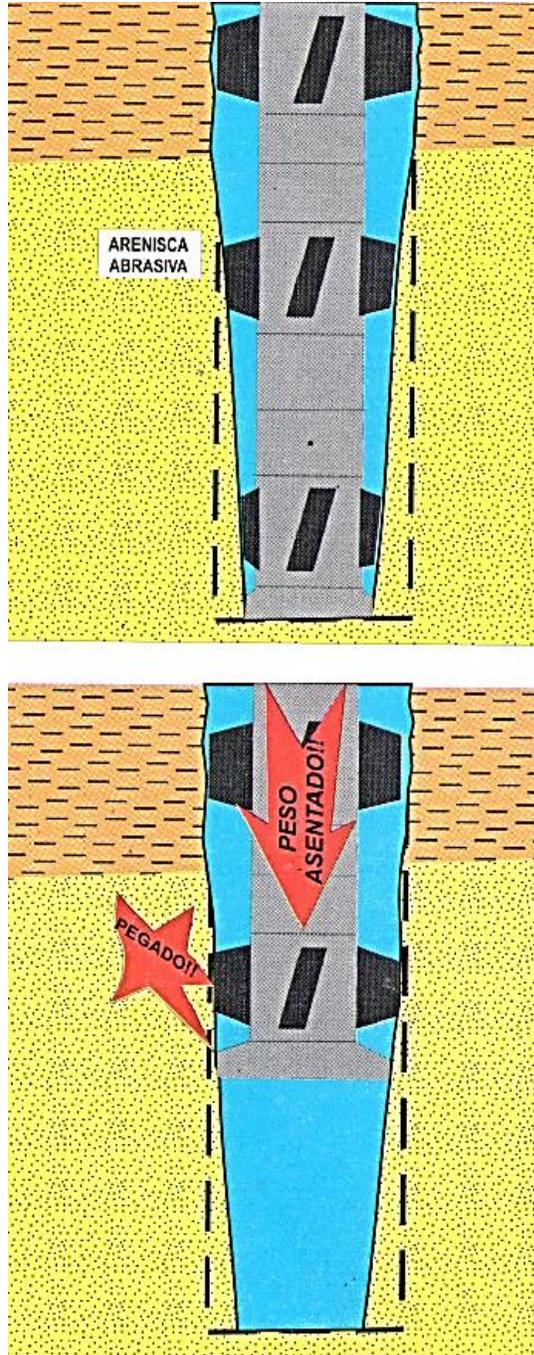
- Si se mueve hacia arriba, aplicar torque y martillar hacia abajo con máxima carga de viaje.
- Si se mueve hacia abajo, martillar hacia arriba con máxima carga de viaje, no aplicar torque.
- Colocar agua fresca si hay sal (considerar control de pozo).

Acción preventiva.

- Seleccionar el sistema correcto de lodo.
- Mantener suficiente peso del lodo.
- Planificar frecuentes viajes de limpieza y de rimado.
- Considerar brocas poli-cristalina excéntricas.
- Lenta velocidad de viaje antes de que entre el ensamblaje de fondo a la zona sospechosa.
- Minimizar el tiempo de exposición del hueco abierto.

1.3.3.2 Hueco por debajo de calibre

Figura 20. Hueco por debajo del calibre



Fuente. SMITH Randy. Mecanismos de pega de tubería

Causas.

- La perforación de roca dura y abrasiva, desgasta la protección del calibre de la broca.
- Secciones corazonadas por debajo de calibre de hueco.
- Broca nueva, está atascada en la sección por debajo del calibre del hueco.

Advertencia.

- Arenas abrasivas pronosticadas.
- Estabilizadores y broca sacados por debajo del calibre del hueco.
- Cuando una broca poli-cristalina le sigue a una tri-cónica.
- Metiendo la tubería después de corazonar.

Indicaciones:

- Solamente ocurre cuando se mete la tubería.
- Repentino peso de asentamiento.
- Broca pegada cerca del fondo, en el tope de la sección del hueco corazonado.
- Circulación no restringida o pequeña restricción.
- Desgaste de la tubería o BHA.

Primera Acción:

- Martillar hacia arriba con la máxima carga de viaje, no aplicar torque.

Acción preventiva:

- Calibrar broca y estabilizadores una vez se saquen del hueco.
- Nunca forzar la broca a través de un punto apretado.
- Rimar las tres últimas conexiones hacia el fondo, comenzar a rimar tres conexiones arriba de la sección corazonada.
- Disminuir la velocidad del viaje, antes de que entre el ensamblaje de fondo a la zona sospechosa.
- Medir herramienta al salir.

2. TORQUE Y ARRASTRE

Los incrementos de torque y arrastre son alertas sobre problemas serios: incremento de recortes en el agujero, problemas de estabilidad del agujero, condiciones de agujero apretado, tortuosidad en el agujero, problemas con el equipo de perforación, presencia de zonas ensanchadas en el agujero.

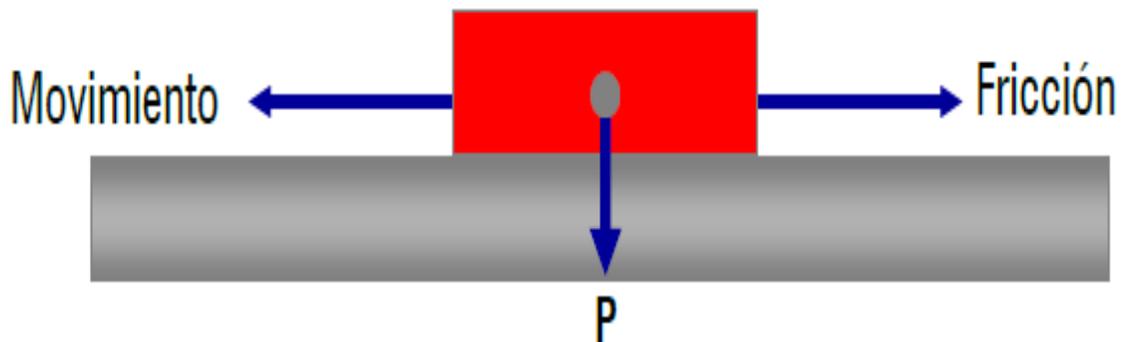
2.1 DEFINICIONES

2.1.1 Fricción. Es la fuerza resultante del movimiento de un elemento en contra de otro. La dirección de la fricción es opuesta a la dirección del movimiento.

2.1.2 Torque. Es la fuerza necesaria para poder rotar la sarta en el agujero. El torque se mide con unidades de fuerza por longitud (lbf*pie, en unidades del sistema ingles).

2.1.3 Arrastre. Es la resistencia axial que se opone al movimiento, es generado debido a la interacción entre la sarta (sarta de perforación o casing) y la formación. El arrastre normalmente es medido en términos de fuerza (lbf, en unidades del sistema ingles).

Figura 21. Torque y arrastre

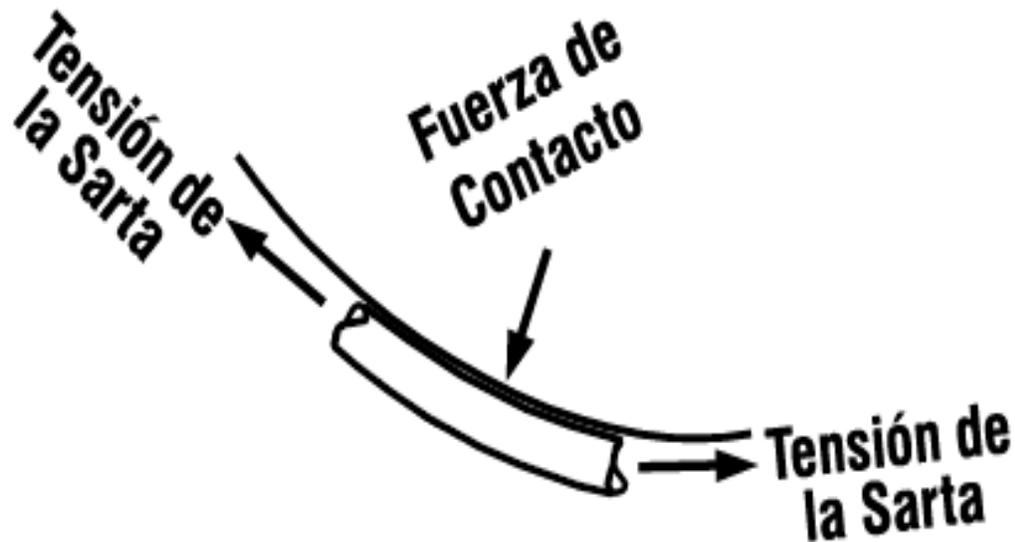


Fuente. Schlumberger

Las fuerzas del torque y arrastre son causadas por 3 mecanismos diferentes:

- Peso de la tubería en el lado bajo del hoyo.
- Tensión relativa a fuerzas generadas a través de secciones con patas de perro, creadas por construir, girar y tumbar ángulos.
- Factores de fricción entre la sarta y las paredes del agujero.

Figura 22. Fuerza de contacto



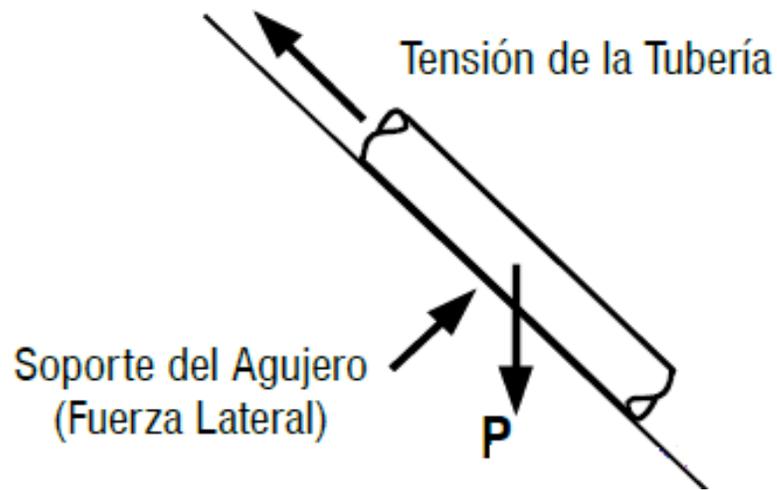
Fuente. Schlumberger

Las fuerzas de torque y arrastre son creadas debido a la tensión de cada elemento. Las fuerzas serán diferentes al jalar, soltar peso o rotar en secciones curvas, debido a que la tensión en la sarta cambia.

El torque y arrastre del lado bajo del hoyo se debe a la resistencias al movimiento generada por la fricción, como resultado de bajar la tubería al hoyo. El torque y arrastre son sensibles al ángulo del pozo, tamaño de tubería, pesos del BHA, flotabilidad del lodo. Cuando existe un pozo de más de 60° el peso de la sarta se transfiere a las paredes de pozo en sus puntos de apoyo y no llega todo a la barrena.

Cada tramo de tubería o elemento genera sus propios valores de torque y arrastre en forma independiente y en conjunto generan los valores leídos en la superficie.

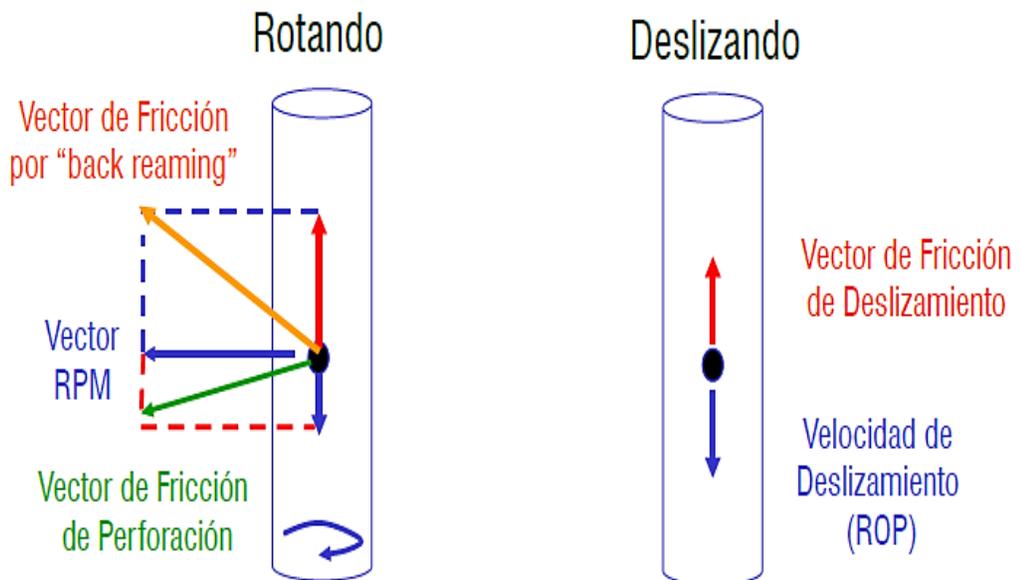
Figura 23. Las fuerzas del torque



Fuente. Schlumberger

2.2 FACTORES DE FRICCIÓN

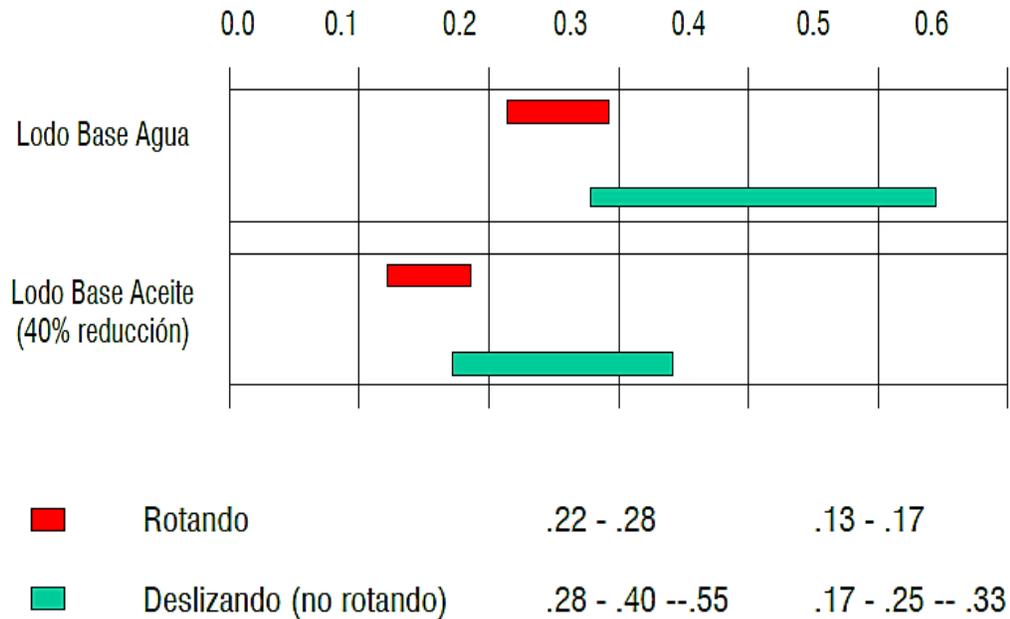
Figura 24. Factores de fricción



Fuente. Schlumberger

- Factor de fricción back reaming: para pérdida de peso / sobre tensión, mientras la sarta está rotando $0 < m < 0.05$
- Fricción de perforación: para perdida de torque, mientras la sarta está rotando $0.1 < m < 0.3$
- Factor de fricción deslizando: para pérdida de peso / sobre tensión, mientras la sarta no está rotando $0.1 < m < 0.3$
- Los factores de fricción están en función de los materiales involucrados (Tubería/Formación o Tubería/Revestidor) y la lubricidad del fluido (lodo) que exista entre dichos materiales

Figura 25. Factores de fricción (Lodos)



Fuente. Schlumberger

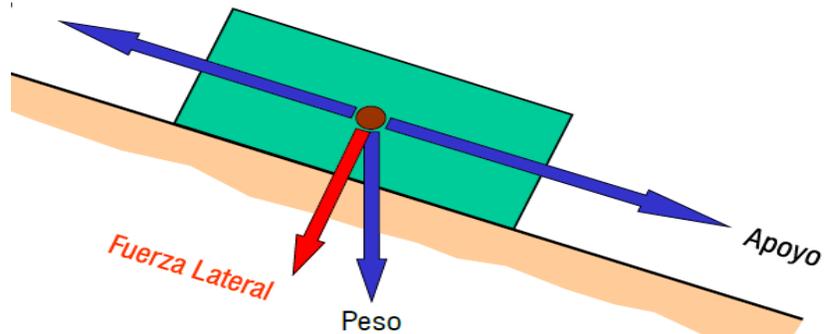
2.3 FUERZA LATERAL DEBIDA AL PESO DE LA SARTA

$$F = \mu * N \quad \text{Arrastre} \quad \text{Ecu. 2.1 Fuente. Schlumberger}$$

$$F = \mu * N \times r \quad \text{Torque} \quad \text{Ecu. 2.2 Fuente. Schlumberger}$$

r = radio del elemento

Figura 26. Fuerza lateral debida al peso de la sarta



Fuente. Schlumberger

Fuerza lateral

$$Fuerza\ lateral = Peso * \sin \theta$$

Ecu. 2.3 Fuente. Schlumberger

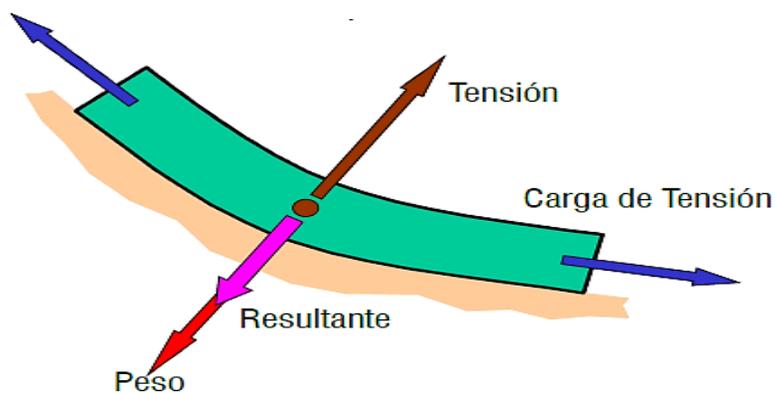
$$Arastre = Fuerza\ lateral * factor\ de\ friccion$$

$$Torque = Fuerza\ lateral * factor\ de\ friccion * radio$$

2.4 FUERZA LATERAL DEBIDA A LA TENSION

Sección de construcción del ángulo: Peso y tensión actúan en direcciones opuestas.

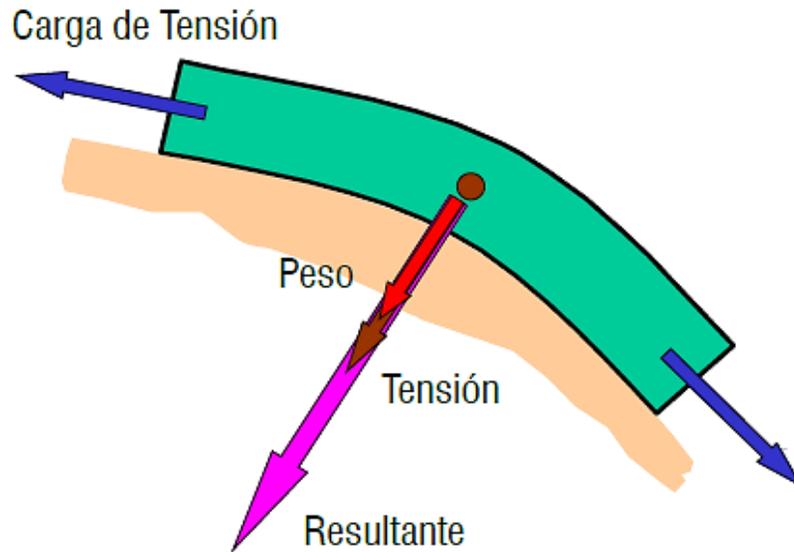
Figura 27. Fuerza lateral debida a la tensión



Fuente. Schlumberger

Sección de reducción del ángulo: Peso y tensión actúan en la misma dirección.

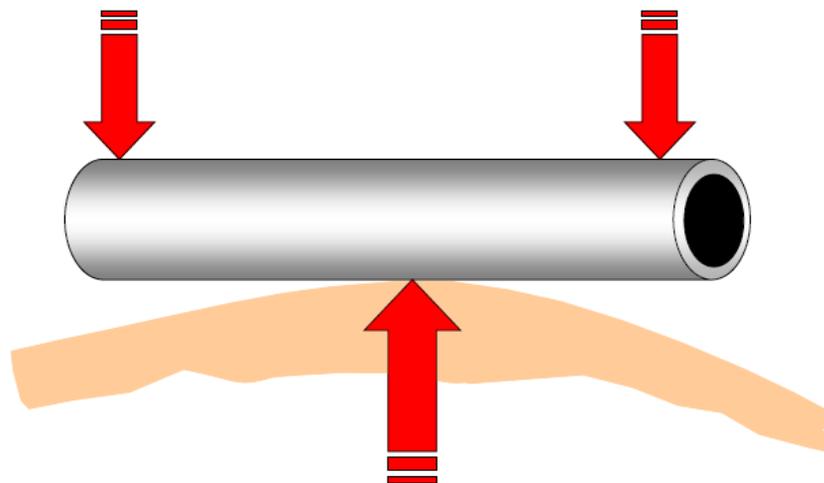
Figura 28. Sección de reducción del ángulo



Fuente. Schlumberger

2.5 FUERZA LATERAL DEBIDA A LA RIGIDEZ

Figura 29. Fuerza lateral debida a la rigidez



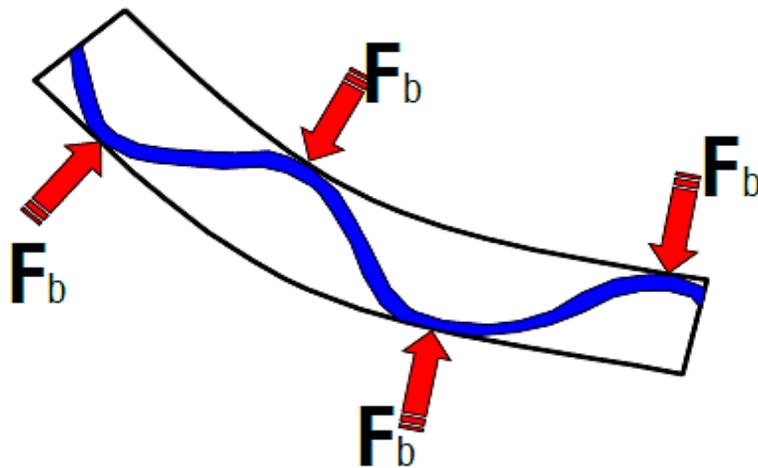
Fuente. Schlumberger

5 " tubería de perforación 16 deg/100 ft
 3 ½ " tubería de perforación 22 deg/100 ft

2.6 FUERZA LATERAL DEBIDA AL PANDEO

Relación clásica de pandeo para una viga en un tubo (sarta en el agujero), sarta en compresión.

Figura 30. Fuerza lateral debida al pandeo



Fuente. Schlumberger

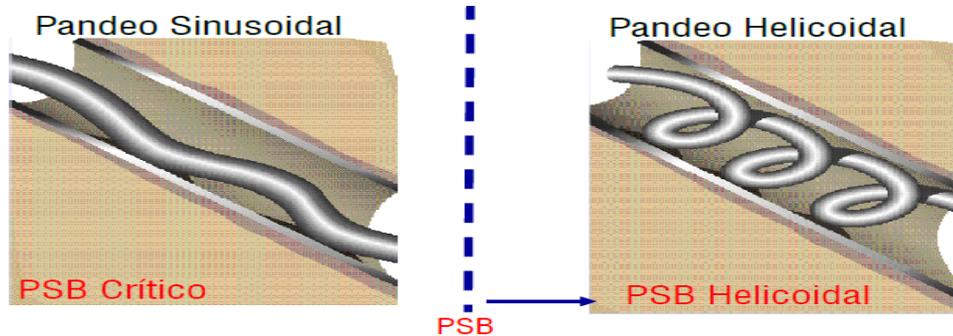
$$F_{crit} = 2 * \sqrt{\frac{E \times I \times P \times \sin \theta}{R}}$$

Ecu. 2.4 Fuente. Schlumberger

Fcrit = Fuerza/Limite critica de Buckling
 E = Modelo de Young, psi
 I = Momento de inercia, in ^4
 P = Peso flotante, lbs
 R = Diferencia radial, in
 Θ = Inclinación del agujero

2.6.1 Tipos de pandeo

Figura 31. Tipos de pandeo



Fuente. Schlumberger

Carga crítica de pandeo: la componente de compresión máxima puede resistir antes del pandeo. Si el valor de Buckling crítico es superado, la sarta se deforma convirtiéndose en pandeo sinusoidal. Un mayor incremento en el PSB puede causar pandeo Helicoidal.

$$\text{Fuerza de Buckling sinusoidal} * 1.4 = \text{PANDEO HELICOIDAL}$$

Ecu. 2.5 Fuente. Schlumberger

2.7 FUERZAS AXIALES

$$\text{Peso Gancho} = \sum_{\text{Broca}}^{\text{Superficie}} (\text{Fac. de fricción} * \text{Fzs. axiales})$$

Ecu. 2.6 Fuente. Schlumberger

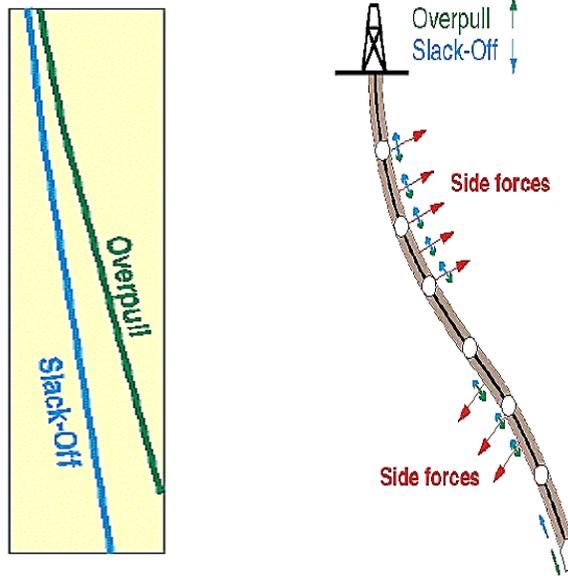
Figura 32. Fuerzas axiales I

Off bottom, drillstring moving up
Overpull
 = Hook load - (string weight + up drag)

Off bottom, drillstring moving down
Slack-Off
 = String weight - (hook load + down drag)

Fuente. Schlumberger

Figura 33. Fuerzas axiales II



Fuente. Schlumberger

2.8 TORQUE EXCESIVO

$$Torque = \sum_{Broca}^{Superficie} (Fac. Fricion * fuerzas axiales * radio de elemento)$$

Ecu. 2.7 Fuente. Schlumberger

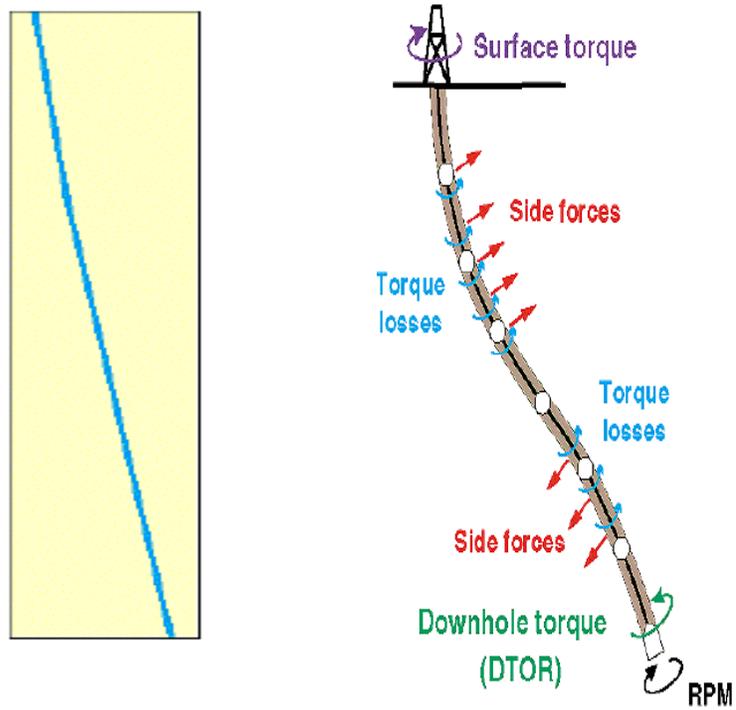
Figura 34. Torque excesivo I

Off bottom, rotating
Excess Torque
=Surface torque - Expected Torque

On bottom
Excess Torque
=Surface torque - (DTOR + Expected Torque)

Fuente. Schlumberger

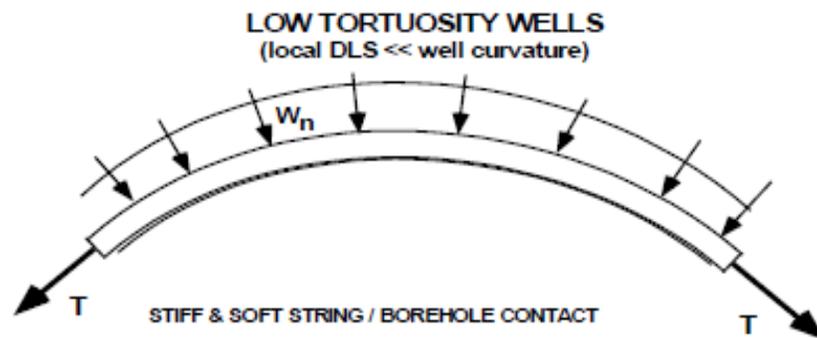
Figura 35. Torque excesivo II



Fuente. Schlumberger

Contacto agujero sarta.

Figura 36. Baja tortuosidad del pozo

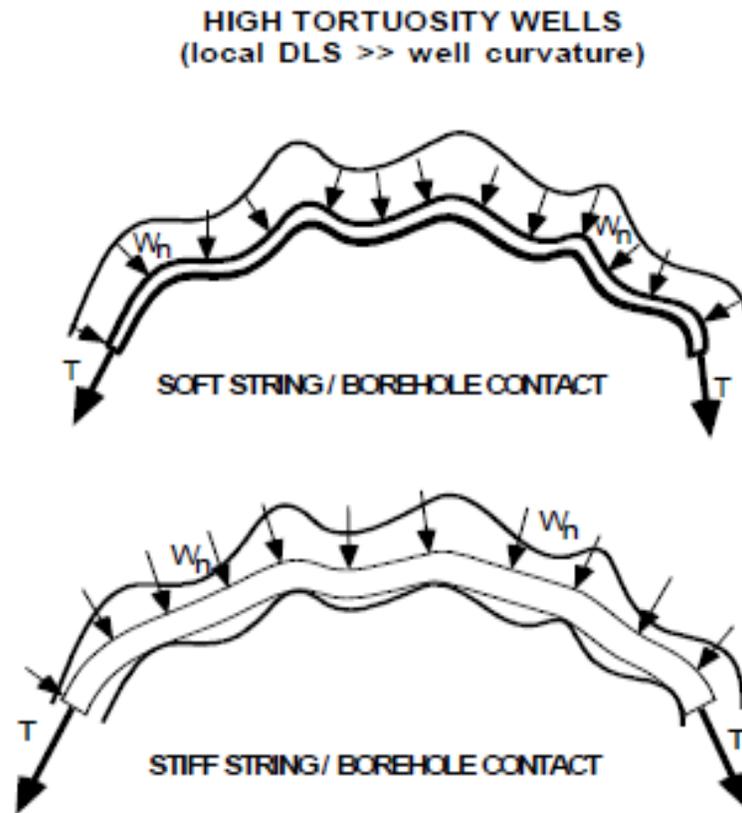


Fuente. Schlumberger

2.9 SARTA SUEAVE vs SARTA RIGIDA

$T = \text{Carga Axial}$
 $W_n = \text{componente perpendicular}$
 $\text{del peso de la sarta a la cara del pozo}$

Figura 37. Alta tortuosidad del pozo



Fuente. Schlumberger

- **Sarta suave:** La sarta siempre está en contacto con el agujero. El área de contacto y la fuerza lateral en la curva, son sobrestimadas.
- **Sarta rígida:** La curvatura de la sarta puede ser diferente a la del agujero. El área de contacto está reducida y las fuerzas laterales son más reales. Los cálculos de pérdidas de torque son más precisos en agujeros de baja inclinación.

2.10 APLICACIONES

- Evaluar la efectividad de acciones para la limpieza del agujero.
- Identificar secciones problemáticas del agujero perforado.
- Determinar condiciones que conducen a eventos de pega de tubería.
- Determinar los requerimientos para limpiar el agujero perforado, repasar hacia arriba (“backreaming”), viajes cortos, etc.
- Definir requerimientos para el equipo de perforación.
- Optimizar el diseño de trayectorias, BHA, sartas de perforación y barrenas.
- Simular corridas de revestimientos intermedios y de producción.
- Establecer necesidades de ajuste en los programas de perforación.
- Determinar necesidades para bombear baches lubricantes, etc.

2.11 MEDICIONES

- En cada conexión.
- Después de cambios considerables en inclinación y dirección.
- Antes, durante y después de viajes de calibración.
- Mientras se realiza un viaje bajando y saliendo del agujero, especialmente en secciones abiertas.
- Antes y después de circular los fondos y bombear los baches de limpieza.
- Con la barrena dentro del revestidor / liner, al entrar en el agujero descubierto y antes de seguir perforando.
- Después de un incremento / disminución en el peso del lodo, cambio del tipo de lodo o cambios considerables en la reología del mismo.
- A profundidad total después que el agujero ha sido limpiado.
- Antes y después de adicionar reductores de torque, como lubricantes y protectores de tubería tipo no- rotatoria, etc.

2.11.1 Procedimiento. Este es el procedimiento para obtener buenas lecturas de torque y arrastre mientras se perfora:

- En cada conexión, trabajar la tubería con buena circulación y rotación para asegurar buena limpieza de agujero, que cualquier recorte haya sido desplazado del BHA y para determinar si el agujero esta libre. (Esta situación depende de los diferentes equipos utilizados, procedimientos de las compañías en cada conexión, repaso necesario y/o por instrucciones de para cada sección del pozo, ángulo, tipo de formación, etc.
- En el fondo, unos pocos pies fuera de fondo, obtener peso rotando y torque con distintos valores de RPM y razón de flujo.

- Parar la rotaria y obtener peso subiendo, al menos 5-6 metros, registrando el peso máximo y el peso normal al levantar, después de vencer la fricción estática y dinámica.
- Obtener peso bajando la tubería, al retornar 5-6 metros hacia el fondo (la distancia recorrida para obtener apropiadamente los valores de peso al levantar y al bajar, variarán dependiendo del tamaño del hueco, BHA, ángulo, etc.). Registrar el peso mínimo y el peso normal bajando la tubería.
- Parar las bombas y tomar peso levantando y bajando y se repiten los pasos anteriormente descritos, antes de la conexión. (esto ayudara a simular viajes / cargas al correr revestidores o linner).
- Trabajar la sarta a la misma velocidad cada vez, hará que las lecturas sean más consistentes.

2.11.2 Recomendaciones

- Se deben tomar las lecturas máximas y promedio en las conexiones – tomar la lectura más estable – las más altas al levantar y más bajo para bajar sarta.
- Tomar las lecturas de circulación con el mismo valor de gasto (para cada sección de pozo) para evitar la influencia / interferencia potencial del levantamiento hidráulico. Se prefieren las lecturas con las bombas apagadas durante la conexión, debido a que ofrecen una mejor representación de Factor de Fricción y de las lecturas esperadas al sacar tubería.
- Al sacar la tubería, obtener los valores del peso mientras se levanta y cuando se baja a fondo, obtener los valores de peso durante el viaje de bajada. Registrar profundidad y cualquier cambio al sobre-tensionar y peso al bajar. Monitorear y registrar puntos ajustados y cambios en la formación, etc.
- Para correr revestidor / liner, registrar el peso al bajar. Para obtener el peso al levantar, asegúrese de que el perforador levante suficiente longitud para tomar una buena medición.
- Las lecturas mientras se circula puede ser utilizadas para estimar la profundidad máxima alcanzable mientras se perfora y ayudan a determinar viajes necesarios, rondas de circulación y “backreaming”.

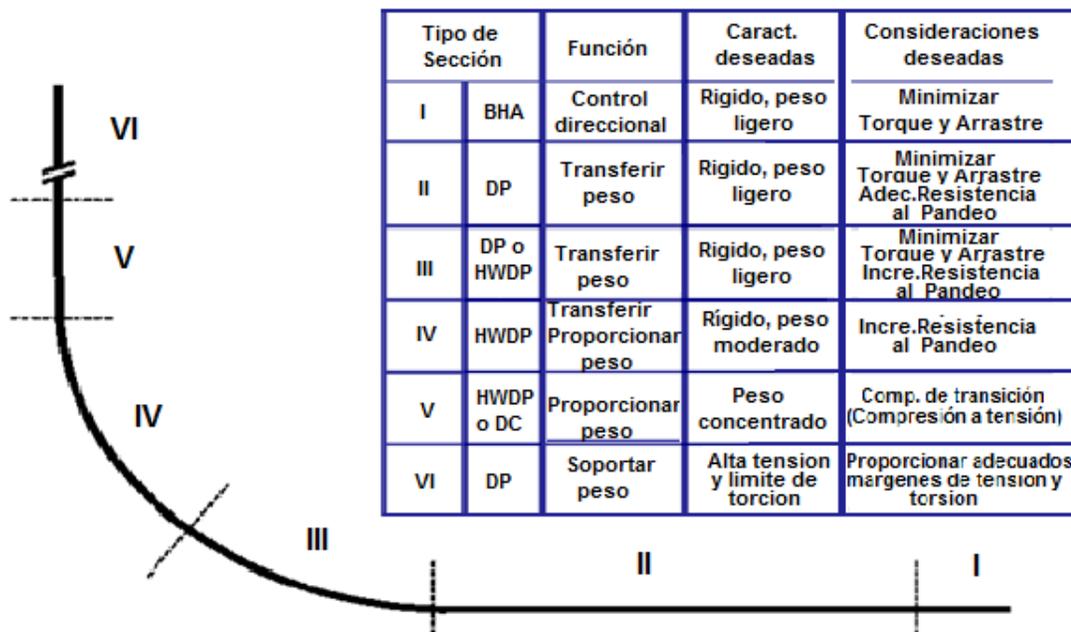
El company man tiene la responsabilidad de asegurar que los Mud Loggers están produciendo la información necesaria y que dicha información está disponible para las personas apropiadas, igualmente de que los Mud Loggers visiten la mesa del taladro y se comuniquen con la cuadrilla de perforación.

Los Mud Loggers proveerán un graficador para “Prevención de Incidentes” el cual graficará las lecturas de la carga del gancho, la posición del gancho, las revoluciones por minuto, el torque, la presión de flujo y de la bomba. Esta gráfica usará siempre los mismos colores para cada parámetro y se podrá usar tanto para ver cambios en las tendencias como para investigar incidentes.

2.12 CONSIDERACIONES DE BHA.

Se deben correr ensamblajes de fondo mínimos, entre menos tubería tenga el ensamblaje de fondo menos probabilidades existen de pega de tubería. Se debe correr el ensamblaje de fondo mínimo posible cuando las condiciones del hueco sean malas, y en los viajes de rimado se necesita muy poca o ninguna estabilización.

Figura 39. Consideraciones de BHA



Fuente. Schlumberger

- Trabaje la broca, el ensamblaje de fondo y la tubería dentro de los límites especificados por sus proveedores. Solamente utilice equipo que haya sido inspeccionado.
- Mantenga el BHA tan sencillo como sea posible; solamente baje el equipo que sea necesario para perforar el hueco. Minimice los cambios de BHA, pero prepárese a repasar si a una sarta flexible le sigue una rígida.
- Baje con martillo siempre que sea posible. Diseñe el BHA para trabajar el martillo en tensión o en compresión, nunca en el punto neutro. Sepa cómo trabajar el martillo, particularmente cuando se esté corriendo un absorbedor de impactos (shock sub). Entienda los efectos de la fuerza de apertura de la bomba en el martillo, y el efecto del torque en los martillos mecánicos.
- Siempre que sea posible, use botella en espiral. Corra solamente las botellas suficientes para proporcionar el peso sobre la broca diseñado. Un peso sobre la broca mayor siempre está disponible si se corre el martillo y la tubería pesada (heavy weight) en compresión. Recuerde que los BHA en forma de cono dan mayor peso en una longitud más corta, pero reducen el espacio anular.
- Establezca el BHA para minimizar el contacto con las paredes. Se puede usar estabilizadores desgastados, aunque retirados hacia arriba del BHA, ya que solamente los tres primeros estabilizadores afectan realmente el control direccional. No corra ningún estabilizador arriba del martillo a menos que haya instrucciones específicas para hacerlo así.
- Siempre mida con precisión el diámetro de las brocas y de los estabilizadores cuando saque tubería. Asegúrese de que utiliza el anillo calibrador correcto y de que este anillo se revisa periódicamente. Una broca fuera de diámetro es un buen indicador de un hueco estrecho.

2.13 MANEJO DE OPERACIÓN

Factores a tener en cuenta en el manejo de operación.

2.13.1 Reducción del torque

- Trayectoria de pozo
- Agujero revestido
- Agujero abierto
- Lubricidad del lodo.
- Camas lubricadas
- Uso de material anti-perdida (LCM).
- Reductores de torque.

2.13.2 Optimización del arrastre

- Trayectoria.
- BHA.
- Perfil Óptico.

2.13.3 Consideración de trayectoria

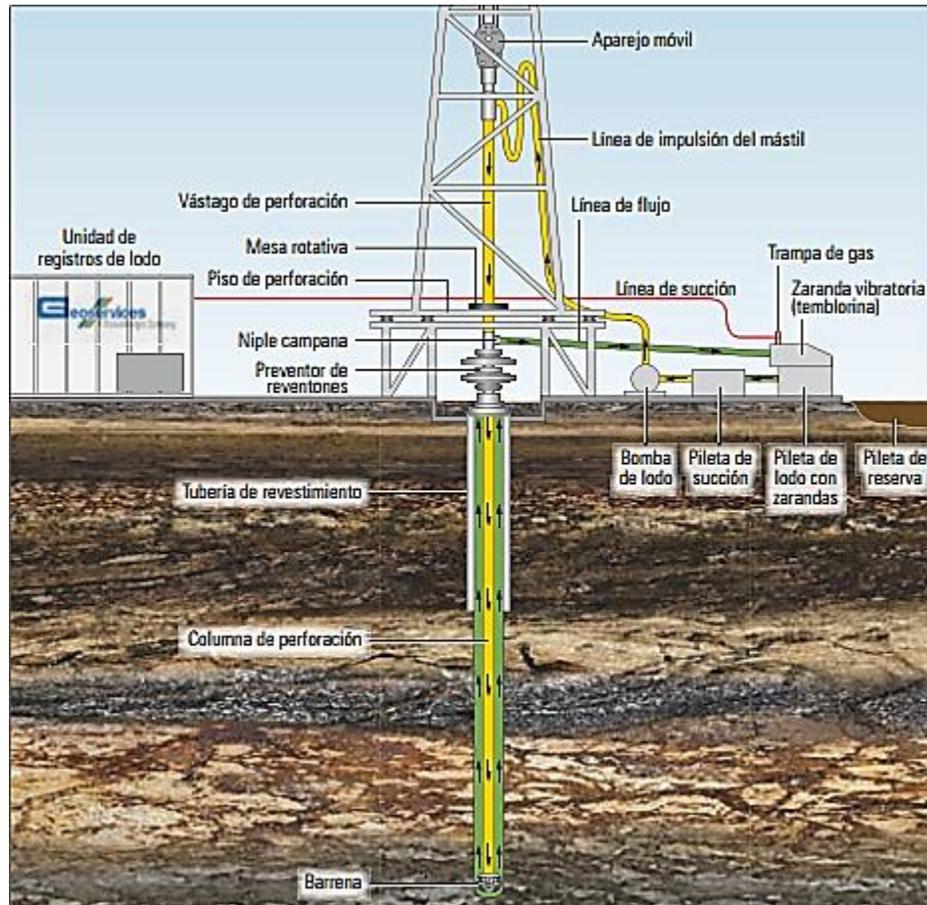
- Perfil de pozo.
- Lubricidad de lodo.
- Protectores de la tubería de perforación.
- Efectos de pandeo.
- Distribución del peso.
- Limpieza del agujero.
- Motores de fondo.
- Rotación.
- Sistemas Rotarios Direccionales.

2.14 OPTIMIZACIÓN

- Optimizar ángulos de navegación para minimizar las fuerzas laterales. Por debajo de la inclinación crítica, elevadas inclinaciones incrementan el arrastre y disminuyen las posibilidades de pandeo.
- Mantener el BHA tan ligero y simple como sea posible.
- Colocar los componentes más pesados en la sección vertical del agujero.
- Mantener tortuosidad y patas de perro al mínimo.
- Utilizar sistemas rotatorios direccionales si es viable.
- Usar sargas telescópicas si es posible, minimizar el uso excesivo de estabilizadores
- Usar reductores de torque donde las fuerzas laterales son predominantes.
- Asegurarse de una limpieza de agujero adecuada. Los recortes en el revestidor, “efecto de papel de lija” pueden en gran medida incrementar Factor de Fricción en el revestidor.
- MAP (Gilsonite, Asfaltenos) y lubricantes pueden ser usados para reducir efectivamente el torque y el arrastre temporalmente.
- Barrenas de mayor perfil (gauge) pueden reducir tortuosidad y por lo tanto reducir Torque y Arrastre.
- Correr simulaciones de Torque y Arrastre a diferentes profundidades claves, no sólo en TD. Por ejemplo, sino se pandea a TD no significa que no se pandeará en la sección de construcción.

3. PARAMETROS DE PERFORACION E INDICIOS DE PEGA

Figura 40. Perforación e indicios de pega



Fuente. Schlumberger

3.1 PRESION DE CIRCULACION

Incrementa cuando:

- El gasto de flujo se incrementa.
- Restricción anular
- Restricción interna
- Limpieza de agujero inadecuada
- Peso de lodo más pesado o propiedades de lodo deficientes
- Barrena tapada o parcialmente tapada

Disminuye cuando.

- Se reduce la tasa de flujo [gasto]. Se reduce el peso de lodo o se mejoran las propiedades del lodo
- Entra un Influjó en el agujero
- Hay una fuga en la sarta [“washout”]
- Aire en el lodo
- Fallas en la bomba o en líneas de superficie

Variación en la Presión de Bombeo por.

- Problemas de limpieza de agujero

3.2 TASA DE BOMBEO-VELOCIDAD DE LA BOMBA**Incrementan Cuando:**

- El lodo es más ligero o con mejores propiedades
- Se ha tomado un influjó de gas en el agujero
- Hay una fuga en la tubería de perforación.
- Se tiene aire en el lodo
- Hay una fuga en la bomba de lodos

Disminuyen Cuando:

- Hay restricción al flujo en el espacio anular
- Hay restricción interna en la sarta
- Hay inadecuada limpieza del agujero
- El lodo es más pesado o con propiedades pobres
- La barrena está tapada o parcialmente tapada

3.3 FLUJO DE RETORNO

Un incremento del flujo de retorno, sumado al incremento de los niveles de los tanques de lodo indica la ocurrencia de un reflujó de fluidos de perforación, fluyendo fuera del pozo mayores volúmenes de lodo que los que se bombean a su interior. El nivel de las piletas y los sensores de tasa de flujo monitoreados en el piso de perforación y la unidad de adquisición de registros, disparan una alarma cuando detecten un cambio de nivel del lodo, instando a las brigadas de lodo, instando a la brigada de perforación a detener las bombas de lodo, verificar el flujo y prepararse para cerrar el preventor de reventones.

Si se observa reducción de los niveles de lodo, indica que las bombas de lodo están enviando más fluido al fondo del pozo que el que vuelve a circular a la superficie. Esta pérdida de circulación puede indicar que la formación se ha fracturado y que puede tener repercusiones graves dependiendo de la tasa de pérdida de fluido.

Si el nivel de lodo cae demasiado, la reducción de la presión hidrostática de fondo de pozo puede hacer que los fluidos de formación ingresen al pozo, el cual puede producir un golpe de presión similar al que se produce cuando se perfora una zona sobrepresionada. Es posible que una pequeña infusión de fluido de formación reduzca la flotabilidad del fluido en el espacio anular. Un sensor de peso sensible puede indicar este cambio como un incremento del peso de la sarta de perforación.

No obstante, dado un golpe de presión sustancial, el fluido de perforación puede ingresar en el pozo con una fuerza suficiente para empujar la columna de perforación hacia arriba, lo cual produce una reducción pronunciada del peso indicado de la sarta de perforación.

3.4 VOLUMEN DE LODO EN LAS PRESAS PVT

La detección de cambios producidos en los niveles de las piletas de lodo es la clave para la seguridad del proceso de perforación.

3.5 VELOCIDAD DE PERFORACION ROP

Incrementa Cuando:

- Hay un cambio de formación
- Se perfora cercano al balance
- La presión de formación es menos que la ejercida por el lodo.
- Al perforar zonas de alta presión.
- Hay alta porosidad y baja presión diferencial.

Disminuye Cuando:

- La barrena está gastada
- Peso, velocidad de rotación o hidráulica ya no son óptimas
- Hay un cambio de formación

- Hay una fuga en la tubería de perforación
- El peso de lodo es demasiado alto
- Las propiedades del lodo demasiado pobres
- Hay lutitas, debido a la compactación y aumento de la presión diferencial.
- Se mantiene la densidad constante.

Varía cuando.

- Se perforan intercalaciones duras y blandas
- La barrena está desgastada
- La barrena está embolada
- Hay una fuga en la tubería de perforación
- No hay consistencia en el peso aplicado sobre la barrena

3.6 INDICE DE LIMPIEZA

Para tener una buena idea en que tan eficiente es la limpieza del pozo, se emplea el Método del Índice de la Remoción de Recortes (CCI, por sus siglas en Inglés). El CCI es una relación empírica que se obtiene de datos reales, y su ecuación es la siguiente:

$$CCI = \frac{K(AV)(MW)}{400\ 000}$$

Ecu. 3.1 Fuente. Schlumberger

Donde;

AV es Velocidad Anular en **pies/min.**

MW es la densidad del Lodo en **lpg.**

K es la Constante de la Ley de la Potencia

La Constante de la Ley de la Potencia (K) se puede calcular por medio de la fórmula siguiente:

$$K = (511)^{1-n}(PV + YP)$$

Ecu. 3.2 Fuente. Schlumberger

Donde;

PV es la Viscosidad Plástica en **centipoises.**

YP es el Punto Cedente expresado en **lb/100pie²**

n es el Índice de Comportamiento del Flujo.

Tal que:

$$n = 3.322 \log \left[\frac{2PV + YP}{PV + YP} \right]$$

Ecu. 3.3 Fuente. Schlumberger

3.7 TORQUE EN LA SUPERFICIE

Incrementa por:

- Aumenta gradualmente con la profundidad
- Limpieza de agujero inadecuado
- Cambio de ángulo en el agujero
- Cambio de Formación
- Incremento de peso sobre la barrena
- Propiedades de lodo pobres
- Fugas en la tubería de perforación

Disminuye cuando:

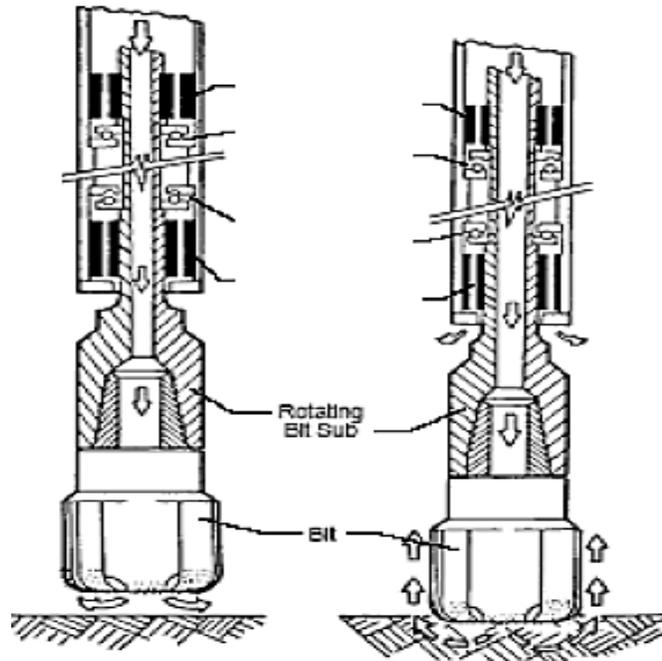
- Se mejora la limpieza del agujero Se reduce el ángulo del pozo
- Hay cambio de formación
- Cambia la velocidad de rotación
- Disminuye el peso sobre la barrena
- Mejoran las propiedades del lodo
- Se desgasta la Barrena(PDC)
- Se adicionan lubricantes al lodo

Varía cuando:

- Cambia la ROP por cambio de formación en secuencias arena/lutita
- Se repasa con estabilizadores
- Hay pérdida de la herramienta
- Se perforan arenas duras y abrasivas
- Se tiene chatarra en el agujero
- Hay una fuga en la tubería de perforación
- Se coloca peso excesivo sobre la barrena
- Cambios en RPM

3.8 PRESION DIFERENCIAL EN EL MOTOR DE FONDO

Figura 41. Presión Diferencial



Fuente. Schlumberger

Incrementa Cuando:

- Incrementa la tasa de flujo(caudal)
- Cortadores están desgastados colocando la cara de la barrena en contacto directo con el fondo del pozo.
- Peso excesivo sobre la barrena.
- Cortadores demasiado grandes – Formación más suave de lo esperado.
- Limpieza del agujero.

Disminuye Cuando:

- Disminuye el gasto de flujo.
- Hay una fuga en la tubería de perforación.
- Erosión extrema en la barrena (raro).
- Reducción del peso sobre barrena

3.9 CARGA EN EL GANCHO – SOBRETENSION O APOYO

Incrementa por:

- Limpieza de agujero inadecuada
- Formación de “camas de recortes”
- Cambio en la geometría del agujero
- Cambios de formación
- Propiedades de lodo pobres
- Puntos apretados (agujero de bajo calibre, formación inestable, enjarre más grueso)

Disminuye cuando:

- Mejora en limpieza de agujero
- Cambio de formación
- Mejores propiedades de lodo
- Adición de lubricantes
- Trayectoria Vertical del Pozo
- Secciones ensanchadas del agujero

3.10 DENSIDAD DEL LODO ENTRANDO Y SALIENDO

Los fluidos de alta densidad facilitan la limpieza del pozo aumentando las fuerzas de flotación que actúan sobre los recortes, lo cual contribuye a su remoción del pozo. En comparación con los fluidos de menor densidad, los fluidos de alta densidad pueden limpiar el agujero de manera adecuada, aun con velocidades anulares más bajas y propiedades reológicas inferiores. Sin embargo, el peso del lodo en exceso del que se requiere para equilibrar las presiones de la formación tiene un impacto negativo sobre la operación de perforación; por lo tanto, este peso nunca debe ser aumentado a efectos de limpieza del agujero.

3.11 DENSIDAD DEL LODO ENTRANDO Y SALIENDO

3.12 RECORTES Y DERRUMBES

Incrementan acumulación en fondo cuando:

- Se suspende la circulación.

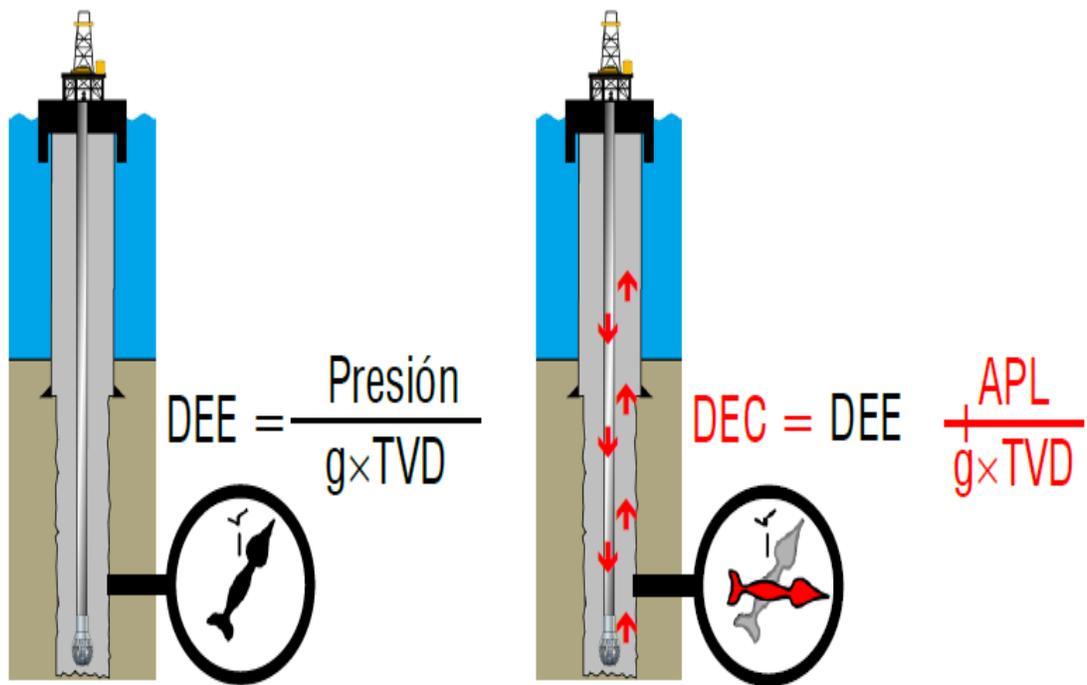
- El lodo no está acondicionado químicamente con una estructura de gel cuando no esté fluyendo.
- La longitud del agujero perforado abajo del punto de balance de las presiones hidrostáticas del lodo y de la formación.
- Magnitud de la presión diferencial en el agujero.
- Magnitud del incremento de ritmo de perforación.

Disminuye cuando:

- Mejora en la limpieza del agujero.
- Mejoramiento de las propiedades del lodo.
- Acondicionamiento químico de geles en el lodo.

3.13 DENSIDAD EQUIVALENTE DE CIRCULACIÓN (ECD)

Figura 42. ECD



Fuente. Schlumberger

DEE: Densidad Estática Equivalente (bombas apagadas. Fluidos en reposo)
 DEC: Densidad Equivalente Circulación (Fluidos en movimiento)

$$ECD_{ppg} = \left(\frac{\text{Caída de presión por fricción en el anular}_{psi}}{TVD_{ft} * 0,52} \right) + MW_{ppg}$$

Ecuación, 3.4 tomada de Schlumberger.

El peso equivalente del lodo es la suma de la presión hidrostática y las caídas de presión por fricción en el anular, a la profundidad vertical real (TVD) de interés.

Ventaja:

- Factor de seguridad incorporado durante una operación para matar un amago.
- Factor de seguridad si se está circulando cerca o un poco por debajo de la presión de formación.

Desventaja:

- Tasa de penetración disminuye mientras ECD incrementa.
- Incrementa la potencialidad de pérdida de circulación, pega diferencial, inestabilidad de las paredes del hueco.

Cuadro 8. Medición de la densidad equivalente de circulación con el registro APWD (Presión Anular Mientras se Perfora)

Evento/ procedimiento	Cambio de la EDC	Otras indicaciones	Comentarios
Lodo gelificado, bomba puesta en marcha	Repentino, aumento de corta duración de la presión	Aumento de presión similar a la presión de la bomba	Evitar el incremento en bombas lentas y quebrar la rotación
Retorno de recorte	Incrementa el nivel como el estado de equilibrio alcanzado	Recortes en superficies	Un incremento notable puede ocurrir con la rotación
Conexión de anular	Aumento de sobretensión intermitentes	Aumento de la presión en tubo vertical? Torque/RPM fluctúa, alta tracción	Empaquetamiento puede golpear directo antes de romper la formación
Formación de cama de recortes	Incremento gradual	Total de recortes esperados no se ven en superficie Incrementa torque ROP disminuye	Cerca de obstrucciones, puede obtenerse incrementos de picos de presión
Obstrucción debajo del sensor	Incremento repentino cuando empaquetamiento pasa por el sensor -nada si el empaquetamiento esta debajo del sensor	Alta tracción (arrastre) incremento estable en presión de tubo vertical	Monitorear tanto la presión en el tubo vertical como la ECD
Migración de gas	Incrementa si hay	Válvula de presión en	Tener cuidado si se

	parada en pozo	superficie incrementa linealmente (aprox.)	estima tasa de gas migrando
Corriendo en agujero	Incrementa- magnitud depende de fisura, velocidad, reologia, etc.	Monitorear tanque de viaje	Mayor efecto si las boquillas se taponan
Sacando del hueco	Decrece, magnitud depende de fisuras, velocidad, reologia, etc.	Monitorear tanque de viaje	Mayor efecto si las boquillas se taponan
Haciendo conexión	Decrece la densidad estática del lodo	Indicador de encendido/apagado en bombas Rezago del caudal de bomba	Este atento a significativos cambios en la ECD
Sumersión de barita	Decrece la densidad estática o inexplicable fluctuación de densidad	Alto torque y tracción (arrastre)	Mientras desliza periódicamente o rotar en viaje de limpieza para suspender (remover) la cama de los depósitos, reologia de lodo correcta
Influjo de gas	Disminución del tamaño típico del agujero	Incremento de nivel del hueco y presión diferencial	Incremento inicial en ganancia de pozo puede ser enmascarado.
Influjo de liquido	Decrece si es más ligero que el fluido de perforación	Busque flujo en la línea de lodo si es relevante	Plan de respuesta si se espera flujo de agua en superficie

Fuente. Schlumberger

3.14 CONTRAPRESION EN ESPACIO ANULAR (Presión Anular Mientras se Perfora - Herramienta APWD)

Condiciones

- Mantener la ECD dentro de un margen operacional estrecho
- Monitorear y verificar la limpieza del agujero
- Detección temprana de flujos de agua superficial
- Detección de influjos livianos de la formación
- Diferenciar los influjos del efecto de hinchamiento de lutas
- Medición precisa de los valores de "LOT" o de "FIT"
- Seguimiento del desempeño del motor de fondo
- Monitoreo de precipitación de barita
- Operaciones de Perforación en Bajo Balance

- Optimización del proceso de viajes

3.15 INDICADORES DE AGUJERO APRETADO

FIGURA 43. Indicadores de agujero apretado

MECANISMO DE AGUJERO APRETADO	
Arrastre y Resistencia	<p>Limpieza de Agujero Inadecuada: Incremento en arrastre</p> <p>Formaciones Reactivas: Incremento repentino con posible resistencia</p> <p>Formaciones no consolidadas: Incremento en arrastre</p> <p>Formaciones Geopresurizadas: Incremento en arrastre</p> <p>Formaciones Móviles: Incremento repentino en arrastre con posible resistencia</p> <p>Geometría del Agujero Inadecuada (Perfil del pozo y escalonamiento): Resistencia errática y repentina</p> <p>Alto Sobrecarga y Arenas Permeables: Incremento en el arrastre en conexiones</p> <p>Fracturas Y Fallas: Resistencia errática y repentina</p> <p>Chatarra: Resistencia errática y repentina</p> <p>Ojo de Llave: Posible indicación cíclica</p> <p>Bloques de Cemento: Resistencia a repentina y errática</p> <p>Revestimiento o Colapsado: Resistencia repentina</p>
Efecto de Circulación	<p>Limpieza de Agujero Inadecuada: Puede levantar los recortes</p> <p>Formaciones Reactivas: Sin efecto</p> <p>Formaciones no consolidadas: Puede levantar el puente. Puede ser necesario seguir bombeando</p> <p>Formaciones Geopresurizadas: Puede levantar los derrumbes. Puede ser necesario continuar bombeando.</p> <p>Formaciones Móviles: Sin efecto</p> <p>Geometría del Agujero Inadecuada (Perfil del pozo y escalonamiento): Sin efecto</p> <p>Alto Sobrecarga y Arenas Permeables: Sin efecto</p> <p>Fracturas Y Fallas: Sin efecto</p> <p>Chatarra: Sin efecto</p> <p>Ojo de Llave: Sin efecto</p> <p>Bloques de Cemento: Sin efecto</p> <p>Revestimiento o Colapsado: Sin efecto</p>
Efecto de Backrimming (si es posible)*	<p>Limpieza de Agujero Inadecuada: Levanta y remueve las camas de recortes</p> <p>Formaciones Reactivas: Buen Progreso</p> <p>Formaciones no consolidadas: Levanta y remueve los derrumbes</p> <p>Formaciones Geopresurizadas: Levanta y remueve los puentes</p> <p>Formaciones Móviles: Buen progreso, pero tal vez sea necesario continuar rimando</p> <p>Geometría del Agujero Inadecuada (Perfil del pozo y escalonamiento): Progreso lento</p> <p>Alto Sobrecarga y Arenas Permeables: Puede agravarse debido a la remoción del engraje</p> <p>Fracturas Y Fallas: Progreso lento</p> <p>Chatarra: Puede o no tener éxito</p> <p>Ojo de Llave: Puede quitar la pata de perro</p> <p>Bloques de Cemento: Buen progreso</p> <p>Revestimiento o Colapsado: Sin progreso, necesita herramientas especiales</p>

*Se recomienda seguir el procedimiento de Agujero apretado y el procedimiento de "backreaming" si es necesario hacer el mismo

Fuente. Schlumberger

4. PROCEDIMIENTOS RECOMENDADOS

4.1 NOTAS DE RELEVO

- Las NOTAS DE RELEVO se deberán dejar por escrito entre los supervisores.
- La cuadrilla que llega deberá ser enterada de las operaciones presentes, las operaciones previas y las actividades siguientes por ejecutar en su guardia.
- Llevar a cabo una REUNIÓN de 5 a 10 MINUTOS con el personal antes de iniciar el turno, ayuda a mejorar la comunicación y evita problemas
- Se deben dejar NOTAS DE RELEVO entre todos los integrantes de la cuadrilla.

Toda Nota de Relevó debe incluir por lo menos la siguiente información:

- Profundidad Presente (Medida y Vertical), Registros direccionales.
- Esquema del Pozo detallando equipos y condiciones del subsuelo.
- Operación Presente.
- Operaciones Sigüientes (Destacando los posibles riesgos)
- Operación durante el turno anterior (indicando si hubo un cambio en las condiciones: aumento/disminución del Torque y Arrastre, Presión de bomba, Incidente de Control de Pozo, Pérdida de Circulación, Pegas), tipo de formación perforada, zonas problemáticas, manifestaciones de gas, descripción de recortes, etc.
- Propiedades del Lodo.
- Presión a Velocidad Reducida (indicando profundidad, Peso del lodo, SPM).
- Inventario de Tubulares–Tramos adentro y afuera, Descripción del BHA (longitud, OD; ID; peso; grado; cuello de pesca, N° de serie, etc.)

4.2 RECOMENDACIONES GENERALES PARA LA PREVENCION DE PEGAS

- Maximizar el movimiento de la sarta cuando se está en el agujero descubierto.
- Usar la rotación óptima y limpiar el agujero antes de hacer la conexión.
- Llevar el registro de puntos apretados (profundidad y peso) detectados durante los viajes entrando y saliendo del agujero.
- Poner más atención cuando se perfora en formaciones problemáticas conocidas.

- Evitar a todo costo que la sarta esté estacionaria y/o sin circulación mientras se está en agujero descubierto.
- Evitar repasar hacia afuera del agujero, a menos que sea absolutamente necesario. El “backreaming” puede ser peligroso sino se hace de una forma adecuada.
- Monitorear las mallas (recortes, derrumbes, forma, tamaño, cantidad de acuerdo con la tasa de penetración, concentración de recortes, consistencia, etc.).
- Usar un análisis de las tendencias de los parámetros medidos en el equipo
- Asegurar las propiedades y condiciones del lodo para efectuar sus funciones.
- Minimizar las secciones con perforación en modo deslizante.

4.3 PRACTICAS PARA TOMAR REGISTROS DIRECCIONALES

- Decidir si el Registro (“Survey”) es absolutamente necesario y si existe un riesgo alto de quedarse pegado mientras se toma.
- Repasar la sección recientemente perforada lo suficiente para evitar cualquier problema de atrapamiento.
- Circular para limpiar los recortes alrededor del BHA una vez perforado el tramo.
- Asegurarse que el lodo tiene propiedades suficientemente buenas para lograr suspender los recortes por encima del BHA (muy crítico en pozos direccionales).
- Asegurarse que los ingenieros MWD están listos para tomar el registro.
- Antes de dejar estacionaria la sarta de perforación, asegurarse que hay suficiente espacio hacia el fondo en caso de que sea necesario trabajar la sarta hacia abajo. (dejar libre al menos el espacio de un tramo de tubería).
- Decidir cuál es el mejor momento para tomar el “survey”.
- Discutir con los ingenieros de MWD y DD como se puede optimizar el tiempo o que permanece la sarta estacionaria o si no se requiere dejar estática para el registro.
- Considerar rotar y reciprocarse la sarta después que las bombas hayan sido arrancadas (cuando los datos de “surveys” están viajando hacia la superficie).

4.4 PRACTICAS DE VIAJE

- Efectuar siempre una reunión previa al viaje con todo el personal involucrado.
- Circular el agujero y rotar la sarta hasta que las mallas estén limpias antes de sacar la sarta del agujero.

- Si los recortes siguen apareciendo en las mallas, entonces el agujero todavía se está limpiando—Ser Paciente!
- Monitorear los baches hasta que se circulen afuera del agujero y registrar la cantidad de recortes y derrumbes que salen con cada bache.
- Tomar los pesos promedio y máximo al sacar/meter y rotar cada parada y registrarlos.
- Emplear el tiempo necesario para repasar los puntos apretados en los viajes.
- Nunca forzar la sarta sobre un punto apretado, saliendo o entrando en el agujero. Si hay puntos apretados, seguir las recomendaciones que se darán más adelante (limpieza del agujero o repaso hacia arriba).
- En agujeros direccionales, primero suponer que el agujero NO está 100% limpio.
- EIWSS supervisará personalmente el viaje hasta que el BHA esté en una profundidad segura en el agujero descubierto o dentro del revestimiento.
- Evitar altas velocidad es al bajar o sacar la sarta. “Suavear” un pozo puede causar problemas de control de pozo y pega de tubería y al mismo tiempo crear problemas de estabilidad del agujero.
- Como una medida de precaución, siempre repasar con circulación y rotación por lo menos 3 a 5 paradas antes de llegar al fondo. (más aplicable con TDS).
- Tener más cuidado cuando se viaja con BHAs “rígidos” (sartas empacadas). En lo posible correr BHA similar es para evitar problemas de rigidez.
- Los puntos apretados cuando se viaja hacia afuera podrían no presentarse cuando se viaja hacia adentro. La sarta cambia su flexibilidad.

4.5 PREVENCIÓN DE PEGAS AL CORRER REVESTIMIENTO

- Dejar el agujero perforado en buenas condiciones haciendo los viajes de repaso que sean necesarios.
- Acondicionar las propiedades del lodo a los valores recomendados para reducir las fuerzas de gel y la formación de enjarres gruesos.
- Adicionar lubricantes al sistema de lodo si se juzga conveniente.
- Tener identificados los puntos apretados de acuerdo con los registros de calibración así como secciones estrechas, patas de perro y otras condiciones de riesgo potencial en el agujero
- Utilizar las curvas de simulación de carga en el gancho con base en los datos del pozo y los factores de fricción esperados y tomar acciones cada vez que las cargas del gancho se aparten de la tendencia esperada.
- Preparar logística para llenar periódicamente o en forma continua la sarta de revestimiento.
- Bajar a la velocidad programada para evitar fracturas de la formación

- Evitar las paradas prolongadas al hacer conexiones o debido a reparaciones.
- Tener disponible la combinación y líneas de alta para circular en caso de paradas inesperadas.
- Tomar las medidas para dejar el último tramo a nivel de la mesa rotaria para facilitar la conexión de la cabeza y líneas de cementación
- Colocar centralizador es rígidos tipo espiral (“Turbolizer”) que permitan pasar por secciones restringidas, curvas, dog-legs, etc.
- Preparar equipo y herramientas para rotar y trabajar la sarta de casing en caso requerido para pasar puntos estrechos.
- Utilizar colgadores rotacionales para los liner que permitan rotar la sarta durante la cementación.

4.6 PASO A TRAVES DE PUNTOS APRETADOS

Cada vez que se presente una obstrucción en el viaje entrando o saliendo por la presencia de un punto apretado:

- Tomar nota de la profundidad y peso de los puntos apretados.
- No forzar la sarta al salir del agujero con sobre tensión excesiva.
- Moverse en sentido opuesto de la dirección del viaje hasta quedar libres.
- Arrancar las bombas a baja velocidad hasta que se observen los retornos.
- Rotar la tubería con 30 a 40 RPM para romper gel es alrededor de la tubería.
- Incrementar el flujo al nivel que se tenía cuando se estaba perforando e incrementar la rotación.
- Rotar de acuerdo a las recomendaciones de limpieza de agujero para el tamaño del agujero.
- Circular tanto como sea necesario para limpiar el agujero con reciprocación y rotación (tener cuidado de un “Side Track” accidental). Evaluar la limpieza.
- Intentar pasar de nuevo con precaución. Si se vuelve a presentar el mismo punto apretado, o si se repite cíclicamente puede deberse a problemas mecánicos, a geometría del agujero o a una condición de pozo cerrado, en cuyo caso deberá aplicarse el repaso hacia arriba “backreaming”, como se verá más adelante.

4.7 PRACTICAS DE LIMPIEZA DE HUECO

Mientras se perfora:

- Monitorear los retornos de recortes en las mallas vibratorias.
- Mientras se perfora. ALTA ROP = ALTO VOLUMEN DE RECORTES. Si esto no sucede, entonces PARAR la perforación. Circular el agujero hasta que se limpie antes de continuar perforando.
- Si los recortes no están viniendo a la superficie para la correspondiente ROP, se están acumulando en el pozo y muy probablemente causarán problemas
- No perforar más rápido de lo que se puede limpiar efectivamente el pozo.

Antes de sacar del agujero:

- Circular el agujero y rotar la sarta hasta que las mallas estén limpias de recortes, antes iniciar la extracción de la sarta.
- Circular por lo menos 1.5 fondos arriba (tiempo de atraso) para pozos verticales y de 2 a 3 fondos para pozos direccionales.
- Usar baches de barrido, rotar/reciprocarse la tubería una parada completa durante la circulación del agujero antes de sacar
- Las cargas en el gancho al sacar, meter y rotar se deben monitorearse durante la perforación y antes y después de circular el pozo para comparar contra los valores teóricos

Cuadro 10. Practica de limpieza de agujero, fondos arriba mínimos recomendados para varios tipos de agujeros.

Tamaño de Agujero	Inclinación	Circulación
17 ½" to 12 ¼"	> 30 grados	Cuando menos circular 3-4 fondos arriba con <u>parámetros óptimos</u> .
17 ½" to 12 ¼"	< 30 grados	Cuando menos circular 2 fondos arriba con <u>parámetros óptimos</u> .
8 ½" to 6"	> 30 grados	Cuando menos circular 2 fondos arriba con <u>parámetros óptimos</u> .
8 ½" to 6"	< 30 grados	Cuando menos circular 1.5 fondos arriba con <u>parámetros óptimos</u>

Fuente. Schlumberger

4.8 PROCEDIMIENTO DE REPASO HACIA ARRIBA “BACKREAMING”

Recomendaciones.

- El “backreaming” es una operación crítica que DEBERÁ ser supervisada personalmente por el WSS y por el Jefe del Equipo.
- Si se encuentran condiciones de agujero estrecho, seguir los procedimientos para puntos apretados. NO empezara repasar hacia arriba inmediatamente. Suponer primero que es un problema de mala limpieza del agujero.
- Si se hace “backreaming” a altas velocidades en condiciones de hoyo apretado o en cama de recortes grande, esto puede causar altas DEC's, con posible pérdida de circulación o “efecto balón” debido a las restricciones en el espacio anular. “Backreaming” puede también causar problemas de empaquetamiento y estabilidad de hoyo
- Controlar la velocidad del movimiento hacia ARRIBA mientras se hace “backreaming”: Más lento=Más seguro.

Procedimiento.

- Empezar el “backreaming” con parámetros óptimos (80-100 RPM y la tasa de bombeo usada durante la perforación) monitorear la presión de bombeo, torque y peso del gancho. Determinar la velocidad de “backreaming” basada en estos parámetros. Un incremento en estos parámetros o un comportamiento errático puede ser una indicación de que el anular se está sobrecargando.
- No repasar más rápido de lo que los recortes pueden ser transportados hacia afuera del hoyo. A más rápido se vaya, más problemas se pueden tener mientras en el repaso hacia arriba. Los parámetros y prácticas de “backreaming” tienen que ser ajustadas al ángulo del hoyo, condición del agujero, diámetro, etc.
- Continuar haciendo “backreaming” solamente si los parámetros son estables o se están mejorando. Si los parámetros NO mejoran o empeoran PARAR LA OPERACIÓN. NUNCA forzar la sarta de perforación mientras se está repasando hacia arriba. Anotar la localización de los puntos apretados.
- Regresar abajo hasta quedar libre y circular para limpiar el hoyo. Repetir procedimientos para paso a través de puntos apretados.
- Empezar el “backreaming” con precaución. Cuando se llegue al mismo punto, poner más atención a los parámetros
- Si las condiciones no se están mejorando en un hoyo apretado, SER PACIENTE.

Otras Recomendaciones

- No efectuar “backreaming” como primera acción a menos que sea absolutamente necesario.
- Procedimiento indicado cuando existen problemas mecánicos o relativos a geometría de agujero.
- Avanzar lentamente durante el “backreaming” y vigilar los parámetros
- “Backreaming” es una práctica severa sobre el BHA y causa vibraciones altas y choques (el “backreaming” puede dañar las barrenas tri-cónicas)

Barrenas para “Backreaming”

Características: Cortadores orientados hacia arriba.

Ventajas: Ubicación estratégica de los cortadores sobre el lado superior de cada aleta para reducir riesgos de “pega o atoramiento de la Barrena” en puntos apretados mientras se saca del agujero.

Beneficio: Permite el repaso hacia arriba sin mayor riesgo de sufrir alto desgaste en el calibre.

5. MARTILLOS DE PERFORACION

Es un accesorio tubular instalado en el ensamblaje de perforación con el fin de ayudar a liberar la sarta, cuando se quede atrapada en el agujero. Es accionado por esfuerzos de tensión o compresión sobre la sarta, aplicados en la superficie y está diseñado para ejercer una fuerza intensificada hacia arriba o hacia abajo, además aplica una fuerza adicional a la ya provista por el equipo de perforación.

5.1 FUNCION DEL MARTILLO

- Convertir energía potencial almacenada en la elongación o compresión de la tubería de perforación en energía cinética sobre el BHA arriba del martillo, por medio de una onda de tensión o compresión generada por un impacto de alta intensidad sobre el punto de pegue.
- La magnitud de la onda de tensión y compresión es relativa a la velocidad de aceleración del BHA.
- La intensidad del impacto o duración de la onda es proporcional a la longitud del BHA.

$$Energia\ Cinetica = \frac{1}{2}MV^2$$

Ecu. 5.1 Fuente. Schlumberger

M= masa (peso) del BHA arriba del martillo.

V= velocidad a la que la masa se mueve cuando se dispara el martillo (ft/s).

5.2 OPERACIÓN DEL MARTILLO

5.2.1 Impacto. Es la magnitud de la fuerza proporcionada en el punto de pega en el BHA. Se genera en el martillo de perforación y viaja hacia abajo en el BHA hasta el punto de pega; debe ser suficiente para sobreponer la fuerza de pega en el punto de pega (si la fuerza de impacto excede la fuerza de pega, el BHA se deslizará en una distancia corta). La distancia en que el BHA se desliza está determinada por el impulso liberado al punto de pega.

5.2.2 Impulso. Es una medida de duración del impacto; a medida que el impulso es más largo, más se desliza el BHA por ciclo de martilleo y más rápido se libera la tubería.

El impacto y el impulso son requeridos para un martilleo efectivo. En todos los casos, es necesario para la fuerza del impacto exceder la fuerza de pega o el BHA no se deslizara sin importar que tan grande sea el impulso disponible.
Maximizar el impacto para pega mecánica y empacamiento.
Maximizar el impulso para pega diferencial (más tiempo de impacto para liberar).

5.3 TIPOS DE MARTILLOS

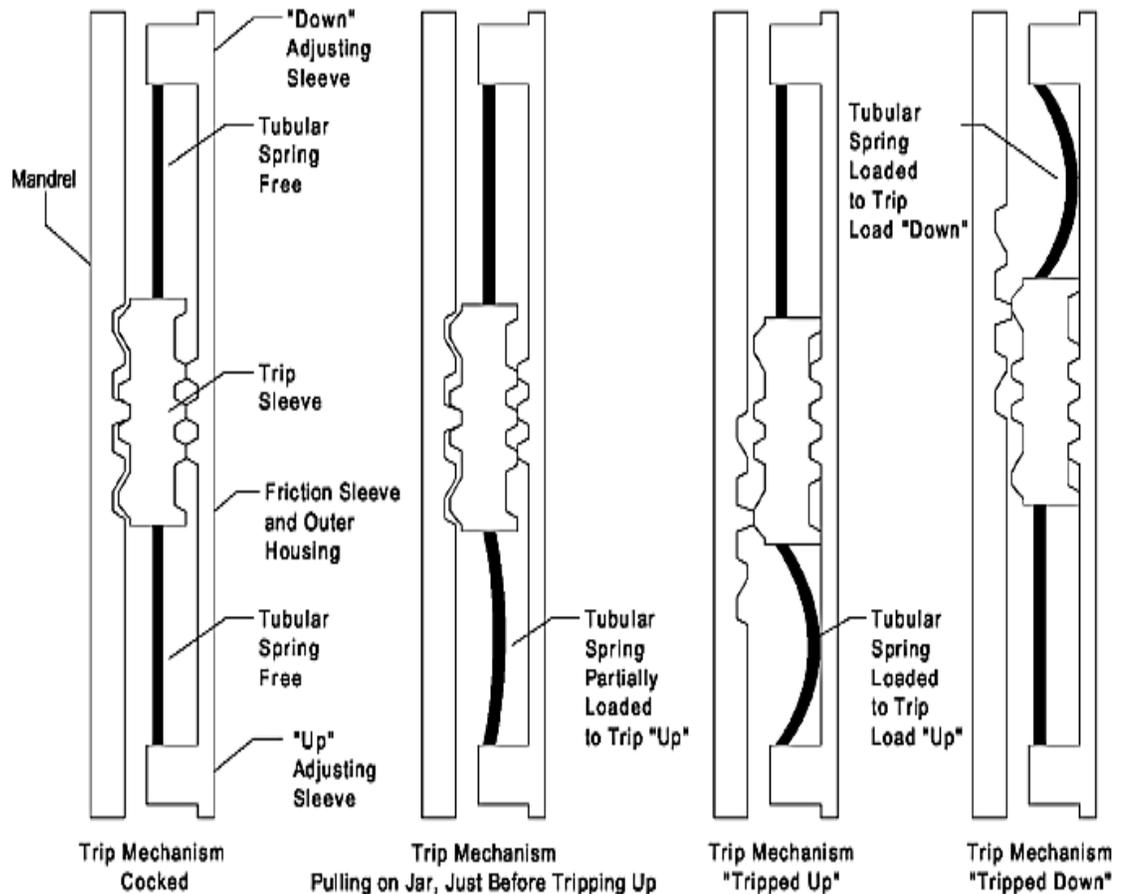
5.3.1 Martillo mecánico. Se usan principalmente en pozos verticales y el perforador solo necesita colocar el peso hacia abajo o halar hacia arriba para superar la carga que se le ha colocado al martillo en el taller.

5.3.1.1 Principios de operación

- El mandril tubular (martillo) conectado a la sarta recibe la tensión o compresión impuesta desde la superficie a través de la sarta arriba del mismo
- Al superar la resistencia del mecanismo de retención, el martillo viaja rápidamente hacia arriba y golpea el yunque.
- El yunque forma parte de la carcasa del martillo y transmite el impacto hacia el punto de pega localizado por debajo del martillo.
- El mecanismo de retención consiste en un resorte que trata de mantener el martillo (pistón móvil) en el sitio. Al superar la resistencia del resorte con la tensión o compresión, se libera el pistón para golpear el yunque luego de un recorrido aproximado de 16 pulgadas.
- La tensión o compresión para liberar el mecanismo de retención se fijan en el taller y una vez alcanzadas se producirá el martillado sin demora alguna.
- El martillo puede operar en tensión, compresión o en posición neutral sin sufrir daños o activación accidental.
- Se puede manipular en la superficie sin camisa protectora de impacto (NO SE ACTIVA ACCIDENTALMENTE).
- La posición del martillo mecánico mientras se perfora es neutral o en tensión.
- La perforación nunca se hace con el martillo cargado, debido a que un martilleo imprevisto podría dañar la barrena y los componentes del BHA.
- El martillo mecánico puede ser de acción simple (impacto en una dirección) o de doble acción (impacto hacia arriba y hacia abajo).
- Se entrega al equipo de perforación con un ajuste específico del impacto hacia arriba y hacia abajo.
- El impacto se puede variar en el agujero de 10% a 15% cambiando el torque aplicado a la sarta.

5.3.1.2 Mecanismos del martillo mecánico.

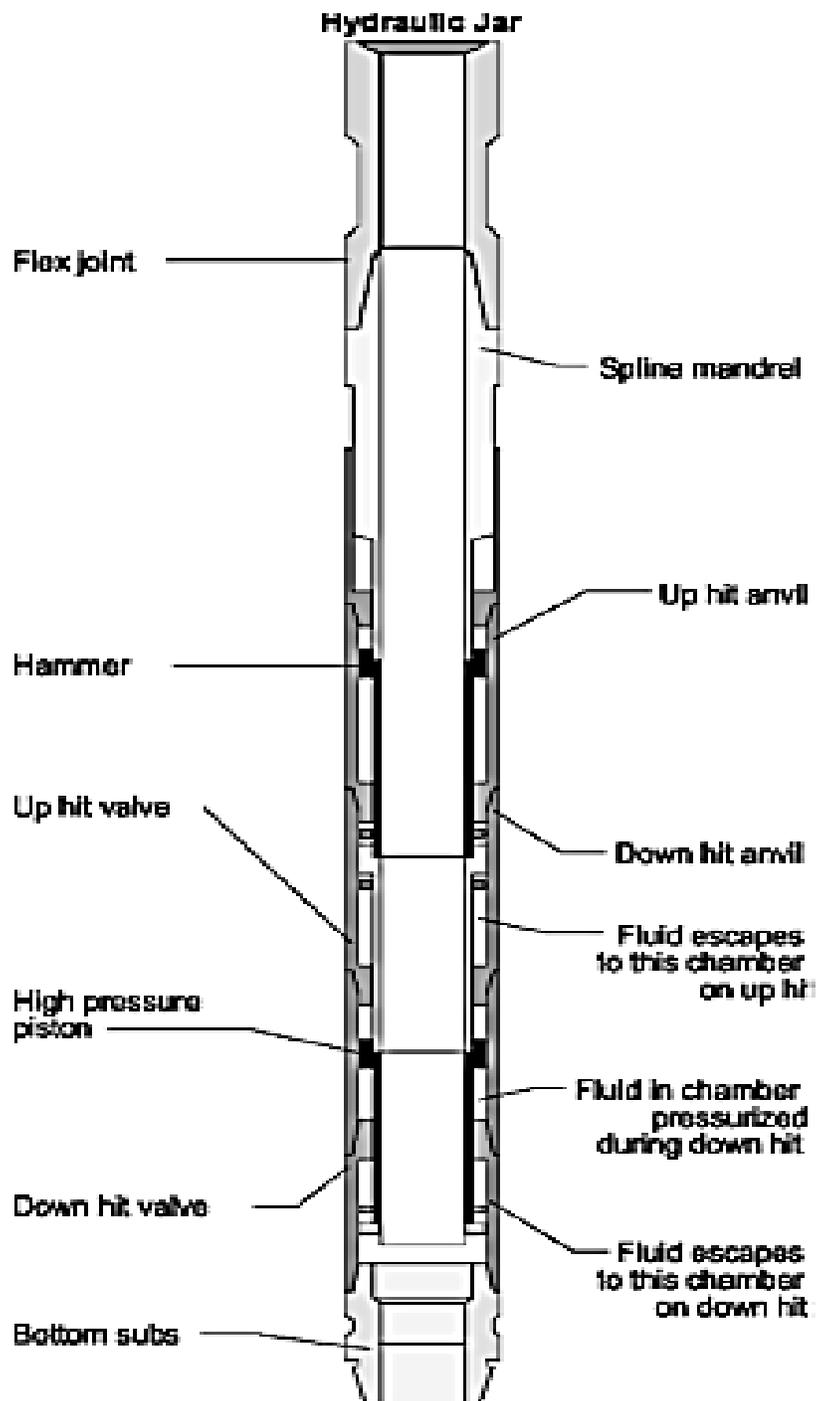
Figura 44. Mecanismos del martillo mecánico



Fuente. Schlumberger

5.3.2 Martillo Hidráulico. Se usan normalmente en pozos direccionales o cuando el arrastre en el hueco hace difícil colocar peso o halar a la carga indicada. Los martillos hidráulicos no se pre-cargan. Ellos 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 halando es la fuerza con la que golpea menos cualquier arrastre presente.

Figura 45. Martillo hidráulico



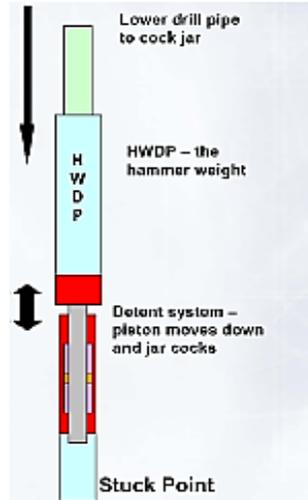
Fuente. Schlumberger

5.3.2.1 Características de diseño y funcionamiento

- Consta de dos cámaras concéntricas ubicadas entre el mandril o pistón inferior que va conectado a la parte superior de la sarta (libre hasta superficie) y la carcasa tubular exterior que se conecta a la parte inferior de la sarta (punto de pega).
- En una de las cámaras se almacena un fluido de propiedades especiales (aceite hidráulico de alta calidad y pureza).
- Las cámaras están separadas por sellos herméticos y se comunican a través de un laberinto capilar que restringe el paso del fluido comprimido en una de las cámaras hacia la otra vacía, llamado mecanismo de retención hidráulica.
- Cuando se aplica tensión o compresión a la herramienta en la posición de cargado, el fluido de una cámara se comprime y pasa a través de la válvula en forma restringida hasta que el laberinto se comunica con la segunda cámara y permite el paso violento del fluido comprimido hacia ella.
- Al pasar el fluido libre a la cámara vacía se produce una liberación instantánea del pistón interior el cual puede viajar su recorrido a gran velocidad (aprox. 19 pulgadas) para impactar con velocidad el yunque instalado en la carcasa.
- El impacto se puede repetir las veces que se quiera solo con regresar el fluido a la cámara original y aplicando de nuevo la tensión o compresión deseada para producir el impacto hacia arriba o hacia abajo.
- La fuerza de impacto dependerá de la cantidad de tensión aplicada y de la velocidad con que se ejecute el movimiento hacia arriba o hacia debajo de la sarta.
- Eventualmente el martillo hidráulico puede activarse con cualquier cantidad de tensión desde una libra hasta +/- 100.000 lbs.
- El martillo hidráulico deberá manipularse con camisa de seguridad alrededor del pistón extendido para evitar disparo accidental mientras se conecta, cuando se retira del pozo o aun cuando se encuentra estibado en la torre de perforación.
- Preferiblemente se debe OPERAR EN TENSION mientras está dentro del pozo.
- Si se coloca en o muy cerca del punto neutro, puede sufrir daños en su mecanismo.
- Cuando se opera en compresión puede activarse y dispararse accidentalmente cuando se levanta la sarta del fondo o aun perforando.

5.3.2.2 Principios de operación

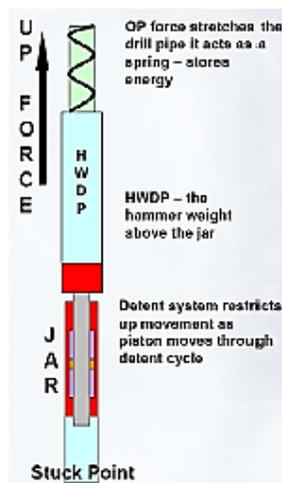
Figura 46. Cargando el martillo



Fuente. Schlumberger

- La sarta es bajada
- El pistón se mueve hacia abajo en el cilindro detenido
- Martillos comprimidos

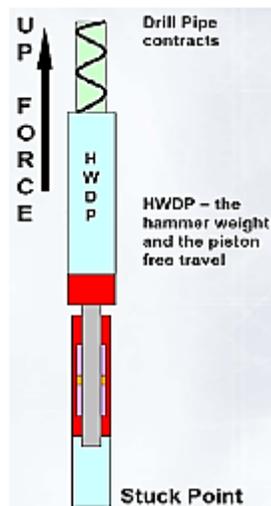
Figura 47. Tensionando hacia arriba



Fuente. Schlumberger

- La sarta es levantada con una fuerza aplicada. La fuerza aplicada sobrepasa el peso de la sarta y el arrastre.
- La fuerza excede el peso de la sarta y el arrastre, la sobre tensión entonces estira la tubería.
- La energía de sobre tensión es almacenada en la tubería a medida que es estirada.

Figura 48. El martillo se acciona



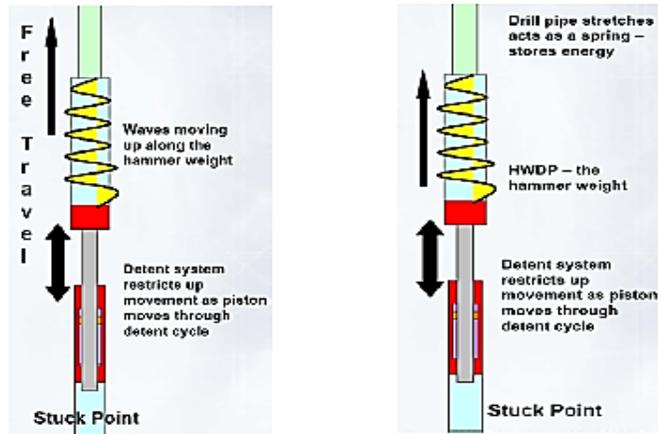
Fuente. Schlumberger

- El pistón se mueve y pasa la restricción en la cámara de retención.
- El fluido pasa alrededor del anillo.
- La tubería se contrae a velocidad en forma de resorte.
- El peso del pistón y el martillo por encima del martillo va en viaje libre moviéndose con la misma velocidad.

Viaje libre

- El viaje libre del peso del pistón y del martillo resulta en ondas de esfuerzo que se propagan hacia arriba a lo largo del HWDP.
- Las ondas se mueven a lo largo del peso del martillo y se reflejan en la interface del peso del martillo con la tubería de perforación.
- Reflejos repetidos pueden ocurrir antes de que el pistón colisione con el yunque.
- La velocidad final obtenida depende del número de reflejos N.

Figura 49. Martillo se acciona

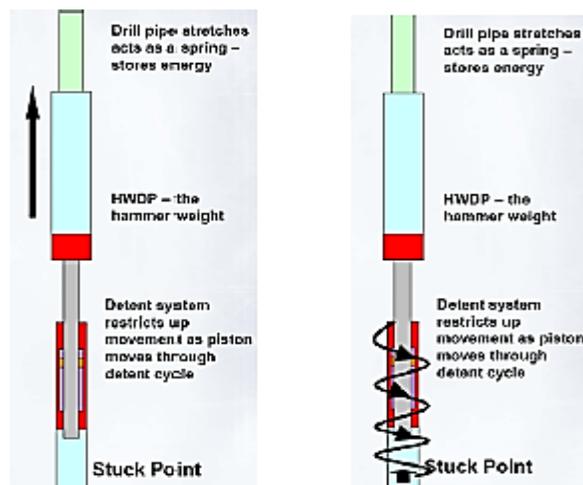


Fuente. Schlumberger

Colisión

- Después del viaje libre el pistón colisiona con el yunque.
- Ondas de choque son generadas equivalentes a la ganancia de energía ganada por el movimiento del peso del martillo a la velocidad de incremento VN.
- Energía aplicada = $\frac{1}{2} M * VN^2$.
- Ondas de choque propagadas hacia el punto de pega.
- Cada onda libera una cierta cantidad de picos de energía que crea una fuerza de tensión que intenta mover el punto de pega hacia arriba

Figura 50. Colisión



Fuente. Schlumberger

El martillo está sujeto a una fuerza de apertura de la bomba que actúa sobre la sección transversal del mandril inferior. $POF \text{ (lbs)} = \text{Área (in}^2\text{)} * \text{diff. Presión (psi)}$. La presión de bombeo afecta el engatillado y el martilleo hacia abajo.

Parar las bombas mientras se martillea hacia abajo o se comprime el martillo.

Usar las bombas cuando se martillea hacia arriba.

Para cargar el martillo desde la posición abierta, poner el indicador de peso a:

- Peso normal bajando la sarta
- - Peso del BHA debajo del martillo
- - Fricción del martillo (estimado en 10000 lbs)
- - Fuerza de apertura de la bomba.

Para cargar el martillo desde la posición cerrada, poner el indicador de peso a:

- Peso normal levantando la sarta
- - Peso del BHA debajo del martillo
- + Fricción del martillo (estimado en 10000 lbs)
- - Fuerza de apertura de la bomba.

Para martillar hacia arriba, poner el indicador de peso a:

- Peso normal levantando la sarta
- - Peso del BHA debajo del martillo
- + Fuerza de apertura de la bomba.
- + Fuerza deseada de martilleo hacia arriba.

Para martillar hacia abajo, poner el indicador de peso a:

- Peso normal bajando la sarta
- - Peso del BHA debajo del martillo
- - Fuerza de apertura de la bomba.
- - Fuerza deseada de martilleo hacia abajo.

5.3.3 Martillo hidromecánico. Es un híbrido de ambos diseños. Usualmente actúa como hidráulico hacia arriba y mecánico hacia abajo.

Cuadro 11. Comparación entre martillos mecánicos e hidráulicos

Capacidades	Mecánicos	Hidráulicos
Variabilidad para la sobre tensión	Se puede colocar desde 10.000 lbs en superficie a 180.000 lbs dependiendo del tamaño del martillo.	Continuamente variables en el fondo, entre 10.000 y 135.000 lbs.
Permite el paso fácil de herramientas corridas con cable eléctrico para toma de registros y disparo de cargas explosivas en el desenrosque eléctrico.	Fácil de pasar con herramientas de gran diámetro exterior. Paso difícil o imposible en pozos altamente inclinados.	Típicamente tiene un diámetro interior más grande que los martillos mecánicos con el mismo diámetro externo, lo que representa una ventaja para diámetros menores a 6 ¼".
Habilidad de aumentar o disminuir la cantidad de tensión desde la superficie.	Dailey y diseños similares pueden cambiar por 10-15%.	Sí.
Sensible a la temperatura.	Insignificante. Funcionará >500°F. Sea usado en pozos geotérmicos.	El límite de temperatura estática de fondo es de 400°F. a medida que aumenta la temperatura, la herramienta se dispara más rápido sin alcanzar la tensión máxima.

Fuente. Schlumberger

5.4 POSICIONAMIENTO DEL MARTILLO EN LA SARTA

Determinar la posición ideal del martillo en el BHA es un problema completo, donde hay muchos factores a considerar. Algunos de estos son:

- Tipo anticipado de pega.
- Condición del agujero, trayectoria e inclinación, configuración del BHA.
- Factor de flotabilidad.
- Rango planificado del peso sobre la barrera.
- Disponibilidad de sobretensión.
- Resistencia segura de trabajo de la tubería.
- Punto de activación del martillo.

Generalidades para la selección de la ubicación del martillo

- Pega diferencial: Relativamente alto en el BHA.
- Pega mecánica: Más bajo en el BHA, para incremento de la eficiencia.
- Para una máxima eficiencia debe ser ubicado: tan cerca como sea posible por encima del punto de pega anticipado, pero al menos 2-3 Collares por encima del estabilizador superior.
- Un número suficiente de Collares (DC), y HWDP se debe colocar por encima de la posición del martillo, para proporcionar suficiente masa que permita martillar hacia abajo con el impacto adecuado.
- Para evitar quedarse pegado por encima del martillo, la selección de la tubería por encima de este no puede exceder el diámetro del martillo.
- Evitar colocar el martillo entre los componentes del BHA de diámetros diferentes como los Collares y HWDP. Debe ser colocado al menos dos tramos por encima del sustituto de cruce de roscas (crossover).
- Cada situación y combinación de los factores es única.
- Correr el mismo tamaño de Collar o HWDP directamente encima y debajo del martillo.
- Evitar correr martillos debajo de escariadores, estabilizadores, rectificadores de asientos de llave, o cualquier otra herramienta con un diámetro exterior mayor que el martillo, debido a que esto puede ocasionar restricciones en el funcionamiento del martillo.
- Nunca se debe correr un martillo en las proximidades de otro martillo.
- No correr los martillos en el punto neutro del BHA.
- El diámetro exterior mayor de los Collar o HWDP por encima del martillo de perforación debe ser igual que, o más pequeño que, el diámetro exterior del martillo de perforación.
- El diámetro exterior del martillo de perforación y el acelerador deben ser similares al diámetro exterior del BHA.
- Correr el programa “drilling office” o similar para verificar los esfuerzos que se pueden aplicar al martillo.

Cuadro 12. Posicionamiento del martillo en la sarta.

Martillo hidráulico en Tensión	Martillo hidráulico en compresión
Punto neutro está por debajo del martillo	Punto neutro está por encima del martillo
El martillo permanece “abierto” y engatillado para martillar hacia abajo mientras se perfora.	El martillo permanece “cerrado” y engatillado para martillar hacia arriba mientras se perfora.
No existe riesgo de disparo prematuro del martillo, cuando se levanta la sarta del fondo.	Se puede disparar prematuramente si la sarta se levanta del fondo muy rápido.

Martillo hidráulico en Tensión	Martillo hidráulico en compresión
La fuerza de apertura de la bomba ayudara a extender el martillo de perforación mientras se perfora sin afectar el peso sobre la barrena WOB.	Debe ser abierto lentamente antes de salir del agujero para prevenir la activación / disparos accidentales.
Usando un peso de bajo ángulo, donde el BHA por debajo de la ubicación optima del martillo de perforación proporciona suficiente peso para perforar.	Inevitable que este en compresión en pozos altamente desviados donde el BHA por debajo de la ubicación optima del martillo proporciona peso insuficiente para perforar.

Fuente. Schlumberger

5.5 FALLA DE OPERACIÓN

El martillo no se dispara hacia arriba, cuando:

- Pega por encima del martillo
- Martillo comprimido
- Tiempo para dispararse
- Ciclo del martillo

El martillo no se dispara hacia abajo, cuando:

- Pega por encima del martillo
- Efecto de las bombas
- Efecto del arrastre
- Tiempo para dispararse
- Ciclo del martillo

5.6 OTRAS HERRAMIENTAS COMPLEMENTARIAS

5.6.1 Martillo de pesca. Es usado en la pesca si se acciona, para liberar un pescado apretado; es un martillo de acción simple, permitiendo solamente martillar hacia arriba, saliendo del agujero. Tiene aproximadamente la mitad de la longitud de un martillo de perforación; son de doble acción y pueden ser usados para martillar hacia arriba o hacia abajo.

5.6.2 Acelerador de impactos del martillo. La herramienta aceleradora mejora el rendimiento del martillo de perforación con el almacenamiento y liberación de la

energía de tensión o compresión, de la fuerza aplicada, cerrando el martillo de perforación permitiendo una transferencia de energía más eficiente. Es capaz de amplificar el impacto e impulso del martillo de perforación cuando se acciona hacia arriba o hacia abajo. Crea una desconexión hidráulica en la sarta permitiendo eliminar la vibración en la misma. Proporciona un estiramiento adicional de 10-12" y esto puede ayudar en formaciones someras la intensidad del martilleo.

5.6.3 Martillo golpeador hacia abajo. Se utiliza para liberar pega mecánica con el martilleo hacia abajo y se instala en la sarta de perforación o sarta de pesca justo debajo del martillo.

5.6 4 Configuración de una sarta de impacto.

- Sarta
- Acelerador
- Peso del martillo
- Collar (DC) o Lastra barrenas
- Martillo de pesca hidráulico
- Sub golpeador
- Herramienta de pesca
- Pescado

Figura 51. Sarta de impacto



Fuente. Schlumberger

6. PUNTO LIBRE Y DESENROSQUE

6.1. RESISTENCIA DE LOS MATERIALES

6.1.1 Intensidad del esfuerzo. Es el esfuerzo por unidad de área, debido a una fuerza F (Libras), produciendo tensión compresión o corte sobre un área A (pulgadas cuadradas).

$$S = \frac{F}{A} = \frac{DP}{A} \left(\frac{lbs}{pulg^2} \right)$$

Ecu. 6.1 Fuente. Schlumberger

6.1.2 Limite elástico. Es el límite por debajo del punto elástico. En este caso, las deformaciones son directamente proporcionales a las fuerzas que las producen (Aplicaciones de la ley de Hook).

6.1.3 Punto de cedencia. Es el punto por encima del cual ocurre la deformación plástica permanente con poco o ningún incremento del esfuerzo.

6.1.4 Último esfuerzo. Es el esfuerzo máximo que puede ser producido antes de que se produzca la ruptura.

6.1.5 Deformación. Es la elongación por unidad de longitud de una pieza del material. La deformación puede ser de tensión o compresión:

$$DL = e/L$$

Ecu. 6.2 Fuente. Schlumberger

6.1 6 Modulo de elasticidad. Es el factor de proporcionalidad entre el esfuerzo y la deformación, dentro del límite elástico del material = pendiente de la recta en el rango elástico.

$$E = \frac{DP/A}{e/L} (lbs/in^2)$$

Ecu. 6.3 Fuente. Schlumberger

$$E = \frac{DP/A}{DL} (lbs/in^2)$$

Ecu. 6.4 Fuente. Schlumberger

$$E = \frac{DP * L}{A * e} \left(\frac{lbs}{in^2} \right) \rightarrow L = \frac{E * A * e}{DP}$$

Ecu. 6.5 Fuente. Schlumberger

6.1.7 Estiramiento de la sarta

Si se cuelga verticalmente desde un bloque, la tubería estará en un estado de tensión debido a su propio peso.

6.1.8 Estiramiento de la sarta pegada

Cuando se levanta la tubería pegada ocurre que la sección que está por encima del punto de pega, se estira una cantidad **DL** en la superficie, lo que es proporcional a la tensión adicional **DP** (sobre tensión).

El estiramiento **DL** en la superficie está dado por:

$$e = \frac{DP * L * 12}{A * E}$$

Ecu. 6.6 Fuente. Schlumberger

Dónde:

DP= Tensión adicional (sobre tensión), lbs

L= Longitud, pies.

A= Área transversal, pulg²

E= Modulo de elasticidad en tensión, psi

Para estimar la longitud de la tubería libre, la fórmula del estiramiento puede ser arreglada de la siguiente forma:

$$L_{libre} = \frac{e * E * A}{DP * 12}$$

Ecu. 6.7 Fuente. Schlumberger

Dónde:

L_{libre} = longitud de la tubería libre (pies)

e = estiramiento (pulgadas)

A = Área transversal (pulg²)

E = Modulo de elasticidad del acero (psi)

DP = Sobre tensión impuesta a la sarta (lbs)

Como:

$$A = \pi/4*(OD^2-ID^2) \quad \text{Ecu. 6.8 Fuente. Schlumberger}$$

$$E=30*10^6 \text{ psi} \quad \text{Ecu. 6.9 Fuente. Schlumberger}$$

Dónde:

OD= diámetro exterior del tubo o sección tubular a ser estirado (pulg)

ID= diámetro interno del tubo o sección tubular a ser estirado (pulg)

Reemplazando:

$$L_{libre}(ft) = \frac{e (in) * [OD^2(pulg^2) - ID^2(pulg^2)] * 1963,5}{DP (1000 lbs)}$$

Ecu. 6.10 Fuente. Schlumberger

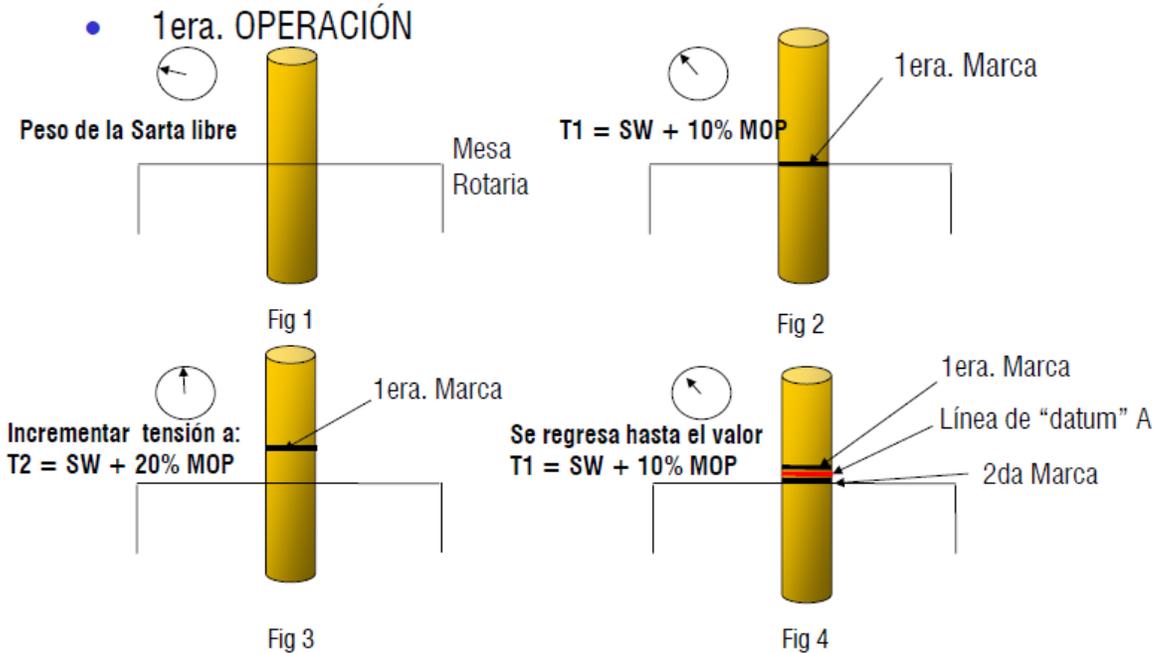
6.1.9 Torsión en la sarta pegada. Si se aplica torque en la superficie a una tubería pegada, la cual tiene una sección transversal constante, el desplazamiento angular o torsión variara linealmente desde un máximo en superficie, hasta cero en el punto de pega.

6.2 ESTIMACION DEL PUNTO LIBRE EN LA SARTA PEGADA

6.2.1 Operación

1. Disponer de la siguiente información
 - Datos de la sarta (diámetros y pesos de todos los componentes).
 - Factor de flotación del lodo.
 - Peso del bloque viajero (incluye bloque viajero, vails, Kelly o Top Drive).
 - Peso de la sarta antes de la pega (peso libre estático).
2. Calcular el peso de la sarta (sarta de perforación, tubería flexible o revestidor) en el lodo.
3. Calcular el margen de la sobretensión máxima sobre la sarta, MOP (jalado máximo – peso de la sarta en lodo).
4. Levantar la sarta hasta que el indicador de peso muestre una tensión de T1= peso de sarta + 10 % de la máxima sobretensión que se puede aplicar de manera segura.
5. Dibujar una marca en la tubería a nivel de la mesa rotaria.

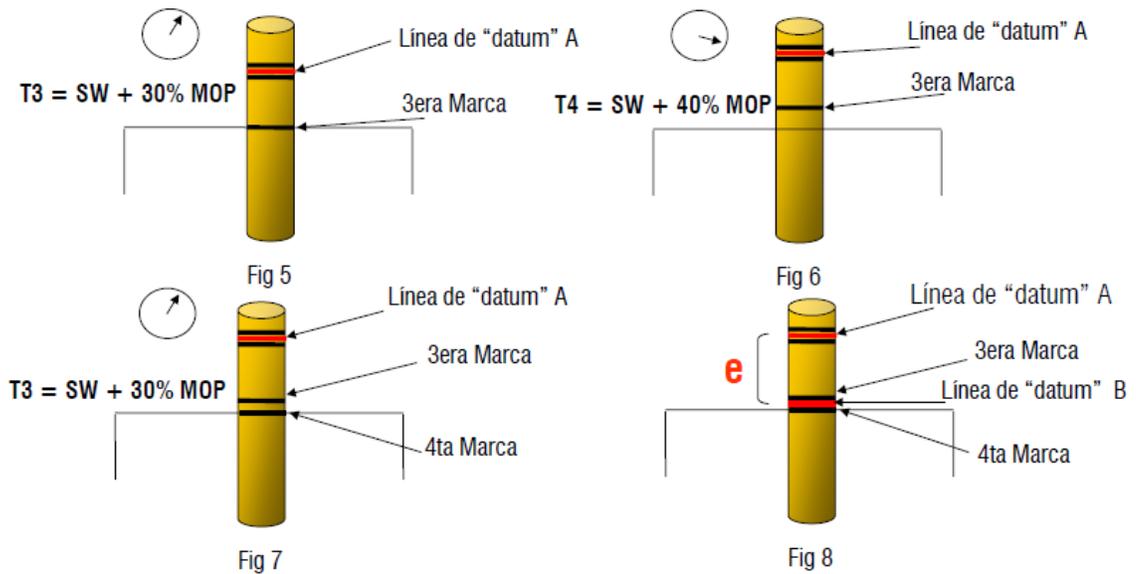
6. Incrementar la tensión a $T2 = \text{peso de la sarta} + 20\% \text{ de la máxima sobretensión que se puede aplicar de manera segura.}$
7. Retornar hasta leer el valor del peso de la sarta + 10 % de la sobretensión máxima.



Fuente, Schumberger

8. Dibujar una segunda marca en la sarta a nivel de la mesa rotaria. Esta segunda marca puede ser diferente de la primera debido a la tensión de la sarta en el agujero.
9. Dibujar una línea de “**datum**” **A**, en medio de las dos marcas dibujadas.
10. Proceder como se hizo anteriormente, aplicando tensión $T3 = \text{peso de la sarta} + 30\% \text{ del margen de tensión permitido.}$
11. Dibujar una marca a nivel de la mesa rotaria.
12. Incrementar la tensión a $T4 = \text{peso de la sarta} + 40\% \text{ de la sobretensión máxima.}$
13. Retornar y levantar el peso de la sarta + 30 % de la sobretensión máxima permitida.
14. Dibujar una segunda línea de “**datum**” **B**, en medio de las dos últimas marcas.
15. Medir la distancia entre líneas “**datum**” **A** y “**datum**” **B** = Estiramiento promedio, **e**

• 2da OPERACIÓN



Fuente, Schlumberger

16. Aplicar la fórmula para calcular la longitud de tubería libre, con los siguientes datos: DP (1000lbs) = T2 (1000lbs) – T1 (1000lbs)

$$L_{libre}(ft) = \frac{e (in) * [OD^2(pulg^2) - ID^2(pulg^2)] * 1963,5}{DP (1000 lbs)}$$

Ecu. 6.11 Fuente. Schlumberger

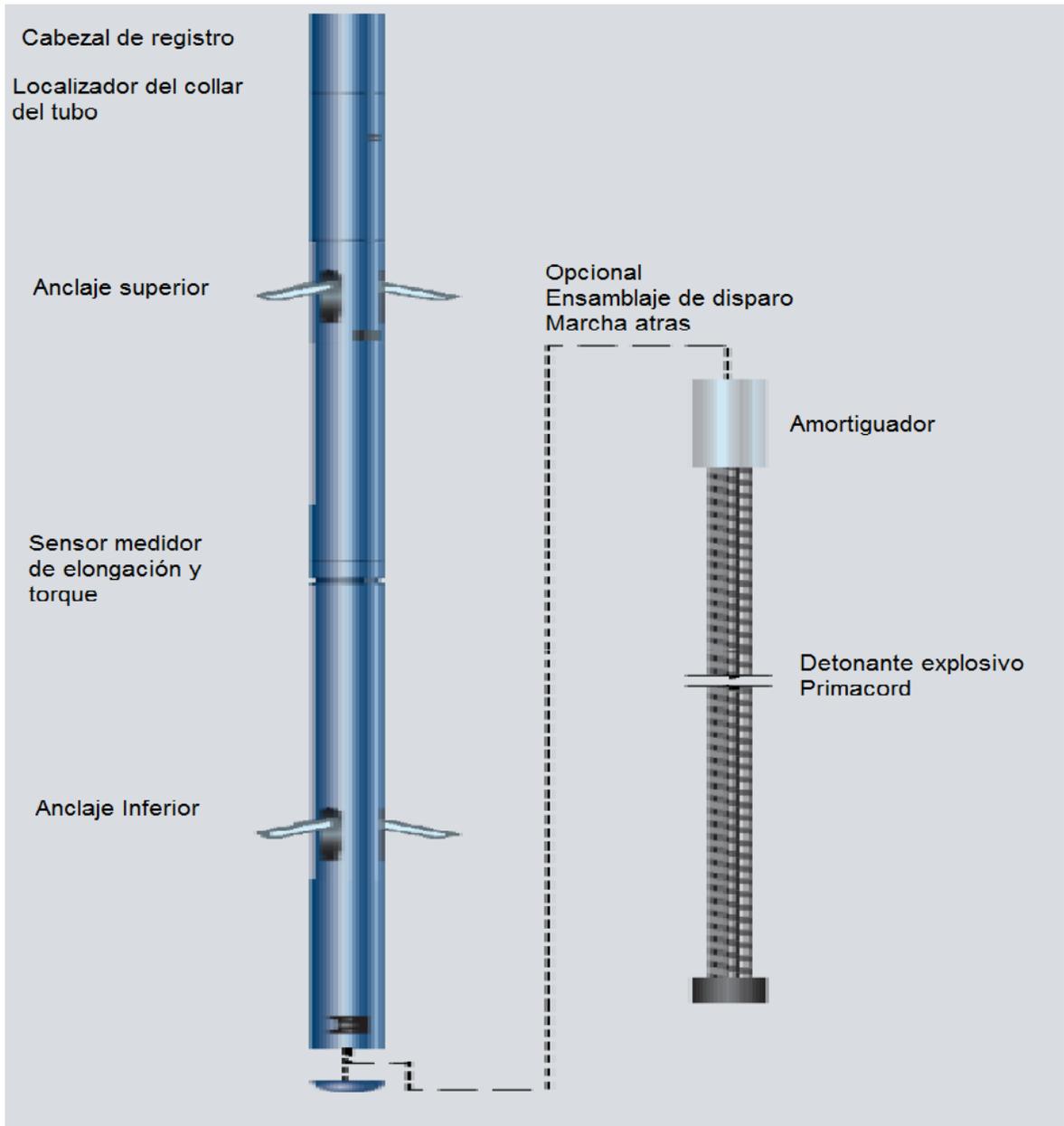
6.2.2 Herramienta indicadora de punto libre; FPIT. Esta herramienta utiliza un sensor de tensión y uno de torque para determinar el punto libre de la tubería de perforación pegada, collar, tubería flexible o de un revestidor.

Dentro del rango elástico del material de la tubería, la posición libre literalmente se deformara cuando este expuesta una tensión o torsión; el FPIT mide la deformación entre dos puntos de referencia cuando se aplica desde la superficie una cierta cantidad de tensión y torque a la sarta pegada.

Los puntos de referencia son los puntos de anclaje de la herramienta en la pared interior de la tubería. Los valores de deformación por tensión y torque se transmiten hacia la superficie a través del cable monoconductor de la unidad de

registros. La deformación será máxima si la tubería está libre y nula si la herramienta se ancla en la tubería por debajo del punto de pega.

Figura 52. Herramienta indicadora de punto libre. FPIT



Fuente. Schlumberger

6.2.2.1 Principios de medición

6.2.2.1.1 Sensor de Tensión. Es un transformador que consta de embobinados axiales. Un embobinado primario como transmisor se encuentra en la parte más baja de un ensamblaje móvil, mientras que la parte superior alberga dos embobinados que conforman un receptor.

6.2.2.1.2 Sensor de Torque. Es también un transformador que consta de embobinados pero en este caso de embobinados radiales.

6.2.2.2 Leyendo tensión. El FPIT mide la elongación de la tubería sobre la distancia entre los dos puntos de anclaje; para determinar si la tubería está pegada o libre a una profundidad determinada, el perforador inicialmente jala con “el peso normal”, este corresponde al peso de flotación de la tubería completa que se encuentra en el agujero. Es entonces colocado en posición y una sobretensión adicional es aplicada a la tubería en la superficie. La herramienta proporciona una medición de deformación.

6.2.2.3 Leyendo Torque. Mide la resistencia a la torsión entre los dos puntos de anclaje. Las anclas transmiten la deformación de la tubería a un sensor lineal. La razón del valor del torque calculado por el programa proporciona el porcentaje libre en torque.

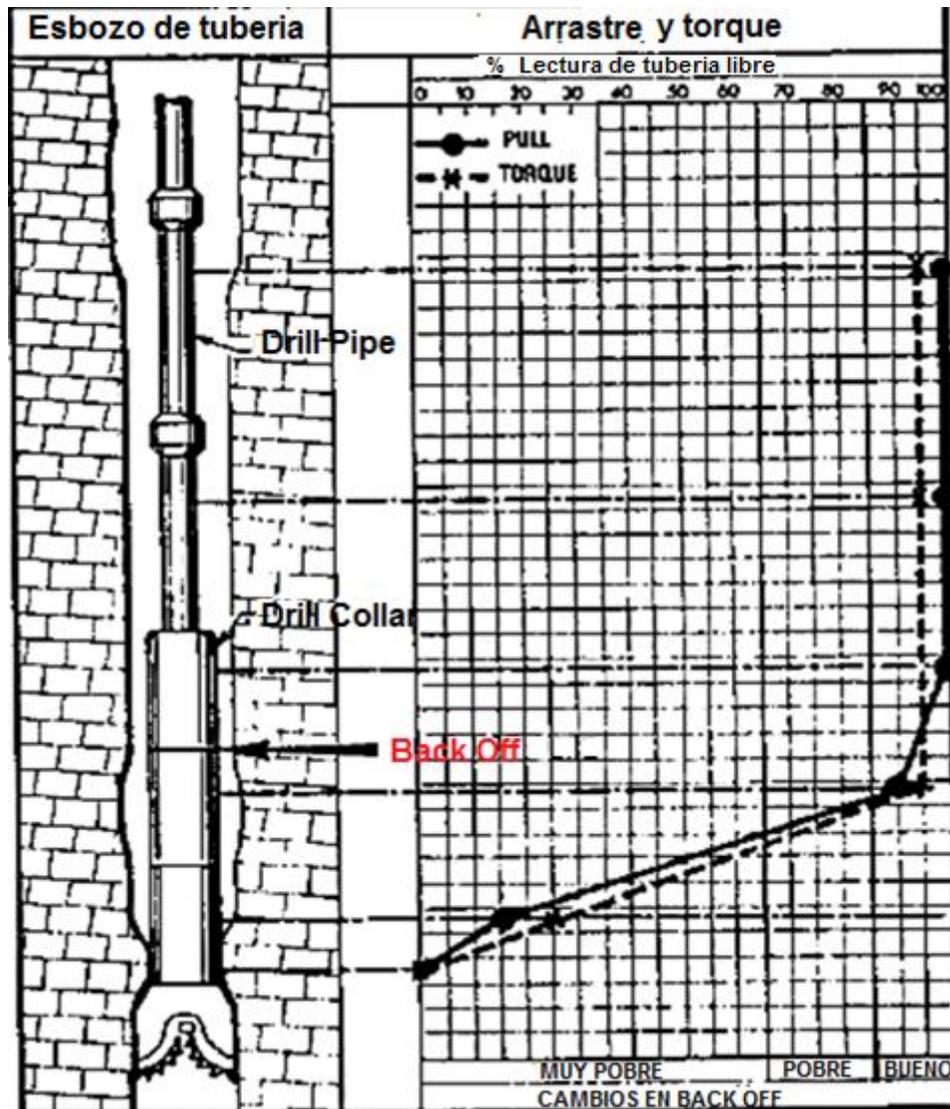
6.2.2.4 Toma de datos (Puntos de medición)

- Anclar primero en las profundidades del CCL, con el perforador, esto se hace chequeando componentes importantes como los martillos, tubería de perforación pesada o collar superior de la tubería. Luego, registrar el CCL a 1000 pies por encima del punto de pega estimada (este registro será muy valioso posteriormente para la selección de ciertos parámetros y el punto de conexión de la tubería)
- Es recomendable tomar lectura en ambos parámetros tanto de tensión como de torque cada 90 pies (cada 3 conexiones) comenzando por 500 pies por encima del punto que se sospecha que está pegado a la tubería. Esto establecerá un conjunto de lecturas de deformaciones en la tubería libre.
- Una vez que el punto de pega ha sido estimado, reducir los intervalos de medición a 30 pies o por cada conexión y se debe tomar unas pocas medidas a cada lado del punto de pega, estimado o sospechado.

6.2.2.5 Interpretación

1. Agujero vertical, tubería recta, pegada en un collar (DC) de perforación.

Figura 53. Agujero vertical, tubería recta, pegada en un Collar (DC) de perforación.



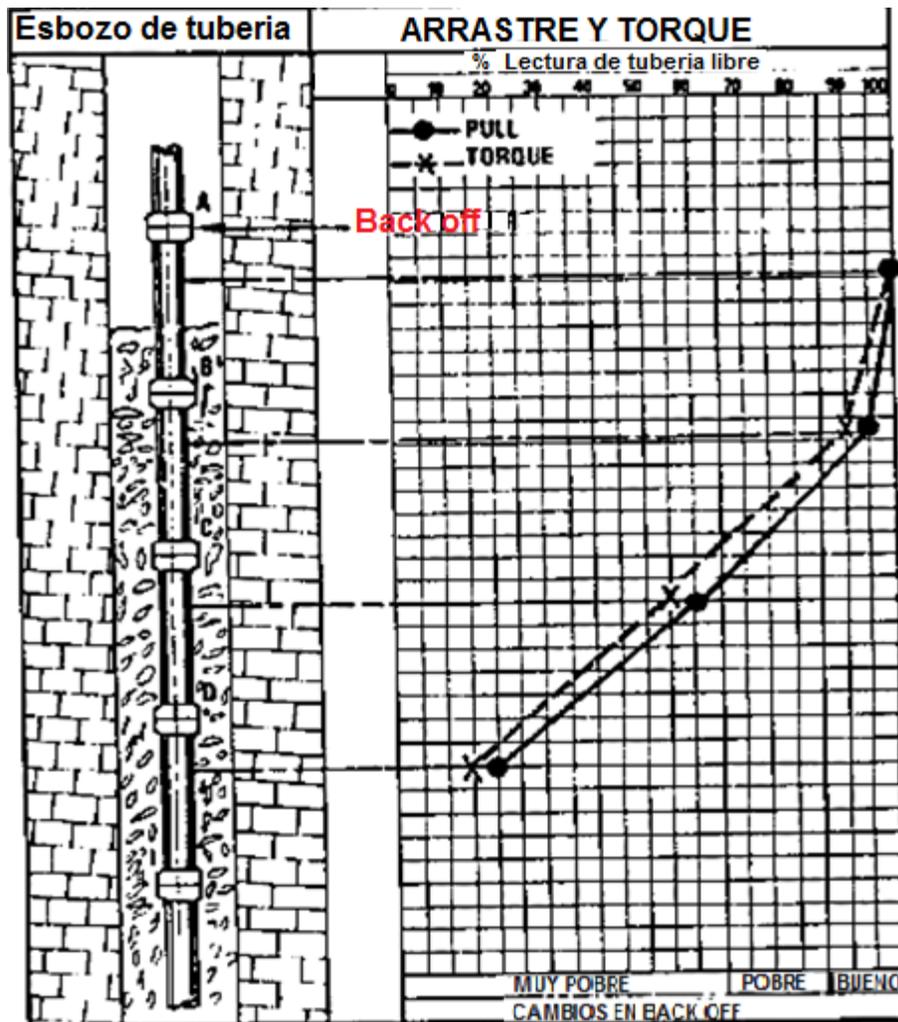
Fuente. Schlumberger

- Ambas lecturas de tensión y torque muestran el punto de pega en el mismo Collar (DC).

- Donde existe un pequeño punto de fricción con la pared, se observará un pico de caída en ambas lecturas por debajo del punto de pega.
- La tubería es considerada recuperable cuando la tensión y el torque indican 80-85% de lecturas libres.

2. Tubería Pegada por Empacamiento o Diferencial

Figura 54. Tubería Pegada por Empacamiento o Diferencial



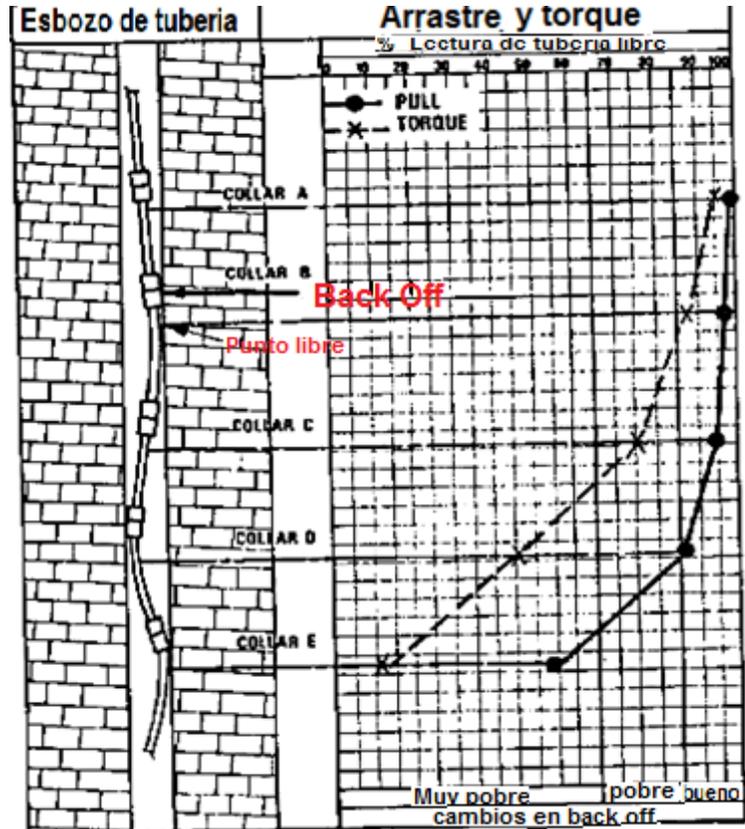
Fuente. Schlumberger

- En este caso, la transmisión de tensión o torque se hace más difícil.
- Las lecturas descienden por debajo del collar B, la tubería debe ser desconectada en cualquier punto, en el Collar A o Collar B.

- La tubería debe ser desconectada en el Collar cercano al 80 o 85% de las lecturas de tubería libre.

3. Agujero vertical, tubería altamente pandeada

Figura 55. Agujero vertical, tubería altamente pandeada



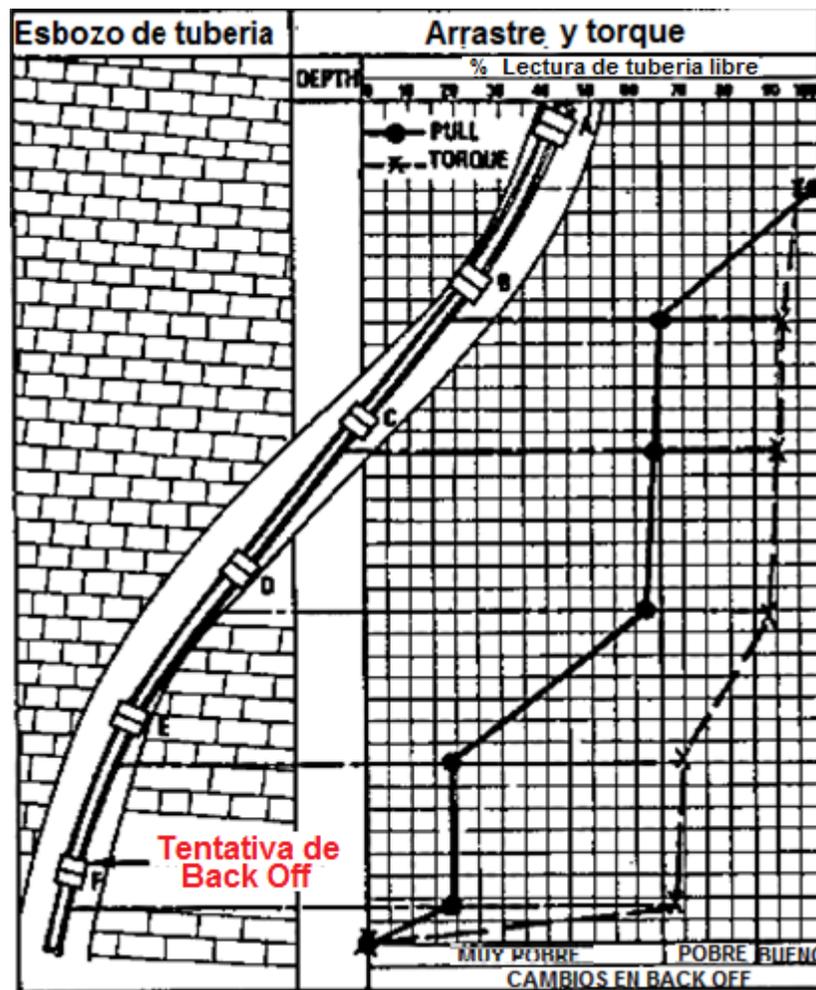
Fuente. Schlumberger

- Este caso ilustra la habilidad de obtener torque normal en una sarta doblada bastante mal.
- La tensión normal y el torque para esta sarta son leídas por encima del Collar B
- Por debajo del Collar B, las lecturas de tensión son normales pero las de torque descienden a medida que incrementa la profundidad.
- Lecturas normales de torque pueden frecuentemente ser obtenidas por debajo del Collar B con la aplicación de una sobretensión en la tubería.

- La desconexión de la tubería se debe realizar en donde aún se aprecian lecturas de torque altos.

4. Pozos desviados Torcidos

Figura 56. Pozos desviados Torcidos



Fuente. Schlumberger

- En pozos desviados es normal y posible transmitir a mayor profundidad el torque que la tensión.

- Las lecturas de torque frecuentemente son una función de la tensión aplicada a la tubería. Generalmente, la mejor transmisión de torque se obtiene a valores relativamente bajos de tensión.
- Se debe tener algún juicio acerca de qué debe ser desconectado. Mientras que la desconexión debería ser realizada con menos del 25% de lecturas de tensión, no es recomendable intentar una desconexión sin una lectura de torque del 50% de tubería libre.

6.2.2.6 Consejos Operacionales. Como punto de partida, el peso de la tubería por debajo del posible punto de pega debe ser suspendido por el bloque. Es recomendable tener tensión un poco alta como por ejemplo: el peso de flotación de toda la sarta + 10%(dependiendo de la profundidad y peso total de la sarta).

En algunos casos debido a la antigüedad de la tubería o a las condiciones de esta o el equipo de tensión, el peso deseado no puede ser levantado. En estos casos, levantar la tubería a una cantidad igual a la tensión máxima permitida menos la tensión adicional.

En agujeros con más de 15° de desviación, el peso base es usualmente menor que el peso de la tubería. Algunas experimentaciones pueden ser necesarias para determinar el peso base de manera que la tubería tendrá tensión uniforme cuando se tomen lecturas posteriores de tensiones.

La desconexión debe ser realizada inmediatamente después de las mediciones del FPIT.

6.3 PROCEDIMIENTO DE DESCONEXION “BACK OFF”

1. Apretar toda la sarta con torque 30% más alto que el valor que será usado para la desconexión y “trabajar el torque hacia abajo”.
2. Después de transmitir el torque hacia abajo, se procede a liberar el torque en la superficie y se cuenta las vueltas que se regresa. Si se regresa menos veces que las que se colocaron, quiere decir que la tubería se está apretando. Cuando después de trabajar la sarta se regresa las mismas vueltas que se colocaron, esto indica que la sarta esta lista para ser desconectada arriba del punto libre.
3. Aplicar tensión apropiada sobre la tubería para soportar el peso de flotación de la sección de sarta libre de manera que la junta/conexión a ser desconectada quede ligeramente en tensión. La herramienta FPIT puede ser un indicador

excelente de torque/tensión que son transmitidos a la conexión que va a ser desconectada (usar esta información).

4. Aplicar suficiente torque a la izquierda y transmitirlo a la conexión que va a ser desconectada, trabajando la sarta así:

- Primero, aplicar torque en sentido izquierdo y gradualmente trabajar hacia abajo la sarta hasta la conexión que ha sido seleccionada para intentar la desconexión. Aplicar de $\frac{1}{2}$ a 1 vuelta hacia la izquierda por cada 1000 pies de tubería de perforación arriba del punto de desconexión.
- Aplicar la cantidad de torque izquierdo que pueda ser transmitido de forma segura hasta el punto de conexión elegida, sin ponerse en riesgo de que ocurra una desconexión mecánica en cualquier otro punto de la sarta de perforación.
- Colocar una ligera sobretensión (de 2000 a 10000 lbs) por encima del peso de la sarta flotada arriba del punto libre. Continuación de procedimiento punto 4.

6.3.1 Recomendaciones para torque de desconexión

Cuadro 13. Tubería de perforación de acero (nueva o “Premium”)

Profundidad de desconexión (ft)	Vueltas por cada 1000 pies
0-4000	$\frac{1}{2}$ - $\frac{3}{4}$
4000-9000	$\frac{1}{2}$ -1
>9000	$\frac{3}{4}$ -1

Fuente. Schlumberger

La tubería en condiciones desconocidas requiere discreción como si se tratara de una tubería de grado bajo. La tubería desgastada de forma inapropiada o tubería con signos de fatiga puede no adaptarse a los valores promedios mostrados en la tabla superior.

5. Posicionar de forma precisa la carga explosiva ("string shot") corrida con cable de registros y colocar la tensión adecuada en el punto seleccionado. El tamaño de la carga explosiva tiene que ser lo suficiente potente para desconectar la tubería sin dañarla por su cuerpo. Esto puede ser calculado utilizando tablas de registros eléctricos para el diámetro de la tubería.

Aplicar suficiente torque a la sarta y transmitirla hacia abajo hasta el punto de conexión antes de disparar la carga explosiva, son frecuentemente las partes más críticas y difíciles de la operación.

6.3.2 Determinación del peso de desconexión adecuado. Teóricamente la conexión a soltar debe estar en condición de neutral. Sin embargo la experiencia muestra que es preferible tener la conexión en ligera tensión y no neutra o en compresión.

Existen tres propuestas diferentes que pueden ser usadas para determinar la tensión exacta que se debe aplicar en la superficie:

1. Calcular el peso de flotación de la tubería por debajo del punto de desconexión. Jalar esta cantidad más el porcentaje de peso de flotación por encima del punto de pega.
2. Obtener la tensión, restar el peso del pescado que se planea dejar en el agujero y sumar el 10% del peso de flotación por encima del punto de pega.
3. Usar mediciones del FPIT para determinar qué tipo de sobre tensión coloca la sarta en tensión cuando la tubería va a ser desconectada. Utilizar el valor más 5 klbs de sobre tensión.

6.3.3 Determinación del punto de desconexión apropiado

- Notar si el peso del bloque fue incluido o no, cuando el indicador de peso fue colocado en cero.
- Verificar si el peso del cuadrante (Kelly) está incluida en las lecturas.
- Las bombas de lodo deben estar apagadas mientras se toman las lecturas del registro de punto libre (desplazamientos axiales y circunferenciales con la sarta con sobre tensión y torsión).

7. CALCULO DEL TIEMPO ÓPTIMO DE PESCA

La decisión de parar las operaciones de pesca e iniciar una operación de SIDE TRACK, está basada en la reducción de costos. Se recomienda se recomienda que se haga el cálculo del tiempo óptimo de pesca (TOP) tan pronto como la tubería se pegue.

7.1 CALCULO DE LA RAZON DE COSTO PARA UN SIDE TRACK

$$\text{Razon de costo} = \frac{1,43R}{V + 56R + 5D + \left(\frac{7RD}{1250}\right) + 7000 + TR}$$

Ecu. 7.1 Fuente. Schlumberger

Dónde:

R = Costo por hora del equipo. (US\$)

D = Profundidad medida estimada del punto de pega. (Pies)

V = Valor de la sarta por debajo del punto de pega. (US\$)

T = Tiempo empleado en perforar el pozo original desde el punto de pega hasta la profundidad a la cual la tubería se pegó. (h)

Cuadro 14. Constantes

1,43 R	Tiempo que tomo volver a la misma profundidad previa a la pega. (Análisis estadístico.)
56 R	Tiempo empleado en las operaciones posteriores
5 D	Costo relacionado a operaciones de desenrosque

Fuente. Schlumberger

7.2 ANALISIS DE COSTO DE UNA NUEVA PERFORACION

Si se ha fallado en recuperar la pesca y es necesario realizar una nueva perforación se podría realizar la siguiente ecuación.

$$\text{Razon de costo} = \frac{1,43 R}{V + \text{Costo de una nueva perforación}}$$

Ecu. 7.2 Fuente. Schlumberger

Ejemplo ilustrativo

R = \$ 2059 (Costo de la operación por hora del equipo)

D = 1781 (Profundidad de pega)

V= 281192

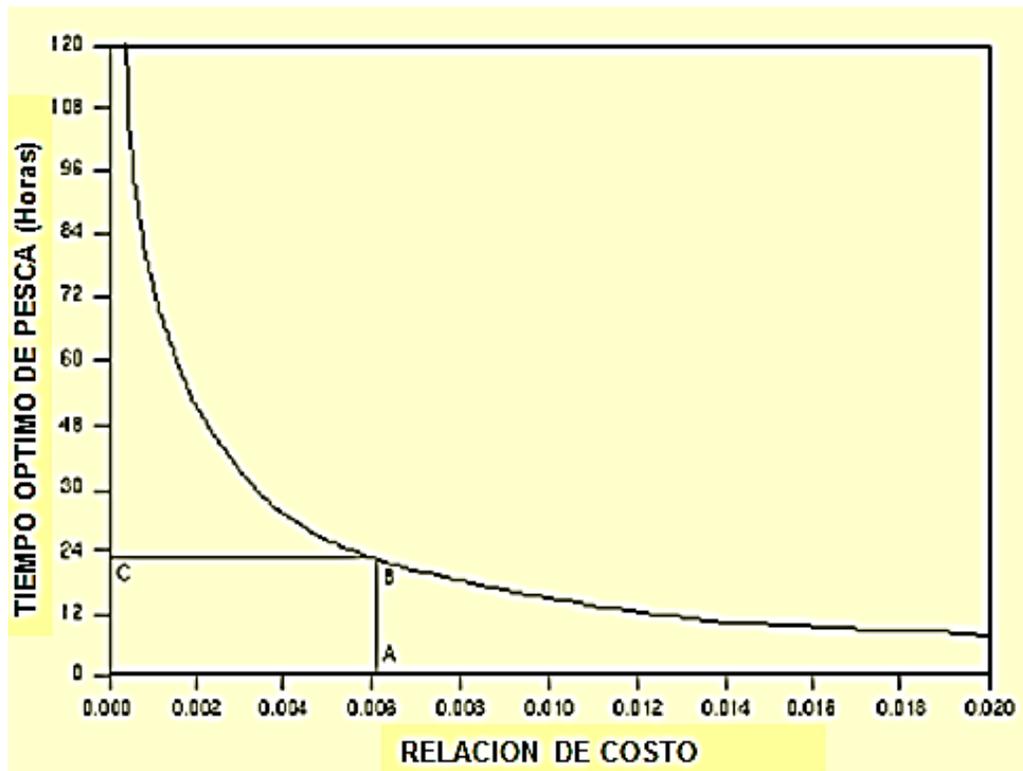
Tiempo de perforación= 24 h

Razon de costo

$$= \frac{1,43 * (2059)}{281192 + 56 * (2059) + 5 * (1781) + \left(\frac{7*(2059)*(1781)}{1250}\right) + 7000 + (24) * (2059)}$$

Razon de costo = 0,0061

Grafica 1. Cálculo del Tiempo Óptimo de pesca.



Fuente. Schlumberger

Tiempo Optimo de pesca = 23 horas

Cuadro 15. Relaciones constantes para costos

Costo de desenrosque (Back Off)	$17R + 5D + 4000$
Costo de sacar tubería del pozo	$\frac{RD}{3D + 1250}$
Cementación	$\frac{2R}{10R + 1250 + 2900}$
Viaje para acondicionar Tope de pescado	$\frac{2RD}{8R + 1250}$
Costo del Kick Off	$\frac{2RD}{18R + 1250}$
Costo de perforar nuevamente	<i>Tiempo de Re – perforación</i>

Fuente. Schlumberger

7.3 ECUACION COMBINADA (III)

$$\text{Costo de Side Track} = \frac{7RD}{56R + 5D + 1250 + 7000 + \text{Tiempo de Re perforar (R)}}$$

Ecu. 7.3 Fuente. Schlumberger

R = Costo de la operación por horas del equipo. (US\$)

D = Profundidad de pega. (Pies)

Esta ecuación es compatible con la ecuación de tiempo óptimo de pesca.

7.4 ECUACION COMBINADA (IV)

$$\text{Relacion de costo} = \frac{1,43R}{C}$$

Ecu. 7.4 Fuente. Schlumberger

C = Valor del pescado perdido en el pozo + costo de Side Track hasta la profundidad original.

Ejemplo ilustrativo, ecuación combinada III y IV

R = \$ 2059 (Costo de la operación por hora del equipo)

D = 1781 (Profundidad de pega)

Tiempo de perforación= 24 h

Costo de Side Track

$$= \frac{7 * (2059) * (1781)}{56 * (2059) + 5 * (1781) + 1250 + 7000 + \text{Tiempo de Re perforar}(2059)}$$

Costo de Side Track = \$ **201728** Estimado

El tiempo de re- perforación, es el tiempo empleado en re-perforar nuevamente la sección después del punto de arranque (Kick Off). (El mejor estimado será el tiempo empleado en perforar la sección original.)

Tiempo Óptimo de pesca

$$\text{Relación de costo Estimado} = \frac{1,43 * (2059)}{482.290} = 0,00610498$$

$$\text{Relación de costo Estimado} = \frac{1,43 * (2059)}{567.096} = 0,00519201$$

Donde:

C= Valor del pescado perdido en el pozo + Costo del Side Track hasta la profundidad original.

C = 281192 + 201728 = 482.290 Estimado

C = 281192 + 285904 = 567.096 Real

8. LIBERACION DE LA TUBERIA PEGADA.

8.1 LIBERACION DE LA PEGA DE TUBERIA POR MEDIOS MECANICOS.

Cuando se ha determinado que la tubería está pegada por presión diferencial o asentada en un ojo de llave, el mejor método para liberar la tubería consiste en golpear hacia abajo con martillos de perforación, mientras que se aplica torsión a la tubería. Este proceso debería ser comenzado inmediatamente después de que se pegue la tubería. Esto suele liberar la tubería sin necesitar fluidos de emplazamiento. El tiempo es crítico, ya que la probabilidad de que se pueda liberar la tubería disminuye con el tiempo. Cualquier demora en el comienzo de los golpes aumentará la cantidad de tubería pegada.

Observación: Si la tubería se pega al ser introducida en el pozo, debido a la presencia de un pozo por debajo del calibre a cambios del BHA, no se debe golpear hacia abajo.

8.2 LIBERACION DE LA TUBERIA PEGADA, CON FLUIDOS DE EMPLAZAMIENTO

Una vez que se ha determinado que la columna de perforación está pegada por presión diferencial, el espacio anula debería ser desplazado con un fluido de emplazamiento, desde la barrena hasta el punto libre. Los estudios pueden determinar la ubicación precisa del punto libre, pero la realización de estos estudios suele requerir mucho tiempo.

En el apartado 6.2 Estimación del punto de pega podemos estimar la profundidad de la zona pegada. Para aumentar las probabilidades de éxito, el fluido de emplazamiento debería ser aplicado lo antes posible.

Se recomienda hacer planes para mezclar y colocar una solución de imbibición lo antes posible después de que ocurra la pega por presión diferencial. Se debería seguir golpeando durante este proceso.

La solución de imbibición a usar depende de varios factores. Cuando se perfora con lodos base agua, se prefiere el uso de fluidos de emplazamiento base aceite.

Si los fluidos base aceite plantean un problema de contaminación o eliminación, será necesario usar otros fluidos de emplazamiento que sean aceptables desde el punto de vista ambiental.

En general, aceites, lodo base aceite, agua salada saturada, ácidos o agentes tensoactivos pueden ser usados para ubicar y liberar la tubería pegada, según la situación.

8.3 TECNICAS DE COLOCACION

El método de colocación consiste en colocar la solución de imbibición al lado de la zona pegada. Se piensa que la técnica de colocación del aceite es eficaz porque modifica el área de contacto entre el revoque y la tubería. Esto se logra mediante el agrietamiento del revoque.

Debido a su mayor área de contacto, los portamechas se pegan por presión diferencial con mayor frecuencia que el resto de la columna de perforación. A menos que haya alguna indicación – de un estudio del punto libre o de los cálculos de estiramiento de la tubería – que la tubería está pegada encima de los portamechas, los fluidos de emplazamiento se colocarán generalmente alrededor de los portamechas.

La preparación y colocación de una solución inhibidora alrededor del espacio anular del portamechas es relativamente simple. Dondequiera que esté pegada la columna de perforación, el volumen de solución de imbibición usado debería ser suficiente para cubrir toda la sección de pega de tubería más un volumen de reserva para bombear periódicamente un volumen adicional de solución de emplazamiento. La mayoría de las fallas ocurren porque toda la sección de pega de tubería no está completamente cubierta.

8.4 LIBERACION DE LA TUBERIA PEGADA MEDIANTE LA REDUCCIÓN DE PRESIÓN DIFERENCIAL.

La reducción de la presión diferencial también libera la tubería pegada por presión diferencial. Esto puede ser realizado de varias maneras. Un método consiste en colocar un fluido más ligero que el fluido de perforación dentro del pozo, encima del punto pegado. El agua y el aceite son los fluidos más usados para este procedimiento.

Fluidos de densidad reducida

I. Se coloca aceite diesel.

- Suponer una reducción de la presión diferencial (Pd^*), un peso del lodo (W_m) y un volumen anular (V_a en bbl/pie).
- Convertir el peso del lodo (en lb/gal) a un gradiente de presión: $\nabla P_m = 0,052 * W_m$
- Convertir el peso del aceite diesel (en lb/gal) a un gradiente de presión: $\nabla P_o = 0,052 * W_o$
- Gradiente de presión diferencial: $\nabla P \text{ diferencial} = \nabla P_m - \nabla P_o$
- Longitud anular de aceite diesel (en pies): $L_{ao} = \frac{Pd^*}{\nabla P \text{ diferencial}}$
- Volumen del aceite diesel requerido (en bbl): $V_{or} = L_{ao} * V_a$
- Colocar el aceite diesel en el espacio anular, encima de la zona pegada.

II. Para reducir la presión diferencial reduciendo el peso del lodo encima del punto pegado:

- Suponer una reducción de la presión diferencial (Pd^*), un peso del lodo (W_m), un volumen anular (V_a en bbl/pie) y un punto de pegado (H_p en pies).
- Convertir el peso del lodo (en lb/gal) a un gradiente de presión: $\nabla P_m = 0,052 * W_m$
- Resolver para el gradiente de presión (X) del peso de lodo reducido mediante: $X = \nabla P_m - \frac{Pd^*}{H_p}$
- Peso del lodo reducido: $W_{mr} = \frac{X}{0,052}$
- Volumen del fluido emplazado con peso del lodo reducido: $V_e = H_p * V_a$
- Colocar el fluido más ligero en el espacio anular, encima de la zona pegada.

Siempre proceder con cuidado al reducir la presión diferencial. Si se reduce demasiado la presión diferencial, el pozo puede sufrir un amago. Planes de emergencia deberían ser establecidos antes de tratar de ejecutar estos procedimientos.

8.5 HERRAMIENTA DE PRUEBA DE LA PRODUCTIVIDAD POTENCIAL DE LA FORMACIÓN

Otro método usado para liberar la tubería pegada por presión diferencial mediante la reducción de la presión diferencial consiste en usar una herramienta de Prueba de la Productividad Potencial de la Formación (DST). Aunque no se use tanto como las técnicas descritas anteriormente, se considera que la herramienta de

DST es de funcionamiento seguro ya que se mantiene el pozo bajo un control estricto mientras que se reduce la presión diferencial a través de la zona pegada. Los inconvenientes de esta técnica son el tiempo requerido para movilizar el equipo especial de DST y el personal, así como la necesidad de desenroscar la tubería, realizar un registro de cable (i.e. seleccionar el asiento del empaque) y realizar un viaje de acondicionamiento antes que la operación pueda ser ejecutada.

Este procedimiento sólo debería ser ejecutado por un técnico experimentado que entienda todo el procedimiento, las herramientas apropiadas y los procedimientos de seguridad. Después de desenroscar la tubería encima de la zona pegada, se realiza un registro de cable para seleccionar una zona de calibre casi uniforme para colocar el empaque. Se introduce un conjunto de pesca apropiado por debajo del empaque y se llena el conjunto de DST con un fluido de densidad inferior, según la reducción de presión diferencial que se desea obtener.

Se conecta el conjunto de pesca al pescado y se coloca el empaque para reducir la presión hidrostática. El pescado puede liberarse inmediatamente, dislocando el empaque y produciendo un aumento brusco de la carga del gancho. Si el empaque está dislocado, se vuelve a aplicar la presión hidrostática, causando otra situación de presión sobrebalanceada. Si el pescado queda libre, se debe soltar el empaque y desplazar inmediatamente la tubería hacia arriba y hacia abajo.

8.6 TECNICA DEL TUBO EN U

Otro método para liberar la tubería pegada por presión diferencial mediante la reducción de la presión diferencial consiste en reducir la altura de la columna de lodo en el espacio anular hasta por debajo del niple de campana. Este procedimiento se llama "Técnica de Tubo en U". De acuerdo con este procedimiento, se desplaza el lodo del espacio anular mediante el bombeo de un fluido ligero (como aceite diesel, agua o nitrógeno) dentro de la columna de perforación. Después de bombear el volumen requerido de fluido de baja densidad, se purga la presión (y algún líquido) del tubo vertical. Luego se deja que el lodo más pesado dentro del espacio anular regrese a la columna de perforación pasando por el "Tubo en U", produciendo una reducción de la altura de lodo dentro del espacio anular.

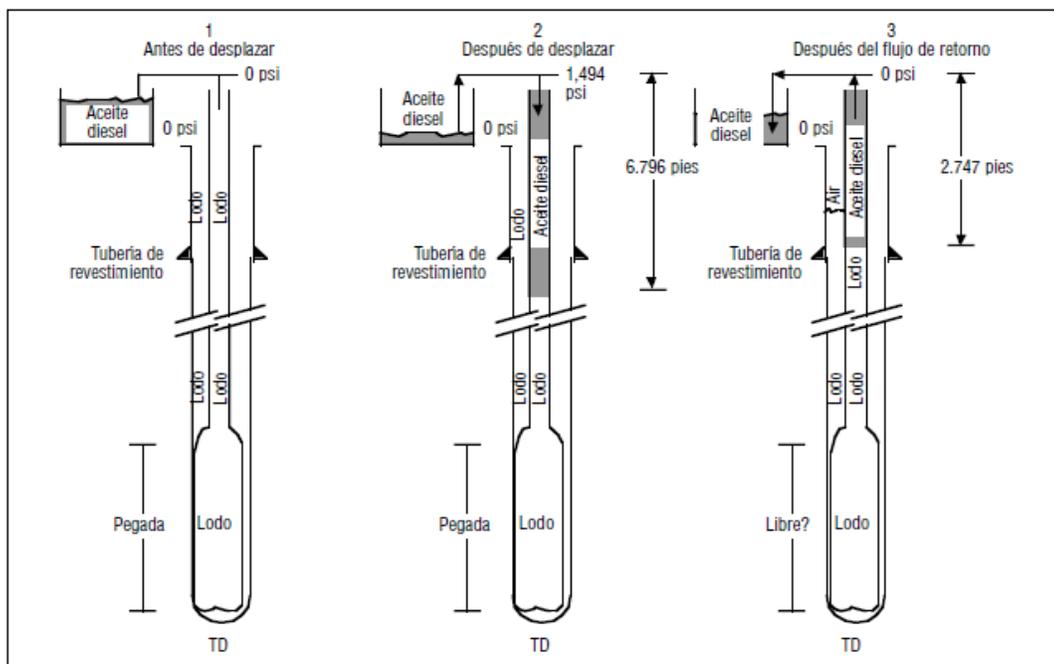
Siempre proceder con cuidado al reducir la presión diferencial. En este caso, cálculos precisos deben ser realizados para determinar el volumen de fluido ligero a bombear antes de permitir que el lodo dentro del espacio anular regrese a la

columna de perforación después de pasar por el Tubo en U. No se debe usar este procedimiento cuando la barrena en el pozo tiene toberas de pequeño tamaño, debido a la posibilidad de taponamiento de la barrena. La técnica puede ser aplicada de manera segura en la mayoría de las situaciones, a condición de que haya sido analizada y planeada minuciosamente.

Será necesario tomar en cuenta las presiones de la formación y las posibles zonas productivas (gas/petróleo) encima del punto pegado, así como las presiones de la formación estimadas o conocidas en el punto pegado. Si no se conoce el gradiente de presión de la formación, se puede determinar una presión aproximada multiplicando un gradiente de formación normal (0,47 psi/pie) por la profundidad pegada.

Esta presión, restada de la presión hidrostática del lodo, proporcionará un valor aproximado de la reducción máxima de presión necesaria para liberar la tubería pegada. El objetivo de esta técnica es liberar la tubería pegada de una manera prudente y segura, sin perder el control del pozo. Se recomienda el siguiente procedimiento para liberar la tubería pegada por presión diferencial si se ha determinado que la técnica de Tubo en U puede ser aplicada de manera segura y que no hay ninguna obstrucción dentro o fuera de la columna de perforación que pueda impedir el movimiento del fluido en cualquier sentido (ver la Figura 17):

- Circular y acondicionar el lodo en el pozo.
- Determinar una reducción máxima segura de la presión hidrostática.



Fuente. Schlumberger

Fig. Secuencia de desplazamiento del tubo en U.

Calcular los siguientes valores:

- a. Barriles totales del fluido ligero que será desplazado inicialmente dentro de la columna de perforación y que termina reduciendo la presión hidrostática en el espacio anular y la columna de perforación mediante la compensación de flujo de retorno.
- b. Contrapresión máxima esperada en el manómetro de la tubería de perforación después de desplazar este volumen, debido a la presión diferencial entre el espacio anular y la tubería de perforación.
- c. Barriles de fluido ligero que deben regresar a los tanques durante la compensación.
- d. Barriles de fluido ligero que deben de quedar dentro de la perforación después de la compensación.
- e. Caída del nivel de fluido (pies) en el espacio anular después de compensar los volúmenes de fluido ligero y lodo en la columna de perforación y el volumen de lodo en el espacio anular.
 - Instalar líneas entre la tubería de perforación y el múltiple del piso del equipo de perforación para que el fluido ligero pueda ser desplazado con la unidad de cementación. Además, hacer los preparativos o instalar los equipos necesarios para controlar el flujo de retorno de fluido ligero a través de un estrangulador o una válvula durante la compensación.
 - Desplazar lentamente el fluido ligero dentro de la tubería de perforación hasta que se haya desplazado todo el volumen calculado. Tomar nota de la contrapresión en el calibre de la tubería de perforación a este punto.
 - Instalar los equipos para el flujo de retorno de fluido ligero.
 - Sacar la tubería hasta alcanzar la tensión máxima segura para la tubería de perforación y realizar el flujo de retorno del fluido a partir de la tubería de perforación, a una velocidad controlada a través del estrangulador o de la válvula. Parar periódicamente el flujo de retorno para observar la contrapresión sobre la tubería de perforación y examinar el espacio anular para detectar cualquier señal de movimiento ascendente del fluido. Si el pozo está estático (i.e. ningún flujo de fluido de la formación), la presión de la tubería de perforación debería disminuir con el flujo de retorno. Si el pozo intenta hacer un amago, la presión de la tubería de perforación se estabilizará o aumentará con el flujo de retorno. En la situación deseada, el nivel de fluido anular seguirá cayendo, simulando un vacío durante los periodos de flujo de retorno.

Es muy importante observar continuamente el espacio anular en caso de que sea necesario suspender las operaciones de flujo de retorno y poner en práctica los procedimientos de control de pozo.

- Intentar de mover la tubería y golpear la tubería pegada, si es posible.
- Si la columna de perforación no queda libre, entonces:

- a. Llenar el espacio anular con lodo hasta la superficie, invertir lentamente la circulación de fluido ligero a partir de la tubería de perforación, y hacer circular un volumen total del pozo. Observar los retornos para determinar si algún fluido de la formación (gas/petróleo) ha entrado en el pozo.
- b. Considerar la posibilidad de reducir aún más la presión hidrostática si es posible hacerlo de manera segura, y repetir todos los pasos anteriores.
 - Si la columna de perforación queda libre, tratar de mover la tubería y acondicionar el pozo antes de realizar los viajes y/o continuar la perforación.

8.7 LAVADO DE LA TUBERIA Y DESVIACION DE ESTA

Si la tubería no queda libre después de tratar de mover y golpear la tubería por un plazo razonable (generalmente de 24 a 48 horas) con una solución de imbibición en el pozo, el operador debe decidir si se debe desenroscar la tubería encima del punto pegado y lavar la tubería pegada, o retro-taponar y desviar el pozo. En general esta decisión está basada en los aspectos económicos. El costo estimado de una operación de lavado exitosa debe ser comparado con el costo de reemplazo de la tubería pegada, más el costo estimado para perforar de nuevo hasta la misma profundidad.

El tubo de lavado se compone de tubería de revestimiento y molino con un Diámetro Exterior (DE) inferior al del pozo perforado, y un Diámetro Interior (DI) superior al DE más grande del pescado. El tubo de lavado es introducido dentro del pozo a través de la tubería de perforación. La cantidad de tubo de lavado introducida en un momento determinado depende de la longitud del pescado que se debe lavar.

Una vez que se ha establecido la circulación, se hace girar lentamente el tubo de lavado encima del pescado. Se debe aplicar un peso mínimo y observar la cantidad de acción ligante para evitar pegar el tubo de lavado.

8.8 MECANISMO DE PEGA DE LA TUBERÍA, HOJA DE TRABAJO Y LIBERACION DE TUBERIA PEGADA SEGÚN EL MECANISMO DE PEGA.

Cuadro 16. Hoja de trabajo: Liberación de la tubería pegada

MECANISMO DE PEGA DE LA TUBERÍA (SEGÚN AMOCO TRUE)			
	Empaquetamiento/ puente	Presión diferencial	Geometría del pozo
¿Movimiento de la tubería antes de la pega?			
Movimiento hacia arriba	2	0	2
Rotación hacia arriba	0	0	2
Movimiento hacia abajo	1	0	2
Rotación hacia abajo	0	0	2
Estático	2	2	0
¿Movimiento de la tubería después de la pega?			
Libre hacia abajo	0	0	2
Limitado hacia abajo	1	0	2
Imposible hacia abajo	0	0	0
MECANISMO DE PEGA DE LA TUBERÍA (SEGÚN AMOCO TRUE)			
	Empaquetamiento/ puente	Presión diferencial	Geometría del pozo
¿Rotación de la tubería después de la pega?			
Rotación libre	0	0	2
Rotación limitada	2	0	2
Rotación imposible	0	0	0
¿Presión de Circulación después de la Pega?			

Circulación libre	0	2	2
Circulación limitada	2	0	0
Circulación imposible	2	0	0
Totales			

Instrucciones:

Contestar a las preguntas sombreadas trazando un círculo alrededor de todos los números en la hilera que contiene la respuesta correcta.

Sumar las columnas.

La columna con el número mayor indica el mecanismo de pega más probable.

Ver las tablas sobre las acciones de liberación en la página siguiente.

Fuente. Schlumberger

Ejempló:

Pregunta 1:

¿Cómo fue el movimiento de la tubería previamente a la pega?

Respuesta 1:

Moviéndose hacia arriba.

Valores en la tabla:

2 , 0 , 2

Pregunta 2:

¿Cómo fue el movimiento de la tubería después de la pega?

Respuesta 2:

Imposible hacia abajo.

Valores en la tabla:

0 , 0 , 0

Pregunta 3:

¿Cómo fue la rotación de la tubería después de la pega?

Respuesta 3:

Rotación imposible.

Valores en la tabla:

0 , 0 , 0

Pregunta 4:

¿Cómo es la presión de circulación de la pega?

Respuesta 4:

Circulación imposible.

Valores en la tabla:

2 , 0 , 0

Resultados del mecanismo de pega

RESPUESTA	Empaquetamiento / puente	Presión diferencial	Geometría del pozo
Moviéndose hacia arriba	2	0	2
Imposible hacia abajo	0	0	0
Rotación imposible	0	0	0
Circulación imposible	2	0	0
TOTAL	4	0	2

El probable mecanismo de pega es EMPAQUETAMIENTO/PUENTE, ya que el número total más alto fue el de su columna.

8.8.1 Liberación de la Pega causada por la Geometría del pozo

Acción inicial:

- Si la pega ocurrió al subir, aplicar torque y golpear HACIA ABAJO con la carga máxima de viaje.
- Si la pega ocurrió al bajar, no aplicar torque y golpear HACIA ARRIBA con la carga máxima de viaje. Parar o reducir la circulación al armar el martillo y al golpear hacia abajo.

OBSERVACIÓN: La presión de bombeo AUMENTARÁ el impacto hacia arriba y REDUCIRÁ el impacto hacia abajo del martillo hidráulico.

- Seguir golpeando hasta que la columna quede libre o que se tome otra decisión. Puede que sea necesario golpear durante 10+ horas.

Acción secundaria:

Colocar ácido si la tubería está pegada en caliza o tiza. Colocar agua dulce con sal móvil.

Cuando la columna queda libre:

- Aumentar la circulación hasta la velocidad máxima, hacer girar y mover la columna.
- Ensanchar/reparar saliendo completamente la sección del pozo.
- Circular el pozo hasta que quede limpio.

8.8.2 Liberación de la Pega causada por el Empaquetamiento/Puente Pega al subir o con la Columna Estática

Acción para establecer circulación:

- Aplicar una presión de bombeo baja (200 a 400 psi). Mantener la presión si se puede obtener una circulación limitada.
- ¡NO GOLPEAR HACIA ARRIBA! ¡APLICAR TORQUE! Liberar hasta el peso de asentamiento MÁXIMO. Dejar suficiente tiempo para un viaje del martillo hidráulico (4 a 6 minutos para un ciclo largo, ver el manual del martillo).
- Si la columna no queda libre, ¡NO GOLPEAR HACIA ARRIBA! Golpear HACIA ABAJO hasta que la columna quede libre o se tome otra decisión. Puede que sea necesario golpear durante 10+ horas.

Cuando se logra establecer la circulación:

- Aumentar lentamente la velocidad de bombeo hasta alcanzar la velocidad máxima. Cuando sea posible, mover la columna y circular el pozo para limpiarlo a partir de la profundidad de la barrena.
- Ensanchar la sección hasta que el pozo quede limpio.
- Si se sale del pozo (POOH) para registrar y/o meter revestidor, regresar al fondo y circular el pozo hasta que quede limpio.

Pega durante el descenso

Acción para establecer la circulación:

- Aplicar una presión de bombeo baja (200 a 400 psi). Mantener la presión si se puede obtener una circulación limitada.
- ¡NO GOLPEAR HACIA ABAJO! ¡APLICAR TORQUE! Aplicar el exceso MÁXIMO de tracción al martillo. Dejar suficiente tiempo para un viaje del martillo hidráulico (4 a 8 minutos para un ciclo largo, ver el manual del martillo).
- Si la columna no queda libre, ¡NO GOLPEAR HACIA ABAJO! Golpear HACIA ARRIBA hasta que la columna quede libre o que se tome otra decisión. Puede que sea necesario golpear durante 10+ horas.

Cuando se logra establecer la circulación:

- Aumentar lentamente la velocidad de bombeo hasta alcanzar la velocidad máxima. Cuando sea posible, mover la columna y circular el pozo para limpiarlo a partir de la profundidad de la barrena.
- Ensanchar la sección hasta que el pozo quede limpio.
- Seguir metiendo en el pozo (RIH), metiendo tubo a tubo y circulando desde el fondo. Si se observa un peso de asentamiento excesivo, parar y circular el pozo hasta que quede limpio. Ensanchar según se necesite.

8.8.3 Liberación de la pega causada por la presión diferencial

Acción inicial:

- Circular a la velocidad normal.
- Transmitir el torque límite MÁXIMO hasta la profundidad pegada y mantener el torque en la columna.
- Parar o reducir al mínimo la velocidad de bombeo.
- ¡Liberar hasta el límite MÁXIMO de asentamiento!
- Dejar suficiente tiempo para un viaje del martillo hidráulico (4 a 8 minutos para un ciclo largo, ver el manual del martillo).
- Si la columna no queda libre, mantener el torque en la columna y seguir golpeando hacia abajo con la carga máxima de viaje.
- Si la columna no queda libre después de 5 a 10 impactos del martillo, seguir golpeando mientras que se prepara una píldora de liberación de la tubería.

Acción secundaria:

Si la sarta no se libera después de 5 a 10 golpes del martillo, continuar martillando mientras se prepara una solución de imbibición o píldora para liberar tubería

Cuando la columna queda libre:

- Hacer girar y mover la columna
- Circular para limpiar el pozo.
- Acondicionar el lodo para obtener las propiedades necesarias.

9. CONCLUSIONES

- La pega de tubería no es inevitable, por consiguiente es necesario prestar mucha atención y tener toda la información posible de lo que ocurre en el pozo para poder tomar una acción rápida y pertinente en caso de que ocurra.
- Realizar el cálculo del tiempo óptimo de pesca, antes de realizar la operación liberación de tubería. Esto permite reducir el impacto económico; ya que un tiempo óptimo para esta labor es 24 horas, luego de ese tiempo el proceso que se haga se verá reflejado en pérdidas desmedidas.
- La metodología para solucionar los problemas de pega de tubería depende de la caracterización de cada pozo.
- La pega de la sarta puede ocurrir mientras se perfora, haciendo una conexión, repasando el agujero, tomando registros, durante la terminación y pruebas del pozo, o durante cualquier tipo de operación que implique perder parte de la sarta en el agujero.
- Las pegas de tubería generalmente ocurren: dentro de las horas del cambio de guardia, durante las horas de descanso de los supervisores.
- Brindar la opción de que basados en la metodología planteada se pueda desarrollar un tipo software para el uso del personal en campo.
- Es necesario realizar las buenas prácticas para evitar problemas de pegas: al sacar tubería, correr revestimiento, al hacer conexiones, al perforar, al tomar registros, al diseñar el programa de perforación, etc.

10. RECOMENDACIONES

- Para poder terminar de manera eficiente y adecuada el documento final, es necesario que se seleccione el material o la bibliografía adecuada, de acuerdo a sus temas y contenido.
- Se debe realizar la tabla de contenido, para poder tener el orden de las ideas que se van a plasmar, sobre todo si es un documento extenso o se puede incurrir en confusiones y desorden teórico.
- Se recomienda guardar varias versiones del proyecto en su construcción para no tener inconvenientes de pérdida de la información ya adelantada.
- Se debe realizar un calendario de actividades propio para culminar adecuadamente el proceso de la construcción del proyecto final.
- Es necesario hacer varias revisiones del documento para corregir defectos del documento.
- Llamar algunos eventos o herramientas de la perforación de acuerdo a la localidad donde se entregara el resultado final de la tesis.
- Es necesario tener comunicación constante con el codirector de tesis, jurados y otros que puedan asesorar la culminación adecuada del proyecto.

BIBLIOGRAFIA

BAROID, Manual de fluidos de perforación.

ENCICLOPEDIA DE PERFORACION, Tomo 1-14 PDF.

MANUAL PARA PEGA DE TUBERIA. Capítulo 15. Pega de tubería. PDF

MUHAMMAD A. MUQEEM, SPE, ALEXANDER E. WEEKSE, SPE, ALI A. AL-HAJJI, SPE, SAUDI ARAMCO. Stuck Pipe Best Practices - A Challenging Approach to Reducing Stuck Pipe Costs. PDF

PETROWORKS. Procedimiento para Pegas de Tubería Durante Operación.

PRIDE COLOMBIA. Operación en pega de Tubería.

PRIDE. Pegas de Tubería (Presentación Power Point).

R.M. SHIVERS III, SPE, AND R.J. DOMANGUE, SPE, TEXACO U.S.A. Operational Decision Making for Stuck-Pipe Incidents in the Gulf of Mexico: A Risk Economics Approach

REGISTRO 3104 Imágenes.

RIVERA CORREA, Olga. Solución Informática a Pegas de Tubería la Perforación de Pozos Petroleros.

SCHLUMBERGER, Artículo: El rol en expansión de los registros de lodo, Oil field Primavera 2012: 24. No. 1.

SCHLUMBERGER, Prevención de pega de tuberías, Drilling & measurements.

SCHULMBERGER. Driller Stuck Pipe Handbook.

SIEP. WELL ENGINEERS NOTEBOOK, Edition 4, may 2003.PDF

SMITH, Randy, Training to Reduce Unscheduled Events, Bp.

SWACO. Pega de Tubería, Mecanismos (Presentación Power Point).

TORNE, JUAN. MARVIN ROURKE, BROCK DEROUEN, AND CALVIN KESSLER, HALLIBURTON *FORMERLY OF HALLIBURTON. Middle East Case-Study Review of a New Free-Pipe Log for Stuck-Pipe Determination and Pipe-Recovery Techniques.

TRABAJO DE PESCA POZO C-2064. Informe Final.

WEAKLEY, R.R., CHEVRON SERVICES INC. Use of Stuck Pipe Statistics To Reduce the Occurrence of Stuck Pipe. PDF

WELL CONTROL SCHOOL. Calculo del tiempo Óptimo de Pesca. PDF

ANEXOS

Anexo A.
Pega de Tubería – Empaquetamiento del Pozo.

Problema	Recortes Asentados	Inestabilidad de la Lutita	Formación Fracturada, No Consolidada	Cemento (Bloques o Blando)	Basura en el Pozo
Causas	<ul style="list-style-type: none"> - Perforación demasiado rápida. - Velocidad anular o reología inadecuada. - Acumulación de recortes (socavamientos). - Tiempo de circulación Insuficiente. - Perforación ciega sin píldoras de barrido. - Perforación sin circulación. 	<ul style="list-style-type: none"> - Perforación de lutita reactiva con lodo no inhibidor. - Perforación de lutita presurizada con peso de lodo insuficiente. 	<ul style="list-style-type: none"> - Perforación de la formación no cementada. - Revoque limitado o ausente. - Perforación de una formación fracturada Naturalmente. 	<ul style="list-style-type: none"> - Bloques de cemento caen de alrededor de la zapata de cementación de la tubería de revestimiento, los tapones de inyección o los tapones de desviación del pozo. - Tentativa de circulación mientras que la columna de perforación está sumergida en cemento blando (fraguado instantáneo) 	<ul style="list-style-type: none"> - Caída accidental de basura en el pozo. - Falla del equipo de fondo.
Señales de alerta e indicios	<ul style="list-style-type: none"> - ROP más alta con retorno insuficiente de recortes. - Aumento de torque, arrastre y presión de bombeo. - Sobre-tensión sobre las conexiones y durante los viajes. - Relleno en el fondo después de las conexiones y los viajes. 	<ul style="list-style-type: none"> - Aumento de la viscosidad embudo (VE), VP, PC, esfuerzos de gel y CEC. - Aumento de torque, arrastre y presión de bombeo. - Sobre-tensión sobre las conexiones y durante los viajes. - Embolamiento de la barrena y del BHA. 	<ul style="list-style-type: none"> - Equipo de control de sólidos cargado con arena y recortes. - Pérdidas por infiltración. - Relleno durante las conexiones y después de los viajes. - Aumento brusco del torque y arrastre. - Circulación limitada. 	<ul style="list-style-type: none"> - Hueco de ratón excesivo en la tubería de revestimiento. - Aumento del torque y arrastre. - Circulación limitada. - Movimiento limitado de la tubería. 	<ul style="list-style-type: none"> - Puede ocurrir en cualquier momento. - Partes metálicas en las zarandas. - Un movimiento parcial es posible.

	<ul style="list-style-type: none"> - Circulación limitada. - Aumento de LGS y peso del lodo. 	<ul style="list-style-type: none"> - Aumento de la presión poral. - Relleno durante las conexiones y después de los viajes. - Grandes materiales de derrumbes en las zarandas. - Circulación limitada. 	<ul style="list-style-type: none"> - Material de derrumbe de gran tamaño en las zarandas. 		
Prevención	<ul style="list-style-type: none"> - Reología apropiada del lodo. - Usar GPM máximo para el tamaño del pozo. - Controlar la ROP si es necesario. - Bombear píldoras de barrido para limpiar el pozo. - Viaje del limpiador después las corridas del motor de fondo. - Aumentar la rotación de la columna de perforación. - Circular por más tiempo. 	<ul style="list-style-type: none"> - Usar lodo inhibidor. - Aumentar el peso del lodo. - Minimizar el tiempo de exposición del pozo abierto. - Usar píldoras de barrido para limpiar el pozo. - Aumentar la reología del lodo. 	<ul style="list-style-type: none"> - Proporcionar un revoque de buena calidad. - Usar materiales puente antes apropiados. - Evitar un tiempo de circulación excesivo. - Usar píldoras de barrido para mantener el pozo limpio. -Aumentar la reología del pozo 	<ul style="list-style-type: none"> - Limitar el hueco de ratón en la tubería de revestimiento. - Dejar suficiente tiempo para el fraguado del cemento. - Reducir la velocidad de viaje frente a la sección de cemento. - Calcular el tope del cemento y comenzar a circular a dos haces de tubería en pie encima del tope del cemento. - Controlar la perforación en cemento blando. 	<ul style="list-style-type: none"> - Usar buenas prácticas. - Mantener el pozo cubierto. - Verificar con regularidad las herramientas de fondo.

Fuente. Cap. 15 Pegue de tubería.

Anexo B.
Pega de Tubería – Geometría del Pozo/Presión Diferencial.

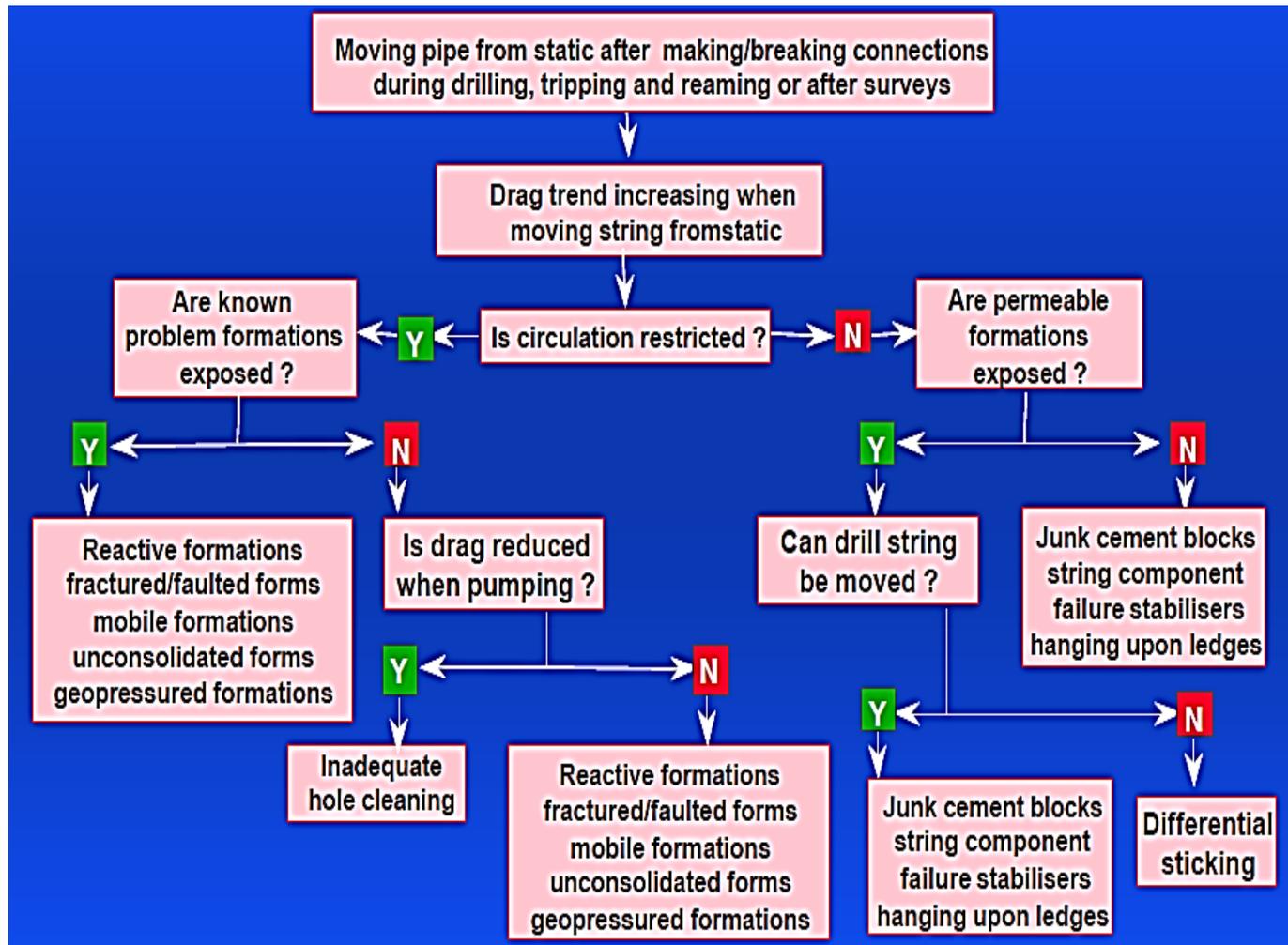
Problema	Asentamiento Ojo de Llave	Pozo por Debajo del calibre	Conjunto Rígido	Formación Móvil	Patatas de Perro y Bordes	Colapso de la Tubería de Revestimiento
Causas	<ul style="list-style-type: none"> -La tubería de perforación forma un ojo de llave dentro de la formación. -Generalmente relacionado con patas de perro. - Los portamechas se atascan en la ranura estrecha del ojo de llave. - 	<ul style="list-style-type: none"> - RIH con una barrena y un BHA de diámetro completo en un pozo por debajo del calibre. 	<ul style="list-style-type: none"> - El cambio de BHA flexible a rígido no puede tolerar los cambios de ángulo y dirección. 	<ul style="list-style-type: none"> - Perforación de una formación de lutita o sal plástica. 	<ul style="list-style-type: none"> - Perforación de una formación con capas duras/blandas interestratificadas. -Cambio frecuente de ángulo/dirección del pozo. - Perforación de una formación fracturada /fallada. - Altos ángulos de inclinación. 	<ul style="list-style-type: none"> - La presión externa de la formación (generalmente frente a formaciones plásticas) excede la resistencia de la tubería de revestimiento. - Cementación fallida.
Señales de alerta e indicios	<ul style="list-style-type: none"> - Sección de pata de perro marcada. - La tubería gira en el mismo punto por mucho tiempo. 	<ul style="list-style-type: none"> - Barrena por debajo del calibre retirada del pozo. - Pozo reducido. -Pérdida repentina de peso de la columna. 	<ul style="list-style-type: none"> - Se introduce otro BHA en el pozo. - Presencia de patas de perro. - Pérdida repentina de peso de la columna. - Pozo reducido. 	<ul style="list-style-type: none"> - Aumento del torque y arrastre. - Sobre-tensión al salir del pozo. 	<ul style="list-style-type: none"> - Sobre-tensión sobre las conexiones y los viajes. - Aumento del torque y arrastre. 	<ul style="list-style-type: none"> - Perforación de la formación plástica. - Bloques de cemento. - Pérdida de circulación. - Pozo reducido dentro de la tubería de revestimiento.

Problema	Asentamiento Ojo de Llave	Pozo por Debajo del calibre	Conjunto Rígido	Formación Móvil	Patas de Perro y Bordes	Colapso de la Tubería de Revestimiento
Prevención	<ul style="list-style-type: none"> - Minimizar la magnitud de la pata de perro. - Viaje de limpiador/ ensanchar las secciones de pata de perro. - Usar el limpiador o escariador. 	<ul style="list-style-type: none"> - Calibrar las barrenas antiguas y nuevas. - Ensanchar por lo menos las tres últimas juntas hasta el fondo. - Nunca forzar la barrena a través de puntos apretados, ensanchar. 	<ul style="list-style-type: none"> - Minimizar los cambios de BHA. - Limitar la magnitud de las patas de perro. - Prever un viaje de ensanchamiento si se usa un BHA rígido. 	<ul style="list-style-type: none"> - Mantener un peso de lodo suficiente. - Seleccionar el sistema de lodo apropiado. - Ensanchamiento/ viajes frecuentes. - Usar una barrena excéntrica. - Minimizar el tiempo de exposición del pozo abierto. 	<ul style="list-style-type: none"> - Minimizar los cambios pronunciados y frecuentes de la trayectoria del pozo. - Evitar la circulación prolongada frente a la formación blanda. - Minimizar los cambios de BHA. 	<ul style="list-style-type: none"> - Usar la resistencia apropiada de la tubería de revestimiento frente a la formación plástica.

Problema	Pega por Presión Diferencial		
Causas	- La presión hidrostática excede la presión de la formación.	- Formación permeable porosa.- Revoque grueso de mala calidad - Alto filtrado	- Tubería estacionaria por demasiado tiempo.
Señales de alerta e indicios	- La circulación no está limitada cuando la tubería se pega	- Perforación con un sobrebalance importante - Propiedades de filtración insuficientes.	- Sobre-tensión frente a la formación porosa - Pozo pegajoso sobre la conexión.
Prevención	<ul style="list-style-type: none"> - Minimizar el sobrebalance. - Controlar la filtración en el fondo. - Minimizar el tiempo durante el cual la tubería está estacionaria. - Diseño apropiado de la tubería de revestimiento. 	<ul style="list-style-type: none"> - Minimizar el área de contacto usando tubería de perforación extrapesada y portamechas en espiral. - Mantener una hidráulica óptima - Minimizar el contenido de sólidos perforados 	<ul style="list-style-type: none"> - Mejorar la calidad del revoque. - Minimizar el coeficiente de fricción, usar un lubricante. - Usar agentes puenteantes apropiados

Fuente: Cap. 15 Manual de pega de tubería.

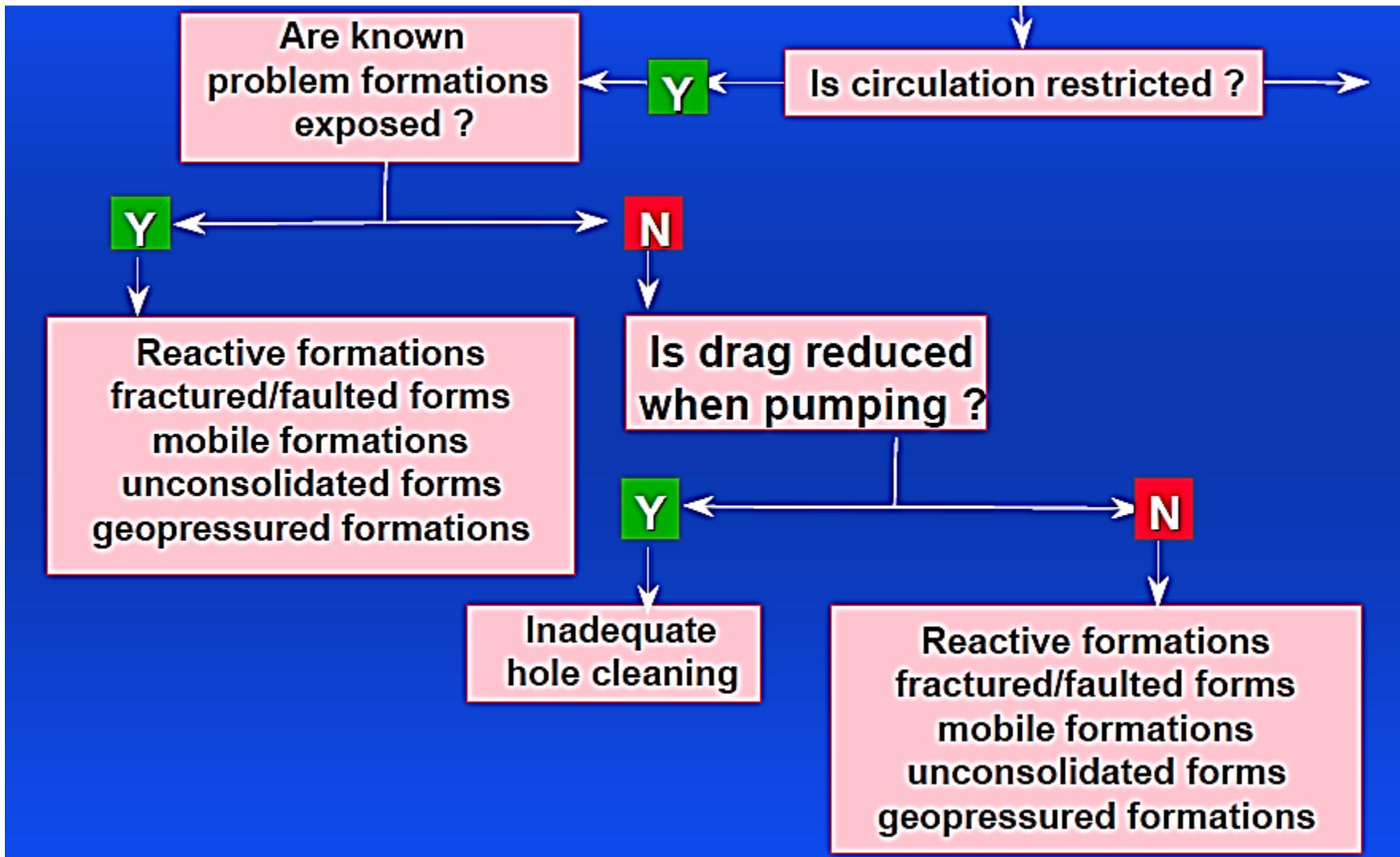
**Anexo C.
Diagramas de Flujo Diagnostico de Pega de Tubería (Swaco)**

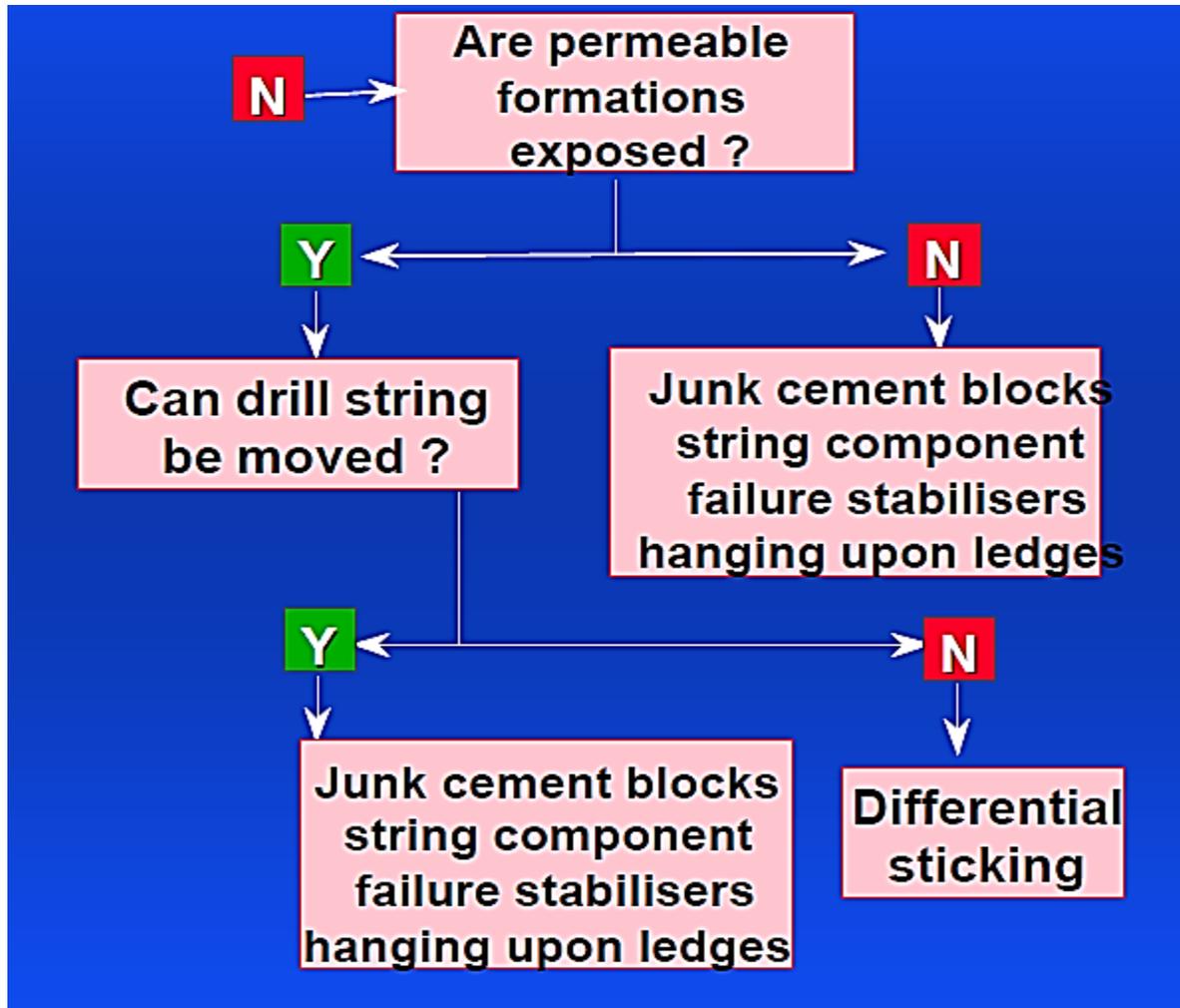


Moving pipe from static after making/breaking connections during drilling, tripping and reaming or after surveys

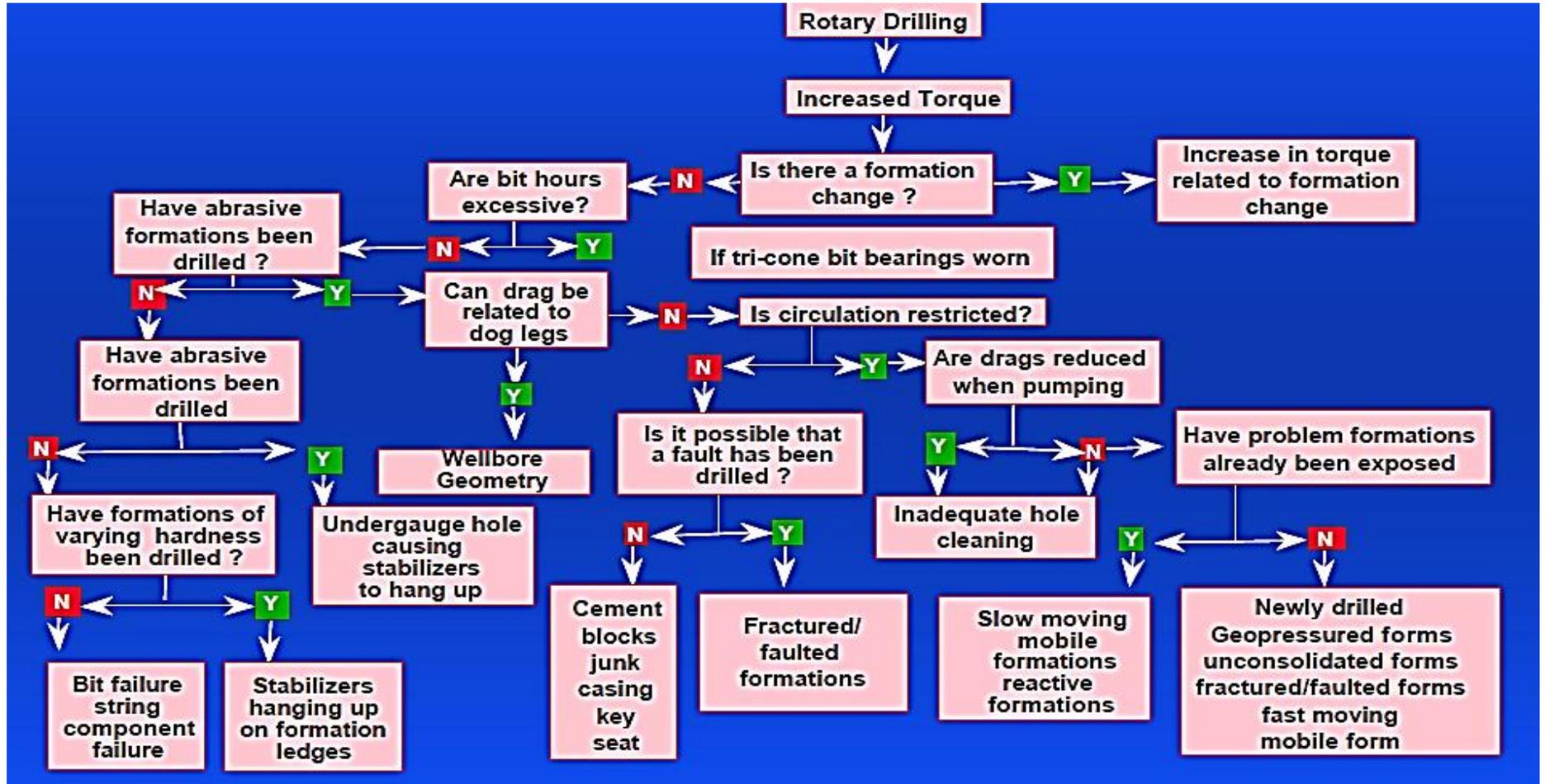
Drag trend increasing when moving string from static

← **Y** ← Is circulation restricted ? → **N** →

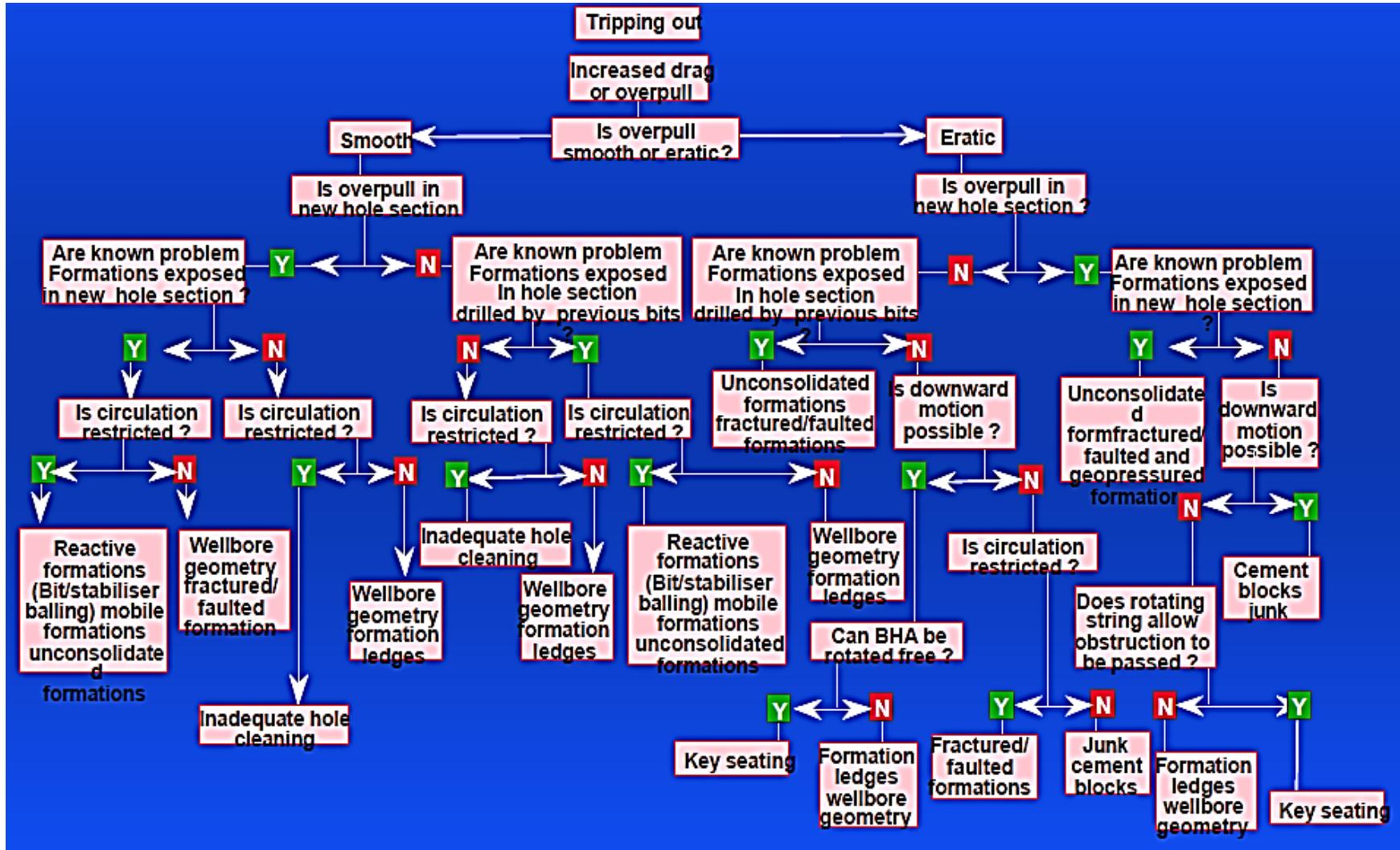




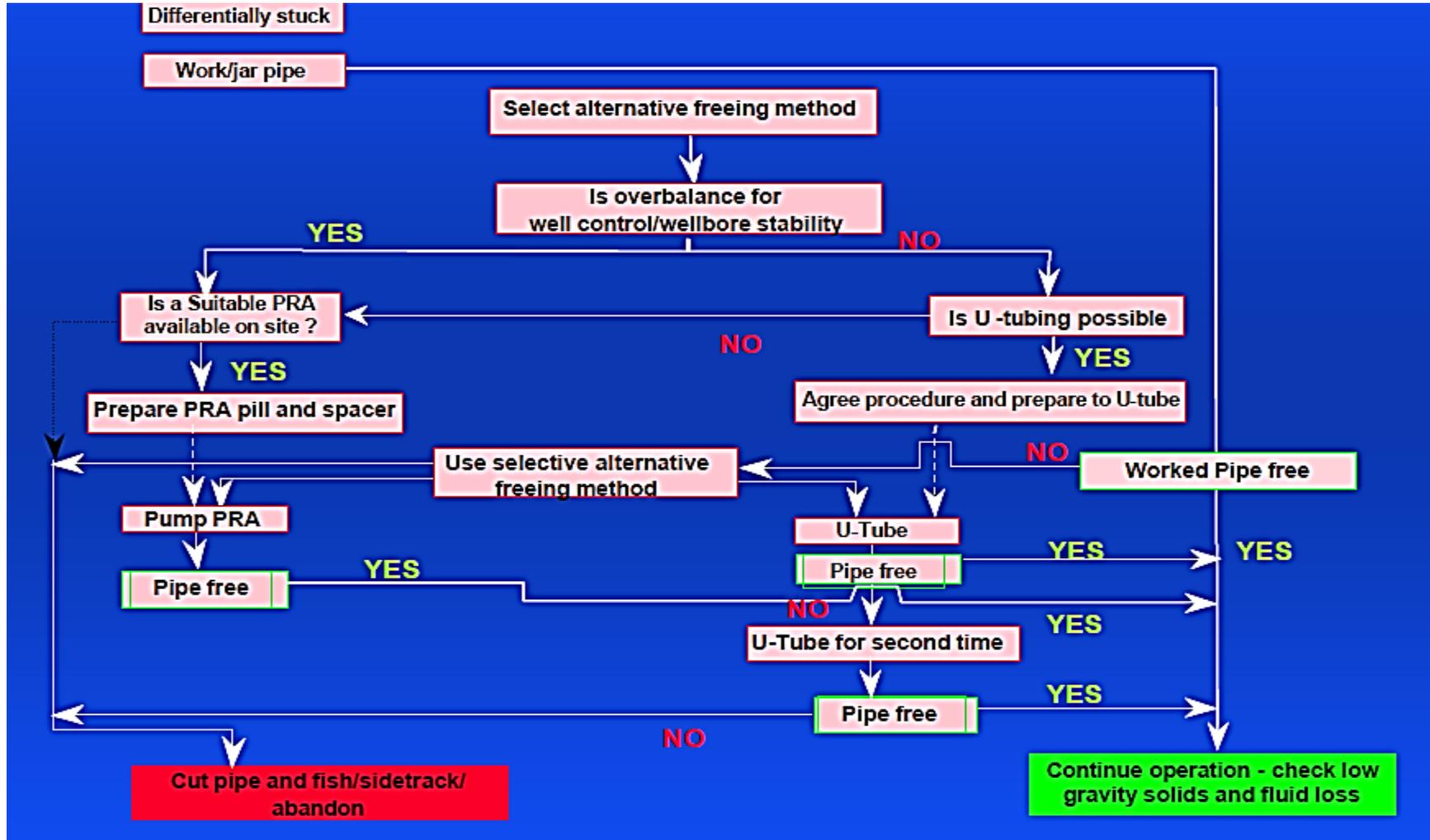
SIGNOS DE ADVERTENCIA

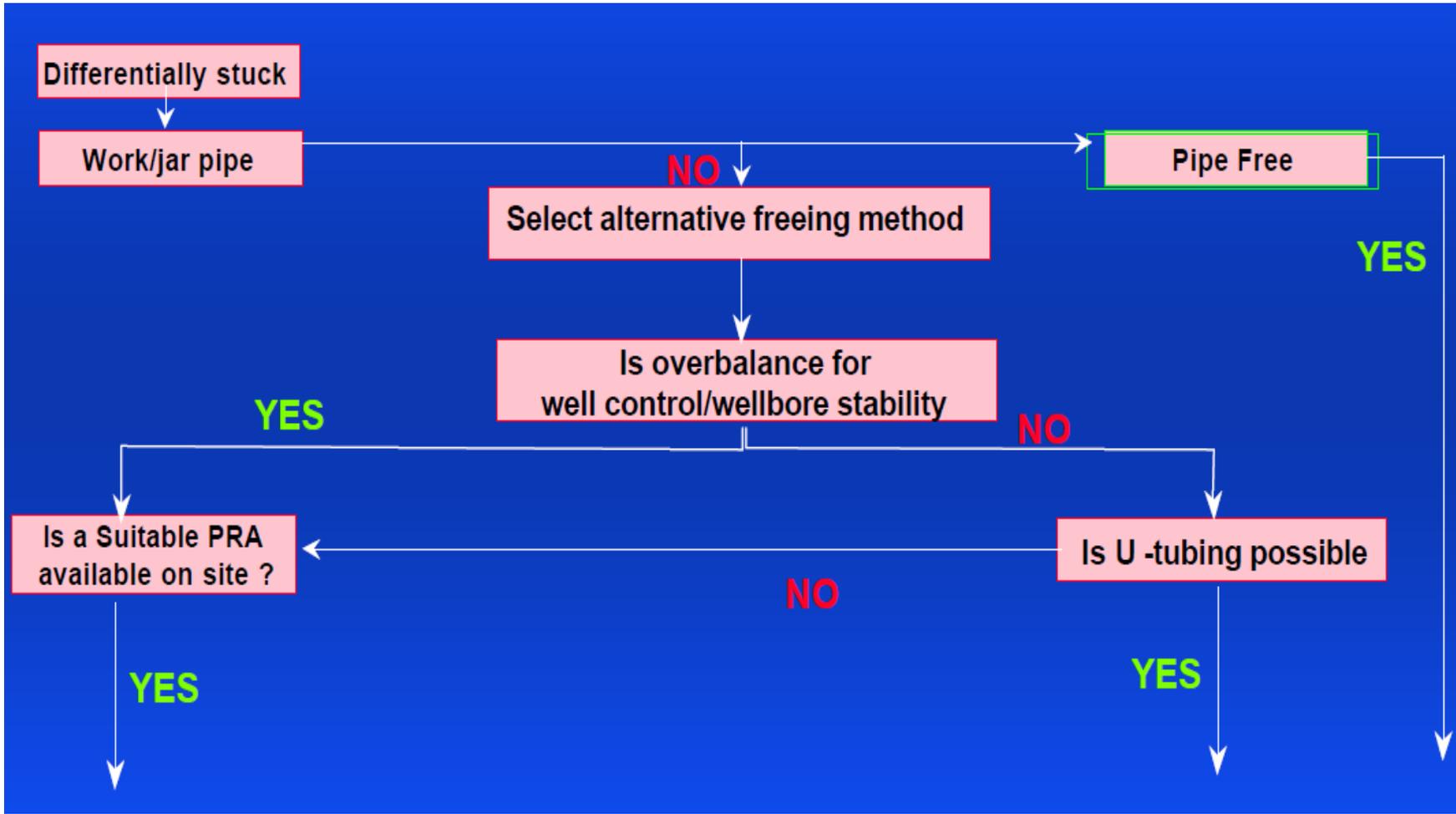


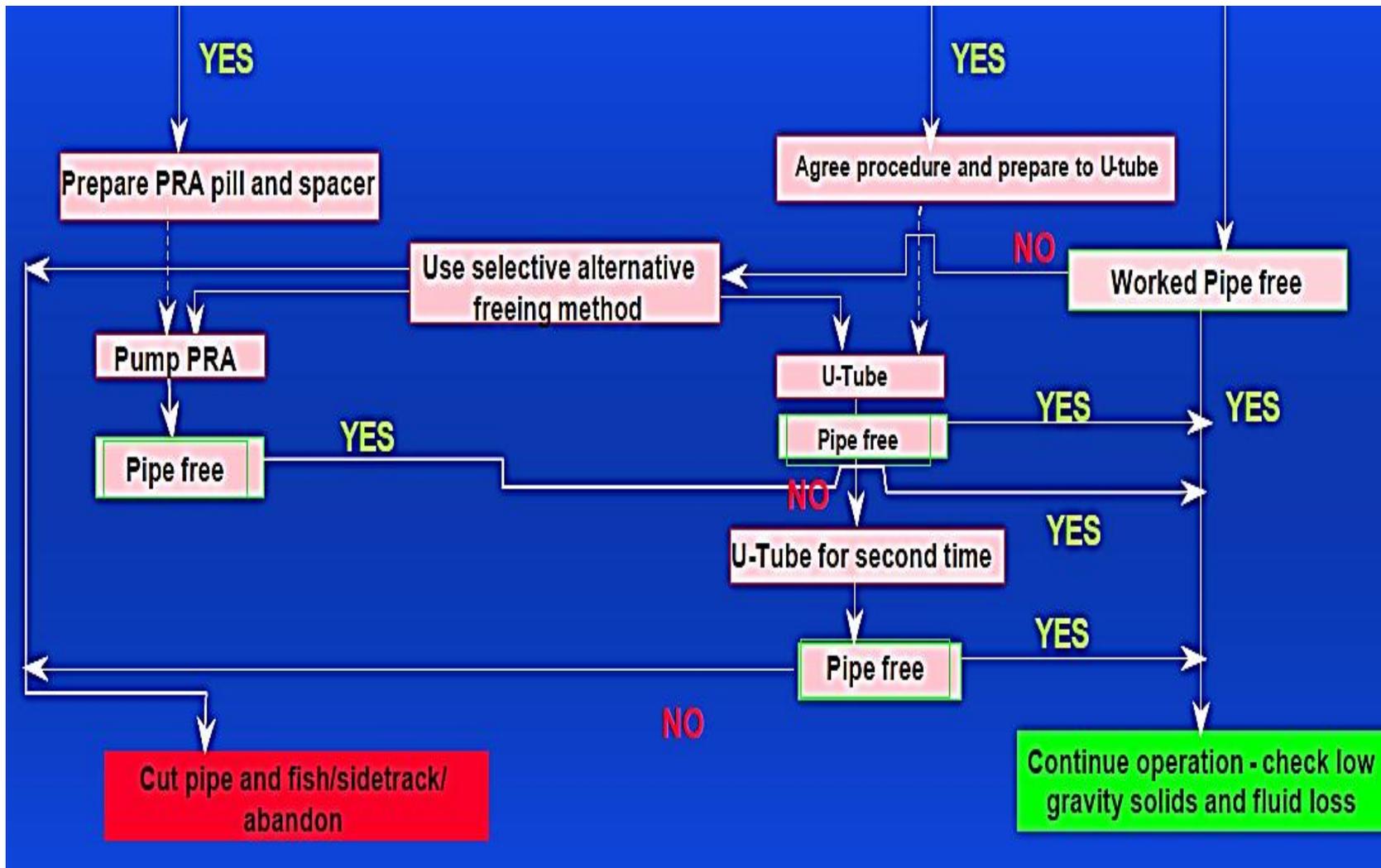
SACANDO TUBERIA INCREMENTO EL ARRASTRE O TENSION



PEGA DIFERENCIAL







LIBERANDO TUBERIA

