



Manual de Perforación

PROCEDIMIENTOS Y OPERACIONES EN EL POZO





PROCEDIMIENTOS Y OPERACIONES EN EL POZO

Versión 3.0

Marzo 2001

Traducido al Español V.1.0 Julio 2002

David Hawker

Karen Vogt

Allan Robinson (secciones 11.8 y 11.9)

Misión Corporativa

Ser el líder a nivel mundial en el área de monitoreo de parámetros de perforación y control geológico. Proveer de soluciones a la industria del petróleo y gas, mediante la utilización de tecnologías innovadoras dando un servicio excepcional al cliente.

El presente manual es para uso exclusivo de los participantes de los cursos de entrenamiento de Datalog. No se podrá reproducir ninguna sección del presente manual sin la autorización expresa de Datalog.

Datalog, 3030 9th St SE, Calgary, Alberta, Canada T2G 3B9

Tel (403) 243-2220; Facsimile (403) 243-2872; Web-site <http://datalog.ab.ca>

CONTENIDO

MISIÓN CORPORATIVA	0
1. TORRES DE PERFORACIÓN Y SUS EQUIPOS.....	9
1.1 TORRES DE PERFORACIÓN ROTARIA	10
1.1.1 Torre de perforación en tierra	10
1.1.2 Torres de perforación en mar adentro	10
1.1.2.1 Barcazas	10
1.1.2.2 Plataformas de columnas plegables	10
1.1.2.3 Plataformas semi-sumergibles	11
1.1.2.4 Buques de perforación	11
1.1.2.5 Plataformas Fijas	12
1.1.3 Ejemplos de Taladro en Tierra	13
1.1.4 Ejemplo de Plataforma de columnas plegables	15
1.1.5 Ejemplo de Taladro Semi-Sumergible	16
2. COMPONENTES DE UNA TORRE DE PERFORACIÓN ROTARIA.....	17
2.0 INTRODUCCIÓN	18
2.1 EL SISTEMA PARA MOVER LA TUBERÍA	19
2.1.1 Proporcionando Rotación a la Sarta de perforación y a la Broca	21
2.1.1.1 Kelly y swivel	21
2.1.1.2 Unidad de Top Drive	22
2.1.2 Equipo de Elevación	23
2.1.2.1 Brazos y elevadores	23
2.1.2.2 Cuñas	24
2.1.2.3 Llaves	24
2.1.2.4 Llaves y Herramientas motrices	24
2.1.2.5 Llave de cadena	25
2.2 EL SISTEMA DE CIRCULACIÓN	25
2.2.1 Equipo de Control de Sólidos	28
2.3 SARTA DE PERFORACIÓN Y BROCA	32
2.3.1 Brocas de arrastre	32
2.3.2 Brocas Tricónicas	32
2.3.2.1 Terminología de la broca	33
2.3.2.2 Clasificación IADC de Brocas	34
2.3.2.3 Acción del cono	34
2.3.2.4 Tipos de rodamiento	35
2.3.2.5 Dientes	35
2.3.2.6 Requisitos para la operación	36
2.3.3 Brocas Policristalinas y de Diamante (PDC)	37
2.3.4 Calificación de las brocas	38
2.3.4.1 Sistema TBG	38
2.3.4.2 Sistema IADC	38
2.3.5 La sarta de perforación	39
2.3.5.1 Tubería de perforación	39
2.3.5.2 Drillcollars.(Collares, botellas, o portamechas)	40
2.3.5.4 El Ensamblaje de Fondo (BHA)	42
2.3.5.4.1 Estabilizadores	42
2.3.5.4.2 Rimadores(Reamers)	42
2.3.5.4.3 Hole opener (ensanchador)	43
2.3.5.4.4 Cross-Overs	43
2.3.5.4.5 Martillos (jars)	43

2.3.5.4.6	Shock-Subs	44
2.4	SISTEMA DE PREVENCIÓN DE REVENTONES	46
2.4.1	Conjunto de BOPs	46
2.4.2	Cerrando el Pozo	47
2.4.2.1	Válvula preventora anular.....	47
2.4.2.2	Válvulas ‘RAM’	48
2.4.3	CERRANDO LAS PREVENTORAS.....	48
2.4.3.1	Acumuladores	49
2.4.3.2	Panel de Control.	50
2.4.3.3	Distribución de los RAMs en la BOP.....	50
2.4.3.4	Líneas para matar el pozo(Kill lines).....	51
2.4.3.4	El Diverter	51
2.4.4	Preventores Interiores de reventón	52
2.4.5	BOP ROTANTES.....	53
3.	FLUIDOS DE PERFORACIÓN	55
3.1.	OBJETIVOS DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN.....	56
3.1.1	Refrigerar y lubricar la broca y la sarta de perforación.	56
3.1.2	Limpieza del fondo del pozo	56
3.1.3	Control de presiones de fondo.....	56
3.1.4	Revestir la pared del pozo con torta de lodo.....	57
3.1.5	Ayuda a soportar el peso de la sarta	57
3.1.6	Transportar y remover los cortes de perforación	57
3.1.7	Transmitir energía hidráulica a la broca.....	58
3.1.7	Estabilidad del Pozo	58
3.1.8	Protección y Evaluación de las formaciones.....	58
3.2	FLUIDOS DE PERFORACIÓN MÁS COMUNES	59
3.2.1	Aire gas.....	59
3.2.2	Espuma o fluidos aireados.....	60
3.2.3	Lodos en Base agua.....	60
3.2.4	Lodos en Emulsión de Aceite	61
3.2.5	Lodos en Base Aceite	61
3.3	REOLOGÍA BÁSICA DEL LODO	63
3.3.1	Densidad del lodo	63
3.3.2	Viscosidad del Lodo	63
3.3.3	Geles	64
3.3.4	Viscosidad Alta contra Viscosidad Baja y valores de geles	64
3.3.5	Filtrado y pérdida de fluido	65
3.3.6	Torta de Lodo	65
3.3.7	Nivel de pH del lodo.....	65
3.3.8	Salinidad del Lodo.....	66
4.	PERFORACIÓN DE UN POZO.....	67
4.1	BALANCE DE UN POZO.....	68
4.1.1	Bajo-balance comparado con sobre-balance.....	68
4.2	EL POZO.....	70
4.2.1	El punto de inicio.....	70
4.2.2	Hueco de superficie	71
4.2.3	Hueco Intermedio	72
4.2.4	Profundidad Total	72
4.3	PERFORANDO EL POZO.....	74
4.3.1	Cuenta de tubería (Pipe Tally).....	74
4.3.2	Cambios en la rata de penetración y chequeos de flujo (Drill Breaks and Flow Checks)	75
4.3.3	Rimado(Reaming).....	75

4.3.4	Circulación.....	76
4.4	TOMANDO NÚCLEOS (CORAZONANDO)(CORING).....	77
4.4.1	Objetivo.....	77
4.4.2	Métodos de corazonamiento.....	77
4.4.3	Barril de corazonamiento (Core Barrel Assembly).....	78
4.4.4	Operaciones de recuperación y manejo del núcleo.....	78
4.5	VIAJANDO LA TUBERÍA. (MANIOBRAS).....	80
4.5.1	Velocidad de Viaje.....	80
4.5.2	Sacando la tubería fuera del pozo.....	80
4.5.3	Suaveo (Swabbing).....	81
4.5.4	Viajando hacia el fondo del Pozo.....	82
4.5.5	Monitoreando desplazamientos.....	84
4.5.6	Peso en el Gancho (Hook Load).....	84
4.5.7	Midiendo y Conejando la Tubería (Strapping and Rabbiting the Pipe).....	85
4.6	REGISTROS ELÉCTRICOS (LOGGING).....	86
4.6.1	Evaluación de la Formación.....	86
4.6.2	Condición de Hueco.....	87
4.7	CEMENTACIÓN Y REVESTIMIENTO.....	89
4.7.1	Objetivo.....	89
4.7.2	Tipos de revestimiento.....	89
4.7.3	Equipo de superficie.....	90
4.7.4	Equipo bajo la superficie.....	91
4.7.5	Preparación para bajar un revestimiento.....	92
4.7.6	Bajando revestimiento.....	92
4.7.7	Operación de Cementación.....	93
4.7.8	Otras Aplicaciones.....	95
4.8	PRUEBAS DE PRESIÓN.....	96
4.8.1	Pruebas de fuga y de Integridad de formación (Leak-Off and Formation Integrity Tests).....	96
4.8.2	Prueba de Repeat Formation Testing (RFT).....	97
4.8.3	Prueba con Tubería abierta (Drill Stem Test)(DST).....	98
	Realizando un DST.....	99
5.	CONTROL DE DESVIACIÓN.....	101
5.1	CAUSAS COMUNES DE DESVIACIÓN.....	102
5.1.1	Litología ínter estratificada / Perforabilidad.....	102
5.1.2	Buzamiento de la Formación (Dip).....	102
5.1.3	Fallas.....	103
5.1.4	Malas prácticas de perforación.....	103
5.2	PROBLEMAS ASOCIADOS CON LA DESVIACIÓN.....	104
5.2.1	Patas de perro y ojos de llave.....	104
5.2.2	Escalones.....	105
5.2.3	Pega de tubería.....	105
5.2.4	Incremento de Torque, Arrastre y Fatiga en la Tubería.....	106
5.2.5	Revestimiento y Cementación.....	106
5.3	PREVENCIÓN DE LA DESVIACIÓN.....	107
5.3.1	Efecto de Péndulo.....	107
5.3.2	Ensamblaje Pendular.....	107
5.3.3	Ensamblaje para Hueco empacado (Packed-Hole Assembly).....	108
5.3.4	Ensamblaje de Péndulo Empacado (Packed Pendulum Assembly).....	109
5.3.5	Estabilizadores y Rimadores.....	110
5.3.6	Procedimientos de Perforación.....	110
6.	PERFORACIÓN HORIZONTAL Y DIRECCIONAL.....	112
6.1	RAZONES PARA LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL.....	113

6.2	REGISTROS DE DESVIACIÓN (SURVEYS) Y CÁLCULOS.....	115
6.2.1	Métodos de registro	115
	Registro sencillo (Single-Shot Surveys).....	115
	Registro múltiple (Multi-Shot Surveys)	115
	Registros giroscópicos (Gyroscopic Surveys).....	115
	Registro durante la perforación (Measurement While Drilling)(MWD).....	115
6.2.2	Valores de los registros.....	116
6.2.3	Métodos de cálculo de desviación.	116
	Radio de Curvatura.....	116
	Curvatura Mínima.....	117
6.2.4	Terminología de la perforación direccional.	117
6.3	TÉCNICAS DE PERFORACIÓN	121
6.3.1	Perfiles de pozos.....	121
	Perfil de deflexión Superficial (Shallow Deflection Profile).....	121
	Perfil de curva en S.....	121
	Perfil de Deflexión aguda.....	121
6.3.2	Etapas de la perforación.....	122
6.3.3	Cucharas (Whipstocks), Motores y Técnicas	123
	Cucharas(Whipstocks).....	123
	Motores de fondo (Downhole Motors) y substitutos angulados (Bent Subs).....	123
	Rotando y Deslizando (Sliding)	124
	Mediante Boquilla Desviadora(Jetting).....	124
6.4	PERFORACIÓN HORIZONTAL.....	125
6.4.1	Clasificación	125
6.4.2	Consideraciones en la perforación Horizontal.....	126
	Efecto del Radio	126
	Diseño de sarta de perforación invertida (reversed drill string).....	126
	Fatiga en la tubería de Perforación.....	127
	Limpieza de hueco.....	127
	Uso de Top Drives.....	128
	Revestimiento y Cementación	128
	Consideraciones respecto a la Formación.....	128
	Evaluación de la Formación	129
	Comportamiento del Gas /Control del pozo	129
7.	PROBLEMAS EN LA PERFORACIÓN.....	130
7.1	PROBLEMAS EN LA FORMACIÓN Y ESTABILIDAD DEL POZO.....	131
7.1.1	Fracturas	131
	Problemas Asociados.....	131
	Perforando Formaciones Fracturadas	132
7.1.2	Shales.....	133
	Shales Reactivos.....	133
	Shales Sobrepressionadas.....	133
7.1.3	Formaciones en Superficie	134
7.1.4	Secciones Salinas.....	135
7.1.4	Capas de carbón.....	135
7.1.6	Formaciones de Anhidrita / Yeso	135
7.2	PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN.....	136
7.2.1	Ocurrencias.....	136
7.2.2	Detección.....	136
7.2.3	Problemas	137
7.2.4	Prevención	137
7.2.5	Soluciones.....	138
7.3	PATADAS Y REVENTONES (KICKS Y BLOWOUTS)	139

7.3.1	Causas de Patadas (Kicks).....	139
7.3.2	Señales de alerta para una patada de pozo.....	140
7.3.3	Indicaciones de Patadas durante la Perforación.....	140
7.3.4	Indicadores de patada durante maniobras o viajes.....	142
7.3.5	Chequeos de flujo.....	143
7.4	PEGA DE TUBERÍA.....	144
7.4.1	Empaquetamiento(Pack-off) o puenteo (bridge).....	144
	Derrumbe o Hinchamiento de Shales Reactivos o Sobre-Presionados.....	144
	Formaciones Fracturadas o Inconsolidadas.....	145
	Asentamiento o acumulaciones de cortes.....	145
	Cemento o Basura.....	145
	Depósitos salinos Móviles.....	145
7.4.2	Pega Diferencial.....	146
7.4.3	Geometría de Pozo.....	146
7.4.4	Martillos para perforación rotaria (Rotary Drilling Jars).....	148
	Martillos Hidráulicos.....	149
	Martillos Mecánicos.....	149
	Martillo Acelerador.....	149
7.4.5	Pesca – Causas e indicaciones.....	150
7.4.6	Equipo de pesca.....	150
	Canasta para chatarra (Junk Basket).....	151
	Imán de pesca (Fishing Magnet).....	151
	Bloque de Impresión.....	151
	Herramientas para moler (Milling Tools).....	151
	Overshots.....	152
	Spears.....	152
	Washover Pipe.....	152
	Indicador de punto libre (Free-Point Indicator).....	152
	Martillos (Jars) y Aceleradores.....	153
	Juntas de seguridad (Safety Joints) y Bumper Subs.....	153
7.5	VIBRACIONES EN LA SARTA DE PERFORACIÓN.....	154
7.5.1	Vibración Torsional.....	154
7.5.2	Vibración Axial.....	156
7.5.3	Vibración Lateral.....	157
7.6	FISURAS EN LA SARTA DE PERFORACIÓN (WASHOUTS).....	160
7.6.1	Fisuras en la sarta de perforación (Drill String Washouts).....	160
7.6.2	Cavernas en el hueco (Hole Washouts).....	160
8.	PERFORACIÓN BAJO BALANCE.....	162
8.1	BENEFICIOS Y LIMITACIONES DE LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE.....	163
8.2	FLUIDOS PARA PERFORACIÓN BAJO BALANCE.....	164
8.2.1	Perforación con Gas & Aire.....	164
	Ventajas y Desventajas.....	164
	Equipo.....	164
	Operaciones de Perforación.....	165
	Problemas en la perforación.....	165
8.2.2	Niebla.....	166
8.2.3	Espuma.....	167
8.2.4	Lodo Aireado.....	167
8.2.5	Lodo.....	168
8.3	EQUIPOS Y PROCEDIMIENTOS.....	168
8.3.1	Cabeza de Rotación.....	169
8.3.2	Sistemas de Circulación cerrada y de Separación.....	169
8.3.3	La Blooie Line y la Recolección de muestras.....	170

8.3.4	Medición de Gases.....	171
8.4	UNIDADES DE TUBERÍA ENROLLADA (COILED TUBING).....	171
8.4.1	Componentes.....	171
8.4.2	Aplicaciones de Perforación.....	172
8.4.3	Ventajas y Desventajas.....	173
9.	ROCAS Y RESERVORIOS.....	175
9.1	PETROLOGÍA INTRODUCTORIA.....	176
9.1.1	Ígneas.....	176
9.1.2	Metamórficas.....	176
9.1.3	Sedimentarias.....	176
	Clasificación de los Sedimentos.....	177
	Compactación y Cementación.....	178
	Tipos de Rocas Clásticas.....	178
	Rocas de tipo Orgánico y Químico.....	179
9.2	GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO.....	180
9.2.1	Generación del Petróleo.....	180
9.2.2	Maduración del Petróleo.....	181
9.2.3	Migración del Petróleo.....	182
9.2.4	Migración Primaria.....	183
9.2.5	Migración Secundaria.....	183
9.2.6	Trampas de Hidrocarburos.....	184
	Trampas Estratigráficas.....	184
	Trampas Estructurales.....	186
9.3	COMPOSICIÓN DEL PETRÓLEO.....	188
9.3.1	Hidrocarburos Saturados o Alcanos.....	188
	Parafina.....	188
	Naftenos.....	190
9.3.2	Hidrocarburos Insaturados o Aromáticos.....	191
9.3.3	Clasificación por Gravedad API.....	191
9.4	CARACTERÍSTICAS DE LOS RESERVORIOS.....	193
9.4.1	Porosidad.....	193
	Areniscas.....	193
	Calizas.....	193
9.4.2	Permeabilidad.....	194
9.4.3	Saturación de Agua.....	194
9.4.4	Zonas de un Reservoirio, Contactos y Terminología.....	195
10	MUD LOGGING - INSTRUMENTACIÓN E INTERPRETACIÓN.....	197
10.1	PROFUNDIDAD Y RATA DE PENETRACIÓN.....	198
10.1.1	El Geograph.....	198
10.1.2	Rueda de Profundidad.....	199
10.1.3	Sensor de la Polea de la Corona.....	199
10.1.4	Sensor en el Malacate.....	200
10.1.5	Compensación del Movimiento del mar.....	201
10.1.6	Rata de Penetración.....	203
	Selección de la Broca.....	204
	Velocidad de Rotaria (RPM).....	204
	Peso sobre la Broca (WOB o FOB).....	204
	Presión Diferencial.....	205
	Hidráulica y limpieza del hueco.....	205
	Desgaste de la broca.....	205

Litología	206
Profundidad	206
presión de formación	206
10.1.7 Aumentos de penetración (Drilling Breaks)	206
10.1.8 Perforación controlada	208
10.2 CARGA DEL GANCHO Y PESO SOBRE LA BROCA “ <i>HOOLOAD Y WOB</i> ”	209
10.2.1 Celda de Carga o Celda Panqueque	210
10.2.2 Medidor de tensión “Strain Gauge”	211
10.2.3 Peso sobre la broca	211
10.2.4 Peso del gancho, arrastre y apoyos	212
10.3 VELOCIDAD DE ROTACIÓN Y TORQUE DE LA ROTARIA	215
10.3.1 Velocidad de rotación	215
10.3.2 Torque de la rotaria	215
10.3.3 Evaluación de la formación e identificación de fracturas	217
10.3.4 Pega de tubería	218
10.3.5 Vibración torsional	218
10.4 PRESIÓN DE BOMBA O “STANDPIPE PRESSURE”	219
10.5 PRESIÓN DEL REVESTIMIENTO O ANULAR	223
10.6 RATA DE BOMBEO Y EFICIENCIA	224
10.6.1 Calculo de eficiencia de las bombas	225
10.6.2 calculo del retorno	226
10.6 RATA DE FLUJO Y NIVEL DE LOS TANQUES	229
11 PROCEDIMIENTOS EN MUDLOGGING	232
11.1 DESCRIPCIONES DE CORTES	233
11.1.1 Tipo y Clasificación de la Roca	233
11.1.2 Color	233
11.1.3 Textura	234
Rocas Carbonatadas	234
Rocas Silíceas	234
Rocas Argiláceas	235
Rocas Carbonosas	235
11.1.4 Cemento y Matriz	235
11.1.5 Dureza	235
11.1.6 Fósiles y Minerales Accesorios	235
11.1.7 Estructuras Sedimentarias	236
11.1.8 Porosidad	236
Rocas Silíceas	236
Rocas Carbonatadas	236
11.1.9 Pruebas Químicas	236
Efervescencia en HCl	236
Reacción del petróleo en HCl	237
Hinchamiento (Swelling)	237
Prueba del Sulfato – Yeso y Anhidrita	237
Prueba del Cloruro	238
Alizarina Roja	238
Prueba del Cemento	238
11.2 MANIFESTACIONES DE ACEITE	239
11.2.1 Olor	239
11.2.2 Manchamiento y Sangrado del Petróleo (Oil Staining and Bleeding)	239
11.2.3 Fluorescencia	239
Preparación de la muestra	240
Contaminantes	240
Color y Brillo	241

Distribución de la Fluorescencia	242
Corte del Solvente	242
Residuo	243
Chequeando el lodo	243
11.2.4 Técnica de la Fluorescencia Cuantitativa (Quantitative Fluorescence Technique™)	244
11.3 DENSIDAD DE LOS CORTES (CUTTINGS BULK DENSITY).....	245
11.4 DENSIDAD DEL SHALE (SHALE DENSITY).....	248
11.5 FACTOR DEL SHALE (SHALE FACTOR).....	250
11.6 CALCÍMETRIA	251
11.7 MONITOREANDO EL ENSANCHAMIENTO DEL HUECO (ENHANCED)	253
11.7.1 Consecuencias de la pobre estabilidad /pobre limpieza del hueco	253
11.7.2 Problemas de las Medidas Actuales en el Volumen de Cortes	253
Todos los cortes están siendo recibidos?	254
Qué ocurre con el volumen de lodo?.....	254
Qué tan exacta es la unidad de medida por un periodo de una hora?	254
11.7.3 Volumen de la bandeja	254
11.7.4 Medida de Cortes/Hora.....	255
11.7.5 Corrección para el Volumen Total.....	255
11.7.6 Volumen Teórico de Cortes.....	257
11.7.7 Relación de volumen de Cortes Actual/Teórico.....	258
11.7.8 Registrando, Evaluando y Reportando	258
11.8 MONITOREO DE ALTA RESOLUCIÓN DEL VIAJE	262
11.8.1 Teoría y Beneficios.....	262
11.8.2 Procedimiento.....	262
Carga sobre el gancho teórica (Theoretical Hookload)	263
Preparación del sistema y los datos	263
11.8.3 Interpretación.....	263
11.8.4 Beneficios para el operador	265
11.9 PROCEDIMIENTOS DE DST.....	267
11.9.1 Colchón de Agua (Water Cushion)	267
11.9.2 Prueba de los componentes de la Sarta (Test String Components)	267
11.9.3 Procedimientos de Prueba	273



1. TORRES DE PERFORACIÓN Y SUS EQUIPOS

1.1 TORRES DE PERFORACIÓN ROTARIA

En los primeros días de la exploración y producción petroleras, los pozos eran perforados con torres de perforación con equipos de cable. La técnica utilizada fue la perforación por percusión donde una broca y la sarta de perforación suspendidas por un cable se dejaban caer repetidamente para ir haciendo hueco. Los golpes repetidos iban penetrando la formación profundizando el pozo en el proceso. Las desventajas de la torre de perforación con equipos por cable eran las capacidades de perforación limitada, ratas de perforación muy lentas y que no había forma de controlar la presión de formación desde el sitio de operación.

1.1.1 Torre de perforación en tierra.

Las torres de perforación en tierra se diseñan en general sobre el principio de mástil en cantilever, lo que facilita el transporte y armado del equipo. La torre de perforación se transporta en secciones al sitio donde se va a hacer la perforación, dichas secciones se arman horizontalmente sobre el suelo y luego, con la ayuda del malacate, se levanta a posición vertical. Las válvulas preventoras (Blow out Preventors, BOP) se colocan directamente sobre el eje de la perforación, bajo la torre ya erguida, y así puede circular el fluido de perforación y entrar y salir la sarta de tubería de perforación.

1.1.2 Torres de perforación en mar adentro.

La perforación Mar adentro requiere obviamente de un buque completamente autosuficiente, no sólo en términos de perforación, sino también de acomodación del personal. Localizados en ubicaciones remotas y hostiles, son mucho más costosos de operar y requieren medidas de seguridad más sofisticadas puesto que el nivel del agua separa la cabeza del pozo de la torre de perforación.

Existen diferentes tipos de torre de perforación en mar adentro y su uso depende principalmente de la profundidad del agua en que se va a operar. Las instalaciones temporales (que se pueden llevar de un sitio a otro) usadas para la perforación exploratoria, se pueden sentar en el lecho del mar, o bien anclar en la posición deseada.

1.1.2.1 Barcazas

Estos son pequeños buques de fondo plano que sólo se pueden usar en aguas poco profundas como en los deltas, pantanos, lagunas, y lagos pandos.

1.1.2.2 Plataformas de columnas plegables

Estos son buques móviles convenientes para taladrar con agua de mar poco profunda. Están formados por un casco o plataforma fijos, los cuales se apoyan en un cierto número de columnas, generalmente tres, que se apoyan en el lecho del mar. Para mover una plataforma plegable, dichas columnas se levantan y el taladro puede flotar en su casco y así ser remolcado. Dado que así plegado tiene muy alto el centro de gravedad, por lo tanto muy inestable durante el remolque, debiendo ser remolcado con el mar muy calmo y a muy bajas

velocidades para evitar el volcamiento. Una vez en la posición requerida, las columnas se asientan en el lecho del mar, haciendo una estructura muy estable que no es afectada por las olas. Las preventoras se instalan bajo el nivel de la mesa del taladro, lo cual hace necesario un tubo conductor muy largo hasta el lecho del mar para conectar el pozo al taladro y permitir la circulación del fluido de perforación.

1.1.2.3 Plataformas semi-sumergibles.

Las plataformas semi-sumergibles son taladros flotantes capaces de perforar en aguas más profundas que aquellos de patas plegables. La mesa es soportada por cierto número de patas o columnas. Bajo el nivel del agua estas columnas están soportadas por pontones que pueden estar o no conectados entre sí. Las columnas y pontones pueden ser utilizados para lastrar y equilibrar la plataforma. Esta estructura queda equilibrada por debajo del nivel del agua, evitando el inconveniente principal que es la turbulencia del mar en la superficie. Esto la hace más estable que los buques de perforación y por lo tanto más apropiadas para perforar en aguas turbulentas. Los pontones tienen hélices motrices para ajustar su posición y para moverse, aunque en general son remolcadas por barcasas y usan las hélices para un posicionamiento más preciso. Una vez correctamente posicionada, la plataforma es anclada en el lugar, aunque en aguas más profundas las hélices pueden seguir siendo usadas para mantener la posición por medio de un control automático de posición. A diferencia de la plataforma de patas plegables, en este tipo de plataforma las BOPs se instalan sobre el lecho marino, directamente conectadas al revestimiento del pozo. Instalar las BOPs es un proceso sumamente complejo y se efectúa por medio de vehículos a control remoto (Remote Operated Vehicle, ROV) y cámaras marinas. Esto permite que la plataforma pueda abandonar el pozo en caso de necesidad. Un conductor largo, flexible y telescópico, llamado riser, conecta las BOPs a la plataforma, permitiendo circular al fluido de perforación y entrar y salir del pozo a la sarta de perforación.

1.1.2.4 Buques de perforación.

Los Buques de perforación pueden perforar en aguas más profundas. Generalmente tiene su propio medio de propulsión y viajan fácilmente de una a otra localización. Son sumamente móviles, pero no tan estables como las plataformas semi-sumergibles, y por lo tanto no son aptos para perforar en aguas muy turbulentas. Un buque de perforación puede ser anclado, o su posición mantenida mediante un control automático de posición parecido al de una plataforma semi-sumergible.

Los Buques de perforación tienen exactamente el mismo equipo que las plataformas semi-sumergibles, con las BOPs conectadas sobre el lecho marino. Para compensar el movimiento del buque (al igual que en las plataformas semi-sumergibles) el riser tiene una junta escualizable en el lecho marino que permite el movimiento horizontal. La longitud de este riser es comúnmente el factor limitante en la perforación en aguas profundas, antes de que llegue a sus límites de esfuerzo y deformación.

1.1.2.5 Plataformas Fijas

Las plataformas fijas son estructuras permanentes montadas especialmente cuando no se requiere movilidad. Típicamente cuando múltiples pozos han de ser perforados para desarrollar y entrar a producir un campo. Pueden ser de dos diseños, soportadas con pilotes o por gravedad. Una plataforma sostenida por pilotes consiste en una estructura de acero así soportada por dichos pilotes clavados en el lecho del mar. Este tipo de plataforma es muy estable cuando hay mal clima, pero es muy poco móvil. Usualmente se construyen en secciones separadas que son remolcadas separadamente hasta el sitio y allí ensambladas. Las plataformas de tipo por gravedad son hechas en concreto, o acero, o en una combinación de ambos. Tienen una base modular, la cual provee de sitio para lastre y almacenamiento, y sobre esta base van las columnas verticales que han de soportar la mesa de perforación. Normalmente son construidas completamente y luego remolcadas y lastradas en su posición definitiva.



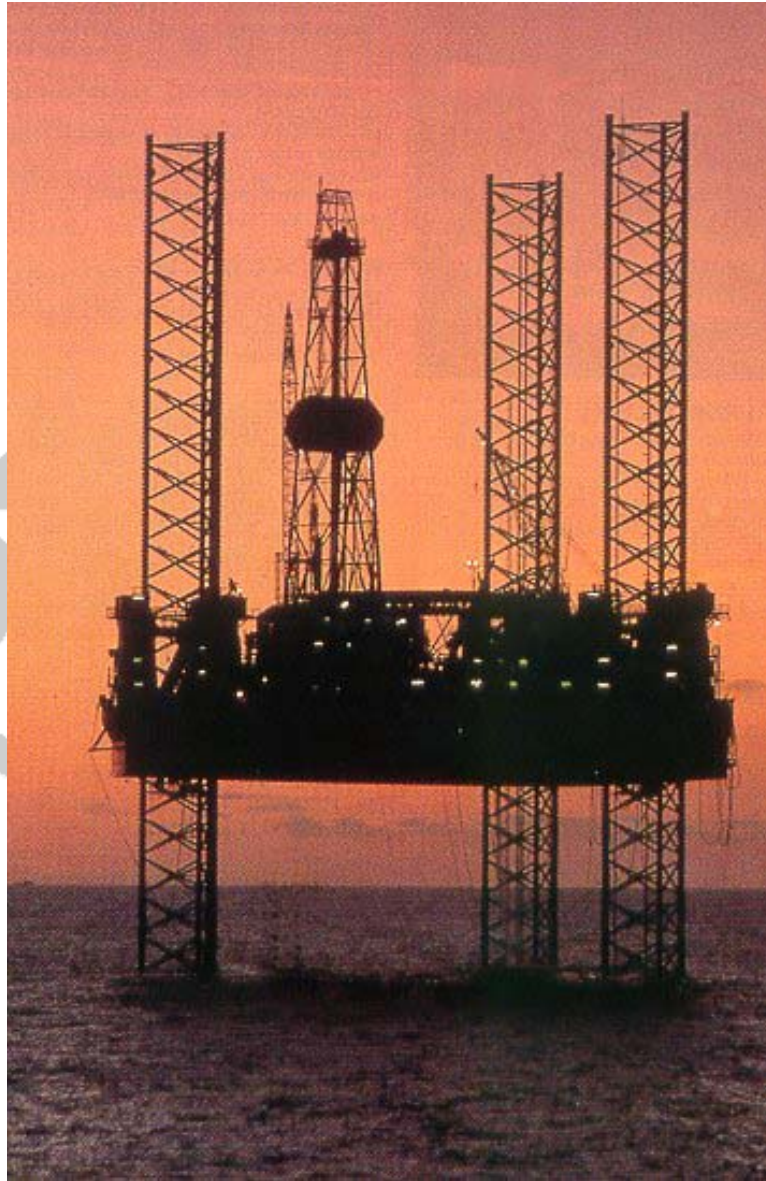
1.1.3 Ejemplos de Taladro en Tierra



....antes que la torre haya sido levantada



1.1.4 Ejemplo de Plataforma de columnas plegables



Lo más usual son 3 patas de apoyo.

Note aquí que la perforación no se ha iniciado, puesto que no hay tubo conductor o riser.

1.1.5 Ejemplo de Taladro Semi-Sumergible





2. COMPONENTES DE UNA TORRE DE PERFORACIÓN ROTARIA

2.0 INTRODUCCIÓN

Un taladro moderno de Perforación rotatoria, de cualquier tipo consiste de 5 componentes principales:

- 1) Broca de perforación y sarta de perforación.
- 2) Sistema de circulación del fluido de perforación.
- 3) Sistema de Movimiento de la sarta de perforación.
- 4) Sistema de suministro de Energía.
- 5) Sistema de válvulas preventoras. (BOPs)

El término rotaria proviene del movimiento físico de la *sarta de perforación y la broca* (1), el cual va aplicando una fuerza rotaria de corte a la roca en el fondo del pozo. La rotación puede ser aplicada en superficie a toda la sarta o bien por un motor en fondo a una parte del ensamblaje de fondo (Bottom hole assembly, BHA). La sarta de perforación consiste en tubería de acero la cual conduce en su interior el fluido de perforación hasta la broca de perforación. Esta sarta de perforación es una combinación de tubería 'standard' de perforación, tubería de perforación más pesada, de mayor diámetro y calibre, y 'botellas' (Drill collars) aún más pesadas.

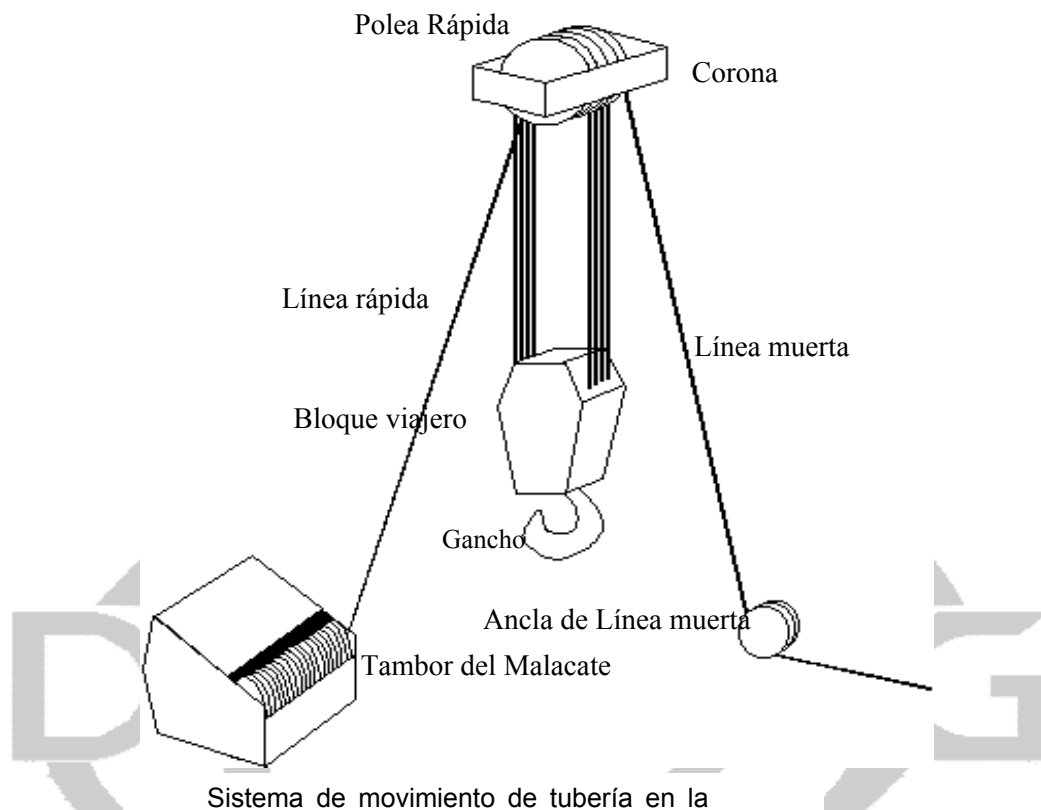
Todo esta sarta es montada en la torre de perforación que tiene un sistema para el movimiento vertical (hacia adentro y hacia fuera) de dicha sarta(3). Este sistema está compuesto de: el *malacate*, el conjunto de poleas en la *corona*, el *bloque viajero* y la *línea de perforación*. La rotación de la sarta en superficie es aplicada a la sarta por una de dos maneras: Por medio de un sistema de *kelly*, o por medio de un *Top Drive*.

El fluido de perforación, comúnmente llamado *lodo de perforación*, se almacena en *tanques* o *piscinas*, y desde allí el lodo puede ser bombeado a través del *standpipe* a la *swivel* donde entra a la *kelly* o al *Top Drive*, luego por toda la sarta de perforación hasta la broca, antes de regresar a la superficie a través del *anular*, (el espacio entre la sarta de perforación y las paredes del hueco). Y al regresar a la superficie el lodo es pasado por varios elementos del equipo de control de sólidos para que le sean retirados los *cortes de la perforación*, antes de regresar a los tanques de lodo y completar el ciclo completo(2).

Las formaciones en la sección superficial de un pozo, generalmente están aisladas por tubo conductor de acero de diámetro grande, llamado *revestimiento* o *casing*, El cual ha sido cementado en su sitio. El espacio anular por el cual el lodo regresa a la superficie es ahora el espacio entre el interior del revestimiento y el exterior de la sarta de perforación. A este revestimiento se conectan las *válvulas preventoras* o *BOPs* (Blow Out Preventors)(5), una serie de válvulas y sellos que pueden ser usados para cerrar el anular o la boca completa del pozo con el fin de controlar altas presiones de fondo cuando se presentan.

Todo el equipo descrito anteriormente se opera con un sistema central de energía(4), el cual también suministra la energía para el alumbrado eléctrico, para las compañías de servicio, etcétera. Normalmente, esta fuente de energía es una planta eléctrica movida por un motor diesel.

2.1 EL SISTEMA PARA MOVER LA TUBERÍA



El sistema de movimiento de tubería tiene varias funciones básicas:-

- Soportar el peso de la sarta de perforación, posiblemente varios cientos de toneladas.
- Llevar hacia adentro y hacia afuera, según el caso, la sarta de perforación.
- Mantener el peso aplicado sobre la broca durante la perforación y el rimado.

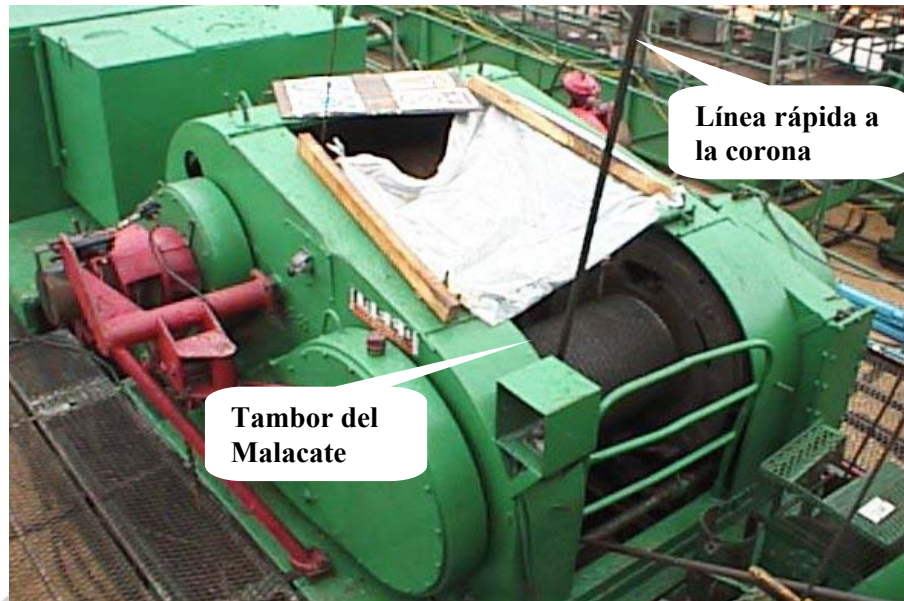
Sobre la mesa del taladro siempre se estará soportando todo el peso de la sarta de perforación, ya si la sarta está en cuñas o bien si la sarta está colgada en la torre de perforación. El tamaño y la capacidad de carga del taladro es el factor limitante para el peso de tubería que puede soportar un taladro y por lo tanto la profundidad hasta la cual puede perforar.

La altura de la torre determinará el tamaño de las paradas de tubería que podrán ser almacenadas sobre la mesa del taladro cuando la tubería se saque del pozo. Durante esta operación, la tubería será quebrada en *paradas dobles* o *triples* (de dos o tres juntas).

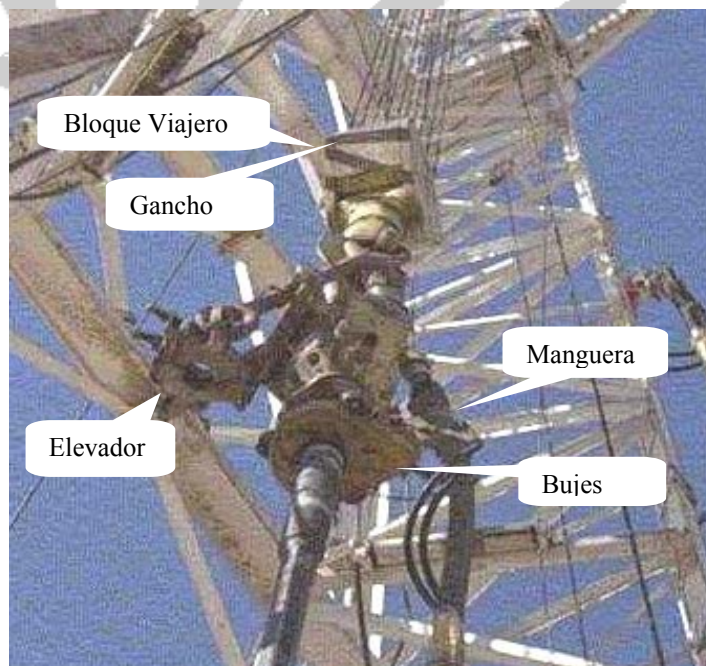
Durante las operaciones de perforación, la sarta y la Kelly o el Top Drive serán soportadas por el bloque viajero por medio del gancho, a su vez sostenidos al malacate con la línea de perforación por un sistema simple de poleas.

La *línea de perforación* se enrolla y desenrolla en tambor del malacate, según se suba o se baje el bloque viajero. Desde el malacate, la línea va hasta el conjunto fijo de poleas en la corona, y desde allí a las poleas en el bloque viajero, el cual queda suspendido de la torre por

un número de líneas , generalmente 8, 10 o 12, y por último por la línea muerta donde el cable está debidamente asegurado.



Esta sección, llamada *línea muerta*, llega al *ancla* , situada a un lado de la torre. Del ancla la línea pasa a un carrete de almacenamiento, donde se almacena para irlo reemplazando a medida que se vaya desgastando. El otro extremo de la línea, el cual está asegurado al malacate se le llama *línea rápida*, pues se mueve a mayor velocidad que las otras secciones entre poleas y del malacate sale a la *polea rápida*.



El desgaste de la línea se va registrando en términos de la carga movida a una cierta distancia. Por ejemplo 1 tonelada-milla significa que se ha movido una tonelada por una distancia de una milla. En forma similar, un valor de 1 KN-Km significa que la línea ha movido 1000 Newtons a

una distancia de un Kilómetro. Este registro permite determinar cuando la línea de perforación usada requiere que se le reemplace por línea nueva.

El procedimiento de '*cortar y correr*' (slip & cut) cable requiere que el bloque viajero sea asegurado a la torre para que no haya carga en la línea de perforación. La línea se suelta del ancla y del malacate y así se puede correr una nueva sección, y también se puede cortar en el malacate la sección más usada. (Con más toneladas-milla)

Una vez llevada la nueva línea a su lugar, se saca si es el caso la línea usada, y se asegura la línea nueva en el malacate y en el ancla. Este procedimiento permite un desgaste parejo en la línea de perforación a medida que va siendo usada.

El malacate tiene un sistema de freno de alta capacidad, lo cual permite controlar la velocidad de la sarta de perforación. Durante la perforación, el malacate permite controlar y ajustar la parte del peso de la sarta que es soportado por la torre y por consiguiente el restante es aplicado a la broca. Este peso es llamado *peso sobre la broca*, se ajusta según la dureza de la roca y la fuerza requerida para producir fractura física de la formación, permitir la penetración y continuación de la profundización del pozo.

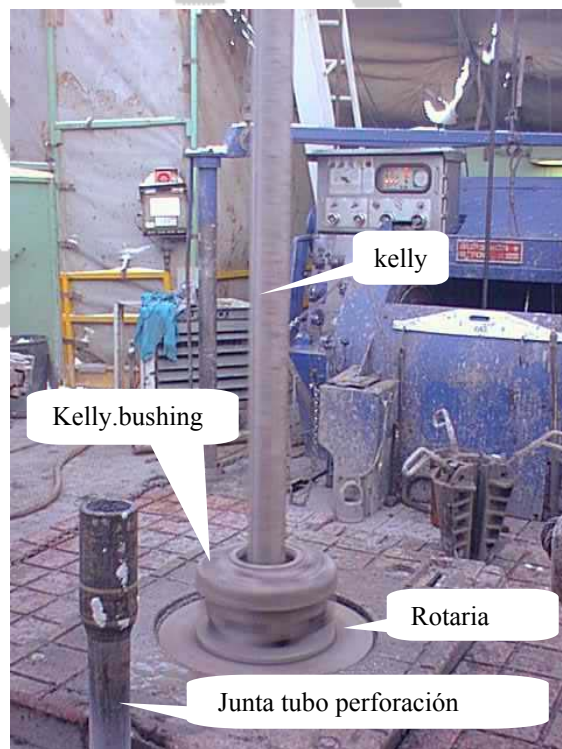
2.1.1 *Proporcionando Rotación a la Sarta de perforación y a la Broca*

2.1.1.1 *Kelly y swivel*

La kelly es una sección tubular de sección exterior cuadrada o hexagonal, por dentro de la cual el fluido de perforación puede pasar dentro de la tubería de perforación.

Esta se conecta en la parte superior extrema de la sarta de perforación por medio del *saver-sub* o *Kelly-sub*. Este 'sub', más barato de reemplazar que la kelly, impide que esta se desgaste con el continuo conectar y desconectar de la tubería. La kelly, pasa a través del *Kelly-bushing*, que ajusta sobre la rotaria.

El movimiento vertical libre hacia arriba y hacia abajo de la kelly es posible a través del *Kelly-bushing*, gracias a rodamientos sobre cada una de las caras cuadrada o hexagonal de la Kelly, la cual ajusta exactamente dentro del *Kelly-bushing* de forma que cuando el *Kelly-bushing* gira, la Kelly gira. Puesto que el *Kelly-bushing* está asegurado a la rotaria, la rotación de la misma (sea eléctrica o mecánica) forzará al *Kelly-bushing* a rotar igualmente con la Kelly y a toda la sarta de perforación. El movimiento vertical hacia arriba y hacia abajo sigue siendo posible durante la rotación. Cuando la Kelly se levante para, por ejemplo, hacer una conexión, el *Kelly-bushing* se levantará con ella.



Entre la Kelly y el gancho está la swivel, la cual está conectada a la Kelly pero no rota con ella, pues está conectada a la manguera por la cual entra el lodo y además impide que el gancho y el bloque viajero también rotaran con la Kelly. La conexión a la manguera de lodo se hace a través del tubo *cuello de ganso*.

Una válvula de seguridad está situada en la parte superior de la Kelly. Esta es llamada *kelly-cock*, y puede ser cerrada manualmente en el caso de que el pozo esté fluyendo debido a una alta presión de formación. Esto impide someter a la swivel a una alta presión, que podría resultar dañina.

2.1.1.2 Unidad de Top Drive

En los taladros más modernos, la rotación y la swivel se han combinado en una sola unidad de Top Drive, la cual puede ser operada eléctrica o hidráulicamente. En este caso la sarta de perforación se conecta directamente al Top Drive donde la fuerza de rotación se aplica directamente y el lodo entra a al sarta de perforación en forma similar a como lo hace en una swivel. Como la fuerza de rotación ya ha sido aplicada, no se necesitará ya de Kelly ni de Kelly-bushing.



La ventaja de un Top Drive sobre el sistema de Kelly convencional es de tiempo y costo. Con la Kelly, a medida que progresa la perforación, sólo puede agregarse de a un solo tubo en cada conexión. Este proceso implica que la Kelly sea desconectada de la sarta de perforación, levantar y conectar la nueva junta y después conectar otra vez la Kelly al la sarta de perforación.

Con una unidad de Top Drive, la operación no sólo es mucho más simple por el hecho de que la tubería está directamente conectada al Top Drive, sino que permite que sea agregada una *parada*, es decir tres juntas de tubería de una vez. La longitud completa de una parada puede ser perforada en forma continua, mientras que sólo se puede perforar la longitud de un tubo cuando se perfora con Kelly.

El tiempo total que se emplea en hacer conexiones es por lo tanto mucho menor para taladros que tienen Top Drive. Esto implica un gran ahorro en costos, especialmente en taladros en tierra grandes o en plataformas marinas donde la tarifa de alquiler del taladro es muy alta.

Otra ventaja importante del Top Drive es durante las operaciones de viaje, cuando se está sacando o metiendo tubería. La Kelly convencional no se usa cuando se está viajando, se deja a un lado en lo que se llama el *hueco del ratón*, y se usan los elevadores y los brazos para mover la tubería. Si la tubería se pega durante un viaje, se

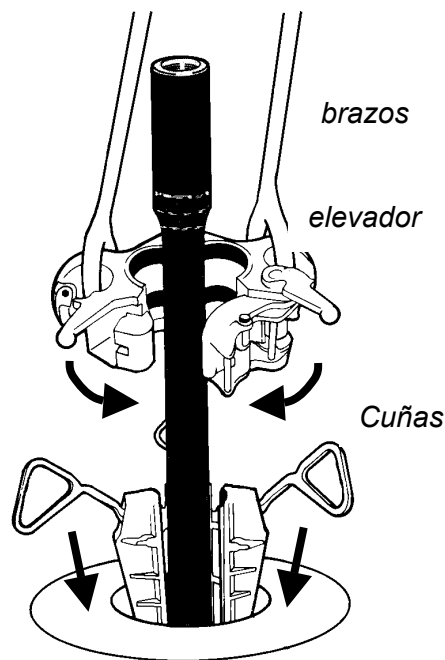
necesitará circular para poder liberarla, para lograr esto la Kelly tendría que sacarse del *hueco del ratón* y conectarse nuevamente a la sarta de perforación, un procedimiento que puede tardar entre 5 y 10 minutos en el mejor de los casos, tiempo durante el cual la pega puede empeorar. Con un Top Drive también se usan los elevadores y los brazos, pero estos están suspendidos del Top Drive. Luego el procedimiento de conectar el Top Drive es mucho más rápido y así la circulación y la rotación puede ser establecidas casi inmediatamente. En la mayoría de circunstancias, esto minimiza el problema potencial y reduce el tiempo que podría ser necesario para resolverlo.

2.1.2 Equipo de Elevación

Ya han sido vistos los procedimientos de viaje para sacar o meter tubería, hacer conexiones, añadir nuevas juntas de tubería para poder llegar más profundamente. El manejo de la tubería durante estas operaciones requiere la utilización de cierto equipo especial.

Para sacar una parada de tubería, el elevador se cierra alrededor del tubo. Cuando se eleva el bloque viajero, la tubería reposa sobre el elevador debido al diámetro mayor de la *caja de conexión* y puede ser levantada. Cuando la parada está completamente por encima de la mesa rotaria, se deslizan las *cuñas* alrededor del tubo atrapándolo sobre la mesa rotaria. Ahora el peso total de la tubería queda soportado en la mesa rotaria.

La parada encima de la mesa rotaria puede entonces ser soltada y puesta a un lado. Primero, la conexión entre dos tubos se suelta por medio de dos llaves, una bajo la línea de conexión sosteniendo quieta la tubería y la otra por encima de la línea de conexión, la cual es halada por una cadena para así soltar la conexión. La parada es rápidamente desenroscada por una herramienta motriz que la deja completamente libre y colgando del elevador. Así entonces es alineada a un lado de la mesa y su extremo superior puesto en los *dedos* que hay dispuestos en el *encuelladero*.

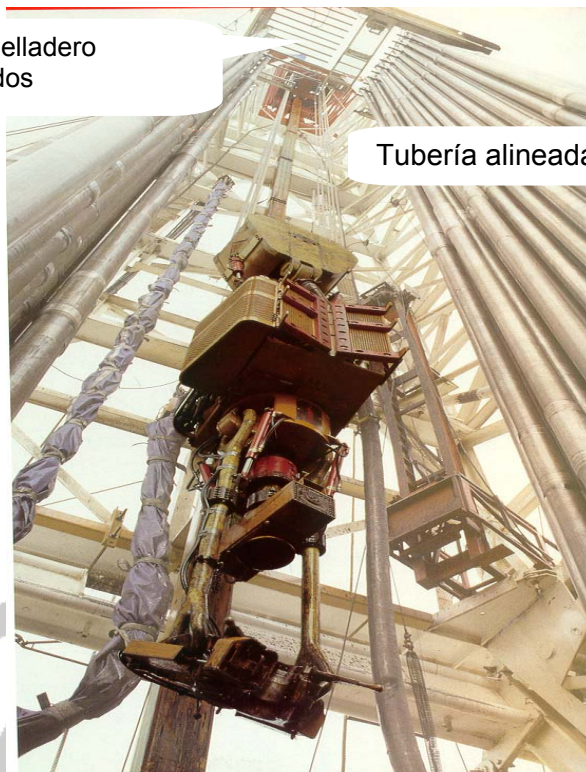


2.1.2.1 Brazos y elevadores.

Estos son usados para llevar la tubería a la posición necesaria para la maniobra requerida. El elevador es sencillamente una prensa que se cierra alrededor del 'cuello' de tubería. Cuando se levanta el elevador, se levanta por el tubo hasta la caja de conexión donde el diámetro mayor de la misma ya no pasa por el elevador levantando así la tubería.

El elevador está colgado del bloque viajero por los brazos y así el movimiento vertical es aplicado por el malacate. Los elevadores son de tamaños dados para cada tipo de tubería, sea de perforación, de revestimiento o de cada tipo para el ensamblaje de fondo.

Encuelladero
y dedos



Tubería alineada

2.1.2.2 *Cuñas*

Mientras las conexiones se sueltan o se aprietan, la sarta de perforación tiene que ser sostenida en la mesa rotaria para impedir que caiga al pozo. Esto se consigue usando las *cuñas*, que consisten en varios bloques de metal con un extremo adelgazado unidos entre sí y con asas para su manejo. Se sitúan alrededor del cuello del tubo y se van bajando hasta que se 'cierran' dentro de la rotaria sosteniendo toda la tubería.

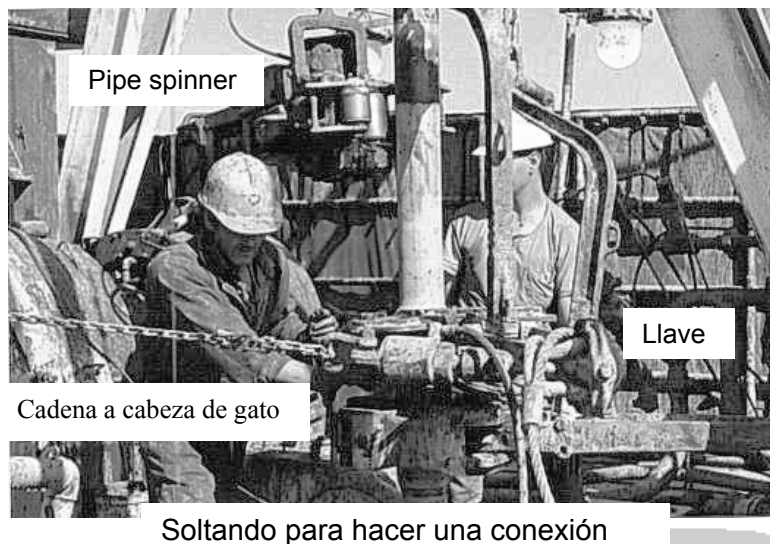


Cuñas

2.1.2.3 *Llaves*

Estas son usadas para apretar o para soltar las conexiones entre juntas de tuberías. Estas llaves se suspenden con cables desde la torre, y por medio de una cadena puede aplicárseles tensión. Se usan dos, cada una puesta a cada lado de la conexión. La llave inferior sostendrá la tubería en su sitio, mientras que la superior soltará o apretará la conexión, halando la cadena que va unida a la *cabeza de gato*. Cuando se está apretando la conexión, un indicador de tensión en la cadena permite que se aplique el torque correcto.

2.1.2.4 *Llaves y Herramientas motrices.*

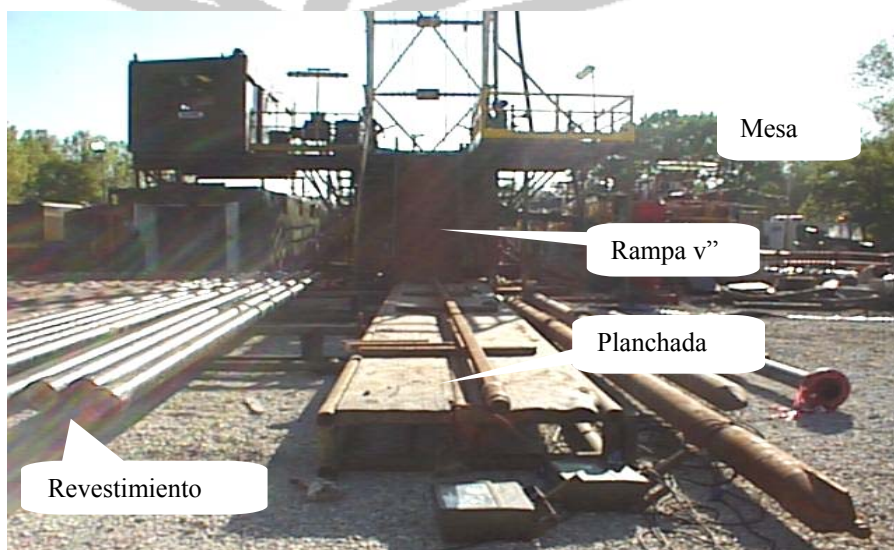


Estas herramientas son neumáticas, lo cual permite enroscar y desenroscar rápidamente la tubería cuando se están haciendo o soltando conexiones. Las llaves se usarán para aplicar el torque final cuando se esté haciendo una conexión o para soltar inicialmente cuando se esté soltando la conexión.

2.1.2.5 Llave de cadena

Si no hay llaves neumáticas disponibles, el enroscamiento de la tubería habrá de hacerse manualmente por medio de una llave de cadena. La cadena se enrollará alrededor del tubo, y luego se apretará. El enroscamiento se hará sosteniendo la llave caminando alrededor del tubo.

Cuando tenga que añadirse un tubo para seguir perforando, se lleva desde la planchada hasta la rampa por medio de un 'winche' de forma que quede siendo sostenido verticalmente sobre la rampa que une la planchada a la mesa del taladro. El bloque viajero al bajar va trayendo al elevador en el cual podrá tomarse dicho tubo. Una vez se levante este tubo se bajará nuevamente entre el hueco del ratón, donde queda listo para hacer la siguiente conexión

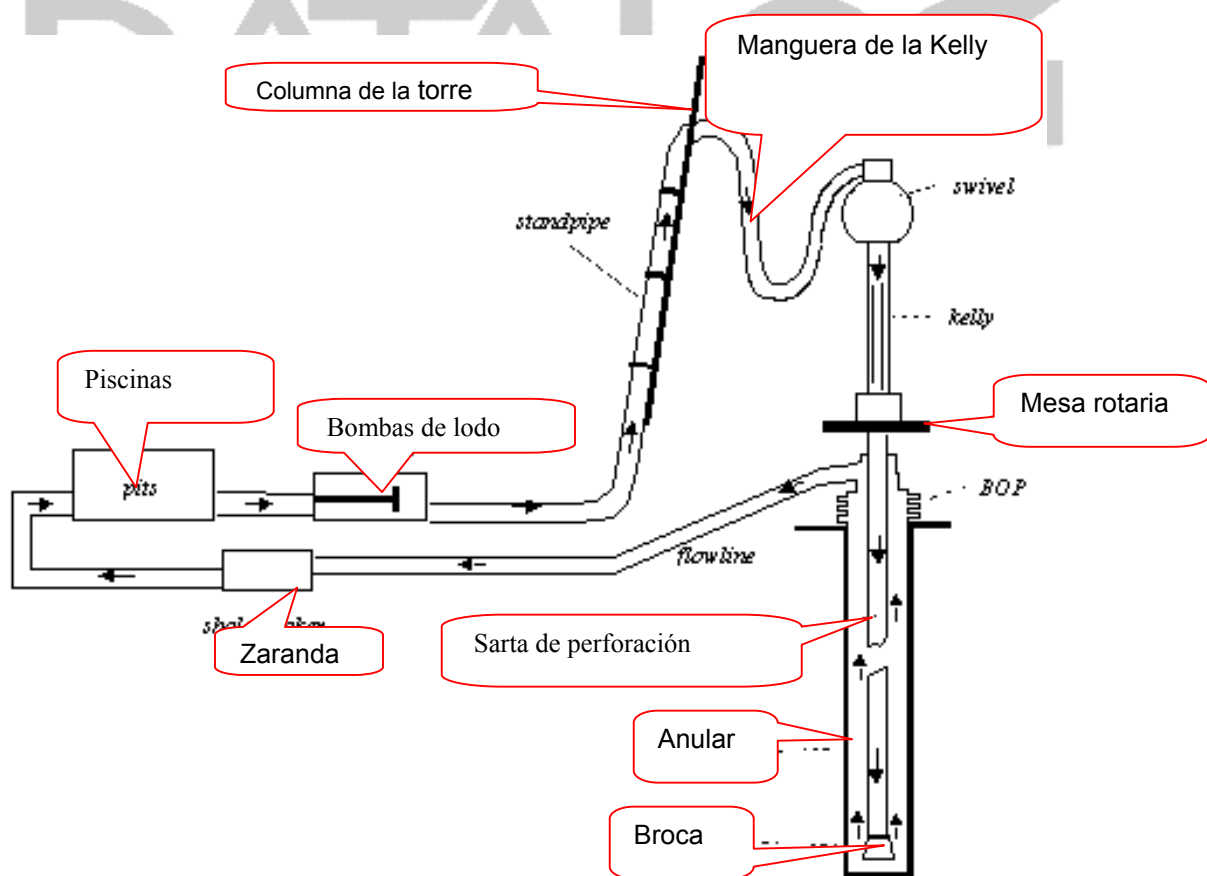


2.2 EL SISTEMA DE CIRCULACIÓN

Ya se ha visto como el fluido de perforación, llamado comúnmente lodo, entra a la sarta de perforación a través de la Kelly o del Top Drive. Existen muchas formas en las cuales el lodo ayuda a la perforación y de hecho es un elemento vital para la perforación exitosa de un pozo.

- Para enfriar y lubricar la broca de perforación y la sarta de perforación con el fin de minimizar su desgaste, prolongar su vida y reducir costos.
- Para remover los fragmentos de roca perforados, o los cortes que vienen del pozo. Esto no sólo mantiene el anular limpio sino que permite su análisis en la superficie para la evaluación de la formación.
- Para balancear las presiones altas de fluido que se pueden presentar en algunas formaciones y minimizar el potencial de *patadas* o *reventones*. La seguridad del personal de los taladros y el taladro mismo es de primordial importancia en cualquier operación de perforación.
- Para estabilizar el diámetro interior del pozo y las formaciones que ya han sido perforadas.

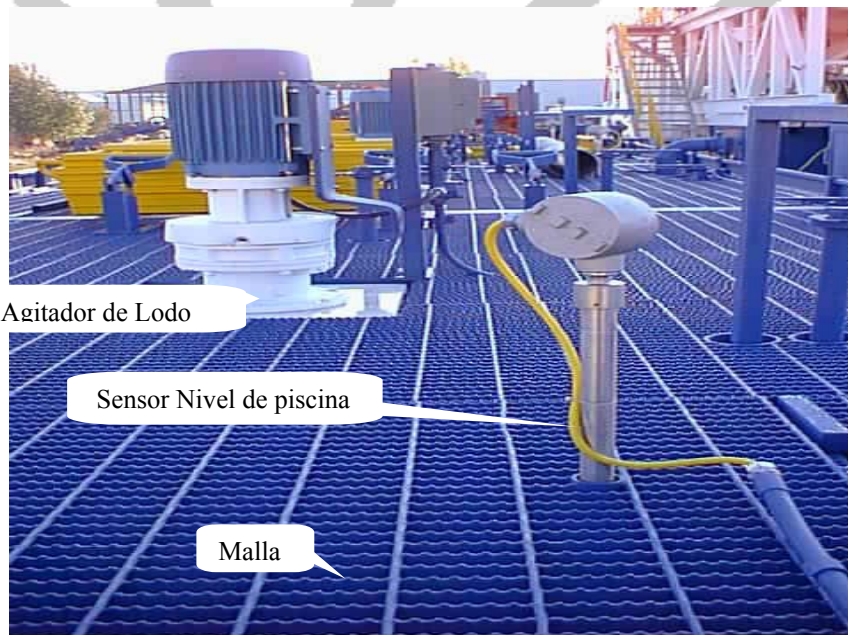
Los tipos de lodo y sus funciones se verán con mayor detalle en la sección 4



Preparar un lodo de perforación es casi como cocinar, con varios ingredientes o aditivos en el sistema cada uno con su función particular que cumplir. El lodo es hecho y almacenado en

piscinas o tanques, los cuales tienen diferentes nombres dependiendo de su función específica. Generalmente llevan los siguientes nombres:

- Tanque de Premezcla:** Donde se adicionan y mezclan los productos químicos que han de entrar al sistema.
- Piscina de Succión:** De donde las bombas toman el lodo para comenzar su viaje dentro de la tubería de perforación. Esta es la piscina 'activa' por excelencia, conectada directamente al pozo.
- Piscinas de Reserva:** Los que contienen volumen adicional de lodo, en general no hacen parte del sistema 'activo'.
- Piscina de la Zaranda:** Esta piscina está situada inmediatamente debajo de la Zaranda. Lleva integrada la trampa de arena cuyo propósito es permitir al material más fino (Arenas y limos) decantarse del lodo para poder ser más fácilmente removido.
- Tanque de Viaje:** Un tanque más pequeño, usado para monitorear pequeños desplazamientos de lodo. Por ejemplo viajes de tubería y el monitoreo de un patada de pozo.
- Tanque de Píldora:** Este tanque es utilizado para preparar pequeños volúmenes de lodo que puedan ser requeridos para operaciones dadas durante la perforación.



El número necesario de piscinas dependerá del tamaño y profundidad del pozo, luego del tamaño de volumen de lodo necesario para llenar dicho pozo. Normalmente se usan de 4 a 6 piscinas pero en pozos más grandes el número puede llegar a ser de 16 o más.

Desde los tanques de almacenamiento el lodo es bombeado a través del standpipe, el cual está fijo a una de las columnas de la torre, y sigue el lodo por la manguera de la Kelly a través del tubo en cuello de ganso.

Por la manguera de la Kelly, el lodo pasa a través de otro tubo en cuello de ganso a través de la swivel o del Top Drive donde entra a la sarta de perforación; de la cual sale a través de las boquillas, regresando a superficie por entre el espacio anular entre la sarta de perforación y la pared del pozo(o la pared interna del revestimiento)

En caso de pozos costa-afuera, un tubo más ha sido instalado para permitir al lodo circular desde el fondo del mar hasta el taladro. Este tubo es o un *conductor* o bien un *Riser*.

Conductor Un tramo de tubería llevado hasta el fondo del mar, con las BOP instaladas en el taladro sobre gatos o plataformas.

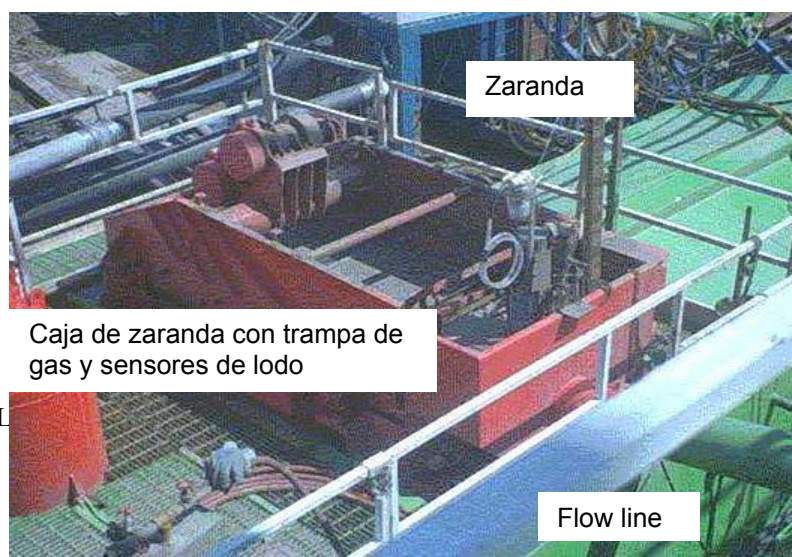
Riser Un tramo de tubería desde las BOP sobre el lecho marino hasta el taladro, el cual puede ser semisumergible o un buque de perforación. El riser incorpora una junta telescópica que permite que la altura del taladro se vaya ajustando a la altura de la marea y de las olas.

2.2.1 *Equipo de Control de Sólidos*

El control de sólidos es vital para mantener una operación eficiente de perforación. Altos valores de sólidos incrementarán la densidad y la viscosidad, lo cual llevará a mayores costos de tratamiento químico, mala hidráulica, y altas presiones de bombeo. Con los sólidos altos, el lodo se torna muy abrasivo e incrementa el desgaste en la sarta de bombeo, en el pozo y en el equipo de superficie. Se irá haciendo más difícil remover los sólidos de un lodo a medida que aumente su contenido de sólidos.

El lodo que va llegando a superficie al salir del pozo contiene cortes de perforación, arena y otros sólidos, y probablemente gas, todos los cuales deben ser removidos para que el lodo pueda ser inyectado de nuevo dentro del pozo. Continuamente deben agregarse arcillas para el tratamiento del lodo además de productos químicos para mantener las propiedades físicas y químicas que se requieren. Para todas estas tareas se requiere equipo especializado.

Cuando sale del pozo, el lodo es retirado en la 'campana' que está sobre las BOPs al seguir su camino por el *flow line* al depósito de la zaranda (llamado también *possum belly*). Aquí en este punto es donde el mudlogger ha de instalar una trampa de gas y otros sensores para monitorear y analizar el lodo que viene del pozo.

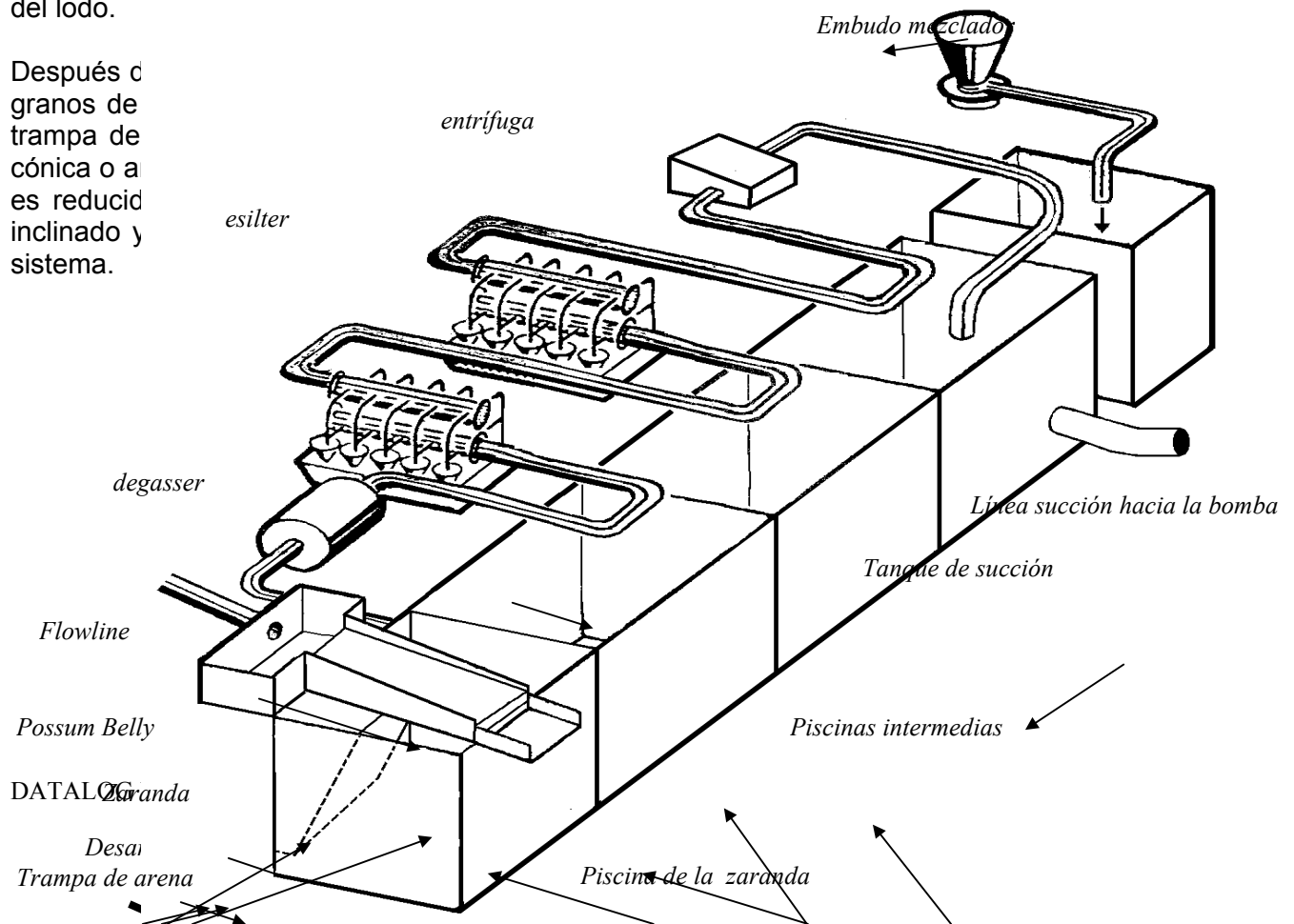


Hay unas compuertas que regulan el nivel del lodo llegando en la zaranda. Aquí habrá mallas inclinadas vibrando (normalmente 2), con el fin de separa los cortes del lodo, el cual podrá pasar por las mallas hacia la trampa de arena en la piscina de la zaranda. El lodo de aquí puede ser regresado al sistema de piscinas donde el ciclo de circulación puede empezar otra vez. Las mallas pueden ser cambiadas en forma que su calibre sea apropiado para el tamaño de los cortes que sea necesario retirar. Normalmente la malla con el calibre mayor se instala en la parte superior y la que es de calibre más fino en la parte inferior. El movimiento vibratorio de las mallas mejora la separación del lodo de los cortes. Aquí se recolectan las muestras para el análisis geológico.

Siendo los asuntos ambientales materia de cada vez mayor importancia, los cortes separados en la zaranda son recogidos en tanques y así pueden ser transportados fácilmente a lugares donde puedan ser limpiados totalmente de lodo y químicos residuales depositados.

Regularmente se instala aún más equipo de control de sólidos en el sistema antes de que el lodo llegue a las piscinas. Si el lodo es particularmente gaseoso, puede ser pasado por un *degasser* el cual consiste en un gran tanque con un agitador que forza la separación del gas del lodo.

Después de los granos de la trampa de cónica o a es reducido y es inclinado y sistema.



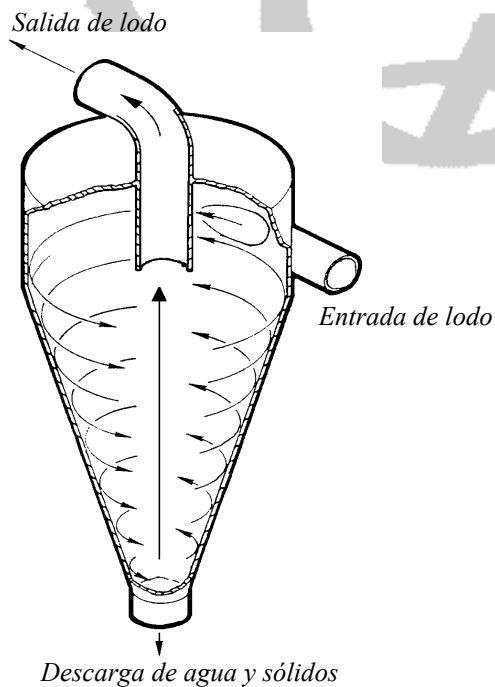
Si dichas partículas no se han decantado cuando ya han pasado la trampa de arena, necesariamente habrán de pasar por el resto del equipo de control de sólidos, antes de regresar a los tanques de lodo.

El desarenador, cuando se usa en conjunto con la zaranda, remueve gran parte de los sólidos abrasivos, reduciendo así el desgaste en las bombas de lodo, equipo de superficie, sarta de perforación y broca. También usado en conjunto con la zaranda y el desarenador está el desilter, el cual remueve material aún mas fino del lodo.

Los desarenadores y los desilters separan los sólidos del lodo en un *hidrociclón*, un separador en forma de cono dentro del cual el fluido se separa de las partículas sólidas por la fuerza centrífuga. El lodo fluye hacia arriba en movimiento helicoidal a través de cámaras cónicas, donde las partículas sólidas son lanzadas fuera del lodo, al mismo tiempo, baja agua adicional por las paredes del cono llevándose las partículas sólidas que se han movido hacia la pared del cono.



Un hidrociclón



Se pueden utilizar centrifugas adicionales con el fin de remover grandes cantidades de arcilla suspendidas en el lodo. Una vez que el lodo está limpio, se le puede regresar a los tanques para ser recirculado. Una Centrifuga consiste en un tambor cónico de alta velocidad y un sistema de tornillo que se lleva a las partículas más grandes dentro del tambor a la compuerta de descarga. Se usa cuando la densidad del lodo debe ser reducida significativamente, en vez de añadir líquido e incrementar el volumen.

Las centrifugas también pueden ser utilizadas para remover partículas del vidrio o plástico que haya sido usado para mejorar la lubricación o reducir la densidad en aplicaciones bajo balance.

Este 'control de sólidos' realizado por el equipo de superficie es un aspecto muy importante en el mantenimiento del lodo. Los granos finos serán muy abrasivos y dañinos para equipo como las bombas de lodo, sarta de perforación, la broca,

etcétera. También es importante para controlar la densidad del lodo; pues si se permite a los sólidos acumularse, se tendrá como resultado un aumento en la densidad del lodo.

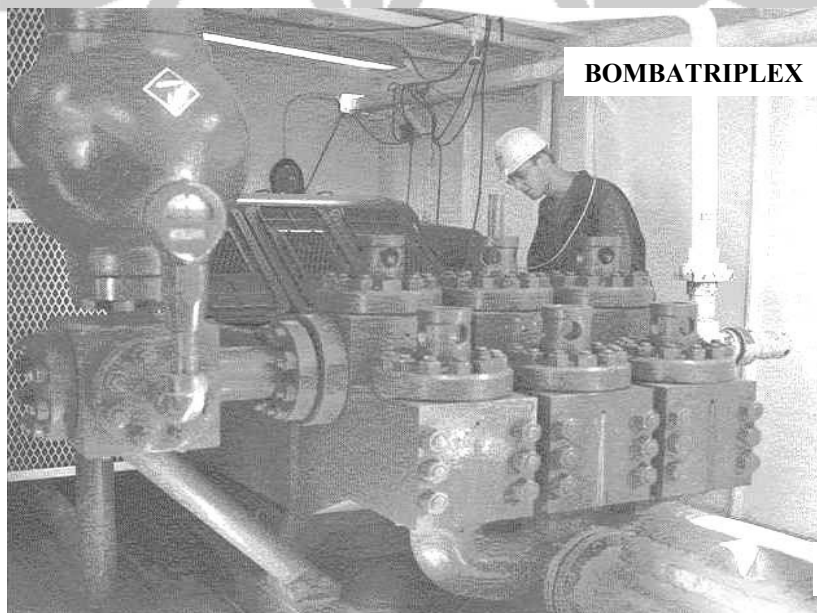
Una medida adicional que puede ser requerida para preparar el lodo para la circulación es llevada a cabo por el degasser, el cual separa y ventila al lodo de grandes volúmenes de gas y los conduce a una línea especial donde ser quemados. Recircular un lodo con gas disuelto puede ser peligroso y reducirá la eficiencia de la bomba y disminuirá la presión hidrostática necesaria para balancear la presión de formación. Un separador lodo-gas maneja gas a alta presión y flujo con seguridad cuando ocurre una patada de pozo. Un desgasificador de vacío es más apropiado para separar gas disuelto en el lodo, el cual puede manifestarse mostrando espuma al aparecer en superficie.

La mayoría de los taladros tiene dos bombas para circular el lodo a presión por el sistema. Los taladros más pequeños, que taladran pozos menos profundos pueden necesitar sólo una.

Las bombas de perforación pueden ser de dos tipos:

Bombas Dúplex Estas tienen dos cilindros o cámaras, cada una de las cuales descarga lodo a presión alternativamente por ambos lados del movimiento del pistón. Cuando se descarga en un sentido se llena de lodo la cámara vacía al otro lado del pistón. Cuando el pistón regresa, descarga de este lado recién llenado mientras va llenando el otro.

Bombas Triplex Tienen tres cilindros, pero a diferencia de las bombas dúplex, el lodo se descarga sólo por un lado en la carrera hacia delante. En cada cilindro el lodo se descarga por el movimiento de empuje del pistón dejando el espacio tras el pistón vacío. Cuando el pistón va regresando se vuelve a llenar de lodo la única cámara que será vaciada al moverse el pistón nuevamente hacia delante.



2.3 SARTA DE PERFORACIÓN Y BROCA

2.3.1 Brocas de arrastre

Estas tienen cuchillas endurecidas, en vez de cortadores distribuidos, las cuales hacen parte integral de la broca y rotan solidamente con esta y con la sarta. Tienen la tendencia a producir un alto torque y también a perforar huecos con muy altas desviaciones. La penetración se consigue por raspado usando poco peso en la broca (Weight On Bit, WOB) y alta velocidad de rotación (RPM). Realmente con este tipo de broca sólo se pueden perforar formaciones blandas e inconsolidadas, pues no tienen la dureza ni la resistencia al desgaste necesarias para las formaciones consolidadas.

2.3.2 Brocas Tricónicas

Al comienzo había brocas de dos conos sin interferencia, y por lo tanto tenían la tendencia a empaques (cuando los cortes de perforación se amalgaman y endurecen alrededor de la broca) en formaciones blandas. Estas fueron sucedidas por las brocas tricónicas, el tipo de broca más común actualmente usada. Están



tienen 3 conos los cuales se van interfiriendo luego limpiando entre sí, con filas de cortadores en cada cono. Los conos son principalmente de dos tipos: o bien dientes tallados o de insertos de carburo de tungsteno (Tungsten Carbide Inserts, TCI) y pueden ser de varios tamaños y durezas de acuerdo a las litologías previstas. Una gran cantidad de calor se genera por la fricción durante la perforación y este calor debe ser disipado. El enfriamiento y la lubricación son funciones del fluido de perforación. Este sale por las boquillas o jets que tiene la broca. Cada boquilla esta posicionada encima de cada cono, son reemplazables y pueden ser instaladas en varios tamaños, siendo mayor la velocidad del lodo por la boquilla a medida que esta es más pequeña. Los tamaños de las boquillas se

expresan bien en milímetros o en treintaidosavos de pulgada.

Si no se instala una boquilla, se conoce como “boquilla abierta”, por ejemplo de 32 treintaidosavos, para el caso de brocas de 8½ “).

Las brocas tricónicas están clasificadas dentro del sistema desarrollado por la IADC (International Association of Drilling Contractors):

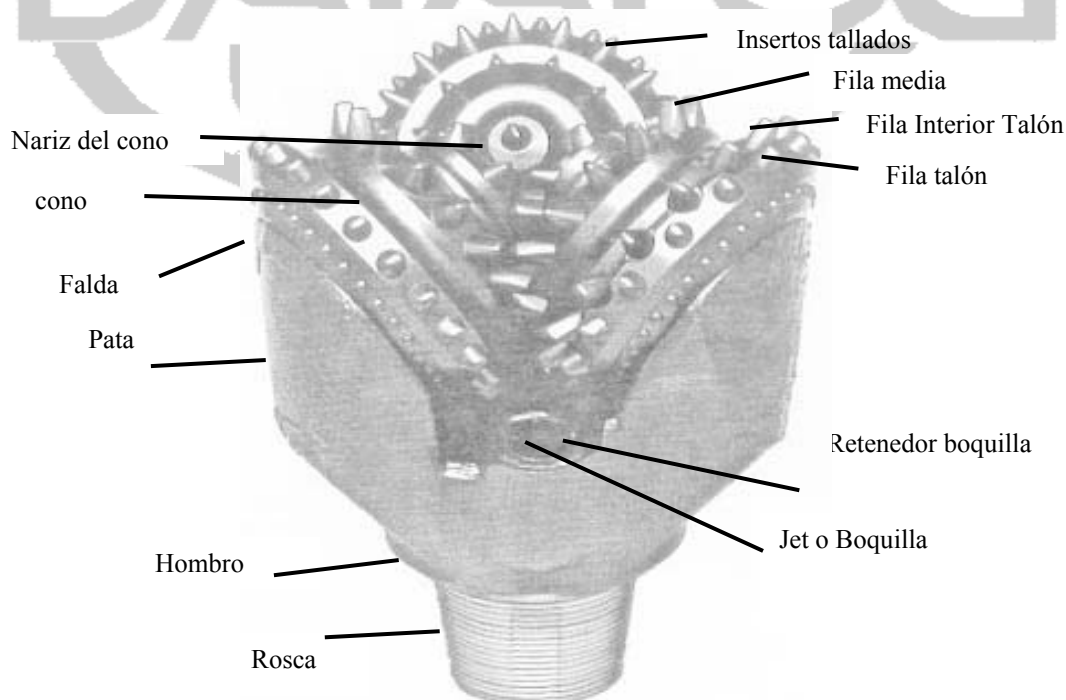
La mayoría de la brocas tricónicas tienen un código IADC de tres cifras.

Por ejemplo:

Broca	Código IADC	Descripción
Hughes ATM22	517	Con dientes TCI para formación blanda, la más blanda en el rango, con rodamientos sellados y protección de calibre del diámetro.
Reed MHP13G	137	Con dientes blandos tallados, para formación medianamente dura dentro del rango de la broca, con rodamientos sellados por fricción y protección de calibre del diámetro.

Algunas brocas pueden tener un cuarto caracter que describe características adicionales de la broca. Por ejemplo, para perforación con aire(A), con boquilla central (C), con protección extra de diámetro(E), para perforación horizontal (H), para broca de dientes en acero standard(S), con insertos en forma de cincel (X), con insertos en forma cónica(Y).

2.3.2.1 Terminología de la broca



Broca tricónica de insertos de carburo de tungsteno.

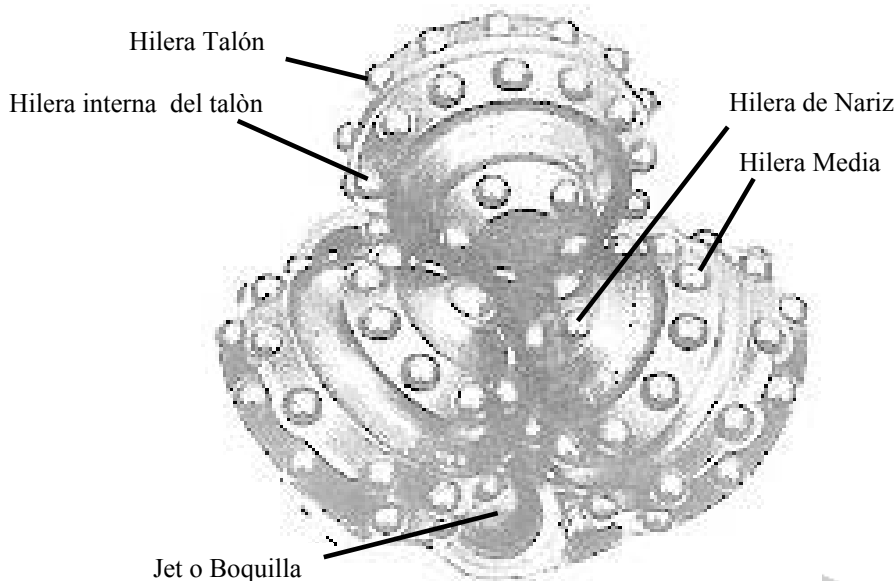
2.3.2.2 Clasificación IADC de Brocas

Serie Tipo de estructura de corte	1	Suave	Diente tallado	
	2	Media		
	3	Dura		
	4	Muy suave	Cíncel	Inserto Carburo Tungsteno
	5	Suave		
	6	Media	Cónica	
	7	Dura		
8	Muy Dura			
Tipo Grado de Dureza de la estructura de corte	1-4	1 – más suave 4 – más duro		
Opción de Diseño Diseño de rodamiento y protección de calibrador	1	Producto estándar		
	2	Perforación con aire		
	3	Calibre del diámetro protegido		
	4	Rodamiento sellado		
	5	Calibrador protegido y rodamiento sellada		
	6	Rodamiento de buje sellado por fricción.		
	7	Rodamiento de buje sellado por fricción., Calibre del diámetro protegido.		
	8	Direccional		
	9	Otra		

2.3.2.3 Acción del cono.

A medida que el cono rueda en el fondo del pozo, una acción de raspado y excavado se ejecuta sobre la formación. Los conos tienen más de un eje de rotación debido al número y alineación de las filas de dientes de corte, pero esto se halla limitado por el efecto que tenga el peso de la sarta de perforación aplicado sobre la broca. La rotación se efectúa dentro de la broca, en forma que los dientes van deslizando y excavando a medida que van girando. Este efecto es minimizado en el diseño de brocas duras (pues los ejes de rotación de los conos son concéntricos) con el fin de reducir desgaste, pero aún así en esta acción no hay rodamiento puro.

El efecto de deslizamiento produce un efecto de arranque, raspado y tallado controlado en la formación, que conduce a una rápida y eficiente remoción de los cortes de formación producidos. Para formaciones blandas, el efecto de raspado se mejora haciendo que los ejes de los conos no sean concéntricos. Esto lleva a una perforación más rápida y la cantidad de raspado dependerá de la cantidad de alejamiento que tengan los ejes de los conos. En las brocas para formaciones blandas este alejamiento de los ejes puede ser de 1/4", en aquellas para formaciones medias de 1/8", y sin alejamiento para las de formaciones duras.



2.3.2.4 Tipos de rodamiento

- Sin sello:** Están llenos con grasa y expuestos. Su vida por lo tanto es corta pues los rodamientos están expuestos a la fatiga del metal y a la abrasión por sólidos.
- Sellados y auto lubricados:** Aún existe fatiga del metal, pero la abrasión por sólidos se ha eliminado mientras el sello permanezca.
- Bujes sellados:** Estos tienen una vida más larga, pero puede haber desgaste ocasionado por las superficies de metal rozando en la parte inferior de los bujes. Si el sello falla, el lodo de perforación entrará dentro del buje, sacando la grasa y el recalentamiento consiguiente resultará en la pronta falla del rodamiento. El buje tiene un sistema de compensación de presión el cual minimiza la diferencial de presión entre el rodamiento y la columna hidrostática del lodo.

2.3.2.5 Dientes

El tamaño, forma y separación entre los dientes afecta la eficiencia o rendimiento de la broca según la dureza de las formaciones. El diseño de los dientes también determinará el tamaño y la forma de los cortes de formación producidos, luego este factor debe tenerse en cuenta para la evaluación geológica de dichos cortes.

Para formaciones blandas, los dientes escogidos normalmente serán largos, delgados y ampliamente espaciados. Los dientes entre más largos logran mayor penetración en la formación blanda. Esta mayor penetración se mantiene aunque el diente se desgaste pues se mantiene agudo debido a que se ha hecho lo más delgado posible. El amplio

espaciamiento entre dientes impide el empacamiento de la formación blanda entre los dientes. La acción de corte se produce por tallado y raspado y los cortes producidos serán grandes y angulosos.

El tamaño y la resistencia del rodamiento se ven necesariamente restringidos en formaciones blandas por el mayor tamaño de los dientes. Esto normalmente no produce problemas pues se necesita aplicar sólo pesos bajos sobre la broca para lograr fallar la formación y conseguir una rata de perforación óptima.

Para formaciones de mediana dureza se usan dientes más cortos y son innecesarios los dientes largos. La longitud será tal que consiga penetrar lo más posible al tiempo que el desgaste se mantenga en el mínimo posible. Un amplio espaciamiento permite una eficiente limpieza, aunque el empacamiento no es una consideración tan importante como en las formaciones blandas.

Para perforación en formaciones duras se usan dientes cortos y aún más anchos, los cuales producen un efecto de aplastamiento y fragmentación más que de arranque y deformación en la roca. No se requiere espaciamiento entre los dientes ya que los cortes producidos serán más pequeños, en menor concentración o volumen. Las ratas de perforación serán menores.

Se consigue una vida útil más larga en las brocas cuando se usan dientes de caras endurecidas o con insertos de carburo de tungsteno (Tungsten Carbide Inserts, TCI)

Para formaciones más duras, aún más pocos y más pequeños dientes facilitan que los rodamientos puedan ser más grandes y resistentes y así puedan soportar las grandes fuerzas necesarias para lograr el fallado físico de la formación.

2.3.2.6 Requisitos para la operación.

Las formaciones abrasivas y duras requieren fuerza sobre la broca (WOB). El mayor peso obviamente tendrá su impacto en los rodamientos, de forma que una rotación más lenta deberá ser aplicada, con el fin de no desgastar en exceso los rodamientos. El WOB requerido es ligeramente menor para una broca TCI equivalente a una de dientes con el fin de evitar falla de la broca por impacto o quebrar los cortadores de insertos.

Las formaciones más suaves requieren menor peso sobre la broca con el fin de lograr una buena penetración, por lo tanto se puede aplicar un valor mayor de RPM. Los parámetros entre brocas de insertos y de dientes pueden ser similares. Demasiado peso puede en efecto quebrar los dientes o insertos más largos de las brocas usadas en estas formaciones.

Generalmente la rata de penetración (ROP) es mayor cuando se aplica un peso mayor (WOB) y / o unas RPMs más altas, pero demasiado peso puede resultar en efectos contraproducentes como empacamiento de la broca en formaciones blandas, desgaste en los rodamientos, y en rotura de dientes o insertos.

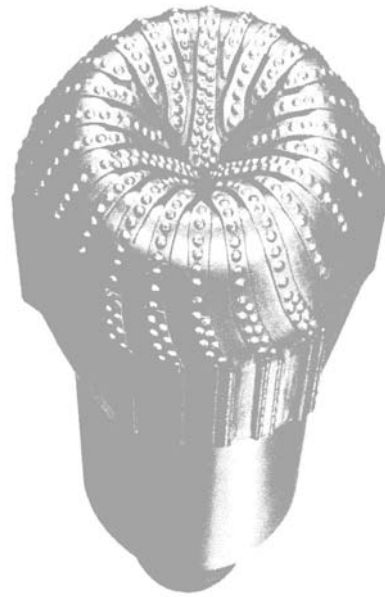
2.3.3 Brocas Policristalinas y de Diamante (PDC)

Estas brocas tienen una larga vida pues sus cortadores son muy duros y no hay rodamientos ni partes móviles. Los diamantes industriales de origen natural empleados son colocados manualmente en diseños geométricos que cubren el fondo de la broca, en forma redundante que permita el funcionamiento de la misma si hay rotura de alguno de ellos.

En las brocas PDC, los diamantes policristalinos son montados en una matriz de carburo de tungsteno. Los diamantes realizan la perforación, o el corte, mientras el carburo de tungsteno los sostiene proveyéndoles de resistencia y rigidez.

Los cortadores de diamante comienzan su trabajo afilados y se desgastan manteniéndose afilados, mientras que la mayoría de cortadores se desgasta con el uso. Esto y su vida más larga hacen extremadamente efectivas en costo para perforaciones profundas y en formaciones duras y abrasivas.

Dado que no tienen partes móviles, son económicas y permiten altos regímenes de rotación (RPM), (mayores que los permitidos para brocas de rodamientos) producidos con motores de fondo.



Broca de Diamante



Broca PDC

Tienen una larga vida, aunque las tasas de penetración (ROP) son generalmente menores. La distancia perforada tendrá que ser mayor para justificar el alto costo que implican estas brocas.

La acción cortante de los diamantes es del tipo de fallamiento o pulverización. Lo cual produce cortes que son mucho más finos que los producidos por una broca tricónica. Comúnmente apareciendo como una fina harina de roca, y algunas veces hasta térmicamente alteradas debido al alto calor friccional generado. Esto hace que esta broca no sea muy útil cuando se trata de evaluar una formación, pues la estructura y la forma de la litología se destruyen en alto grado. En forma similar, no son sensibles a los cambios de formación (generalmente un cambio en la ROP es la primera indicación de un cambio en la litología), se recalca nuevamente que estas brocas no producen cortes aptos para la evaluación geológica.

Las brocas de diamante tienen diferentes requerimientos operacionales que las brocas tricónicas. Generalmente tienen un diámetro ligeramente menor que el tamaño de hueco para reducir desgaste durante los viajes para adentro y para fuera del pozo.

El rendimiento óptimo se logra con bajos WOB y la más alta RPM posible, y con altas velocidades de lodo alrededor de las superficies cortantes de la broca. Antes de comenzar a

perforar con una broca nueva de estas, está debe ser 'asentada', en otras palabras la forma del hueco en el fondo debe ser ajustada lentamente con la broca; esto se consigue incrementando lentamente el peso sobre la broca (WOB) antes de comenzar a perforar, así el perfil de la broca poco a poco le dará su forma al fondo del pozo.

2.3.4 Calificación de las brocas

2.3.4.1 Sistema TBG

La calificación de las brocas puede ser muy sencilla al definir la condición de los dientes, de los rodamientos y del calibre. Este sistema se conoce como el sistema TBG, siendo los dientes y los rodamientos calificados en una escala de 1 a 8 y el calibre en octavos de pulgada bajo el diámetro inicial.

(T)(Teeth) Dientes	1 – Como nuevos 8 – Completamente gastados.
(B)(Bearing)Rodamientos	1 – Como nuevos 8.- Falla total
(G)(Gauge)Calibre	IG (In Gauge) En Calibre o la medida en octavos de pulgada del diámetro inicial menos el hallado al sacar la broca.

Este sistema de calificación es muy básico que da una visión muy general de la condición de la broca, por ejemplo las hileras interiores de dientes pueden tener un desgaste diferente de las hileras exteriores, pero en este sistema sólo hay lugar para una descripción.

2.3.4.2 Sistema IADC

Estructura de Corte				Condición rodamiento	Calibre	Observaciones	
Hileras int.	Hileras Ext.	Principales Características. de Desgaste	Ubicación del desgaste principal			Otras caract. desgaste	Razón /motivo

0 – 8 escala lineal	BC – cono roto BT – dientes rotos CC – cono agrietado CR – núcleo gastado CT – dientes tajados ER – erosión JD – daño chatarra LC – cono perdido LT – dientes perdidos PB – broca perforada PN – boquilla tapada RG – calibre excavado RO – anillo suelto SD – daño falda WO – lavado WT – dientes gastados	Rodamiento: N – nariz M – fila media H – fila talón A – todas filas Cono 1, 2, 3 Cortadores fijos: C – cono N – nariz T – surco medio S – hombro G – externo A – todas áreas	No – Rodamientos sellados: 0 – 8 0 – como nueva 8 – sin vida útil Rodamientos sellados: E – efectivo F – falla X-no se usan rodamientos	I – en calibre Bajo calibre medido al 16 avo de pulg. más cercano	Los mismos códigos de principales características de desafilado	BHA – cambio BHA DMF – falla motor de fondo DSF – falla sarta de perforación DST – prueba de tubo abierto. LOG – correr registros CD – acondicionar lodo CP – Punto de corazón DP – Tapón. FM – cambio de formación HP – problemas de hueco HR – horas en la broca PP – presión de bomba PR – rata de penetración TD – profundidad total (o punto de revestimiento) TQ – torque TW – soltamiento WC – condiciones de clima
---------------------	--	--	--	--	---	--

2.3.5 La sarta de perforación.

Dicho simplemente la sarta de perforación esta compuesta de tubería de perforación y botellas, collares, porta-mechas o drillcollars, con una cierta cantidad de componentes menores y conecta los sistemas de superficie con la broca de perforación.

Las funciones principales de la sarta de perforación son: -

- Proporcionar una vía desde la superficie hasta la broca para que el fluido de perforación se puede llevar bajo presión.
- Transmitir la rotación, aplicada en superficie, a la broca.
- Transmitir la fuerza, o peso, a la broca para que la formación se rompa más fácilmente.
- Proporcionar los medios para bajar y subir la broca de perforación dentro del pozo.

Todas las conexiones que se hacen desde la swivel hasta la parte superior de la Kelly son de rosca izquierda (en sentido antihorario) y todas las demás son de rosca derecha (en sentido horario), pues dado que la rotación aplicada es en el mismo sentido horario las conexiones tenderán a apretarse en vez de soltarse.

Todos los tamaños de tubería, sean tubería de perforación, botellas, collares o porta-mechas o revestimiento están clasificados por el Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute)(API) por su diámetro exterior. (Outside diameter)(OD)

2.3.5.1 Tubería de perforación

Este es el componente principal, en términos de longitud de la sarta de perforación. Cada junta de tubería (llamada también 'tubo', 'largo', 'sencillo', etcétera) de perforación, hecha en acero, comúnmente tiene una longitud de 9 a 11 metros, con una caja de conexión (Tool Joint), macho o hembra, la cual está soldada en cada extremo de tal forma que se puedan enroscar entre sí

una tras otra. El hombro alrededor de cada caja de conexión tiene un diámetro mayor pues así se ha dispuesto para dar mayor resistencia a las conexiones.

La tubería de perforación se consigue en varios diámetros (OD) aunque el más utilizado es el de 5" (127 mm). El diámetro interior de la tubería de perforación (Inside Diameter)(ID) varía de acuerdo al peso por unidad de longitud de cada tipo de tubo, entre mayor sea el peso, menor será su diámetro interior.

Comúnmente, el peso de la tubería de 5" más utilizada es de 19.5 lbs/pie o 29.1 kg/m:

Esto resulta	OD	=	5"	=	127 mm
	ID	=	4.28"	=	108.7 mm

También puede conseguirse tubería de perforación en diferentes grados de acero, lo cual se obtienen diferentes grados de resistencia, donde 'D' es la más débil y 'S' la más resistente.

La tubería con pared mas gruesa es llamada comúnmente '**heavy weight drill pipe**' o tubería de peso pesado. A esta clase de tubería más pesada se le sitúa normalmente directamente encima de los **Drillcollars** en la sarta de perforación para obtener mayor peso y estabilidad. Al igual que la tubería 'standard' los **heavy weight drill pipe (HWDP)** se consiguen en diferentes diámetros e ID (inside diameter) diámetro interior variable según su peso por unidad de longitud. Los **heavy weight drill pipe** se diferencian exteriormente porque tiene las cajas de conexión (Tool Joints) más largas que la tubería normal.

Comúnmente, el **heavy weight drill pipe** de 5" más utilizado es de 49.3 lbs/pie o 73.5 kg/m:

Esto resulta	OD	=	5"	=	127 mm
	ID	=	3"	=	76.2 mm

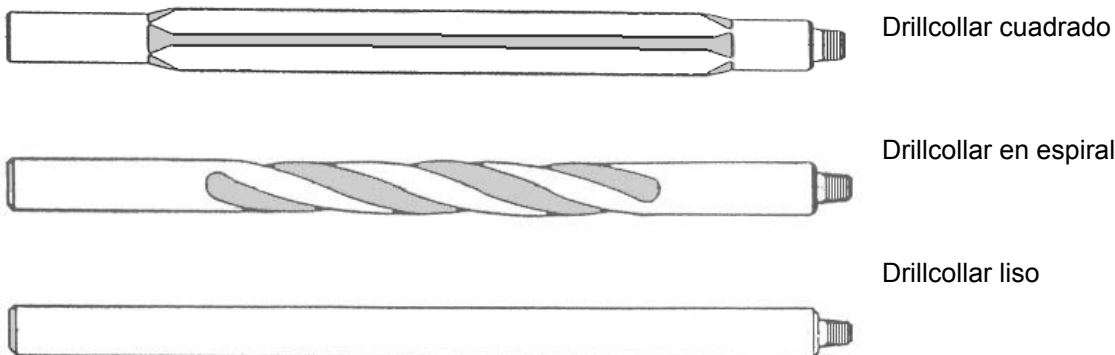
Nótese que el **heavy weight drill pipe** tiene el mismo diámetro exterior (OD) que el tubo estándar, y el mismo diámetro interior (ID) que los **drillcollars**.

2.3.5.2 Drillcollars..(Collares, botellas, o portamechas)

Los Drillcollars son tubos de pared gruesa, rígidos y de alto peso que son la parte más importante del ensamblaje de fondo (Bottom Hole Assembly)(BHA), posicionados entre la tubería de perforación y la broca. Cumplen varias funciones importantes:

- Proporcionar peso para la broca.
- Proporcionar la resistencia para que los drillcollars estén siempre en compresión.
- Proporcionar el peso para asegurar que la tubería de perforación siempre se mantenga en tensión para evitar que se tuerza.
- Proporcionar rigidez o consistencia para que la dirección del pozo se mantenga.
- Producir un efecto de péndulo, permitiendo que los pozos casi verticales puedan ser perforados.

En forma similar a la tubería de perforación los drillcollars se consiguen en varios diámetros exteriores (OD) con el diámetro interior (ID) variando según el peso por unidad de longitud. Normalmente el ID es similar al de los Heavy weight Drill Pipe, cercano a 3" o 76 mm:



El peso aplicado a la broca debe provenir únicamente de los drillcollars, si el peso aplicado a la broca excede el peso total de los drillcollars, el peso extra provendrá de la tubería, la cual estaría en compresión, siendo susceptible de torceduras y a que se zafara la rosca.

El peso de los drillcollars actuando directamente sobre la broca tiene dos consecuencias principales:

- La tendencia de la sarta de colgar verticalmente debido al peso y la gravedad. Entre más pesados sean los drillcollars, menos probable es que el pozo se desvíe de la vertical.
- El peso aplicado a la broca la hará estabilizar, haciendo que el pozo mantenga su dirección constantemente. Esta estabilización de la broca también permitirá una distribución mas pareja de la carga sobre la estructura cortante de la broca. Esto evita que la broca se aleje de la posición central, garantizando un pozo derecho, de diámetro correcto, desgaste parejo de la broca y mayores tasas de penetración.

Mantener el pozo en la dirección correcta se logra no sólo por el peso y la rigidez de los drillcollars en la base de la sarta de perforación, sino con que el diámetro exterior OD de los drillcollars sea apenas menor que el diámetro de la broca empleada, o al diámetro del pozo. Esto se conoce como sarta 'empacada'.

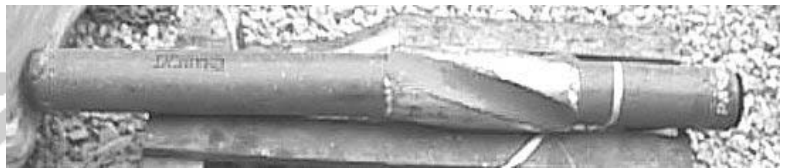
El inconveniente asociado a este tipo de diseño de sarta de fondo (Bottom Hole assembly)(BHA) es que es muy susceptible de sufrir por pega diferencial, donde la tubería se pega en la torta que cubre las paredes del pozo. Este riesgo se minimiza mediante la utilización de drillcollars con diferentes diseños de sección, o de surcos en la superficie con el fin de reducir el área de contacto que pueda haber entre los drillcollars y la pared del pozo. Así los drillcollars pueden ser redondos, de sección cuadrada o elíptica, con surcos espirales, etcétera.

2.3.5.4 El Ensamblaje de Fondo (BHA)

Este es el nombre aplicado a los drillcollars y cualquier otra herramienta o tubería incorporada, incluyendo la broca. La sarta de perforación es entonces la tubería de perforación más el BHA. (el cual está incluido dentro del BHA)

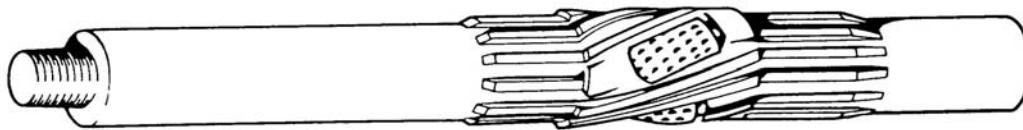
2.3.5.4.1 Estabilizadores

Estos son unos tramos cortos de tubería, (Subs.) posicionados entre los drillcollars con el fin de mantenerlos centrados dentro del hueco, mantener el pozo derecho y por medio de la acción de corte mantener el diámetro correcto en las paredes del pozo. El diámetro completo del pozo se consigue con unas 'Cuchillas' montadas en el cuerpo del estabilizador, las cuales pueden estar hechas de aluminio o caucho macizo, o más comúnmente, de acero con insertos de carburo de tungsteno dispuestos en la caras cortantes. Los estabilizadores se pueden clasificar como de cuchillas rotantes o no rotantes, o como de cuchillas espirales o rectas.



2.3.5.4.2 Rimadores (Reamers)

Los rimadores riman las paredes del pozo a un diámetro igual o inferior al de la broca y realizan una función similar a los estabilizadores en cuanto que ayudan a estabilizar el ensamblaje de fondo y mantener el hueco con el diámetro completo. Son usados generalmente cuando se experimentan problemas para mantener el pozo del diámetro de la broca, en formaciones



Reamer de 3-puntos. (Near bit)

abrasivas, cuando a la broca se le desgasta el diámetro exterior. En forma similar, se utilizan si se sabe que en el pozo existen ojos de llave, patas de perro, o escalones. El número y posición de las cuchillas rimadoras dictan la clasificación del reamer. Por ejemplo, con tres cuchillas, se llama un reamer de 3 puntos. Si se le ubica hacia la base del sub (como se muestra en la ilustración) se le llamara un reamer de tres puntos, cerca de la broca. Un reamer estabilizador tendrá las cuchillas posicionadas en el centro del sub.

Los **Under-reamers** también son ubicados directamente encima de la broca para rimar el hueco y mantener el diámetro o aumentar el diámetro del hueco ya perforado. La acción de corte o rimado se logra por medio de conos giratorios que van sobre brazos extensibles. Estos brazos se abren y se mantienen abiertos durante la perforación por la presión de lodo que esté pasando a través de la tubería. Esto permite que la herramienta pueda bajar a través de una sección de diámetro estrecho, como un revestimiento, y luego abrirse en la profundidad deseada..

2.3.5.4.3 *Hole opener (ensanchador)*

Esta herramienta es similar a los under reamers, en la cual la acción de corte o rimado se logra por medio de conos giratorios para ensanchar el diámetro del hueco. Pero a diferencia de estos, no van sobre brazos extensibles. Generalmente son usados en secciones superiores de pozos donde se requieran diámetros grandes

2.3.5.4.4 *Cross-Overs*

Los **Cross-Overs** son pequeñas secciones de tubería que permiten conectar entre sí tuberías y drillcollars de diferente rosca y diámetro.

2.3.5.4.5 *Martillos (jars)*

Estos son elementos operados mecánica o hidráulicamente para proporcionar un golpe de alto impacto sobre la sarta de perforación dentro del pozo para el caso en que sobrevenga una pega de tubería. Los Martillos están específicamente diseñados para perforar o para pescar (recuperar una parte de la sarta de perforación que se ha dejado en el pozo).

Si la tubería se pega y no puede ser liberada trabajando la tubería con movimientos normales hacia arriba y hacia abajo, sin sobrepasar las limitaciones del equipo y la tubería entonces es cuando se usan los martillos para perforación rotaria.

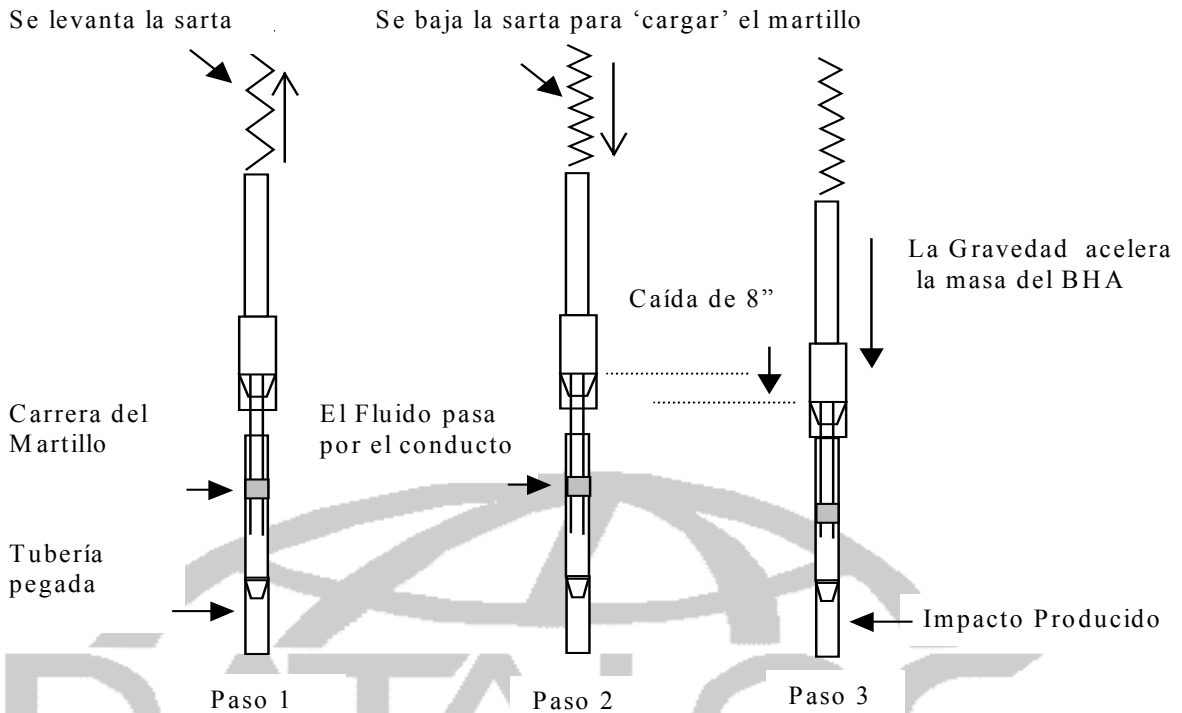
Los martillos son herramientas diseñadas para proporcionar golpes de alto impacto, en sentido hacia arriba o hacia abajo sobre la sarta de perforación. La dirección para la cual se active el martillo depende del movimiento de la tubería cuando ocurrió la pega. Un golpe hacia abajo se obtendrá si la tubería estaba quieta o moviéndose hacia arriba. Un golpe hacia arriba se obtendrá si la tubería se está moviendo hacia abajo. La mayoría de las situaciones de pega resultan cuando la tubería se está moviendo hacia arriba o cuando esta quieta, por lo tanto el martilleo hacia abajo es el más común.

Para liberar la tubería se necesita que el jar esté por encima del punto de pega, por esto se les ubica a los martillos en la parte superior del ensamblaje de fondo (BHA), siempre arriba de los estabilizadores y otras herramientas de mayor diámetro susceptibles a pegarse.

Los martillos pueden ser activados hidráulica o mecánicamente, pero ambos funcionan con el mismo principio. Este es que el martillo consiste en un tubo de diámetro mayor el cual está unido a la sarta de abajo (la que está pegada) y un mandril de diámetro inferior, unido a la tubería libre arriba, el cual puede deslizarse liberando una gran energía (aceleración y fuerza) rápidamente bien sea hacia arriba o hacia abajo.

- Los **Martillos Hidráulicos** funcionan con una demora de tiempo producida por la liberación del fluido hidráulico. Cuando se extiende el mandril, el fluido hidráulico se libera lentamente a través de un pequeño orificio. Durante varios minutos la abertura continua abierta pero es restringida por la capacidad hidráulica. Entonces otro canal de fluido de diámetro grande se abre permitiendo un flujo grande y una rápida y sin restricción apertura del Jar, llamada *golpe*. Al final del golpe, normalmente de 8" para martillos de 6" de diámetro, un gran golpe es efectuado por la rápida

desaceleración de la sarta sobre el Jar, la cual estaba acelerada durante el movimiento del mecanismo del Jar.



- Los **Martillos Mecánicos** producen el mismo tipo de golpe por efecto de aceleración / desaceleración que los hidráulicos, pero el mecanismo de disparo es dado por una pre-tensión característica del martillo y además no tiene demora de tiempo una vez que el mecanismo ha sido montado.
- Un **Martillo Acelerador** puede ser ubicado por encima del Martillo de perforación, generalmente entre los tubos *Heavy-weight-drill-pipe*, con el fin de intensificar el golpe que pueda producir el martillo. Cuando se baja la tubería para montar el martillo, se comprime una carga de gas (comúnmente nitrógeno) y cuando el Martillo se dispara, la expansión del gas en el acelerador amplifica el efecto del martilleo. El martillo acelerador ofrece la ventaja de delimitar el movimiento de los drillcollars entre el mismo y el punto de pega, y minimiza el impacto en la tubería de perforación y en el equipo de superficie al servir de amortiguador por medio de la compresión del gas.

Si con el martilleo no se puede soltar la tubería, el único recurso es soltar la parte de tubería que aún este libre (back off). Esto se consigue desenroscando la tubería en una conexión arriba del punto de pega. Este punto de pega se determina con una herramienta especializada de registros eléctricos, y luego se baja una pequeña carga explosiva a este punto para soltar la conexión. El resto de tubería que ha quedado abajo en el pozo, debe ser pescada, molida, o se puede desviar el pozo para poder continuar perforando.

2.3.5.4.6 Shock-Subs

Este se posiciona directamente sobre la broca cuando la dureza de la formaciones hacen golpear la broca sobre el fondo. Están diseñados para absorber estos impactos con el fin de prevenir daños en el resto de la sarta de perforación. Esto se hace por medio de resortes o de empaques de caucho.



2.4 SISTEMA DE PREVENCIÓN DE REVENTONES

Durante las operaciones normales de perforación, la presión hidrostática a una profundidad dada, ejercida por la columna de fluido de perforación dentro del pozo, debe superar la presión de los fluidos de la formación a esa misma profundidad. De esta forma se evita el flujo de los fluidos de formación (influjo, patada, o kick) dentro del pozo.

Puede ocurrir sin embargo que la presión de los fluidos de formación supere la presión hidrostática de la columna de lodo. El fluido de formación, sea agua, gas o aceite entrará dentro el pozo, y esto se conoce como patada de pozo.

Una patada de pozo se define como un influjo controlable en superficie de fluido de formación dentro del pozo. Cuando dicho flujo se torna incontrolable en superficie esta patada de pozo se convierte en un reventón.

2.4.1 Conjunto de BOPs

Para evitar que ocurran los reventones, se necesita tener la forma de cerrar el pozo, de forma que el flujo de fluidos de formación permanezca bajo control. Esto se consigue con un sistema de válvulas preventoras (Blow Out Preventers) –BOPs-, el cual es un conjunto de válvulas preventoras y cierres anulares (spools) directamente conectado a la cabeza del pozo.

El conjunto de **BOPs** debe poder:

-
- Cerrar la cabeza del pozo para evitar que haya fluido que escape hacia la superficie y exista el riesgo de una explosión.
 - Poder dejar salir fluidos del pozo bajo condiciones controladas seguramente.
- Habilitar que pueda ser bombeado fluido de perforación hacia el pozo, bajo condiciones controladas, para balancear las presiones del pozo y evitar influjo mayor (matar el pozo).
- Permitir movimiento de la sarta.

El tamaño y distribución de la BOP será determinado por los riesgos previstos, por la protección requerida, además del tamaño y tipo de tuberías y revestimientos usados. Los requerimientos básicos para una BOP son:

- Debe haber suficiente revestimiento en el pozo que dé un anclaje firme a la BOP.
- Debe ser posible cerrar el pozo completamente, haya o no tubería dentro de él.
- Cerrar el pozo debe ser un procedimiento simple y rápido, fácilmente realizable y comprensible por el personal de perforación.

- Deben existir líneas controlables a través de las cuales la presión pueda ser aliviada en forma segura.
- Deben existir maneras para circular fluido a través de la sarta de perforación y a través del anular en forma que se pueda sacar el fluido de formación del pozo, y de esta manera circular lodo de mayor densidad para balancear la presión de formación y controlar el pozo.

Hay requerimientos adicionales para taladros flotantes, donde la BOP estará situada en el lecho del mar. En caso que el taladro deba abandonar temporalmente el sitio del pozo, debe haber los medios para cerrar completamente el pozo, sea descolgando o cortando algún tubo dentro del pozo. El Riser pueda entonces soltarse de la cabeza del pozo, permitiendo al taladro moverse a un lugar seguro pero pueda volver y reentrar al pozo después.

Durante operaciones normales, el Riser, estará sujeto a movimientos laterales debido a las corrientes en el agua. La conexión del Riser a la BOP debe ser por medio de una junta escualizable (Ball Joint) para evitar el movimiento de la BOP:

Las BOPs tienen varios grados de presión de operación, establecidos por el Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute)(API). El cual es igual al grado de presión de operación más bajo de cualquier elemento en la BOP. Así, una BOP adecuada será montada de acuerdo a la resistencia del revestimiento y a las presiones de formación esperadas bajo la zapata del mismo. Las BOPs comúnmente tienen grados de 5000, 10000 o 20000 psi.

2.4.2 *Cerrando el Pozo*

Esto se logra por medio de los *rams*, lo cual permite que el espacio anular o todo el pozo quede cerrado. Con o sin tubería dentro del pozo.

2.4.2.1 *Válvula preventora anular*

Esta es un sello reforzado de caucho o empaque rodeando el hueco del pozo. Cuando se le aplica presión este sello se cierra alrededor del tubo cerrando el espacio anular. Esta válvula tiene la ventaja de poder ser aplicada progresivamente, y se cerrará sobre cualquier tamaño o forma de tubería dentro del pozo. Así de podrá cerrar el pozo sin importar si se cierra sobre la Kelly, o sobre tubería de perforación, o sobre drillcollars. Sin embargo esta capacidad no llega a cubrir algunas herramientas de perfil irregular como estabilizadores o drillcollars espiralados. La válvula preventora anular permite también rotación y movimiento vertical lentos de la sarta de perforación manteniendo el espacio anular cerrado. Esto permite deslizar hacia dentro y hacia fuera la tubería mientras se está controlando el pozo.



Algunas válvulas anulares son capaces hasta de cerrar completamente pozo sin tubería pero esta situación acortaría la vida del sello por lo tanto debe ser evitada.

2.4.2.2 Válvulas 'RAM'

Estas difieren de las anulares en que el sello de caucho es comparativamente mucho más rígido y cierra solamente alrededor de formas predeterminadas. Están hechas para cerrarse sobre objetos específicos (como tubería de perforación o de revestimiento) o sobre un hueco abierto (Blind Rams). Pueden estar equipadas con cuchillas que puedan cortar tubería y cerrarse completamente sellando el hueco abierto. (Shear/blind rams).



Válvulas 'RAM' para tubería o revestimiento.

Aquí las caras del empaque de caucho están moldeadas para sentar sobre el diámetro exterior dado de una tubería. Estas RAM cerrarán exactamente sobre dicha tubería, cerrando el anular. Si se está usando más de un diámetro de tubería, la BOP debe incluir RAMs para cada uno de dichos diámetros.

Válvulas RAM ciegas o de corte (Shear/blind rams)

Estas RAM, llegando desde lados opuestos, son para cerrar completamente el hueco. Pero si hay alguna tubería la aplastarán o cortarán si tienen instaladas las cuchillas de corte (shear Rams) Estas Shear Rams son usadas en BOPs submarinas de forma que el pozo pueda ser abandonado temporalmente. Las Blind RAMs son usadas más generalmente en

BOPs ubicadas bajo la mesa del taladro.

2.4.3 Cerrando las preventoras

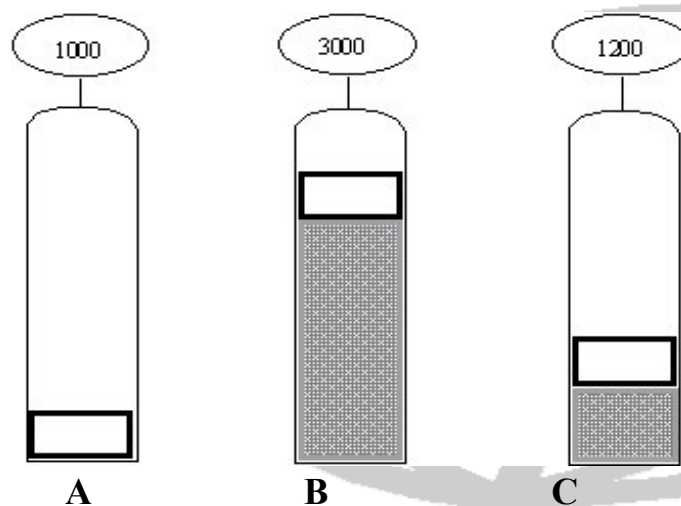
Las preventoras se cierran hidráulicamente con fluido a presión. Si la BOP es accesible, como en taladros en tierra, los RAMs pueden también ser cerrados manualmente.

- Los componentes básicos de un sistema de preventoras son:
- Bombas que suministren fluido a presión.
- Un sistema de energía para mover dichas bombas.

- Un fluido hidráulico adecuado para abrir y cerrar las preventoras.
- Un sistema de control para dirigir y controlar el fluido.
- Un sistema de presión para cuando las fuentes de energía normales fallen.
- Fuentes de energía de respaldo.

Debe haber medios de almacenar el fluido hidráulico a presión y de llevar este a las preventoras. Debe tenerse en cuenta el hecho que las diferentes válvulas pueden requerir diferentes presiones de operación y que pueden requerir diferentes cantidades de fluido para abrir y cerrar según el tamaño de cada válvula.

2.4.3.1 Acumuladores



Botellas del Acumulador

Las botellas del acumulador proporcionan la forma de guardar bajo presión, la totalidad de la cantidad de fluido hidráulico necesario para operar todos los componentes de la BOP y efectuar rápidamente los cierres requeridos. Se pueden conectar entre sí con el fin de que suministren el volumen necesario. Estas botellas son pre-cargadas con nitrógeno comprimido (usualmente de 750 a 1000 psi). Cuando se introduce el fluido hidráulico, por medio de bombas eléctricas, el nitrógeno se comprime aumentando su presión. Para asegurar la operación de la válvula preventora se disponen de varias fuentes de fluido a presión, para el caso de que alguna falle.

Similarmente, si se utilizan bombas movidas por electricidad o por aire para la unidad de cierre, debe haber más de una fuente de electricidad o de aire para moverlas. Siempre debe haber un respaldo.

La presión de operación de los acumuladores es típicamente de 1500 a 3000 psi. Se asume que la presión mínima de operación es de 1200 psi. Estas presiones determinarán la cantidad de fluido hidráulico que puede suministrar cada botella y así determinar el número de botellas necesario para operar la BOP.

Por ejemplo:

A. Precarga: Volumen de la botella = 40 Litros Presión de precarga = 1000 psi

B. Máxima carga fluido: Presión = 3000 psi – Vol. N₂ = $1000 \times 40 / 3000 = 13.33$ lts

C. Presión mínima de operación = 1200 psi – Vol. N₂ = $1000 \times 40 / 1200 = 33.33$ lts

Por lo tanto la cantidad de fluido útil en cada botella del acumulador es = $33.33 - 13.33 = 20$ lts.

Un múltiple de control, que consiste en reguladores y válvulas, controla la dirección del flujo del fluido hidráulico a alta presión. El fluido será dirigido a la válvula o al ram correcto y los reguladores reducirán la presión del fluido hidráulico del acumulador a la presión de operación de la BOP (generalmente en el rango de 500 a 1500 psi).

Todos los componentes del sistema de cerramiento, fuentes de fluido a presión, acumuladores, múltiple de control y panel de control deben estar situados a una distancia segura de la cabeza del pozo.

2.4.3.2 Panel de Control.



Normalmente debe haber más de un panel de control. El panel principal estará localizado sobre la mesa del taladro, al alcance del perforador (generalmente en la casa del perro). Un panel auxiliar, se ubicará en un lugar más seguro para el caso de que el de la mesa falle o no se pueda llegar hasta él, aún se pueda controlar el pozo en forma segura.

El panel de control es operado por aire y normalmente dispondrá de indicadores de aguja que muestren las otras presiones dentro del sistema como las de el acumulador, la del suministro de aire y la del preventor anular. El panel también tendrá normalmente válvulas de control para abrir o cerrar las preventoras, válvulas para abrir o cerrar la línea de *choke* y de matar el pozo (*kill line*) y una válvula de control para ajustar la presión anular.

2.4.3.3 Distribución de los RAMs en la BOP.

Generalmente, el preventor anular irá en la parte superior de la preventora. La mejor distribución para los RAMs restantes dependerá de las operaciones que necesite efectuar.

Las posibilidades son que el *Blind RAM* vaya sobre los RAMs para tubería, o bajo los mismos, o entre ellos. Las operaciones posibles estarán entonces limitadas por el hecho de que el *Blind RAM* no puede cerrar el pozo si hay tubería en el hueco.

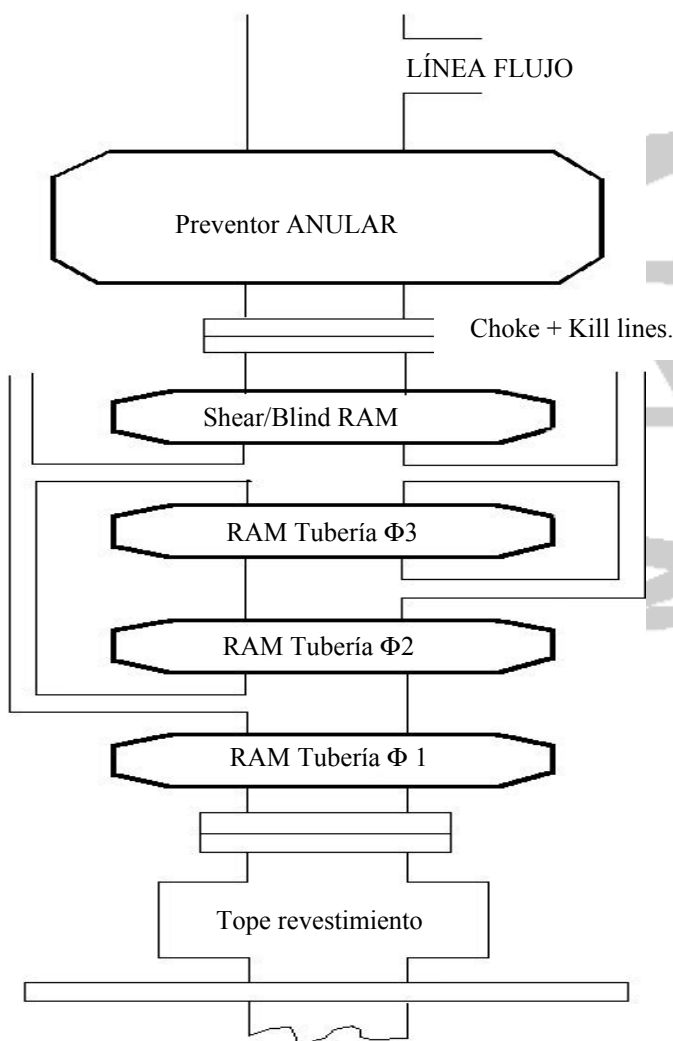
Con el *Blind RAM* en la posición inferior, el pozo puede ser cerrado si no hay tubería dentro de él, y los demás RAMs pueden ser reemplazados o reparados en caso de necesidad. Sin se presenta un reventón sin tubería en el pozo, podría cerrarse el pozo y lograrse una reducción de presión inyectando lodo dentro del pozo por debajo de los RAMs. Con un preventor anular encima, se puede bajar con tubería sosteniendo la presión cuando se abra el *Blind RAM*. La desventaja es que la tubería de perforación no puede quedar suspendida en los RAMs y así matar el pozo por circulación a través de la sarta de perforación.

Con los *Blind RAM* en la posición superior, los RAM inferiores se pueden cerrar con tubería en el pozo, permitiendo que los *Blind RAM* sean sustituidos con RAM para tubería. Esto minimizaría el desgaste en los RAM inferiores pues los superiores absorberían el desgaste por

el movimiento de la sarta por moverla con los RAM cerrados. La tubería de perforación puede ser colgada de cualquiera de los RAM y cerrar completamente el pozo con los Blind RAM. La principal desventaja sería que el Blind RAM no se podría usar como 'Válvula Maestra' para permitir cambios o reparaciones por encima de ella.

2.4.3.4 Líneas para matar el pozo(Kill lines)

La distribución de los RAM afectará el posicionamiento de las líneas para matar el pozo. Estas se ubicarán directamente bajo una o más RAMs, de forma que cuando estas estén cerradas, se pueda dejar salir controladamente fluido a presión (línea de choke). Esta línea es llevada al múltiple de choke donde se podrán monitorear las presiones. Una válvula de choke permite que la presión de reflujo (back pressure) aplicada al pozo pueda ser ajustada para mantener el control.



Esquema simplificado de BOP

También permite una vía alterna para bombear lodo o cemento dentro del pozo si no es posible circular a través de la Kelly y la sarta de perforación(Kill Line). El Kill line estará conectado directamente a las bombas del pozo, pero generalmente hay también dispuesta una kill-line remota hacia fuera del taladro en caso de ser necesaria una bomba de presión aún más alta.

Aunque las preventoras pueden tener salidas laterales para la conexión de las líneas de choke y de kill, generalmente se utilizan *spools* separados. Estos *spools* son secciones de la BOP que crean espacio suficiente(el cual puede ser necesario para colgar tubería entre los rams) y tener sitio suficiente para conectar líneas de choke o de kill.

2.4.3.4 El Diverter

El Diverter se emplea usualmente antes de haber instalado una BOP. Instalado directamente debajo de la campana y la línea de flujo, es un sistema de baja presión. Su propósito es dirigir cualquier flujo del pozo lejos del taladro y del personal, proporcionando un cierto nivel de protección antes de tener un revestimiento sobre el cual pueda montarse una BOP.

La gran ventaja de la BOP rotante es que mientras la rotación y el movimiento vertical sean posibles al tiempo con el sello anular, se puede perforar mientras el pozo fluye controladamente. El ensamblaje puede ser montado fácilmente, y los empaques de caucho inspeccionados y reemplazados con mínima pérdida de tiempo.

Si la presión del pozo se acerca a la máxima capacidad de presión de la RBOP (entre 1500 y 2500 psi) el pozo debe ser controlado convencionalmente usando la BOP.

NOTA: Para mayor información en equipo de control de pozo y procedimientos de control de pozo, consulte el manual de DATALOG de CONTROL DE POZO Y PREVENCIÓN DE REVENTONES (WELL CONTROL AND BLOWOUT PREVENTION MANUAL)





3.1. OBJETIVOS DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

Los fluidos de formación tienen la obvia función de remover los cortes de la perforación fuera del pozo, y de lubricar y refrigerar la broca y la sarta de perforación. De hecho el lodo tiene muchas otras funciones y es la columna vertebral de virtualmente todas las operaciones de perforación de un pozo. Es muy importante que el fluido de perforación pueda llevar a cabo todas estas funciones eficientemente.

3.1.1 *Refrigerar y lubricar la broca y la sarta de perforación.*

La acción de la perforación y la rotación de la sarta de perforación genera considerable cantidad de calor en la broca y en toda la sarta debido a la fricción. Este calor es absorbido por el fluido de perforación y liberado, hasta cierto punto en la superficie. El fluido de perforación reduce aún más el calor lubricando la broca y la sarta reduciendo la fricción. Los tipos de lodo en base de agua proveen una moderada lubricación, pero los sistemas en base aceite y emulsificados, incrementan la lubricación al tiempo que reducen torque, aumentan la vida de la broca y de la sarta de perforación y reducen la presión al haber reducido la fricción.

3.1.2 *Limpieza del fondo del pozo*

El fluido de perforación pasa a través de las boquillas o jets para expulsar los cortes de la perforación de debajo de la broca y arrastrarlos a través del anular a la superficie. Esto sirve para mantener el fondo del pozo limpio de cortes y prevenir el empacamiento de la broca (Acumulación de los cortes y embalamiento de la broca), aumentando así la vida de la broca e incrementando la eficiencia de la perforación. La efectividad del fluido de perforación en el proceso depende de factores como la velocidad de impacto al pasar por las boquillas, y la densidad y la viscosidad del lodo.

3.1.3 *Control de presiones de fondo.*

El peso de lodo mínimo es el óptimo para obtener ratas de perforación más rápidas y para minimizar el riesgo de dañar formaciones y perder circulación. Sin embargo, en la perforación convencional, el lodo debe tener la densidad suficiente para proteger el pozo contra las presiones de formación y para mantener la estabilidad de las paredes del pozo.

La presión ejercida en el fondo del pozo, debida al peso acumulado de la columna vertical de fluido de perforación, es conocida como la presión hidrostática del lodo. Si dicha presión hidrostática es igual a la presión de formación se dice que el pozo está *en balance*, si las presiones no son iguales, entonces los fluidos (Sean de formación o de perforación) se moverán hacia donde la presión sea menor.

Si la presión hidrostática es menor que la presión de formación, el pozo está en *bajo balance*, y por lo tanto sujeto a inlfujos de formación que pueden resultar en patadas y en último caso, en reventones.

Si la presión hidrostática, es mayor que la presión de formación, el pozo estará *sobre balanceado*, y protegido contra influjos de fluido de formación dentro del pozo. Sin embargo un sobre-balance muy grande, aunque controle la presión de formación, puede resultar en la invasión de lodo a la formación y hasta fracturar formaciones frágiles, perdiendo así circulación.

3.1.4 *Revestir la pared del pozo con torta de lodo*

A medida que el pozo va siendo perforado, el *filtrado* (la fracción líquida del lodo) va invadiendo las formaciones permeables. Cuando esto ocurre, las partículas de sólidos en el lodo quedan en la pared del pozo. Estas partículas se acumulan cubriendo la pared con una delgada capa impermeable de *torta de lodo* que se consolida con la formación e impide que se siga perdiendo fluido.

La habilidad del lodo de depositar esta capa puede ser mejorada con la adición de bentonita (y así incrementando los sólidos reactivos en el lodo) y disolventes químicos (para mejorar la distribución de los sólidos). La adición de cascarillas u otros aditivos para control de pérdidas puede ser necesaria para reducir la pérdida de la fracción líquida del fluido de perforación. Es de notar que una pérdida de filtrado excesiva tendrá como resultado una capa de torta de lodo excesivamente gruesa, reduciendo el diámetro efectivo del pozo, incrementando la posibilidad de una pega de tubería o del suaveo (*swabbing*) del pozo al mover hacia arriba la tubería y arrancar la torta, exponiendo nuevamente la pared del pozo. También resulta en que se invade la formación muy profundamente, y así se pierden las muestras iniciales de gas y dificulta la interpretación de los registros eléctricos.

3.1.5 *Ayuda a soportar el peso de la sarta*

A medida que el pozo se hace más profundo, la sarta de perforación se hace más pesada y este peso cada vez mayor debe ser soportado por el taladro. Debido al desplazamiento en el fluido de perforación, la sarta experimenta un efecto de boyancia o flotación, lo cual implica una reducción del peso que ha de soportar el equipo de perforación. Entonces al subir la densidad del lodo se puede reducir la carga en superficie en grandes profundidades.

3.1.6 *Transportar y remover los cortes de perforación.*

Los cortes de perforación deben ser removidos del pozo para evitar rellenar el anular y permitir el libre movimiento y rotación de la sarta de perforación. También deben llevarse hasta la superficie para el análisis geológico de la litología del pozo.

La caída de los cortes (*cutting slip*) ocurre porque la densidad de los cortes es superior a la del lodo. Entonces para asegurarse que los cortes sean levantados por el anular durante la circulación y aún que se mantengan suspendidos cuando se pare la circulación, el fluido de perforación debe ser *tixotrópico*, es decir con las propiedades de un gel.

Cuando hay circulación, los fluidos tixotrópicos son líquidos, pero capaces de arrastrar los cortes hasta superficie. Cuando no haya circulación, los fluidos tixotrópicos se gelifican para que los cortes queden suspendidos para evitar que se deslicen otra vez hasta la broca.

La fuerza del gel debe ser lo suficientemente baja para permitir la separación de los cortes y gas del lodo, además para minimizar el suaveo cuando se mueve hacia arriba la tubería, y para poder reiniciar la circulación sin elevar demasiado la presión en las bombas.

3.1.7 Transmitir energía hidráulica a la broca.

El fluido de perforación transmite la potencia hidráulica generada en la bombas en superficie a la broca. La rata de circulación debe ser tal que la potencia óptima sea usada para limpiar la superficie que está siendo perforada. La hidráulica está considerablemente influenciada por las propiedades de flujo del fluido de perforación, como la densidad, viscosidad, rata de flujo, y velocidad de flujo. La cantidad de energía gastada en la broca determina el grado al cual la hidráulica puede ser optimizada, sea para la limpieza del hueco o bien para la optimización del flujo a estado laminar.

3.1.7 Estabilidad del Pozo

Los fluidos de perforación sirven para prevenir la erosión y el colapso de la pared del pozo. Cuando se perforan formaciones porosas y permeables, la presión hidrostática evita que las formaciones inconsolidadas (como arenas) caigan dentro del pozo. Cuando se perforan *shales* con tendencia al hinchamiento se prefieren lodos en base aceite, pues el aceite a diferencia del agua no es absorbido por las arcillas. El lodo en base agua puede ser usado si se trata con compuestos de Ca/K/Asfalto. Para evitar la disolución de secciones saladas, se pueden utilizar lodos saturados de sal o en base aceite.

3.1.8 Protección y Evaluación de las formaciones.

Para lograr la máxima protección a las formaciones es necesario lograr los valores óptimos de todas las propiedades del fluido de perforación. Aunque algunas veces es necesario sacrificar los valores de algunas propiedades con el fin de poder analizar más profundamente las formaciones perforadas.

Los fluidos en base aceite pueden ser efectivos en mantener el agua fuera de una formación productora. Sin embargo en formaciones con gas, puede ser más dañino que un fluido salino. Hasta cierto punto, lodos salinos y alto contenido de calcio han sido usados efectivamente para minimizar el daño a la formación.

El tipo de patrón de flujo presente en el anular puede facilitar o minimizar el daño y la erosión a los cortes durante el transporte. Son preferibles los flujos laminares suaves a los flujos turbulentos. No sólo se protege así a los cortes, sino que también se protege la pared del pozo y se reduce la presión de circulación. En forma similar la rata de penetración puede ser sacrificada con el fin de obtener valiosa información del reservorio. A esto se le llama perforación controlada, donde los parámetros de perforación se controlan con el fin de determinar aquellos cambios que son debidos a cambios de formación.

3.2 FLUIDOS DE PERFORACIÓN MÁS COMUNES

Los fluidos de perforación más comunes, son medios de circulación que llevan los cortes perforados fuera de debajo de la broca, hasta el espacio anular y de allí a la superficie. Los diversos fluidos que son usados en la perforación rotaria son:

- Aire-gas
- Espuma /fluidos aireados
- Lodos en base agua
- Lodos en emulsión de aceite
- Lodos en base aceite.

Un sistema típico de circulación de un taladro por perforación rotaria está descrito e ilustrado en la sección 2.2.

3.2.1 Aire gas

Tiene ventajas económicas usar aire comprimido, gas natural, gas inerte o mezclas de aire y agua en áreas de rocas duras cuando hay pocas posibilidades de encontrar grandes cantidades de agua.

Ventajas:

- Rata de perforación más alta que con cualquier otro fluido de perforación.
- Más pies por broca.
- Hueco de diámetro más exacto y menos desviado.
- Continuas pruebas de formación (excluyendo formaciones a alta presión)
- Corazonamientos sin contaminación.
- Mejores trabajos de cementación.
- Mejores trabajos de completamiento.
- Sin peligro de pérdidas de circulación.
- Sin afectar los *shales*.

Desventajas:

- No hay propiedades estructurales que transporten los cortes de perforación.
- La mezcla puede ser explosiva con otros gases.(Posibilidad de explosiones en fondo e incendio)
- Corrosión de la tubería.
- Cortes muy finamente pulverizados y separados irregularmente del fluido.
- Sin control de la presión.
- Sin Torta de lodo.
- Influjos de Fluidos de formación(Creando anillos de lodo y ocasionando pegas)
- No hay efecto de boyancia (incrementando el peso en el gancho)
- No hay enfriamiento ni lubricación.

3.2.2 *Espuma o fluidos aireados.*

Los fluidos en espuma se hacen inyectando agua y agentes espumantes en el aire o en una corriente de gas para crear una espuma viscosa y estable. También puede hacerse inyectando aire en un lodo con base en gel que contenga un agente espumante. La capacidad de transporte de las espumas viscosas depende más de la viscosidad que de la velocidad anular.

Los fluidos aireados se hacen inyectando aire o gas en un lodo con base gel. Se usan para reducir la presión hidrostática (y así evitando la pérdida de circulación en presiones con baja presión) y para incrementar la tasa de penetración.

3.2.3 *Lodos en Base agua.*

Los lodos en base agua consisten en una fase continua de agua en la cual están suspendidos arcilla y otros sólidos (*reactivos e inertes*). Lo más usual es agua dulce, se consigue normalmente, es barata y fácil de controlar aunque esté con sólidos, y es el mejor líquido para evaluar formaciones. El agua salada se usa en perforación marina dada su fácil accesibilidad. También se usa agua salina saturada para perforar secciones de domos salinos con el fin de estabilizar la formación y reducir la erosión de las paredes del hueco.

Los *sólidos reactivos* son arcillas comerciales que incorporan arcillas hidratables y shales de las formaciones perforadas, las cuales están suspendidas en la fase agua. Estos sólidos pueden ser enriquecidos añadiéndoles arcillas, mejorados a través de tratamientos químicos o dañados por contaminación.

Los *Sólidos inertes* son sólidos químicamente inactivos, los cuales están suspendidos en la fase agua. Estos sólidos incluyen sólidos inertes provenientes de la perforación (como caliza, dolomita y arena) y sólidos para controlar la densidad del lodo como barita y galena.

Algunos lodos en base agua pueden ser clasificados como *lodos inhibidos*. Se le añaden productos químicos para evitar que shales sensibles se hinchen en reacción al filtrado, lo cual a la vez perjudica la permeabilidad de una zona productiva con excesivos depósitos de arcilla. También se usan para arcillas que se derrumben, en hueco estrecho y en situación de pega de tubería. La sal es un inhibidor de lodo que puede ser usado efectivamente para reducir la reactividad de los shales. Estos lodos son particularmente efectivos en evitar problemas de perforación asociados a shales hinchables.

Lodo nativo es una combinación de sólidos perforados en agua. A medida que continua la perforación, el lodo es tratado químicamente para que adquiera propiedades especiales.

Ventajas:

- Mayor facilidad de perforación cuando se usa agua dulce (La perforabilidad se incrementa con la pérdida de agua y con la disminución de densidad y viscosidad)
- Menos caro que los lodos base aceite.

Desventajas:

- Daño potencial a la formación.
- Sujeto a la contaminación.
- Afectado adversamente por las altas temperaturas.

3.2.4 *Lodos en Emulsión de Aceite*

Estos lodos son lodos en base agua que contienen aceite emulsificado disperso o suspendido en una fase continua de agua. Los lodos en emulsión son menos costosos que los lodos en base aceite, y poseen muchos de los beneficios de estos.

3.2.5 *Lodos en Base Aceite*

Los lodos en base aceite consisten en una fase continua de aceite en la cual están suspendidos arcilla y otros sólidos. En los lodos de *emulsión inversa* el agua está suspendida en una fase continua de aceite.

Los lodos base aceite son usados en operaciones especiales de perforación, como perforando en temperaturas extremadamente altas, en formaciones muy sensibles al agua donde no se pueden usar lodos en base agua, y en la penetración de zonas productivas que podrían ser dañadas por lodos base agua.

Ventajas:

- Minimiza el daño a la formación
- Evita la hidratación de las arcillas.
- Provee mejor lubricación(Reduce el torque, el arrastre y la pega de tubería)
- Minimiza la corrosión de la tubería
- Estabilidad en altas temperaturas.

Desventajas:

- Susceptible a contaminación con agua, aireamiento y espumamiento.
- Inflamable.
- Significativamente más caro que los lodos en base agua.
- Ensuciador y peligroso.
- No amistoso ambientalmente (En caso de derrame y cuando se descarta)

En años recientes, los aceites minerales han ido reemplazando al petróleo como la base para estos lodos. Aunque proveen muchas de las mismas propiedades y ventajas para la perforación, son amistosos con el medio ambiente y con el personal del taladro que tiene que manejarlo.

3.3 REOLOGÍA BÁSICA DEL LODO

3.3.1 Densidad del lodo

La densidad del lodo es el factor, considerado independientemente, más importante para controlar las presiones de formación a lo largo de toda la profundidad del pozo.

Para un pozo balanceado, la presión de formación no debe exceder la presión hidrostática ejercida por la columna de lodo.

En Unidades SI

$$\text{Presión Hidrostática [Kpa]} = \text{Prof pozo [m]} \times \text{Dens Lodo } \rho \text{ [kg /m}^3\text{]} \times 0.00981$$

En Unidades Inglesas.

$$\text{Presión Hidrostática [psi]} = \text{Prof. Pozo [ft]} \times \text{Dens Lodo [lb / Gal]} \times 0.052$$

La barita es el sólido más comúnmente usado para incrementar la densidad del lodo. Para un óptima disolución o reducción de densidad, los lodos densificados se tratan químicamente. Cuando los productos químicos no funcionan, se puede ser añadir agua para reducir el peso del lodo y para recuperar el agua que se haya perdido. Las centrifugas pueden ser utilizadas para remover del lodo las partículas sólidas que estén en exceso.

La densidad del lodo se mide en una balanza, como se muestra en la ilustración de la derecha, donde se pesa un volumen exacto de lodo, sin sólidos ni burbujas.



3.3.2 Viscosidad del Lodo

La viscosidad del lodo mide la resistencia al flujo del lodo de perforación (dicho de otra manera, la resistencia interna debida a la atracción de las moléculas de líquido); entre mayor

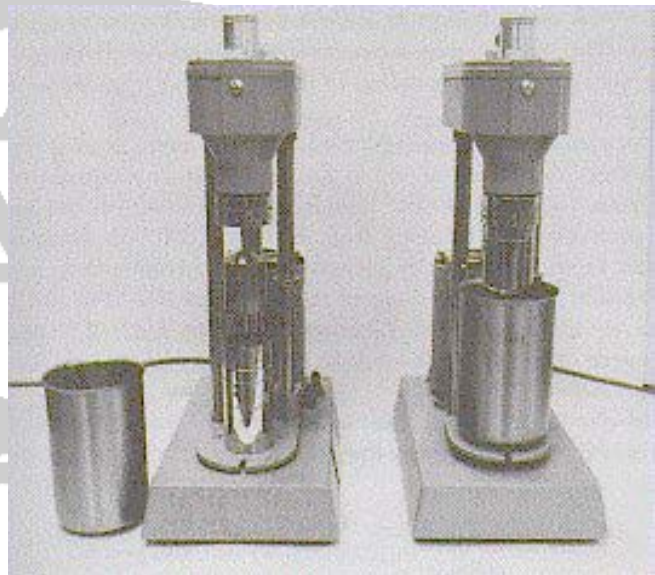
sea la resistencia, mayor será la viscosidad. La viscosidad entonces es la resistencia del fluido al movimiento, y debe ser suficientemente alta para que el lodo pueda mantener limpio el pozo y arrastre los cortes hasta la superficie.

Es importante hacer notar de todas maneras, que las viscosidades más bajas permiten mayor velocidad de penetración. Igualmente, lodos de perforación de baja viscosidad implican menores *densidades equivalentes de circulación* (es decir, el incremento en la presión de fondo debido a las pérdidas por fricción que ocurren cuando circula el lodo).

Una medida simple de viscosidad es la viscosidad de embudo (*funnel viscosity*), la hace el encuellador usando un embudo de Marsh. La medida es sencillamente el tiempo (en segundos) requerido para que el fluido ($\frac{1}{4}$ de galón) fluya a través de un orificio calibrado. Los viscosímetros rotacionales, como los que se muestran abajo, se usan para determinar más exactamente la reología, midiendo los esfuerzos de corte que resultan de aplicar varias ratas de corte.

3.3.3 Geles

La medida de los geles implica las fuerzas de atracción de las partículas suspendidas cuando el fluido está estático. Entonces así se determina la facilidad del fluido para desarrollar la estructura de un gel en el momento en que cesa de moverse. Su propósito es soportar los cortes y los sólidos en suspensión en el lodo cuando pare la circulación, de forma que no se hundan nuevamente en el pozo y se depositen alrededor del BHA y de la broca, o se produzca una distribución desigual del lodo, lo cual resultaría en una mala hidráulica y en una presión errática.



Pero el valor del Gel debe ser lo suficientemente bajo para permitir que el gas disuelto y los cortes de perforación puedan ser separados en la superficie, para minimizar el efecto de suaveo (*swabbing*) cuando se sube la tubería (evitando una condición bajo balance) y pueda reanudarse la circulación sin una presión alta de bombas (la cual podría fracturar una formación frágil). El valor de los geles puede reducirse reduciendo el contenido de sólidos o añadiendo un defloculante adecuado.

3.3.4 Viscosidad Alta contra Viscosidad Baja y valores de geles

Cuando los valores de viscosidad y geles son altos, sucede que:

- Se necesita mayor presión para romper circulación.
- Hay mayores presiones de suaveo (Swab) y de surgencia (Surge).

- Hay mayores pérdidas de presión en el anular.
- Hay mejor transporte de gases y cortes de perforación.

Cuando los valores de viscosidad y geles son bajos, sucede que:

- Hay muy mala limpieza de pozo y mala remoción de los cortes de perforación.
- Mala suspensión de cortes y sólidos cuando se detiene la circulación.

3.3.5 Filtrado y pérdida de fluido

La pérdida de fluido se mide para determinar el volumen de filtrado (la fracción líquida del lodo de perforación que invade la formación cercana a la pared del pozo). Una excesiva pérdida de fluido puede deshidratar al lodo, en tal caso, el lodo debe ser tratado para restaurar su debido balance. Dependiendo de la composición química del filtrado y de las formaciones, una pérdida alta de fluido puede ocasionar problemas de hueco (pega de tubería o derrumbes) y dañar una formación productora bloqueando los poros y sus conductos de interconexión. Para reducir la pérdida de fluido se pueden usar disolventes químicos y otros productos como bentonita.

3.3.6 Torta de Lodo

La torta de lodo es una capa de sólidos del lodo depositada en las paredes del hueco a medida que el filtrado ha entrado en formaciones permeables en un pozo sobre balanceado. Al revestir las secciones permeables de la pared del hueco, la torta de lodo ayuda a consolidar la formación, evitando mayor invasión de fluido y minimizando la pérdida de fluido.

En formaciones extremadamente permeables, los sólidos del lodo pueden no ser suficientes para revestir la pared del pozo. En estos casos excepcionales, los sólidos del lodo pueden entrar a la formación y bloquear los conductos interporales, por lo tanto dañando la permeabilidad de la formación.

Es preferible una torta delgada y dura a una gruesa y blanda. Una torta excesivamente gruesa reduce el diámetro efectivo del pozo e incrementa la posibilidad de una pega de tubería, o de suaveo (Swabbing) del pozo cuando se mueve tubería. En general, entre más alta sea la pérdida de fluido, más gruesa será la torta resultante.

3.3.7 Nivel de pH del lodo

El nivel de pH del lodo debe ser constantemente vigilado con el fin de mantener suficiente alcalinidad y reducir la corrosión en la tubería. Para incrementar o mantener el pH, frecuentemente se usa adicionar soda cáustica. Un beneficio adicional de vigilar el pH del lodo es la detección de sulfuro de hidrógeno (H_2S), o al menos que hubo presencia.

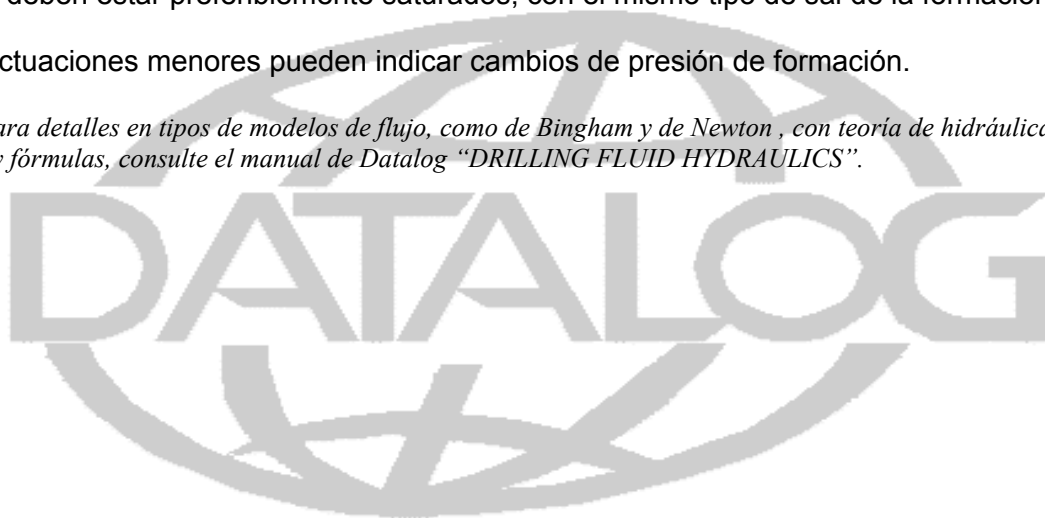
Con el fin de capturar el H₂S en el caso que se introduzca en el pozo, se añaden al lodo limpiadores como carbonato de cobre, compuestos de zinc y derivados de hierro. Esto tiene como consecuencia la formación de sulfuros y sulfatos y la liberación de iones de hidrógeno. Los iones de hidrógeno suben la acidez del lodo lo cual implica una caída en el pH. Entonces al monitorear el pH del lodo se puede saber que ha entrado H₂S al pozo pero que los limpiadores lo han eliminado exitosamente antes que el lodo llegue a superficie.

3.3.8 Salinidad del Lodo

Un cambio significativo en la salinidad del lodo, cuando no se han usado aditivos salinos para tratar el lodo, indica que se ha penetrado una formación salina. El contenido salino del lodo puede incrementarse para estabilizar la formación salina y reducir el lavado de las paredes del pozo como resultado de que la formación se esté disolviendo en el lodo. Los lodos en agua salada deben estar preferiblemente saturados, con el mismo tipo de sal de la formación.

Las fluctuaciones menores pueden indicar cambios de presión de formación.

Nota: para detalles en tipos de modelos de flujo, como de Bingham y de Newton , con teoría de hidráulica de fluidos y fórmulas, consulte el manual de Datalog "DRILLING FLUID HYDRAULICS".





4. PERFORACIÓN DE UN POZO

4.1 BALANCE DE UN POZO

La presión hidrostática de un pozo es la presión ejercida por la columna de lodo sobre las paredes del mismo lo cual ayuda a evitar que formaciones inconsolidadas o sobre presionadas caigan dentro del pozo. Esta presión también ayuda a evitar patadas de pozo (kicks) (el flujo controlable de fluidos de formación dentro del pozo desplazando lodo en la superficie) y reventones (blowouts)(el flujo incontrolado de fluidos de formación dentro del pozo)



4.1.1 Bajo-balance comparado con sobre-balance

Si la presión hidrostática es igual a la presión de formación se dice que el pozo está *balanceado*. Existe *sobre balance* cuando la presión hidrostática causada por el lodo es mayor que la presión de formación. En formaciones permeables un *sobre-balance* puede resultar en *invasión* de la formación (el fluido de perforación entra en la formación, desplazando los fluidos de formación) En formaciones muy permeables o cuando el *sobre-balance* es excesivo, la invasión de la formación puede realizarse delante de la broca antes que la formación sea perforada, lo cual puede resultar en que se pierdan posibles muestras de gas de una formación potencialmente productiva.

Una consideración importante, especialmente en secciones de hueco abierto muy largas, es si el balance hidrostático que da el lodo proporciona suficiente sobre-balance contra las presiones de formación en el fondo del pozo, sin afectar formaciones más frágiles de la parte superior. Esto puede resultar en daño a la formación, y en el peor caso, puede llegar a fracturar la formación. Una vez que la fractura ha ocurrido, el lodo puede fluir libremente entre la formación. Esta pérdida de circulación puede conducir a la pérdida de cabeza hidrostática en el anular del pozo. Esto no es sólo muy costoso, sin que además puede resultar en una situación de pérdida de balance en el fondo del pozo, donde una patada sería un verdadero peligro. Tal situación de pérdida en superficie y patada en el fondo, fácilmente puede conducir a un reventón bajo tierra.

El *Bajo-balance(underbalance)* ocurre cuando la presión hidrostática es menor que la presión de formación. Esto permite que haya influjo, o flujo, de fluidos de la formación dentro del pozo, lo que puede conducir a una patada. Este influjo puede ser mayor o más rápido, donde haya buena permeabilidad y / o alta presión de formación.

Cuando las formaciones son impermeables, el fluido de formación no puede fluir libremente. En esta situación, la presión diferencial resultará en la fractura y el derrumbe de la formación. Esto no sólo aumentará la cantidad de fluido de formación que entre al pozo, sino que llenará el anular del pozo con derrumbes, taponando el pozo y llevando a una posible pega de tubería y a

un difícil análisis de los cortes, pues llegarían al tiempo muestras de arriba en el pozo por derrumbes y de perforación.

La perforación bajo balance puede incrementar dramáticamente las ratas de penetración. De hecho, contando con el equipo de superficie apropiado, la perforación bajo-balance tiene varios beneficios, como daño muy pequeño a la formación y al reservorio, sin pérdidas de circulación ni pegas diferenciales de tubería, sin arrancar los contenidos de la formación y de hecho hay una continua prueba de formación.



4.2 EL POZO

4.2.1 *El punto de inicio*

Una vez se ha ubicado el taladro, se en tierra o en el mar, la operación de perforación está lista para comenzar.

Típicamente, un conductor amplio, hasta de 36" de diámetro, puede ser forzado desde la superficie con repetidos golpes de martillo. Los sedimentos que quedan contenidos pueden ser ahí perforados y los retornos y cortes circulados a través de un diverter. Bajando la tubería, más que perforando, se evitará que los sedimentos en superficie sean arrancados, lo que haría frágil la formación donde se apoya el taladro. Así se proporciona un anclaje firme a la preventoras. En taladros de patas plegables, esto provee una unión inmediata entre el taladro y la BOP.

En forma alternativa, el pozo puede ser perforado antes de bajar el conductor. Cuando la formación en superficie es perforada con una broca primero, se dice que el pozo ha sido arrancado (*spudded*). El hueco de superficie puede hacerse de una vez con una broca de gran diámetro, o puede hacerse primero con una broca de diámetro menor y luego ensancharlo con un ensanchador (*hole opener*) de diámetro mayor.

Los taladros flotantes perforarán esta primera sección de hueco sin conductor, permitiendo al agua de mar funcionar como fluido de perforación para que los cortes queden en el lecho del mar.

Antes de continuar con la perforación, el hueco debe sellarse para tener un sistema de circulación cerrado. Esto permitirá que el fluido de perforación pueda ser reciclado continuamente y los cortes recolectados y examinados continuamente. Un tubo de diámetro amplio, equivalente al conductor, pero ahora llamado revestimiento o *casing* se bajará hasta el fondo del hueco perforado. Una mezcla de cemento se bombea para que llene el espacio entre la formación y la pared exterior de este revestimiento o *casing*. Una vez que el cemento esté fijo, el pozo está sellado de forma que cuando se reanude la perforación, el fluido de perforación así como cualquier otro fluido que provenga del pozo pueda ir a la superficie por dentro del revestimiento o *casing*. También, una vez fijo el cemento se evitará el colapso sobre el pozo de los sedimentos de superficie, que generalmente son frágiles e inconsistentes, proporcionando un sellado y un anclaje firmes en los cuales ubicar la BOP.

En general, la BOP se instalará cuando el revestimiento o *casing* haya sido sentado, aunque en algunos casos, los operadores esperan hasta que el hueco de superficie haya sido perforado y este otro nuevo revestimiento sea también sentado. En el caso de taladros de patas plegables y de taladros en tierra, La BOP es instalada directamente debajo de la mesa del taladro. Una línea de flujo (*flowline*) se conecta para el retorno del lodo y los cortes al sistema de circulación en superficie. En el caso de taladros marinos flotantes, la BOP se instala en el lecho marino, donde acaba la tubería del revestimiento. Un riser, que incluye una junta deslizante o telescópica, la cual permite movimiento vertical del taladro debido a las mareas y la olas, conectará las BOPs con el taladro completando el sistema cerrado. Un diverter siempre se instala como parte del equipo de circulación en superficie, en forma que si el pozo no puede ser controlado por la BOP, y los retornos están llegando a superficie, el gas pueda ser conducido en forma segura lejos del taladro.

4.2.2 Hueco de superficie

Esta sección del hueco se perforará a una profundidad predeterminada y sellando otra vez , bajando y cementando un revestimiento o casing al fondo del pozo. La base del revestimiento, o Zapata, generalmente es el sitio más frágil de la siguiente sección de hueco abierto simplemente porque es la parte menos profunda y sujeta al menos a compactación y sobrecarga (*overburden*). La profundidad y la litología a la cual se perfora el hueco de superficie y se sienta el revestimiento o *casing*, es por lo tanto muy crítica (esto se aplica a todos los *casing points*). La litología debe ser consolidada, homogénea y con baja permeabilidad. La capacidad de esta litología para proporcionar suficiente resistencia a la fractura para poder perforar al siguiente sección de hueco con el suficiente margen de seguridad sobre las presiones de formación que se esperen. (Consulte sobre pruebas de Leak off (Leak Off Tests), Presión de fractura, y Margen de kick (Kick tolerance)).

El hueco de superficie será de un diámetro grande y se perforará rápidamente pues los sedimentos de superficie no son tan compactos ni consolidados. Un gran volumen de cortes se producirá continuamente. Para asegurar que estos cortes sean removidos del espacio anular para evitar que tapen o bloqueen el movimiento y rotación de la sarta, se hacen circular píldoras viscosas regularmente. Estas son sencillamente un volumen dado de lodo viscoso que se circula por todo el pozo. La viscosidad del lodo le permite levantar y arrastrar todos los cortes fuera del pozo.

El hueco de superficie normalmente se alcanza a hacer con una sola broca. Si de alguna forma esta broca se desgasta antes de llegar a la profundidad prevista, tendrá que sacarse toda la sarta de perforación para cambiar la broca. (*trip out*) Esto se hace separando la tubería en secciones de 2 (stand doble) o 3 (stand triple) tubos dependiendo de la altura del taladro.

Una vez que esta sección de hueco se ha perforado y antes que la sarta de revestimiento o *casing* se haya puesto en su lugar, el operador normalmente requerirá que el pozo sea registrado con herramientas de registro eléctrico con el fin de conseguir información sobre el pozo y la litología. Estas herramientas para registrar el pozo son bajadas con un cable delgado (*wireline*) y por eso se les llama *wireline tools*. Estas herramientas son muy costosas pero además el cable que las lleva sólo puede soportar una tensión muy limitada. Entonces en general, antes de registrar, se realiza un viaje de limpieza (*wiper trip*). Esta operación se hace para asegurar que el hueco está limpio y no este tapado en alguna parte. Esto implica sacar completamente del hueco abierto la sarta de perforación y la broca quede dentro del conductor o revestimiento anterior, entonces vuelve y se baja la broca al fondo para determinar la condición del pozo. Los problemas menores pueden ser corregidos simplemente trabajando la tubería hacia arriba y hacia abajo circulando al mismo tiempo. Cualquier punto apretado (*tight spot*) debe ser trabajado y corregido. Si el pozo está muy apretado o bajo-calibre (*under gauge*), Podrá restringir el movimiento de la sarta, e inclusive hasta impedir que la broca pase por determinado punto. En esta situación, la sección apretada tendrá que ser re-perforada o rimada con circulación y rotación totales. Cuando la broca llegue al fondo, se realizará una circulación de fondos-afuera (*bottoms up*). Esto asegura que los cortes que hayan caído o zafado durante la limpieza del pozo se lleven fuera del hueco. Esto permitirá a la herramienta de registros llegue hasta el fondo del pozo.

Cuando se ha registrado toda la sección, se puede bajar y cementar el revestimiento o casing. El propósito principal del revestimiento de superficie es de proporcionar un anclaje firme y suficiente para la BOP, proteger a las formaciones superficiales de erosión, de aislar las capas

acuíferas de contaminación, para evitar el colapso de formaciones inconsolidadas, y sellar las formaciones que estén sub-presionadas o sobre-presionadas.

Antes de continuar perforando la siguiente sección del pozo, se comprobará la BOP y el revestimiento para asegurarse de la completa integridad y que el equipo de las preventoras es completamente funcional.

4.2.3 Hueco Intermedio

Antes de que esta sección de hueco pueda comenzarse, los tapones de caucho y cemento sobrante de las operaciones anteriores deben sacarse del pozo antes de encontrarse con una nueva litología. Después de perforar una pequeña sección de este nuevo hueco (entre 5 y 10 metros), se efectuará una prueba de la formación. Esta puede ser un *Leak-Off Test* (prueba de fuga o escape)(LOT) o bien un *Formation Integrity Test* (prueba de integridad de la formación)(FIT), las cuales nos permitirán saber cual es la presión máxima se puede ejercer sobre la formación sin fracturarla, situación esta que debe ser evitada a toda costa.

Exactamente igual que en la sección anterior, los procedimientos que se efectúan serán:: perforación, viajes, registros, revestimiento y cementación.

El número exacto de secciones de hueco que se haga para cada pozo dependerá de varios factores:

- La profundidad, presión de fractura y margen de patada de pozo (kick tolerance)
- Los problemas de hueco o formación que puedan encontrarse, como zonas de perdida de circulación, formaciones inestables, presiones anormales de formación, zonas de pega de tubería.
- Cambio del tipo de lodo a un sistema que pueda dañar determinadas formaciones.

Todas estas situaciones pueden resultar en la instalación de un revestimiento para sellar determinado intervalo. Cada revestimiento se bajará desde la superficie hasta el fondo del pozo, cubriendo por lo menos el intervalo de hueco abierto. El nuevo revestimiento se puede cementar completamente hasta la superficie, pero es usual cementarlo sólo hasta que quede cementado con la sección anterior, la cual está directa o indirectamente cementada hasta superficie.

4.2.4 Profundidad Total

Cuando se alcanza la profundidad final en un pozo(*total Depth*) (TD), el revestimiento que se requiera se bajará dentro del pozo con tubería de perforación y colgada con un colgador (*hanger*) desde adentro del revestimiento anterior. En este caso se le llamará *liner*, pero los procedimientos de cementación y prueba serán exactamente los mismos que para cualquier revestimiento. Obviamente a medida que el pozo se hace más profundo, las necesidades de un casing mucho más largo son mucho mas costosas si se corriera revestimiento desde el fondo hasta la superficie que si sólo se cubre la sección de hueco abierto.

Las situaciones pueden variar, pero el pozo puede ser perforado a través de una zona prevista como productora hasta su TD, o bien puede ser perforada hasta justamente encima de la zona de producción y hasta allí bajarle un revestimiento. Esta situación permite que todos los problemas encontrados previamente queden aislados de la zona de producción, así se podrá cambiar o modificar el lodo para la zona de interés en términos de la protección de la producción, de la formación y de las presiones esperadas.

Dependiendo de los requerimientos del operador y si hay indicaciones de que se está perforando la zona de interés, por ejemplo se está perforando rápido debido a una alta porosidad, muestras de gas y / o aceite en el lodo, el intervalo puede o no ser corazonado (*cored*). Si se corta y conserva un corazón o núcleo (*core*) del reservorio, se podrá hacer un análisis de laboratorio más preciso con la mira de poder evaluar la productividad y el potencial económico del reservorio. Para cortar el corazón se requiere de la utilización de una broca especializada que corte alrededor de la roca en un diámetro de 10 cms dejando el núcleo de roca intacto. A medida que la broca va cortando y se profundiza el pozo, el núcleo se irá moviendo hasta dentro de un tubo especial y un barril (*core barrel*) que llevará el núcleo. Al final de la operación de corazonamiento, el núcleo permanecerá en el barril y deberá ser cortado del fondo para poderlo sacar físicamente del pozo sacando la tubería. Es muy importante en esta operación asegurarse que se ha retenido del núcleo y no se ha caído fuera del barril.

Al llegar a TD, el pozo será registrado nuevamente. Una serie muy completa de herramientas de registro se bajarán dentro del pozo si la zona de interés muestra un buen potencial de producción de hidrocarburos. Si no se ha cortado un núcleo o corazón se podrán tomar pequeños núcleos en la pared con una herramienta especializada a las profundidades específicas determinadas de interés.

Si la zona muestra potencial productor, se puede realizar una prueba de producción llamada Drill Stem Test (Prueba con tubería abierta) (DST), la cual se realiza bajando y cementando una tubería de producción hasta el fondo del pozo. Esta tubería de producción se perfora en intervalos precisos que corresponden a la zona de interés. Dicha tubería de producción se llena de salmuera o de un producto de densidad especializada, que permita a los fluidos de formación, fluir dentro del pozo. El equipo de prueba, conocido como *árbol de navidad* (*Christmas tree*) se instala en superficie para medir y determinar la presión y las ratas de flujo del reservorio.

Una vez que el trabajo ha sido completado, el pozo puede ser taponado con cemento para aislar algún hueco abierto si lo hay, o las zonas de producción de la superficie. Si no hay reservas potenciales, el pozo será abandonado, si hay potencial el pozo será suspendido para efectuar posteriores análisis y pruebas.

4.3 Perforando el Pozo.

La operación de perforación implica bajar la sarta de perforación dentro del pozo y aplicar suficiente peso a la broca para romper y penetrar la formación. Durante la perforación, la sarta de perforación es forzada a girar por la mesa rotaria o por el Top Drive mientras se circula fluido de perforación por entre la tubería, y la broca y de regreso a la superficie arrastrando los cortes de perforación.

A medida que va progresando la perforación, a la sarta de perforación se le van agregando continuamente juntas o tubos, o paradas completas (de 3 tubos) en el caso de que se esté usando Top Drive, haciendo *conexiones*, durante las cuales la circulación se interrumpe temporalmente. La sarta se cuelga en las cuñas sobre la rotaria, dejando sobre ella la caja de conexión superior del último tubo agregado.

Se procede a desenroscar la kelly o el Top Drive con las llaves, se conecta la nueva junta a la Kelly o al Top Drive y luego a la sarta de perforación usando el *pipe-spinner* y las llaves. Una vez que estas conexiones se han realizado, la sarta de perforación se baja nuevamente al fondo del pozo y se reanuda la perforación.

Cuando se desgasta la broca, esta debe reemplazarse sacando completamente del pozo la sarta de perforación.

4.3.1 Cuenta de tubería (Pipe Tally)

Para asegurarse que la profundidad está siendo monitoreada adecuadamente, es importante llevar un registro de las longitudes de todos y cada uno de los tubos antes de que bajen dentro del pozo, y regularmente se verifica su longitud cuando hay la kelly ha bajado completamente (Kelly Down).

Si se está usando una Kelly la profundidad perforada será igual a las longitudes sumadas :

BHA + Longitud de tubería + Longitud Kelly.

Si se está usando un Top Drive la profundidad perforada será igual a las longitudes sumadas :

BHA + Longitud de tubería

Cada longitud de tubería será medida, a una precisión de dos decimales, antes de que sea añadida a la sarta y bajada al pozo. Estas longitudes serán llevadas por el perforador, en un libro especial (*Tally book*) manteniendo un total del acumulado. El *mudlogger* debe llevar un registro independiente con valores acumulados con el fin de poderse verificar mutuamente para evitar errores.

Con el fin de comparar las profundidades en una oportunidad posterior a la perforación, es una práctica importante para el mudlogger ir registrando las profundidades de cada conexión en las cartas de tiempo real.

4.3.2 *Cambios en la rata de penetración y chequeos de flujo (Drill Breaks and Flow Checks)*

Un *Drilling break* es un cambio abrupto en la rata de penetración, lo cual puede deberse a un cambio de formación, pero también a que la broca ha penetrado una zona de alta presión, luego puede ser un advertencia de la posibilidad de una patada de pozo (*kick*).

Un chequeo de flujo (*flow check*) es un método de determinar si ha ocurrido una patada de pozo. Se detienen las bombas durante un período corto para ver si el lodo continúa saliendo del pozo. Si es así, puede ser una patada de pozo, y los fluidos de la formación están entrando dentro del pozo y desplazando el lodo del anular, y saliendo en la superficie. El flow check se realiza inspeccionando visualmente el anular a través de la mesa rotaria, o dirigiendo el lodo hacia el tanque de viaje y observando el nivel del mismo.

La velocidad de penetración o rata de penetración (*Rate Of Penetration*)(*ROP*) afecta directamente los costos de perforación, y es uno de los factores más importantes para determinar la eficiencia y los costos totales de una operación de perforación. Pero no se puede perforar un pozo a gran velocidad simplemente para minimizar costos.

Para optimizar las operaciones de perforación, un pozo debe ser perforado tan rápido como sea prudentemente posible, con las debidas precauciones para mantener la estabilidad del hueco, permitiendo suficiente tiempo para la limpieza del hueco asegurando una continua seguridad al pozo y al personal. Adherirse a los procedimientos de perforación es esencial para optimizar las operaciones de perforación. Estos procedimientos están documentados por conocimiento y experiencia bajo diversas condiciones. Han sido determinados para operaciones de perforación rutinarias seguras, y proporcionan medidas correctivas para problemas que se encuentran durante la perforación. Debido a que las condiciones de perforación varían de un campo a otro, los procedimientos de perforación deben ser suplementados con registros de pozos cercanos que hayan sido perforados exitosamente.

4.3.3 *Rimado(Reaming)*

El rimado se efectúa para abrir un hueco cuyo diámetro es menor al de la broca.

Esta operación puede ser requerida como resultado de haberse perforado con diámetro desgastado por formaciones abrasivas, o por excesivo desgaste en las brocas de perforación, también se realiza esta operación, para abrir huecos pilotos en superficie, para rectificar el hueco después de por ejemplo una operación de corazonamiento con una broca de diámetro menor al que llevaba el hueco, para quitar patas de perro (*doglegs*)(una desviación severa en el pozo), ojos de llave (*keyseats*, un surco sobre una pared del pozo que resulta de que el tubo rote sobre la pared en una pata de perro) y cambios bruscos de diámetro (*ledges*) (causados por la penetración alternativa de capas blandas y duras, habiéndose desgastado más en las formaciones blandas).

El rimado puede hacerse para evitar que un hueco de bajo diámetro desgaste lateralmente una broca nueva. Un reamer es la herramienta que se usa para suavizar las paredes del pozo, para llevar el diámetro de un pozo a su diámetro nominal, ayuda a estabilizar la broca, a enderezar el pozo si se encuentran patas de perro u otras irregularidades, y para perforar direccionalmente. La mayoría de los reamers que se usan hoy en día, usan cortadores rotantes

alineados con el eje del cuerpo del reamer, lo cual proporciona una acción rodante cuando el reamer va rotando.

El riesgo de desviación puede ser minimizado seleccionando el peso y la rotación adecuados en la broca. Mientras que el peso en la broca es normalmente un compromiso entre la tasa de penetración, desgaste en la broca y control de desviación; la velocidad de rotación es controlada por el tamaño de la broca y las formaciones que van a ser perforadas.

4.3.4 *Circulación*

La circulación es el proceso de bombear fluido desde los tanques de lodo, por dentro de la sarta de perforación, luego por el anular y de regreso a los tanques de lodo, y es un proceso continuo mientras se perfora.

La circulación mientras no se está perforando. Puede ser para limpiar el pozo de cortes de perforación, para acondicionar el lodo para asegurar que conserva sus propiedades óptimas y para remover el exceso de gas que pueda contener el lodo.

Las operaciones de circulación más comunes se realizan con los siguientes propósitos:

- Sacar completamente del pozo los cortes provenientes de un *drilling-brake* los cuales pueden indicar que se ha perforado una zona altamente presurizada.
- Sacar cortes que correspondan a cambios en la perforación (ROP, torque), los cuales pueden indicar que se ha perforado una zona de interés, o que se ha llegado a un punto de corazonamiento (*coring point*).
- Antes de bajar revestimiento y de cementar para acondicionar el lodo, asegurándose que el hueco está limpio (así el revestimiento no se va a pegar) y para remover la torta de lodo sobre la pared (Para asegurar un buen contacto entre el cemento y la pared del hueco).
- Antes de correr registros eléctricos, para asegurar que el hueco esté limpio y la herramientas de registro no se van a pegar.

4.4 TOMANDO NÚCLEOS (CORAZONANDO)(CORING)

4.4.1 *Objetivo*

El corazonamiento es una operación realizada para cortar y extraer una muestra cilíndrica de la roca íntegra de una formación productiva o de interés para análisis de laboratorio. Por medio del corazonamiento es posible recuperar una muestra intacta de la roca que conserva aún más propiedades y fluidos de la roca original que los cortes obtenidos en la perforación convencional. El corazonamiento puede realizarse para evaluación precisa de la formación o estructural, o más específicamente para obtener un núcleo para evaluación del reservorio. Aunque el corazonamiento es una operación muy costosa de realizar, proporciona muy valiosa información para determinar porosidad, permeabilidad, litología, contenido de fluidos, ángulo de inclinación, edad geológica y potencial productor de la formación.

4.4.2 *Métodos de corazonamiento.*

El corazonamiento convencional requiere sacar la sarta de perforación del pozo. La broca de corazonamiento y el barril para recoger el núcleo son conectados al fondo de la sarta de perforación y bajados al fondo del pozo. Esta operación es muy parecida a la perforación normal, pero mucho más cuidadosa y lentamente hecha. Cualquier cambio repentino en la rotación de la sarta puede ocasionar que se rompa el núcleo y caiga dentro del hueco o que trabe el barril, impidiendo continuar el corazonamiento. La sarta de perforación con el barril debe sacarse del pozo (tripped out) con el fin de recuperar el núcleo.

El corazonamiento convencional requiere equipo costoso y valioso tiempo de taladro. Con este método, existe un riesgo mayor de suavear los fluidos de la formación (swabbing) cuando se esté sacando la tubería, y existe el peligro de liberar gas venenoso en la superficie.

En el corazonamiento convencional el diámetro de los núcleos es de 2 a 5" (50-125 mm) y de 30', 60' o 90' (10, 20 o 30 m) de longitud. Por su tamaño son difíciles de manejar.

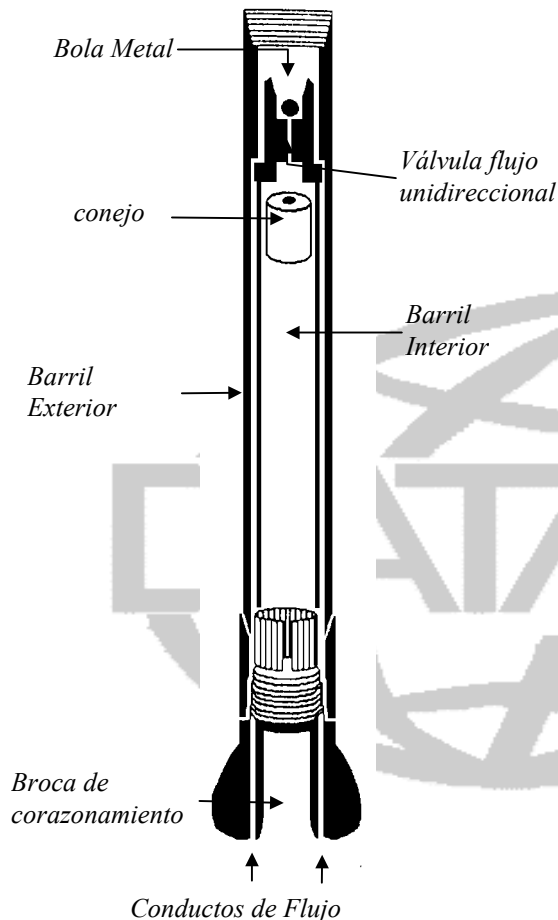
El corazonamiento de pared, es una técnica por medio de la cual, los núcleos son obtenidos de la pared del pozo en una formación que ya ha sido perforada, pero no revestida. Ofrece la ventaja de que varios corazones pueden ser tomados a varias profundidades precisas usando solo una herramienta.

Una herramienta de corazonamiento contiene varios cañones de muestreo requeridos para tomar las muestras, se baja al pozo con el mismo equipo que se bajan las herramientas de registros eléctricos. Lleva una carga explosiva para cada uno de los treinta contenedores huecos que han de capturar un trozo entero de la formación. Estos contenedores luego de haber sido disparados y ya con una muestra son halados de nuevo a su sitio en la herramienta. A continuación se saca la herramienta del pozo con el equipo de registros eléctricos.

Los núcleos de pared van de $\frac{3}{4}$ " a $1\frac{1}{4}$ " (20 a 30 mm) de diámetro y de $\frac{3}{4}$ " a 4" (20 a 100 mm) de longitud. Como las muestras pueden estar contaminadas con filtrado, los núcleos de pared no son tan buenos como en el corazonamiento convencional para determinar porosidad, permeabilidad y saturación de fluido. Otra desventaja es que puede pulverizar formaciones frágiles, evitando que se recuperen buenas muestras. Las herramientas más modernas evitan este problema perforando individualmente cada corazón, en vez de usar la técnica de disparo.

Este último método también es necesario para recuperar núcleos con litologías muy duras que de otra forma son impenetrables al cañon.

4.4.3 Barril de corazonamiento (Core Barrel Assembly)



El barril de corazonamiento es una herramienta tubular que se instala en la parte extrema inferior de la sarta de perforación. El barril de corazonamiento convencional contiene realmente dos barriles: Uno interior, no rotante, de pared delgada, que captura el núcleo a medida que va bajando la broca de corazonamiento. Y el otro, pesado, de pared gruesa, exterior, que protege al barril interior y además toma el lugar del collar inferior.

A diferencia de una broca de perforación normal, una broca de corazonamiento no perfora el centro del hueco. En vez de esto, permite al centro (el núcleo), pasar a través de una abertura circular en el centro de la broca hacia dentro del barril interior.

Las brocas de corazonamiento con cortadores de diamante han demostrado su durabilidad, su confiabilidad para el corte y capacidad de recuperación de núcleo. Hoy en día son usadas para operaciones de corazonamiento, normal y de pared, casi exclusivamente.

El lodo de perforación es circulado inicialmente a través del barril de corazonamiento. Justo antes de comenzar a corazonar, una bola de metal se deja caer por entre la sarta con el fin de accionar la válvula de flujo unidireccional. La válvula de flujo unidireccional se cierra, desviando el lodo que pasaba por dentro del barril interior al espacio anular entre los dos barriles para que el lodo no erosione ni expulse el núcleo que está entrando al barril interior. El lodo se descarga por los conductos de flujo en la broca.

Un conejo (*core maker*), es un dispositivo de metal, puesto dentro del barril interior antes de comenzar a tomar el núcleo. Cuando se ha sacado todo el núcleo de barril, el conejo sale indicando que el barril ya está vacío.

4.4.4 Operaciones de recuperación y manejo del núcleo.

Cuando se ha cortado la cantidad necesaria del núcleo, se levanta el corazón, haciendo que se rompa la roca y dejando al núcleo atrapado dentro del barril interior.

En la recuperación de núcleo convencional, cuando el barril es traído a la superficie, se le cuelga sobre la plataforma y con llaves especialmente diseñadas se va tomando el núcleo por secciones.

Una vez que el núcleo ha sido completamente removido del barril, se le mide, si la longitud recuperada es menor que la que ha bajado la sarta durante el corazonamiento, se puede asumir que la parte perdida pertenece al fondo del pozo.

Inmediatamente después de haber sido medido, las secciones del núcleo son limpiadas (no lavadas) para quitar restos de fluido de perforación, luego rápidamente selladas en película inerte y en parafina y puestas en cajas para ser enviadas al laboratorio.

Esta práctica evita la contaminación del núcleo así como la pérdida de gas y otros fluidos de formación. Las cajas estarán pre-marcadas con el número de cajas (1 de n), el número del núcleo, profundidades superior e inferior e intervalo corazonado.

Muy comúnmente, en la actualidad, se usan contenedores de fibra de vidrio o de aluminio para contener el núcleo a medida que se corazona. Esto simplifica el proceso de recuperación. El contenedor es removido en superficie y esta inmediatamente listo para ser despachado al laboratorio. El contenedor puede dejarse entero o cortarse en secciones con cada extremo sellado (usando tapas termo-encogibles).



4.5 Viajando la Tubería. (Maniobras)

Viajar la tubería se refiere a sacar la tubería afuera del pozo (tripping out o pulling out) y luego volverla a bajar al mismo (tripping in o run in).

Los viajes se hacen para cambiar la broca o el ensamblaje de fondo (BHA). También cuando se llega a profundidades donde se va a sentar un revestimiento, donde se va a comenzar un corazonamiento, y cuando se alcanza la profundidad final del pozo.

Los viajes de limpieza (wiper trips) se realizan para limpiar el hueco cuando la sección sin revestimiento se ha hecho muy larga, con el fin de asegurar que no hay puntos apretados, shale derrumbado, etcétera, lo que pueda resultar en problemas de hueco apretado si se deja sin trabajar. Un determinado número de paradas (stands) se sacan y después se las vuelve a bajar al fondo para reanudar la perforación. Algunas veces se saca hasta la zapata de revestimiento inmediatamente anterior y luego se vuelve a bajar a fondo.

Estos viajes de limpieza también se hacen antes de hacer registros eléctricos y antes de bajar un revestimiento.

4.5.1 *Velocidad de Viaje.*

La sarta de perforación debe ser sacada a la velocidad segura más alta posible. Como la perforación se interrumpe durante la duración de la maniobra, el objetivo es viajar solo cuando sea necesario y tan rápidamente como sea posible con el fin de minimizar costos al tiempo que se asegure un mantenimiento adecuado al pozo y seguridad al personal. Las velocidades excesivas durante las maniobras causan suaveo (swabbing) y presiones de surgencia (surge), las que a su vez pueden causar severos problemas en el hueco y pérdida del control de la presión de fondo.

La máxima velocidad permisible y segura de un viaje puede ser determinada calculando y preparando una tabla de velocidad de viaje, usando datos confiables y omitiendo factores de seguridad excesivos. La velocidad con que se haga la maniobra deberá ser monitoreada midiendo la velocidad de la junta de en medio en cada parada.

4.5.2 *Sacando la tubería fuera del pozo.*

La principal preocupación cuando se saca tubería es evitar influjos al pozo que puedan resultar en una patada de pozo. Esto podría ocurrir por una reducción de la presión hidrostática que resultaría de no mantener el nivel del lodo en el anular o por causar excesivas presiones de suaveo.

Cuando se saca la tubería del pozo, el nivel de lodo en el anular caerá en una cantidad igual al volumen del acero sacado del pozo. Esta caída obviamente reduce la altura vertical de la columna de lodo, lo cual resulta en una presión hidrostática menor sobre la pared del pozo.

Para evitar que la presión dentro del pozo caiga debajo de la presión de formación, lo cual resultaría en un influjo, es de importancia crítica que se mantenga lleno de lodo el espacio

anular (o sea, se bombea lodo dentro del pozo para reemplazar el volumen de acero a medida que se va sacando tubería).

Una bomba pequeña circula el lodo entre el tanque de viaje y la cabeza del pozo para mantener lleno el hueco a medida que se va sacando tubería. El tanque de viaje es un tanque pequeño para medir exactamente pequeños cambios en el nivel de lodo a medida que se va llenando el pozo. El volumen de lodo bombeado dentro del hueco (el mismo volumen que baja en el tanque de viaje) debe ser igual al volumen de la tubería que se ha sacado. Este monitoreo debe hacerse continuamente a medida que se va sacando tubería, muy comúnmente cada cinco paradas de tubería de perforación y luego individualmente en cada parada de HWDP y de collares o portamechas (debido al mayor volumen desplazado por unidad de longitud).



Mirando dentro de un tanque de viaje en un taladro en costa afuera.

Debido a su grosor, cuando es más crítico mantener el hueco lleno es cuando se están sacando los Drillcollars, pues son los que tienen mayor volumen de acero por unidad de longitud. Cada parada sacada resulta en un mayor volumen desplazado que en el que desplaza una parada de tubería de perforación.

Por ejemplo, se necesita aproximadamente 0.1 m^3 para reemplazar el volumen de una parada de tubería de 5", mientras que se necesita 0.8 m^3 para una parada de drillcollars de 8".

Es una práctica segura, especialmente cuando se usan drillcollars espiralados, hacer un flowcheck antes de sacar estos drillcollars, para asegurar que el pozo está estático (no está fluyendo) puesto que la BOP no puede cerrarse alrededor de los drillcollars.

4.5.3 *Suaveo (Swabbing)*

Cuando se levanta verticalmente la tubería de perforación, el lodo alrededor se moverá como resultado de dos procesos. Primero, debido a la viscosidad del lodo, este tenderá a pegarse y levantarse con el lodo. Consecuentemente, el lodo caerá para llenar el espacio vacío cuando se levanta el tubo. Los movimientos resultantes del lodo causan pérdidas friccionales de presión que pueden derivar a condiciones temporales de bajo-balance (underbalance) que pueden permitir al fluido de la formación entrar al pozo.

El suaveo (swabbing) se incrementa con el peso del lodo, alta viscosidad, espacio anular estrecho y velocidades más altas de movimiento.

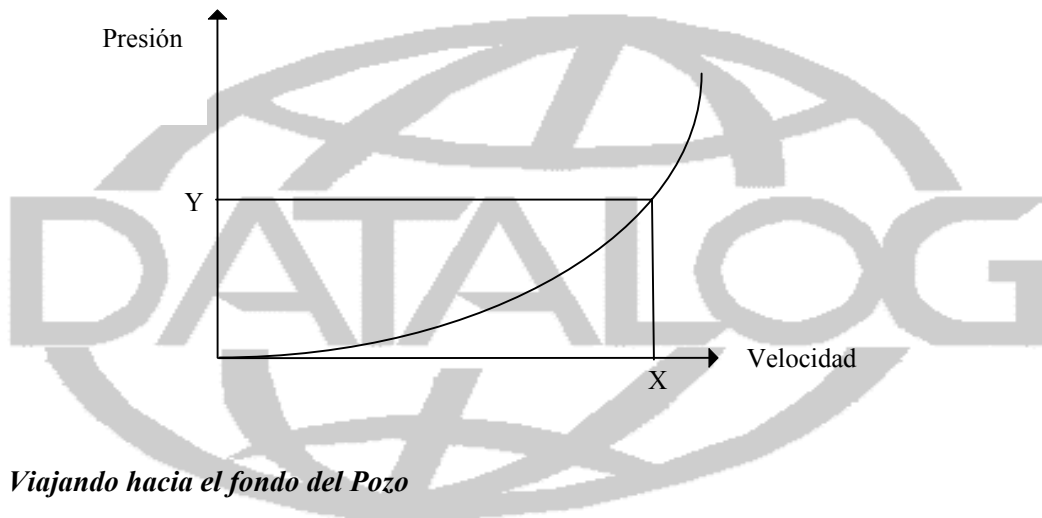
Las pérdidas de presión ocurren a través del anular con una pérdida acumulada de presión en el fondo del pozo. La reducción es entonces mayor cuando se saca tubería que está en el

fondo. Añadiendo a esto el efecto de pistón, el cual es mayor alrededor de los drillcollars debido al espacio anular más reducido.

En consecuencia es práctica normal sacar muy lentamente las primeras cinco o diez paradas para mantener el efecto de suaveo en el mínimo pasando las formaciones que no han tenido tiempo suficiente para que se les acumule una capa suficiente de torta de lodo.

También es práctica normal mantener un margen de viaje (*trip margin*). Esto significa mantener un peso de lodo tal que aún con la reducción de presión a causa del suaveo, proporcione una presión hidrostática mayor que la presión de formación. Este valor puede ser determinado para la velocidad máxima de movimiento de tubería, para la cual se calculará la presión de suaveo correspondiente.

Usando el software apropiado, la velocidad máxima (X) evitando crear una dada presión de suaveo puede ser determinada



4.5.4 Viajando hacia el fondo del Pozo

El lodo normalmente es desplazado al tanque de succión cuando la tubería de perforación se va bajando dentro del pozo, y como cuando se está sacando tubería, es igualmente importante asegurarse que el volumen correcto de lodo está siendo desplazado por el movimiento de tubería.

Si se está desplazando mucho lodo, el pozo puede estar fluyendo, si no se está desplazando suficiente lodo, puede ser que el pozo este perdiendo lodo.

A diferencia de cuando se está sacando tubería, el movimiento resultante del lodo y la pérdida por presión friccional lleva a un incremento o *surgencia* (*surge*) en la presión hidrostática. La presión de surgencia se calcula de la misma manera de la presión de suaveo.

La presión de surgencia puede conducir a un daño en la formación, y en caso extremo a la fractura de la misma, con pérdida de circulación, pérdida de cabeza hidráulica y finalmente en una patada de pozo.

Otra diferencia importante de cuando se saca tubería es que inicialmente el tubo está vacío. Si la sarta no está llena, está sujeta a un posible colapso pues no hay nada para balancear la presión que ejerza el lodo en el anular.

Normalmente, la tubería se irá llenando naturalmente a medida que va bajando, con lodo entrando por las boquillas de la broca. Si se observa demasiado desplazamiento (mayor que el desplazamiento de *tubería abierta*) puede deberse a que las boquillas sean muy pequeñas, el lodo muy viscoso y pesado, o a una velocidad de bajada muy alta. Si esto está ocurriendo, es importante avisar al perforador para que verifique en primer lugar que el lodo no está fluyendo y en segundo lugar llene la tubería y quizás reduzca la velocidad del viaje.

Naturalmente, si se obstruyen las boquillas con lodo o con cortes de perforación, el lodo no podrá entrar dentro de la sarta de perforación, y se observará un desplazamiento correspondiente al de la *tubería cerrada*. Se recalca que el perforador debe ser notificado para que intente bombear para destapar las boquillas antes de continuar bajando la tubería.

También se observará desplazamiento de la *tubería cerrada* si se ha dejado intencionalmente un flotador (*float*) dentro de la tubería. Esta es una válvula que permite circulación pero no permite al lodo pasar a través de ella. Estos flotadores se usan comúnmente cuando hay equipo en la sarta como motores de lodo y herramientas de MWD (*Measure While Drilling*) para evitar que lodo y cortes entren y dañen este costoso equipo.

Cuando se usa flotador, la tubería de perforación obviamente no se llenará por sí sola, entonces la maniobra debe detenerse para permitir al perforador llenar bombeando lodo dentro de la tubería. Normalmente el perforador continuará bombeando lodo hasta que aparezca flujo en el anular para asegurarse que la tubería está completamente llena. En el punto de romper circulación (*breaking circulation*) la presión de la bomba (la cual se habrá ido incrementando a medida que se llena la tubería) mostrará un aumento repentino. Debido a que el fluido en reposo pudo haberse gelificado o espesado, se requerirá una presión mayor que la normal para continuar bombeando.

Cuando se realiza la circulación después de un viaje hacia el fondo del pozo, un pico de gas característico, llamado gas de viaje (*trip gas*), aparecerá cuando se complete el bombeo suficiente para el fondo afuera (*bottoms up*) (Esto significa el tiempo que toma circular el lodo desde la broca hasta la superficie).

El gas de viaje se origina a partir de diferentes mecanismos:

- Suaveo repetido de los fluidos de formación cuando se estuvo sacando tubería.
- Acumulación de cortes en el fondo del pozo que liberarán gas cuando se circulen hasta superficie.
- Difusión de fluido cuando el lodo queda estático durante el viaje, especialmente del fondo del pozo, donde la torta de lodo no se ha depositado suficientemente aún.

Naturalmente, entre más bajo sea el diferencial de presión (Entre la presión hidrostática y la presión de formación), y más gases tenga contenidos tenga la formación, mayor será el volumen del gas de viaje (*trip gas*). Frecuentemente viene acompañado de un incremento del flujo que viene del pozo.

4.5.5 *Monitoreando desplazamientos*

El desplazamiento del lodo debe ser calculado a partir del volumen de la tubería antes de comenzar el viaje. Se deben preparar formatos de viaje para registrar el desplazamiento real, compararlo con el previamente calculado e ir haciendo los ajustes necesarios a medida que se realiza la maniobra. Cualquier variación en el desplazamiento previsto debe ser informado inmediatamente al perforador.

Un ejemplo de hoja de viaje.

FECHA: 12 SEP 2002		DIÁM. HUECO: 311mm		ENSAMBLAJE DE FONDO(BHA)				
NÚMERO DE VIAJE: 10		PROFUNDIDAD: 2500m		DC 1	DIAM 203	LONG 300	DSP/m 0.028	TOTAL 8.4 m3
				DC 2				
TIPO BROCA: HTC ATM22		DIAM CSNG: 339mm		HWDP	127	250	0.0094	2.3 m3
BAJANDO / SACANDO: IN		PROF. ZAPATA: 1800m		DP 1	127	1950	0.0042	8.2 m3
				DP 2				
STAND NO.	DESPLAZAM. CALCULADO	DESPLAZAM. EFECTIVO	DSP. CALC ACUMULADO	DSP. REAL ACUMULADO.	DIFERENCIA			
DC 1	0.84	1.0	0.84	1.0	+ 0.16			
DC 2	0.84	0.8	1.68	1.8	+ 0.12			
DC 3	0.84	0.6	2.52	2.4	- 0.12			
DC 4	0.84	0.8	3.36	3.2	- 0.16			
DC 10	0.84	0.9	8.40	8.5	+ 0.10			
HW 1	0.46	0.4	8.86	8.9	+ 0.04			
HW 2	0.46	0.5	9.32	9.4	+ 0.08			
DP 5	0.63	0.6	11.33	11.4	+ 0.07			
DP 10	0.63	0.6	11.96	12.0	+ 0.04			
DP 15	0.63	0.7	12.59	12.7	+ 0.11			
DP 55	0.63	0.7	17.64	18.0	+ 0.36			
DP 60	0.63	0.7	18.27	18.7	+ 0.43			
DP 65	0.63	0.7	18.90	19.4	+ 0.50			
Desplazamiento final del viaje:			Calculado 18.9 m3	Real: 19.4 m3				

4.5.6 *Peso en el Gancho (Hook Load)*

El peso en el gancho es el peso de la sarta de perforación suspendido en el gancho. A medida que la profundidad se hace mayor, el gancho soportará un peso mayor. Debido al desplazamiento del volumen de la sarta en el fluido de perforación, se reduce la carga que ha de soportar el gancho.

Cuando se está sacando o metiendo tubería el factor de flotación debido al fluido de perforación debe ser tenido en cuenta. Entre más denso sea el fluido, mayor será el efecto de boyancia y menor el peso aparente de la sarta de perforación.

Cuando se está sacando tubería, la resistencia del lodo hace que la carga efectiva sobre el gancho sea mayor que el peso de la sarta en flotación. Cuando se esta metiendo tubería, parte del peso de la sarta será soportado por el lodo, haciendo la carga sobre el gancho menor que el peso de la sarta.

Si se encuentran puntos o secciones apretadas o desviadas, se verá un cambio en el peso sobre el gancho que dependerá si se esta metiendo o sacando la tubería.

Cuando se está sacando tubería, la resistencia adicional debe ser superada para poder levantar la sarta. Esta carga adicional sobre el gancho se llama sobre-tensión (*overpull*). Cuando se está metiendo, una parte del peso de la sarta será soportado por el punto apretado (*tight spot*) y de esta forma, el peso sobre el gancho se reducirá. Esto se conoce como arrastre (*drag*).

4.5.7 Midiendo y Conejando la Tubería (*Strapping and Rabbiting the Pipe*)

Medir las paradas (*stands*) de la tubería a medida que se la va sacando se conoce como *Strapping*. Esta operación se realiza para confirmar el listado de la tubería (*pipe tally*) y verificar la profundidad real del pozo.

Conejear la tubería (*rabbiting*) se refiere a limpiar suciedad dentro de la tubería dejando caer un conejo (*rabbit*) general mente de madera. Esta operación se efectúa con el fin de limpiar la tubería antes de usar herramientas de fondo costosas como motores de fondo e instrumentos como el MWD.

4.6 Registros eléctricos (Logging)

Después de que cada sección del pozo se perfora, y antes de bajar el revestimiento, y cuando se ha alcanzado la profundidad total de un pozo, se toman una serie de registros (*wireline logs*) con el fin de obtener información para la evaluación de la formación y el reservorio y para la condición del hueco.

Varias herramientas eléctricas, o sondas, se pueden conectar juntas y bajar dentro del pozo en una unidad de cable especialmente diseñada.

Varios tipos comunes de registros se describen a continuación:

4.6.1 Evaluación de la Formación

Gamma Ray Este registro tiene como objeto primario determinar la litología y correlacionar los topes de formación con pozos cercanos. Mide la radioactividad natural de las rocas detectando elementos como Uranio, Torio y potasio.

Se usa para determinar el contenido de *shale* en las arenas dado que el *shale* posee un contenido mayor de material radioactivo. Las areniscas libres de *shale* y carbonatos presentan bajas lecturas de Gamma, aunque ciertas mineralogías como feldespatos potásicos, mica y glauconita pueden elevar estos valores.

Resistividad La resistividad mide la resistencia de una formación a conducir electricidad y es usada para determinar el tipo de fluido que ocupa el espacio de poro en una roca, los niveles de saturación de agua y aceite en las formaciones y la movilidad del fluido.

Se realizan medidas con diferente penetración dentro de la formación, generalmente 30, 60 y 90 cm. Las mediciones más profundas son más acertadas respecto al tipo de fluido ya que están menos afectadas por la invasión del fluido de perforación. La comparación de las tres lecturas pueden indicar la permeabilidad relativa.

La resistividad se incrementa con la presencia de aceite, pues es un no-conductor. Puede ser usada para determinar la saturación de agua (S_w) y el contacto agua-hidrocarburos.

Sónico La herramienta del registro sónico mide el tiempo de tránsito de una onda compresional de sonido por unidad de longitud en dirección vertical al pozo. El tiempo de tránsito ($\mu\text{seg}/\text{m}$) es el recíproco de la velocidad del sonido la cual es una función de la matriz y la porosidad. A medida que la porosidad decrece, decrece también el tiempo de tránsito. Luego se tiene un indicador directo de la porosidad y la compactación, el registro sónico es una excelente herramienta para determinar zonas de baja compactación y sobre-presionadas.

Potencial espontáneo Mide el potencial eléctrico de la formación (flujo de corriente eléctrica entre aguas con diferente salinidad) Puede ser usado para determinar litología, la Resistividad del agua de formación y ayuda a correlacionar pozos..

Densidad El registro de densidad de formación determina la densidad de electrones en una formación bombardeándola con rayos Gamma. Estos colisionan con los electrones de la formación y sufren una pérdida de energía. El número de partículas que regresan es una función de la densidad de la formación.

Generalmente el registro de densidad sólo se corre en zonas de interés, y no en toda la profundidad del pozo. Además, siendo un directo indicador de la compactación, el registro de densidad es una excelente herramienta para evaluar sobre-presiones.

Porosidad Neutrón El registro de porosidad neutrón mide la concentración de iones de hidrógeno en una formación. La formación es bombardeada con neutrones, los que sufren una pérdida de energía al colisionar con los núcleos atómicos. La mayor pérdida de energía ocurre cuando colisiona con átomos de hidrógeno pues son de masa similar.

Puesto que el hidrógeno está concentrado en el fluido, sea agua o hidrocarburo, la medida es una función de la porosidad (aunque el agua en la estructura cristalina de la arcilla no puede ser distinguida del agua en los poros)

Donde haya presencia de gas, la concentración de hidrógeno es menor y se puede observar el 'efecto gas', una caída significativa en la porosidad neutrón.

4.6.2 Condición de Hueco

Caliper Log La mayoría de los pozos no se han quedado perforados al diámetro de la broca con que se hicieron. Frecuentemente el diámetro es mayor debido a que la broca pudo perforar o rimar un poco fuera del centro, porque se ha derrumbado el *shale* o porque se han caído las paredes.

El registro del calibre del pozo, registra el diámetro del hueco por profundidad, se corre para determinar variaciones en el diámetro del hueco. La herramienta tiene dos patas flexibles que van deslizando sobre la pared del pozo a medida que se va sacando la herramienta.

El registro de Caliper proporciona un perfil del hueco indicando agrandamientos y reducciones del hueco. Es importante saber el diámetro real del hueco para calcular más precisamente los volúmenes de cemento y determinar el efecto de estas variaciones en los otros registros.

Agrandamientos muy grandes del hueco pueden evidenciar derrumbes. Diámetros menores acumulación de torta en las paredes de formaciones permeables.

Free-Point Log

Si la sarta de perforación se pega cuando se esta haciendo algún viaje, el punto libre (desde donde está la sarta sin obstrucción hacia arriba) El punto libre puede ser determinado con este registro.

El indicador de punto libre se baja con el mismo sistema de cable de los demás registros. Cuando la sarta se rota y se gira, los campos electromagnéticos son registrados en un instrumento de medida en la superficie.

Por medio del *back-off* (desenroscar y soltar desde el punto libre la tubería) se puede sacar la tubería libre. La tubería restante que ha quedado en el pozo (pescado o *fish*) puede ser sobrepasada lateralmente o recuperada por medio de herramientas de pesca especializadas.

Cement Bond Log

Este es un registro acústico o sónico usado para verificar la integridad (calidad y dureza) del cemento entre el revestimiento y la formación. Se basa en el principio de que el sonido viaja más rápido a través del cemento que a través del aire. Por lo tanto el cemento siesta bien adherido dará una señal rápida y el mal adherido una señal lenta.

4.7 Cementación y revestimiento.

4.7.1 *Objetivo.*

Una operación esencial en la perforación en pozos de gas o aceite es de periódicamente revestir el hueco en tubería de acero, o *casing*.

Diámetros sucesivamente más pequeños se enroscan o se sueldan (en el caso de conductores) entre sí para conformar una tubería a todo lo largo de la profundidad deseada. Una vez instalado este revestimiento se cementa en su sitio para proporcionar soporte adicional y sello de presión al pozo.

El revestimiento en un pozo tiene varias funciones:

- Evitar que las formaciones se derrumben dentro del pozo
- Aislar formaciones inestables o con problemas (zonas de alta presión, acuíferos, zonas de gas, formaciones frágiles, etcétera)
- Proteger formaciones productivas
- Proporcionar mayor tolerancia en caso de una patada o *kick* (entre más profundo vaya un revestimiento, mayor será la presión de fractura necesaria de la formación en que se ha sentado el casing, lo cual quiere decir que se pueden controlar presiones cada vez mayores a medida que se va profundizando el pozo)
- Permite pruebas de producción.
- Sirve para la conexión de equipo de superficie y equipo de producción.

4.7.2 *Tipos de revestimiento.*

En todos los pozos se requiere de uno o más de los siguientes tipos de conductor :

Tubo Conductor Es una sarta corta instalada para proteger la superficie de la erosión por el fluido de perforación. Permite que el lodo pueda tener un nivel suficiente para que pueda regresar a los tanques y evita el desgaste alrededor de la base del taladro. Cuando se esperan arenas superficiales con gas, este puede servir de conexión para la BOP.

Revestimiento de Superficie: Se instala para proteger las formaciones de agua dulce y evitar que las formaciones sueltas de derrumbarse dentro del pozo. También sirve de anclaje a la BOP para controlar problemas con zonas de presión anormal. El revestimiento debe ser lo suficientemente resistente para soportar la BOP, y capaz de resistir las presiones de gas o fluidos que puedan encontrarse cuando la perforación vaya a mayor profundidad que este revestimiento.

El revestimiento de superficie debe sentarse a suficiente profundidad, en una formación fuerte y consolidada, con un gradiente de fractura lo suficientemente grande para soportar el máximo peso de lodo que pueda ser necesario para perforar hasta el siguiente punto de casing.

Revestimiento Intermedio Se usa principalmente para proteger el pozo contra pérdidas de circulación. Se instala para sellar zonas frágiles que puedan fallar cuando se necesite un peso de lodo más alto para controlar una zona con presiones de formación mayor cuando el pozo sea profundizada.

También puede ser instalado después de zonas de alta presión, de forma que se pueda usar un lodo más liviano cuando se reanude la perforación.

Sarta de Liner Se baja en un pozo profundo para evitar pérdidas de circulación en zonas frágiles de la parte superior mientras se perfora con lodo de peso normal para controlar presiones normales en intervalos más profundos. Los *liners* protegen contra reventones hacia formaciones normalmente presionadas cuando se perforan zonas de presión anormal.

A diferencia del revestimiento o *casing* que corre desde la superficie hasta una profundidad dada, el *liner* queda colgado desde el fondo del revestimiento anterior por medio de un colgador o *hanger* hasta el fondo del pozo. La sarta de liner ofrece una ventaja de costo debido a su menor longitud, sin embargo generalmente se baja una tubería de conexión cuando el pozo se ha perforado a profundidad total para conectar el liner a la superficie.

Revestimiento de producción Es la última sarta de revestimiento en un pozo, usualmente puesta encima o a través de una formación productora. Este revestimiento aísla el aceite y el gas de fluidos indeseables de la formación de producción o de otras formaciones perforadas por el hueco. Sirve de protección para la tubería de producción y demás equipo utilizado en el pozo.

4.7.3 *Equipo de superficie.*

Al igual que con el equipo normal para la tubería de perforación, existe equipo especializado para manejar los diámetros específicos del revestimiento como elevadores, llaves para revestimiento (*casing tongs*), enroscadores rápidos de revestimiento (*casing spinners*) con el fin de levantar y enroscar las juntas unas con otras con el torque correcto. Para mezclar el cemento el sistema más común es el de *jet*. Donde el agua es forzada a pasar a alta velocidad por una sección reducida y el cemento es agregado desde arriba.

Las bombas de cemento se usan para controlar la presión y la rata de desplazamiento durante el mezclado. Una vez que el cemento ha sido bombeado dentro del revestimiento, las bombas del taladro pueden ser usadas para desplazar el lodo desde dentro del revestimiento hasta el anular. La cabeza de cementación (*cementing head*), o cabeza de retención, es un accesorio instalado en la parte superior del revestimiento para facilitar la cementación de dicho revestimiento. Tiene conductos para la lechada de cemento, cámaras de retención para los

tapones de limpieza, en forma en que el lodo, la lechada, pueden ser bombeadas consecutivamente en una sola operación continua.

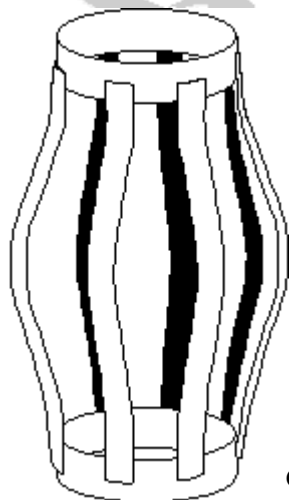
4.7.4 *Equipo bajo la superficie*

Una zapata, es una sección cilíndrica de acero, llena de concreto puesta al final de la sarta de revestimiento. Esta guía el revestimiento dentro del pozo, pasando cualquier obstrucción y minimiza el riesgo de que el casing quede atrapado en irregularidades cuando va bajando por el pozo.

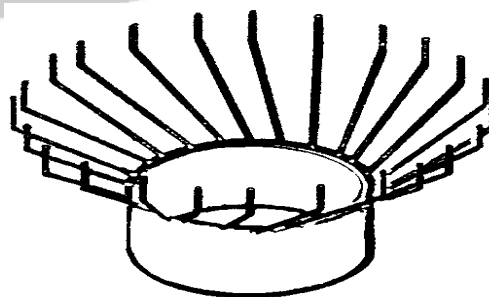
Un *collar flotador* se instala entre la primera y la segunda juntas del revestimiento. Está equipada con una válvula de flujo unidireccional, la cual permite que el flujo pase hacia abajo pero no hacia arriba. De esta forma se evita que el lodo entre dentro del revestimiento a medida que va bajando por el pozo, haciendo que el revestimiento flote dentro del pozo disminuyendo la carga sobre el taladro. También evita que el cemento se devuelva dentro del revestimiento una vez que se la ha dejado de desplazar.

Existen variaciones que pueden ser collares flotadores que permiten el llenado parcial del revestimiento con lodo a medida que baja por el pozo y collares que combinan la zapata y el equipo de flotación.

Los tapones de limpieza (*Wiper Plugs*) son elementos de caucho que se usan para separar el cemento del fluido de perforación cuando se les bombea dentro del revestimiento en una cementación. El tapón de fondo, (*bottom plug*) que se bombea antes del cemento, limpia el lodo residual de las paredes internas del revestimiento y evita que el lodo que va debajo contamine el cemento. El tapón superior (*top plug*) se libera cuando se ha bombeado el volumen calculado de lechada, limpia el cemento residual de las paredes internas del revestimiento y evita que el lodo que viene encima de la lechada contamine el cemento.



Centralizador



Raspador de torta

Los *centralizadores* se fijan alrededor del revestimiento a intervalos regulares para mantener el revestimiento apartado de la pared del pozo. Centrar el revestimiento permite que el cemento pueda depositarse en una capa más uniforme alrededor del revestimiento.

Un *raspador* es un dispositivo con alambres endurecidos alrededor, que se fija en el exterior del revestimiento con el fin de remover la torta de lodo depositada en la pared del pozo moviendo y

rotando la sarta de revestimiento antes de cementarla. Al removerse la torta se permite que el cemento se fije más sólidamente a la formación.

Un colgador de liner (*liner hanger*) es un dispositivo circular de aprensión por fricción con cuñas y anillos de empaque usado para suspender un liner del fondo del revestimiento anterior. Usar un colgador de liner ahorra el costo de bajar un revestimiento completo hasta la superficie.

4.7.5 Preparación para bajar un revestimiento.

Antes de bajar un revestimiento dentro del hueco, se corre un registro para confirmar la formación donde se va a sentar la zapata del revestimiento, y para confirmar la profundidad del pozo para saber cual longitud de revestimiento se va a bajar.

El registro de *caliper* también se corre para determinar el diámetro del hueco y el volumen de cemento requerido. El cemento se bombeará para llenar el anular hasta dentro del revestimiento o conductor anterior. Generalmente un volumen extra del 25 % puede ser bombeado por si hay errores y pérdidas en la formación.

Antes de correr el revestimiento, el lodo de perforación se circula para remover cortes y torta de lodo del pozo, para acondicionar el hueco y el lodo para asegurar propiedades uniformes. No hacer esto puede conducir a una pega de tubería, mala cementación, costos adicionales por cementación remedial, y aún re-perforación del pozo.

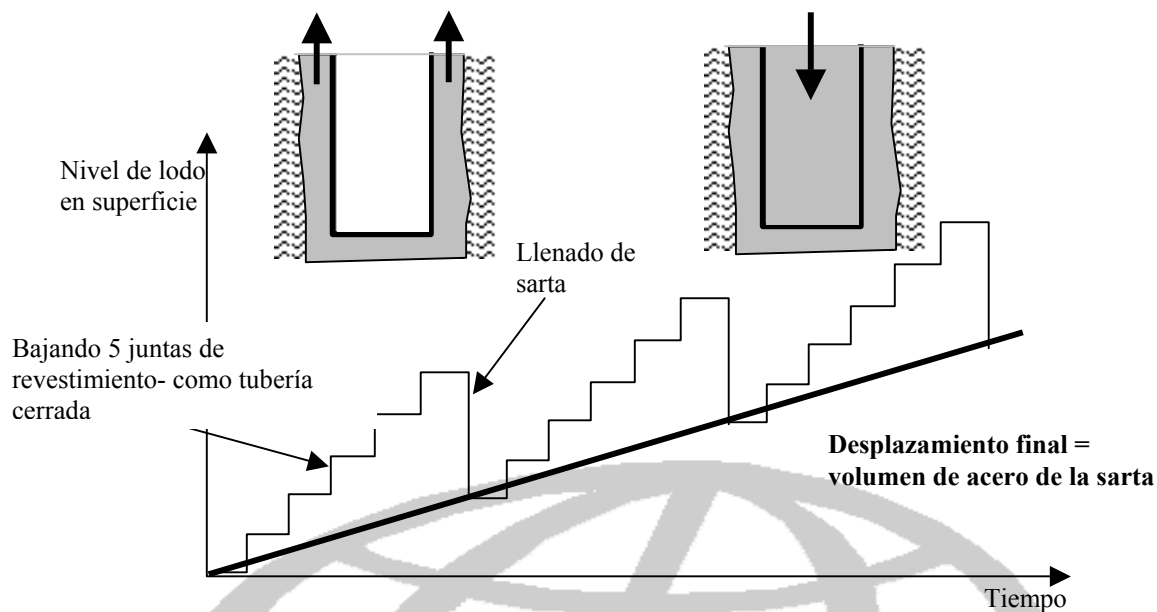
Cuando se acondiciona el pozo, el lodo debe ser bombeado por los menos dos veces por todo el pozo, mientras se registran el peso, la viscosidad y el filtrado. Si se necesita tratamiento para el lodo, se hace circulación con rotación suave y trabajando la tubería hasta que el lodo este en condiciones adecuadas para bajar el revestimiento.

4.7.6 Bajando revestimiento.

A medida que se va bajando un revestimiento, se le llena periódicamente con lodo de perforación, a no ser que se esté usando equipo de flotación con llenado automático. Si no se ha llenado mientras se ha estado bajando, la presión hidrostática de la columna de lodo en el exterior puede ocasionar el colapso del revestimiento. Se utiliza una línea de servicio liviano con una válvula de apertura rápida para llenar cada junta mientras se levanta y prepara la siguiente para ser conectada. Dado que usualmente no es posible llenar completamente cada junta, es una práctica común detener la corrida de revestimiento cada cinco o diez juntas para llenar completamente la sarta.

Es de crucial importancia que los desplazamientos del volumen de lodo sean vigilados estrictamente durante toda la corrida del revestimiento, Dado que el revestimiento es prácticamente una tubería con extremo cerrado, además con un espacio anular muy reducido, las presiones de surgencia en esta operación serán grandes. Para minimizar esto, se baja el revestimiento a baja velocidad, pero si aún las presiones de surgencia son suficientemente grandes, las formaciones más frágiles podrían ser fracturadas, con la consecuente pérdida de lodo a la formación. A causa del fracturamiento no sólo puede resultar un trabajo de cementación de mala calidad, si no también en un reventón, si se pierde tanto lodo en la formación como para perder presión hidrostática en una formación permeable en cualquier profundidad del pozo.

Por todo esto los retornos y desplazamientos se vigilan para verificar cualquier indicación de pérdidas a la formación.



El volumen de fluido desplazado del hueco, a medida que cada junta va siendo añadida a la sarta, debe ser igual al desplazamiento del revestimiento cerrado. Si no ha habido pérdidas de fluido después de llenar la sarta, la ganancia final en la piscina de succión será igual al desplazamiento de la tubería abierta añadida.

Si se ha logrado obtener retorno adecuado de lodo, es usualmente posible bajar todo el revestimiento dentro del pozo antes de intentar circular. Cuando se establezca circulación, se debe tener cuidado de no bombear con un régimen muy alto, con el fin de minimizar presiones de surgencia. Si hay alguna indicación de pérdida de retornos, la rata de bombeo debe reducirse inmediatamente.

Una vez se ha llegado a fondo se circula el lodo de perforación por todo el revestimiento para dos funciones importantes. Una es probar las líneas de tubería en superficie, la otra es acondicionar el lodo dentro del pozo, y sacar del sistema cortes y torta de lodo antes de la cementación. El tiempo de circulación será tanto como para acondicionar el lodo, mientras el revestimiento será movido hacia arriba y hacia abajo, y / o rotado, con o sin raspadores, durante la circulación. La circulación mínima adecuada antes de la cementación es la que distribuye un volumen de fluido igual al volumen del anular más el volumen interior del revestimiento.

4.7.7 Operación de Cementación.

La cementación es un proceso de mezcla y desplazamiento de una *lechada* (*cement slurry*)(cemento seco mezclado con agua y aditivos) dentro del espacio anular entre el revestimiento y el hueco abierto.

Al unir el revestimiento a la formación, la cementación sirve a varios propósitos muy importantes:

- Protege la formación productiva.
- Ayuda a controlar reventones provenientes de zonas sobre-presionadas.
- Sella zonas problemáticas o de pérdida de circulación antes de continuar la perforación.
- Ayuda a soportar el revestimiento.
- Previene la corrosión del revestimiento.

Generalmente se bombean de 10 a 15 barriles de agua antes de bombear la lechada. El agua funciona como agente limpiador del hueco y proporciona un *espaciador (spacer)* entre el lodo y la lechada. Ayuda también a remover torta de lodo que haya quedado y saca el lodo antes que llegue el cemento, reduciendo la contaminación.

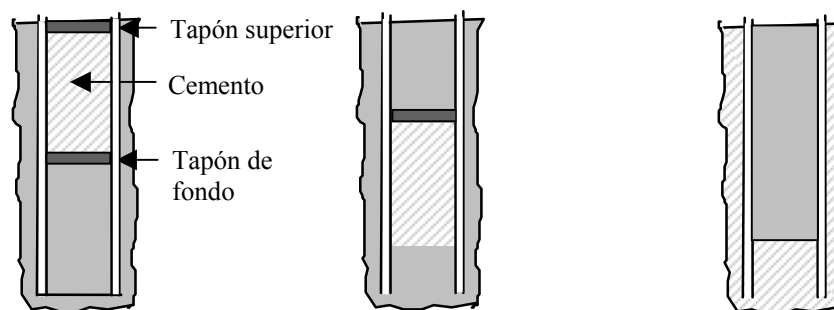
Al prepararse para la cementación, se instala la cabeza de cementación en la junta superior del revestimiento. Se conecta una línea de descarga desde la bomba de cemento hasta la cabeza de cementación. Se dispone en la cabeza de cementación un tapón limpiador de fondo (*bottom wiper plug*) y el tapón limpiador superior (*top wiper plug*).

A medida que la lechada descargada por la bomba va llegando a la cabeza de cementación, el tapón de fondo va bajando por el revestimiento por delante de la lechada. Una vez que el volumen de cemento ha sido bombeado, se extrae un pasador retenedor para dejar salir al tapón superior de la cabeza de cementación. (A)

Los tapones y el cemento son bombeados al fondo del revestimiento usando las bombas de lodo del taladro. El tapón de fondo sienta sobre el collar flotador (B). El lodo continúa siendo bombeado con el fin de desplazar el cemento, el cual pasa por la válvula abierta en el collar flotador, saliendo de la zapata y entrando al anular. Mientras tanto el revestimiento es movido hacia arriba y hacia abajo y / o rotado para ayudar a desplazar el lodo.

De nuevo se recuerda que es importante vigilar los niveles de los tanques durante esta operación, para asegurarse que la lechada que es mucho más densa que el lodo no se esté perdiendo dentro de la formación (es decir, el nivel de los tanques debe permanecer constante mientras se lleva a cabo el desplazamiento).

Cuando se desplazado todo el cemento fuera del revestimiento, el tapón superior se sienta sobre el tapón inferior que ha sido retenido en el collar flotador (C). En este punto, se incrementa la presión en la bomba dado que el lodo ya no puede pasar más allá del tapón superior.



La bomba es detenida inmediatamente y se descarga la presión alcanzada. Con la presión ya descargada del revestimiento, se cierra la válvula en el collar flotador para impedir que el cemento vuelva a introducirse dentro del revestimiento.

Es importante descargar la presión de revestimiento antes que el cemento se endurezca, pues esta presión podría hacer inflarse al revestimiento. Si se permite que el cemento se endurezca, el revestimiento se despegará del cemento endurecido perdiendo contacto con él.

El cemento debe desplazarse rápidamente para crear turbulencia en el anular para remover el máximo posible de torta de lodo. Sin embargo una presión excesiva en el revestimiento y en las conexiones en superficie pueden causar una ruptura, el flujo o presión excesivos en el anular pueden resultar en un rompimiento de la formación y en pérdida de circulación, y flujo excesivo puede originar derramamiento de lodo.

4.7.8 *Otras Aplicaciones.*

Hay operaciones de cementación secundaria que se realizan como parte de servicio al pozo y en *workover*.

Durante la cementación, el cemento puede que no suba uniformemente entre el revestimiento y la pared del pozo, dejando espacios vacíos de cemento. A esto se le llama 'canalización del cemento' (*cement channelling*). Las canalizaciones de cemento pueden ser remediadas con una operación llamada *cement squeeze*. Consiste en bombear a alta presión cemento perforando el revestimiento para re-cementar las áreas canalizadas o para bloquear una formación no cementada. Se puede realizar para aislar una formación productora, sellar escapes de agua o reparar escapes en el revestimiento.

La cementación secundaria también se puede realizar para tapar en un pozo una zona productora para probar otra, para taponar un pozo seco (y abandonar el pozo), para taponar un pozo con el fin de hacer una desviación.

4.8 Pruebas de Presión.

4.8.1 Pruebas de fuga y de Integridad de formación (*Leak-Off and Formation Integrity Tests*)

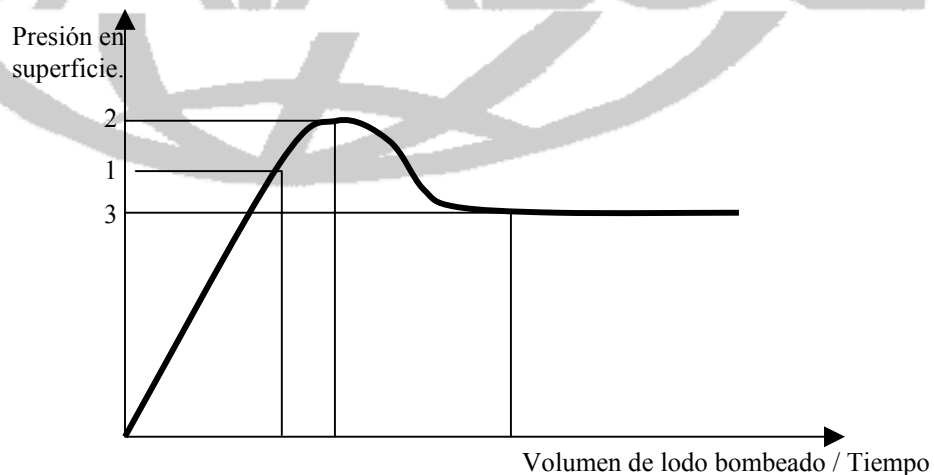
(LOT y FIT)

Una prueba de fuga (*Leak-Off Test*) (LOT) se efectúa para determinar la integridad de la unión del cemento y de esta forma determinar el gradiente de fractura directamente debajo de la zapata del revestimiento (la primera formación después de la zapata). Se asume que la zona directamente debajo de la zapata es la más frágil pues es la menos profunda. Por lo tanto, los LOT usualmente se hacen después de que cada revestimiento se ha cementado y se ha perforado un poco de la siguiente sección.

Antes de realizar un LOT, se deben estar instaladas las BOP y el pozo bien cerrado. Se bombea un pequeño volumen de lodo para gradualmente presurizar el revestimiento. La presión en superficie irá aumentando a medida que aumenta el volumen bombeado.

A medida que la presión se incrementa, si el cemento resiste, como se pretende, la formación será la primera en fallar. Cuando comienza la fractura, el lodo comenzará a escapar adentro de la formación, y la rata de incremento de la presión disminuye.

Cuando se registra un decremento en la presión, la prueba está completa.



Hay tres etapas de presión evidentes, y es decisión de los operadores en cual de ellas se ha de tomar para basarse en los siguientes cálculos:

1. *Presión de fuga (Leak-Off Pressure)(LOT)*, la cual es la presión a la que el fluido comienza a ser inyectado dentro de la formación al comienzo de la fractura. Esto se verá como una ligera caída en la rata de crecimiento de la presión. En este punto la rata de bombeo deberá reducirse.

2. Presión de ruptura (*Rupture Pressure*), la cual es la máxima presión que la formación puede resistir antes de que ocurra una fractura irreversible. Esto estará determinado por una caída abrupta en la presión aplicada, y aquí debe detenerse el bombeo.
3. Si no se aplica más presión a partir de este momento, la mayoría de las formaciones se recuperarán hasta cierto punto, y la *presión de propagación* se determina cuando la presión sea estable otra vez.

La mayor desventaja del LOT es que la formación realmente queda fracturada y frágil por la prueba, y el riesgo es que el daño sea permanente o que la fractura quede abierta. La formación generalmente se recuperará a la presión de propagación, pero en realidad, esto significa que la presión de fractura se ha reducido, y la capacidad de presión para la siguiente sección se ha rebajado.

Cuando la formación en la zapata del revestimiento se fractura de esta manera, hay dos presiones actuando en la formación causando la fractura, que son la presión hidrostática debida a la columna de lodo más la presión que es aplicada en superficie.

Por lo tanto:

Presión de Fractura = Presión Hidrostática del lodo en la zapata + Presión en Superficie

La utilización de este tipo de LOT está restringido a pozos exploratorios, por ejemplo, en un área donde se sabe poco acerca del gradiente de fractura y de la presión de formación.

Cuando se puede conseguir información de pozos cercanos y se conocen las presiones de formación y fractura, generalmente se realiza una prueba de integridad de formación (*Formation (or Pressure) Integrity Test*)(FIT or PIT). Esta prueba se hace lo mismo que el LOT, pero dado que se conocen las presiones esperadas y máximas, sencillamente se aplica y sostiene una presión de superficie determinada. Esta presión predeterminada en superficie se toma de pozos cercanos y es lo suficientemente grande para soportar las mayores presiones previstas durante la siguiente sección del pozo. Existe ya incluido un margen de seguridad en este ensayo pues realmente no se fractura la formación durante esta prueba.

4.8.2 Prueba de Repeat Formation Testing (RFT)

La prueba de *Repeat formation testing*, o prueba de formación con sonda de registros, es una forma rápida y económica de tomar una muestra de fluidos de perforación y medir la presión hidrostática y la presión de flujo a profundidades específicas. Esta prueba proporciona la información requerida para predecir la productividad de una formación y para planear pruebas y ensayos más sofisticados como el DST (*Drill Stem Test*). Esta prueba puede realizarse en huecos abiertos o en pozos revestidos (a través de perforaciones en el revestimiento) Y pueden hacerse varias pruebas durante el mismo viaje dentro del pozo.

Un mecanismo de resorte en la herramienta del RFT sostiene firmemente un brazo contra la pared del pozo para formar un sello hidráulico del lodo, y luego un pistón dentro del brazo crea una cámara de vacío.

Los fluidos de la formación entran en esta cámara a través de una válvula. Se registra la presión de cierre inicial (*initial shut-in pressure*). La cámara de la prueba se abre entonces para

permitir entrar a los fluidos de la formación. Un registrador lleva la rata de flujo a la cual se llena la cámara, y se registra la presión de cierre final. Como la cámara de prueba sólo puede contener una cantidad pequeña de fluidos de formación se puede abrir una segunda cámara para recibir más fluidos de formación.

4.8.3 Prueba con Tubería abierta (Drill Stem Test)(DST)

Esta prueba se lleva a cabo con el fin de registrar presiones de formación y ratas de flujo en intervalos de interés largos, y para reunir muestras de fluidos de formación para determinar el potencial productivo de un reservorio.

Estas pruebas pueden ser realizadas en hueco abierto o revestido (por ejemplo, a través de la tubería de producción que puede ser perforada para permitir que los fluidos de formación puedan pasar al anular).

Las DST de fondo se realizan con un empaque (*packer*) que se fija encima de la formación de interés. Este aislará la zona entre el empaque y el fondo del pozo. Este tipo de prueba minimiza el tiempo de exposición de la formación al fluido de perforación (pues sólo se puede efectuar una prueba) y por lo tanto el potencial de daño a la formación.

Existen DST en tándem, (Straddle Drill Stem Tests) con empaques dobles, que permiten probar zonas más arriba en el pozo. Un juego de empaques se ubica encima de la zona de interés, y el otro debajo, separando así la formación y aislándola para la prueba. Este tipo de prueba ofrece la ventaja de que se pueden correr varas pruebas en la misma maniobra reduciendo costos. Sin embargo se exponen las formaciones a ser dañadas por la exposición al fluido de perforación durante las múltiples pruebas

Entre las herramientas empleadas en las DST están:

- | | |
|-----------------------------|---|
| Empaques(Packers) | Son anillos de caucho expansible que se usan para aislar la formación de interés. Cuando se expanden, forman un sello contra la pared del pozo, lo que evita que los fluidos de formación pasen a través del anular. |
| Tubo Perforado | Permite que el fluido de formación entre a la sarta de prueba durante los períodos de flujo de la prueba y llegue a la superficie donde puede ser recogido, almacenado o quemado. |
| Válvula de cierre | Controla el flujo de fluido dentro de la sarta de prueba en una serie de períodos de abierta-cerrada. Cuando está cerrada, la válvula no permite el flujo de fluido de formación. Cuando esté abierta, la válvula permite pasar al fluido de formación. |
| Registrador Exterior | Se instala cerca al intervalo perforado, con un sensor de presión en el lado exterior de la sarta de prueba entre los empaques superior e inferior. Mide el cambio de presión en la formación de interés durante el período de la prueba, y proporciona la indicación más precisa de la presión del reservorio. |

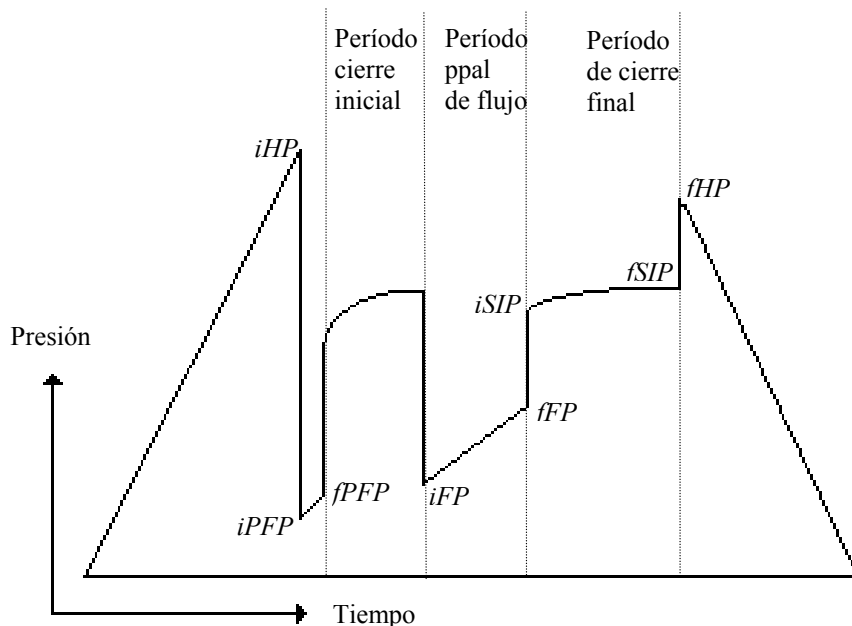
Registrador Interior Está instalado dentro de la sarta de prueba con el fin de medir la presión del fluido que esté entrando por el intervalo perforado dentro de la herramienta de DST.

Registrador de flujo o registrador de fluido (*fluid recorder, o flow recorder*) se instala sobre la válvula de cierre, con el sensor de presión dentro de la sarta midiendo la presión hidrostática del fluido recuperado.

Below straddle recorder Este cuarto registrador opcional está ubicado bajo el empaque de fondo para medir que tan bien ha sellado este empaque.

Realizando un DST

El lodo de perforación se circula y acondiciona para asegurar que el hueco está limpio para reducir la posibilidad de que cortes y otros desperdicios dañen la herramienta de DST. Esta herramienta generalmente se baja a su posición en la sarta de perforación. Un colchón de agua o gas comprimido puede ubicarse dentro de la sarta para que soporte la presión exterior del lodo mientras empieza la prueba. Con la herramienta DST en su sitio, el empaque se instala para que forme un sello (usualmente aplicando peso en el empaque) y se abre la válvula de cierre. Si hay colchón, se le deja descargarse lentamente siendo empujado por el fluido de formación al entrar dentro de la sarta para evitar el daño que se causaría a la formación con un cambio abrupto de flujo. El pozo se vigila a través cambios en la presión del DST que adviertan de mal asentamiento de los empaques. La mayoría de las pruebas DST incluyen dos (y a veces tres) períodos de flujo y cierre, el cual es el más corto, Limpia cualquier bolsillo de presión en el pozo y elimina el lodo dentro de la sarta. El segundo y tercer períodos toman más tiempo que el primero. El propósito de los períodos de flujo es monitorear la rata de flujo. Los períodos de cierre sirven para registrar la presión de formación.



donde: i = inicial HP = Presión Hidrostática PFP = Presión en preflujo

f = final SIP = Presión de Cierre FP = Presión de Flujo

Cuando el DST se completa, se cierra la válvula para atrapar a una muestra limpia del fluido de formación y se libera la herramienta DST. El fluido de formación se devuelve al pozo sacándolo fuera del DST para evitar el derrame en superficie. Se sacan cuidadosamente del pozo la sarta de perforación y el DST y se recuperan la muestra de fluido y los registros hechos.

La información obtenida al realizar un DST incluye la presión del reservorio, permeabilidad, tasas de depletamiento de la presión (volumen y producción) y contactos gas, aceite y agua. La muestra obtenida proporcionará valiosa información de saturación de fluido, viscosidad, contaminantes y gases peligrosos.





5. CONTROL DE DESVIACIÓN

En una gran proporción los pozos son perforados desde una localización directamente sobre el reservorio objetivo. Entonces, con el fin de perforar un pozo exitosamente, el pozo debería ser perforado verticalmente, o casi verticalmente. En la práctica existen varios factores que hacen muy difícil mantener perfectamente vertical un pozo. Un pequeño ángulo de apartamiento es aceptable, pero obviamente, entre más se aparte un pozo de su trayectoria planeada, más probable es que no llegue a la zona prevista en el objetivo. Esto es un error cuya corrección costaría mucho tiempo y dinero pues el pozo requerirá el uso de costosas herramientas de fondo para dirigirlo nuevamente a su curso debido, o bien tendrá que ser re-perforado con el fin de llegar al objetivo.

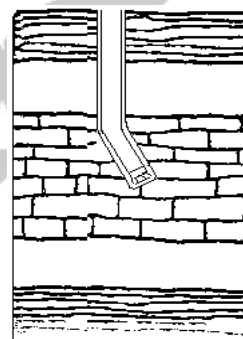
Las consideraciones en la formación como dureza, estructura y buzamiento o inclinación, son factores obvios para que un pozo se salga de su curso. También, el diseño del BHA, (drillcollars, estabilizadores) y el peso aplicado a la broca. Entre más peso se le aplique, más estará inclinada la sarta a desviarse dirigiendo la broca fuera de la vertical. Las formaciones suaves en cambio, darán menor desviación pues la broca se dejará llevar por su propio peso.

5.1 Causas Comunes de Desviación

5.1.1 Litología ínter estratificada / Perforabilidad

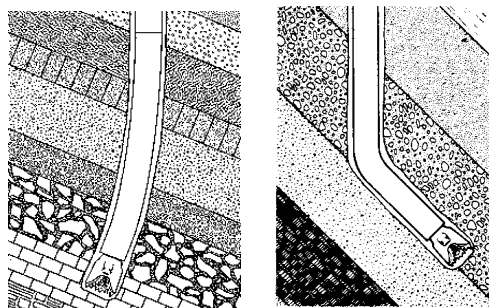
La litología ínter estratificada (con capas alternadas de formaciones duras y blandas) Hace difícil mantener el ángulo del pozo pues tienen diferentes perforabilidades, ocasionando que la broca se defleccione de su curso, en forma parecida cuando la luz deflección diferente en agua que en aire.

Además aparecen problemas asociados con litologías alternantes es la aparición de cambios abruptos en el diámetro del hueco, pues se hace pequeño en formaciones duras y se desgasta en formaciones débiles.



5.1.2 Buzamiento de la Formación (Dip)

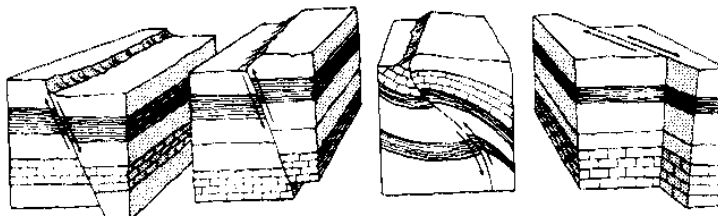
El buzamiento de la formación (el ángulo al cual la formación se separa de la horizontal) puede ocasionar un pozo a desviarse. En formaciones con un grado alto de buzamiento, los planos de asentamiento de las capas proporcionan un ángulo natural y fácil para ser seguido por la broca, tendiendo así a desviarse hacia abajo por el plano de buzamiento.



En formaciones menos profundas la broca tiende a seguir la inclinación hacia arriba del plano de buzamiento.

5.1.3 *Fallas*

La perforación a través de fallas (una fractura en la formación donde un lado de la fractura se desplaza hacia arriba, o hacia abajo, o lateralmente en posición relativa a la roca al otro lado de dicha fractura) puede ocasionar que un pozo se desvíe de la vertical.



Esto puede resultar en que rocas de diferente perforabilidad queden yuxtapuestas, o desde el plano de falla algún material fallado pueda hacer deflectar la broca de su curso original.

5.1.4 *Malas prácticas de perforación*

El excesivo peso en la broca acentúa la tendencia de la broca a salirse de curso. Aplicar más peso en la broca compensa el usar una broca inadecuada, una broca gastada o empacada, en términos de mantener la rata de penetración, pero el incremento en el peso puede causar que la broca se salga de curso, como resultado que la sarta se arquee y re-direccione la sarta.

Si hay demasiado espacio entre drillcollars de diámetro delgado comparado con la pared del pozo hace posible que la sarta se mueva lateralmente. Estos movimientos pueden ser evitados usando estabilizadores y herramientas de diámetro adecuado, que estabilicen la sarta y la mantengan centralizada.

Si el BHA no está estabilizada, la broca se deflectará más fácilmente, creando entonces un hueco desviado. Entre menos rígido sea un BHA, el peso excesivo ocasionará el doblamiento de la tubería, deflectando la broca.

Rotar la sarta fuera de fondo durante períodos largos, también puede ocasionar desviación, pues se crearán secciones con el diámetro agrandado, permitiendo que la broca tome otro camino.

5.2 Problemas Asociados con la Desviación

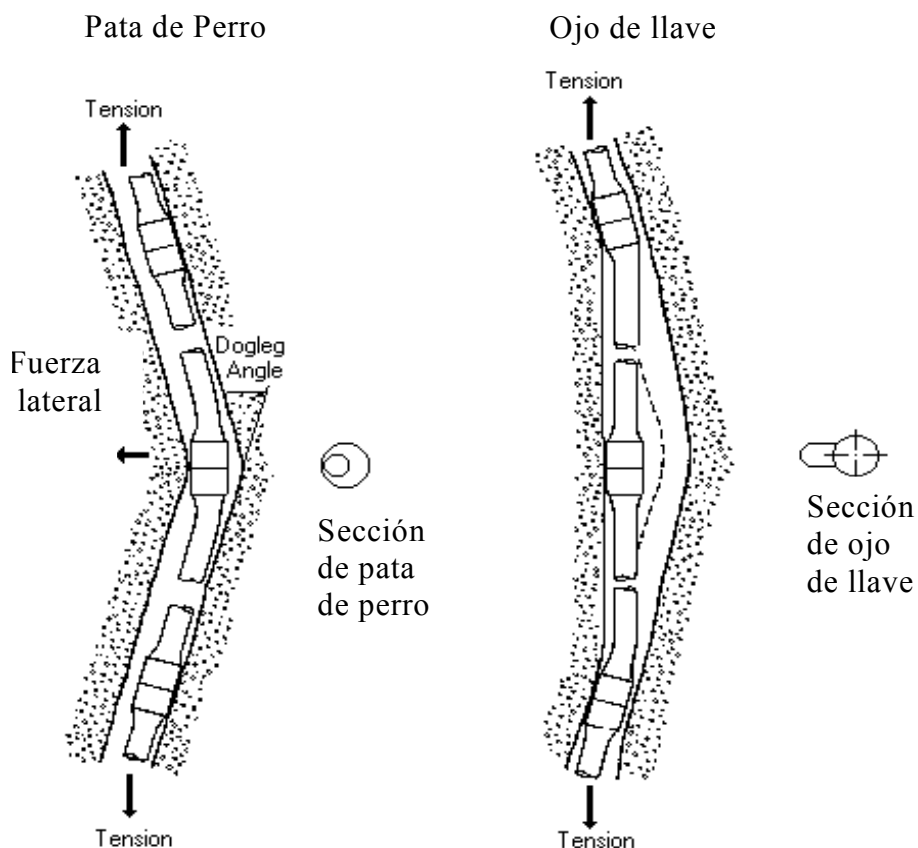
Obviamente, el problema más crítico asociado con la desviación es fallar en llegar al objetivo, pero pueden resultar varios problemas operacionales y de perforación que en últimas pueden conllevar mayores costos en la perforación de un pozo debido al tiempo extra requerido para corregir el problema.

5.2.1 Patas de perro y ojos de llave.

La desviación del hueco se expresa en términos de la inclinación con respecto a la vertical. Cuando hay un cambio brusco de dirección, se forma una *pata de perro*. Una *pata de perro* es un cambio brusco en la dirección del pozo que hace un curso más difícil para que la sarta lo siga. La rata a la cual el ángulo del hueco cambia es entonces más importante en determinar la severidad de una *pata de perro*.

Las *patas de perro* pueden ser identificadas mediante registros regulares de desviación y porque la perforación requiera peso y torque extra causados por la restricción en el movimiento de la tubería.

Si se dejan sin corregir, las *patas de perro* pueden conducir a la aparición de más problemas posteriores como la formación de *ojos de llave* y *escalones*, que a su vez pueden resultar en problemas aún más severos como pegas de tubería y fallas mecánicas en la tubería..



Cuando una pata de perro es severa y no se corrige, se puede desarrollar un ojo de llave. La tubería de perforación está en tensión y tratará de enderezarse cuando esté pasando una pata de perro. Esto resulta en una fuerza lateral sobre la tubería de perforación que la fuerza dentro de la pared del hueco. Cuando se rote tensionada la sarta, se producirá un surco sobre la pared donde se alojará la tubería. El diagrama anterior ilustra en la formación de un ojo de llave.

Cuando se saca continuamente la tubería, los drillcollars no podrán pasar por el surco hecho por la tubería y se presentará una pega de tubería.

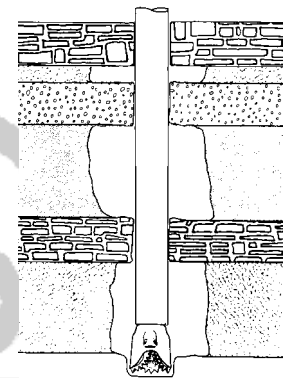
Un ojo de llave generalmente sólo se formará en formaciones suaves a medianamente dura, y la velocidad a la cual un ojo de llave se forme depende de la severidad de la pata de perro y de la fuerza lateral que actúa en la tubería de perforación. Esta fuerza lateral está directamente relacionada al peso de la tubería bajo la pata de perro.

5.2.2 Escalones

Los escalones pueden resultar de una sucesión de micro patas de perro que se formen al perforar a través de estratificaciones de formaciones duras y blandas alternadas. Las blandas se ensanchan mientras las duras conservan su diámetro.

Esto crea un camino irregular por el cual debe pasar la sarta, y puede ocurrir que las herramientas de diámetro como el del hueco puedan pegarse, (estabilizadores al sacar la tubería)

Muchos problemas pueden resultar si se presentan estos problemas en un pozo.



5.2.3 Pega de tubería.

Las sarta de tubería, de revestimiento y hasta las herramientas de registros pueden llegar a pegarse dentro del pozo por las siguientes causas geométricas:

Ensamblajes muy rígidos que no se doblan al pasar por una pata de perro.

Los Drillcollars que se traban al pasar por un ojo de llave.

De la misma manera, con derrumbes que ocurren más fácilmente cuando hay patas de perro y ojos de llave.

El revestimiento se puede pegar al tratar de pasar por una pata de perro.

Las Herramientas de registros eléctricos también se pueden pegar en ojos de llave o en patas de perro.

5.2.4 Incremento de Torque, Arrastre y Fatiga en la Tubería.

- Existe un aumento de los esfuerzos mecánicos sobre la tubería cuando se pasa a través de restricciones como las que hemos visto.
- Cuando la tubería de perforación es forzada contra la pared de una pata de perro, el esfuerzo es mayor en el lado exterior que en el lado interior de la curvatura. Cuando la tubería gira, se alternan las solicitaciones de esfuerzo máximo y mínimo sobre la misma ocasionando un esfuerzo mecánico de fatiga.
- Cuando se está perforando un pozo desviado, la tubería rueda sobre la pared del pozo lo cual causa fricción adicional debido a que el área de contacto es mayor. A medida que aumenta el ángulo, se requerirá más torque para vencer la mayor resistencia. Cuando se hala la tubería, también se requerirá más esfuerzo adicional (overpull) para poder levantar la tubería y superar el arrastre ejercido.

5.2.5 Revestimiento y Cementación.

- Adicionalmente al peligro de pega, el revestimiento puede ser dañado y debilitado cuando pase una pata de perro.
- Cuando el revestimiento quede muy apretado contra la pared, el cemento no podrá circular entre el revestimiento y la pared del pozo, lo cual evita que haya una buena adherencia.
- Una vez puesto y cementado el revestimiento, su pared interior se verá desgastada durante la perforación y los viajes, pues la tubería seguirá siendo forzada contra la pared.

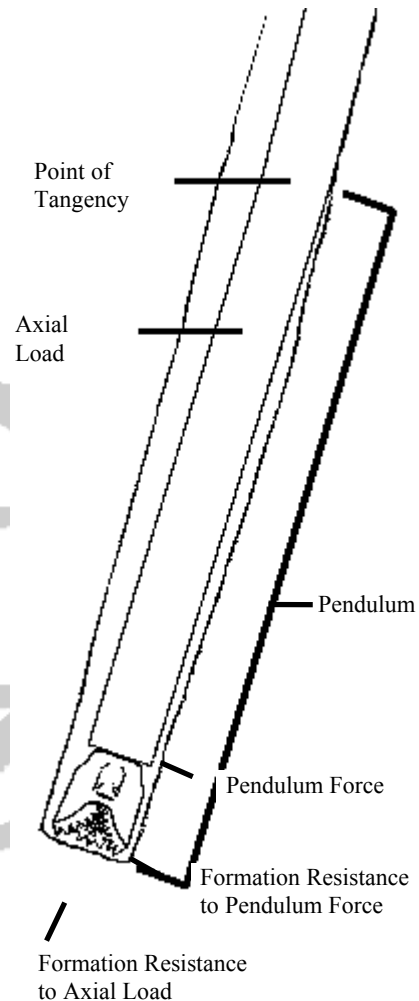
5.3 Prevención de la Desviación

5.3.1 Efecto de Péndulo

El efecto de péndulo es la tendencia de la sarta de perforación de colgar verticalmente debido a la fuerza de gravedad. Si el pozo se desvía de la vertical, la broca y la sarta apoyarán su peso sobre el lado bajo del hueco y tratarán de volver a la dirección vertical a no ser que una fuerza se les oponga.

Hay tres fuerzas en la parte inferior de la sarta de perforación que intentan restaurar la dirección vertical:

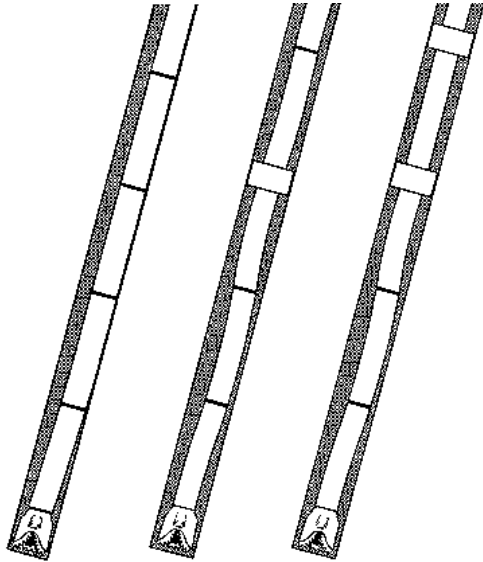
- La *fuerza pendular* que ejerce el peso de los drillcollars entre la broca y el primer punto de contacto con la pared del hueco, llamado el *punto de tangencia*. Entre más alto sea el punto de tangencia, más grande será el péndulo y mayor la tendencia de la sarta a volver a la vertical.
- La *carga axial* suministrada por el peso de los Drillcollars la cual afecta la fuerza pendular. Una carga mayor ocasionará que el fondo de la sarta se doble hacia la broca, haciendo menos alto el punto de tangencia, luego se reduce la fuerza pendular.
- La resistencia de la formación a la fuerza pendular y a la carga axial. Es la combinación de dos fuerzas, una paralela al eje del pozo y la otra perpendicular al mismo.



Cuando hay equilibrio (es decir, la fuerza pendular es igual a la resistencia de la formación), el hueco se perforará en línea recta aunque inclinada. Si la fuerza pendular es mayor, el ángulo del hueco disminuirá. Si la resistencia de la formación es mayor, la inclinación del pozo aumentará.

5.3.2 Ensamblaje Pendular

Un ensamblaje pendular se usa para perforar formaciones inconsolidadas y blandas desde superficie cuando se pueden mantener ratas de perforación altas usando un bajo peso en la broca. También puede ser usado como medida correctiva para reducir ángulo cuando la desviación excede el máximo permitido. Cuando el ensamblaje pendular está compuesto de solamente broca y drillcollars se le conoce como *slick assembly*.



El ensamblaje también puede incluir uno o más estabilizadores en la sarta. Para una máxima fuerza pendular, se posiciona un estabilizador sobre la broca tan alto como sea posible sin que se permita a los drillcollars tocar la pared del hueco entre el estabilizador y la broca. Este estabilizador controla la desviación

Un segundo estabilizador puede ser añadido en la parte alta del ensamblaje para reducir la fuerza lateral sobre el primer estabilizador y evitar que este se entierre en la pared del pozo.

El uso de un ensamblaje pendular no garantiza que no haya patas de perro. Aún cuando haya equilibrio, el ensamblaje pendular sigue libre para moverse de lado a lado en una formación blanda y

desgastada hasta que el movimiento lateral se detenga cuando los drillcollars entren en contacto con la pared del pozo.

5.3.3 *Ensamblaje para Hueco empacado (Packed-Hole Assembly)*

En general los pozos se perforan con algún tipo de sarta para hueco empacado, porque esta permite aplicar el máximo peso a la broca para una mayor penetración.

Una sarta para hueco empacado, diseñada apropiadamente, tiene varias ventajas:

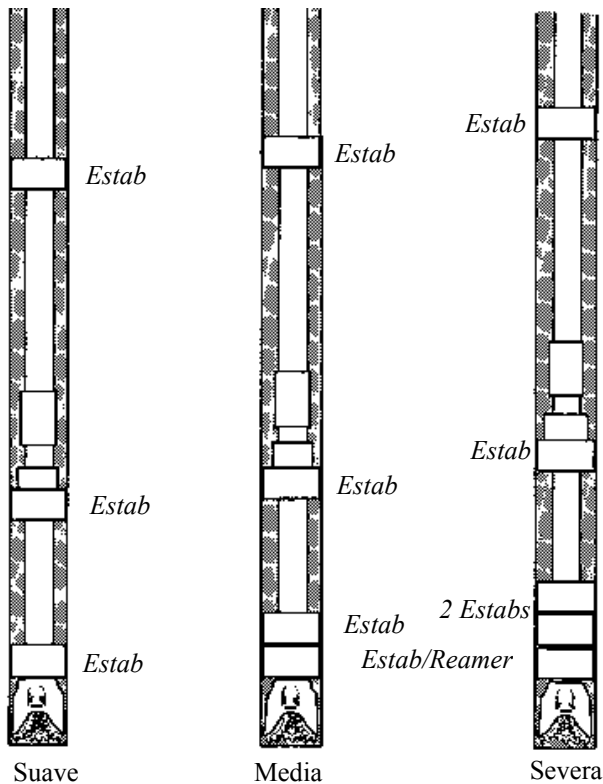
- Reduce la tasa de cambio del ángulo del hueco (por lo cual evita las patas de perro)
- Mejora el rendimiento y la vida de la broca. (Pues la obliga a rotar sobre su eje verdadero)
- Mejora las condiciones en el pozo para perforar, registrar y sentar revestimiento.
- Permite que se aplique mayor peso de perforación a las formaciones que se sabe ocasionan problemas de desviación.

Las características sobresalientes de una sarta para hueco empacado son:

Una ubicación de estabilizadores en tres puntos para asegurarse que la broca mantiene un curso derecho.

La rigidez de la sarta se consigue por el uso de drillcollars del mayor diámetro posible.

Las cuchillas de los estabilizadores tienen la suficiente área de contacto con la pared del pozo, para asegurarse que la broca y los drillcollars estén centrados, previniendo así la erosión en la pared.



El número de estabilizadores y su ubicación en el ensamblaje de fondo, depende de la severidad de las tendencias de la formación a desviar el pozo. Entre más severas sean estas, más estabilizadores se necesitarán directamente encima de la broca para evitar desviación en la broca. En esta ilustración se muestran varias posibilidades de ensamblaje de sarta para hueco empacado, dependiendo de la severidad de las tendencias presentes en la formación.

5.3.4 Ensamblaje de Péndulo Empacado (Packed Pendulum Assembly)

Los ensamblajes para hueco empacado se usan para **minimizar la tasa de cambio del ángulo del pozo**, aunque de todas maneras habrá siempre algo de desviación. Los ensamblajes de péndulo se usan para reducir el **ángulo total del pozo**. Si se necesita reducir la desviación total del pozo y se requiere un ensamblaje de hueco empacado, se debe usar un ensamblaje de péndulo empacado.

En el ensamblaje de péndulo empacado, los drillcollars que integran la longitud del péndulo se sitúan debajo del ensamblaje regular de hueco empacado. Cuando se ha bajado la desviación hasta el ángulo requerido, los drillcollars que integran el péndulo pueden ser reemplazados nuevamente por el ensamblaje de hueco empacado.

Sólo es necesario rimar la longitud de los drillcollars que integran el péndulo antes de reanudar la perforación normalmente. Si se está usando alguna herramienta en la sarta para amortiguar vibración en la sarta de péndulo, esta herramienta debe permanecer en su posición en el ensamblaje de hueco empacado, generalmente sobre el punto estabilizador medio.

5.3.5 Estabilizadores y Rimadores

Los estabilizadores se usan para estabilizar la broca y los drillcollars en el hueco. Cuando están adecuadamente estabilizados, se puede aplicar el peso óptimo a la broca, obligándola a girar sobre su verdadero eje y así perforará hacia delante sin cambios súbitos de ángulo. Se necesitarán menos brocas y se incrementará la rata de penetración.

El diámetro en las cuchillas de los estabilizadores debe estar lo más cerca posible del diámetro de la broca. La perforación en formaciones duras necesitará estabilizadores más durables, y sólo se necesitará una pequeña área de contacto con la pared. Un área de contacto mayor se necesitará para formaciones más blandas y para formaciones que induzcan mucha desviación.

Las cuchillas de carburo de tungsteno pueden ser largas o cortas (Con mayor o menor área de contacto) y pueden ser en espiral o rectas. Generalmente van soldadas o son parte integral del estabilizador. A veces se usa un estabilizador no rotante con una guía de caucho por sus ventajas de no cortar y no dañar formaciones, pero tiene una vida útil muy corta y no tiene capacidad para rimar.

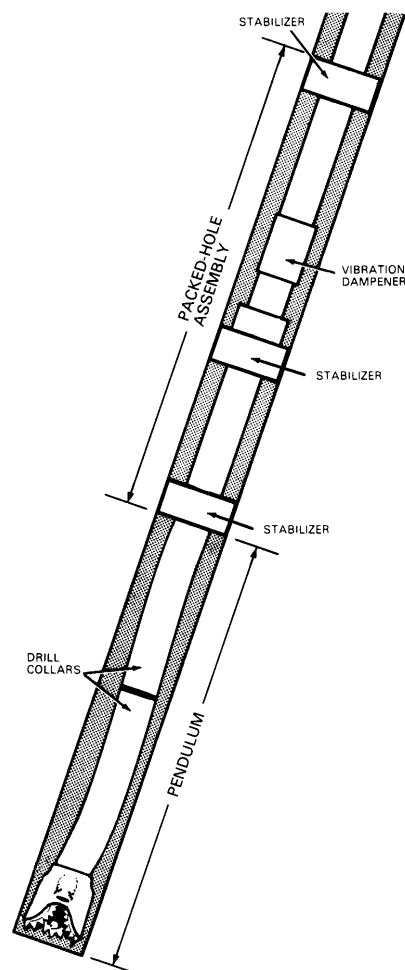
Los rimadores (Roller reamers) se usan principalmente para mantener en calibre el diámetro del pozo en formaciones muy duras. Ubicados después de la broca, los rimadores efectivamente reperfuran la formación para mantener el diámetro del pozo, extender la vida de la broca y evitar pegas de tubería. También se usan para estabilización adicional en formaciones duras. Aunque su limitada área de contacto con la pared no le permite ser altamente efectiva en la mayoría de los casos, y además, en formaciones blandas, los cortadores del rimador penetran la pared del pozo lo cual reduce la estabilización y pueden incrementar la desviación de la broca.

Los rimadores se instalan entre la broca y los drillcollars, y deben estar tan cerca de la broca como sea posible. Los cortadores de los rimadores deben seleccionarse de acuerdo a la formación que se esté perforando.

5.3.6 Procedimientos de Perforación.

Además del ensamblaje de fondo y si la desviación es un problema, o si se va a perforar un pozo desviado, se pueden adoptar prácticas adicionales:

- Llevar a cabo regularmente viajes de limpieza, para abrir ojos de llave que se estén desarrollando.



- Rimar hasta el fondo durante los viajes para cambiar broca para eliminar o minimizar la severidad de las patas de perro y ojos de llave que se estén desarrollando.
- Evitar cambios bruscos en el peso sobre la broca, los cuales podrían hacer variable la curvatura en la tubería, resultando en patas de perro. Si se necesita reducir peso para que un pozo se enderezca, la reducción debe ser gradual para evitar un cambio repentino en la dirección.
- Realizar frecuentemente registros de desviación para vigilar la rata de cambio de ángulo en el pozo y la ocurrencia de patas de perro.





6. PERFORACIÓN HORIZONTAL Y DIRECCIONAL

6.1 Razones para la perforación direccional.

La *perforación direccional* es la desviación intencional de un pozo de la vertical. Aunque generalmente los pozos se perforan para que sean verticales, algunas veces es necesario o ventajoso perforar un pozo a un ángulo fuera de la vertical.

Desarrollos tecnológicos recientes han hecho esto un componente importante en la perforación moderna, permitiendo que se exploten reservorios antiguamente inaccesibles a través de ciertas distancias vertical y horizontal del taladro.

Fallando Objetivo (Missed Target)

Si se ha de fallar en llegar a cierto objetivo con la trayectoria que se está llevando, la perforación direccional sirve para re-direccionar el pozo hacia la formación productiva.

Pozo de trayectoria lateral (Sidetracking) y enderezamiento (Straightening)

La perforación direccional puede realizarse como una operación remedial, ya sea para dirigir el pozo por una trayectoria lateral para evitar un obstáculo (Tubería y herramientas abandonadas y cementadas y el pozo taponado) desviando el pozo a un lado de la obstrucción, o de llevar al pozo nuevamente a la vertical enderezando las secciones desviadas.

Buzamiento estructural (Structural Dip)

Si la estructura de la formación y su buzamiento van a hacer muy difícil mantener vertical un pozo, puede ser más rápido y barato situar el taladro teniendo en cuenta la desviación que el pozo ha de tomar y permitirle orientarse naturalmente hacia el objetivo. El pozo puede ser orientado o direccionado en las últimas etapas para hacer más precisa su llegada al objetivo.

Perforación a través de una falla (Fault Drilling)

La perforación direccional puede ser usada para deflectar la trayectoria de un pozo y eliminar el peligro de perforar un pozo vertical a través de una falla abruptamente inclinada la cual podría torcer y cortar el revestimiento.

Para entrar en una formación en un punto particular o a un ángulo determinado.

La perforación direccional hace posible penetrar una formación en un punto o ángulo particular, en forma que se pueda llegar a la máxima productividad del reservorio.

Para llegar a una localización inaccesible.

Se puede situar al taladro fuera del objetivo, para llegar posteriormente con perforación direccional, y así llegar a una localización sobre una formación productora de otra manera inaccesible (como debajo de una población, terreno montañoso o pantanoso, o cuando no se permite el acceso)

Para perforar un yacimiento que está bajo el agua.

Cuando una formación productiva queda bajo el agua, la perforación direccional permite que el pozo se perfora desde una superficie en tierra hacia el objetivo bajo el agua. Aunque la perforación direccional es costosa, lo es menos que la perforación costa afuera.

Perforación Costa afuera.

La perforación direccional se usa comúnmente en perforación costa afuera porque se pueden perforar varios pozos desde la misma plataforma. Esto simplifica las técnicas de producción y recolección, dos factores importantes que intervienen en la factibilidad económica y en los programas de perforación costa afuera.

Para perforar a través de un domo salino.

La perforación direccional se usa para resolver los problemas de perforar un pozo a través de un domo salino y llegar a una formación productora la cual frecuentemente yace bajo la capa selladora inferior del domo.

Pozos de Alivio

Los pozos de alivio fueron la primera aplicación de la perforación direccional. Estos pozos de alivio se perforan hacia un pozo cercano que esté fuera de control, haciendo posible que el pozo fuera de control (*wild well*) pueda ser controlado por medio de inyección por el pozo de alivio.

6.2 Registros de desviación (Surveys) y Cálculos

6.2.1 Métodos de registro

Registro sencillo (Single-Shot Surveys)

Un registro sencillo proporciona un único dato del ángulo de desviación o inclinación y la dirección como en una brújula de la dirección del pozo.

El registro sencillo se corre con cable por dentro de la tubería de perforación, durante una detención a las operaciones de perforación. Se toma una fotografía a la lectura de una brújula, la cual indica la inclinación en la cantidad de grados que un pozo se aparta de la vertical a determinada profundidad. Se saca la herramienta a superficie y se recupera la fotografía.

Se procesa esta información y se corrige por declinación (la diferencia entre el norte verdadero y el magnético), entonces se determina la cantidad de giro que se le debe dar a la sarta para posicionar la herramienta de deflexión en la dirección deseada. La información de registros sucesivos permite determinar la trayectoria del pozo, la desviación y las patas de perro.

Registro múltiple (Multi-Shot Surveys)

Generalmente se corre un registro múltiple cada vez que se reviste una sección de hueco desviado. La herramienta para registro múltiple también se corre con cable, por dentro de la sarta de perforación, y se deja sentar sobre un drillcollar no magnético.

Se toman fotografías de la brújula a intervalos regulares de tiempo cuando se están sacando la tubería y la herramienta del pozo. La hora y la profundidad de cada fotografía se van tomando manualmente en superficie y esta información se usa para analizar la película del registro, el cual suministra varias lecturas de ángulo y dirección.

Registros giroscópicos (Gyroscopic Surveys)

Se usa un registro giroscópico para realizar lecturas sencillas o múltiples en pozos ya revestidos. El giroscopio se apunta hacia una dirección conocida y todas las direcciones leídas se refieren a esta dirección conocida.

A diferencia de los instrumentos magnéticos de registro, los giroscópicos leen la verdadera dirección y no es afectados por las irregularidades magnéticas que pueda ocasionar el revestimiento u otros metales ferrosos.

Registro durante la perforación (Measurement While Drilling)(MWD)

Dado que se usan motores de fondo para corregir la dirección de un pozo o cuando se necesitan ajustes mayores de dirección, la medición de la desviación durante la perforación puede suministrar oportunamente la inclinación y la dirección del pozo.

La tubería de perforación se sostiene estacionaria, luego se sabe la profundidad medida de la herramienta. Se hace actuar la herramienta por medio de cambios en la presión de lodo conectando y desconectando las bombas, y así los valores del registro pueden ser tomados en superficie.

Esto es mucho más rápido que detener la operación y correr un registro sencillo en un cable y puede hacerse a intervalos regulares, en general cada vez que se ha perforado una conexión.

6.2.2 *Valores de los registros*

La mayoría de la información direccional se deriva de dos simples mediciones.

Azimut	La dirección del pozo a la profundidad dada del registro, en grados (de 0 a 359) En sentido horario, a partir del Norte verdadero.
Inclinación	También conocida como el ángulo de desviación, expresada en grados es el ángulo al cual el pozo está desviado de la vertical a la profundidad dada.

Usando los valores obtenidos en el registro azimut e inclinación junto con la profundidad medida de la tubería (del registro del listado de tubería), es posible determinar la profundidad vertical verdadera, el ángulo de levantamiento, la severidad de la pata de perro y la distancia a la vertical. Para información sobre estos términos, consulte la sección de Terminología.

Severidad de la pata de perro (Dogleg severity): Considera el ángulo promedio del pozo, la inclinación y la variación direccional sobre una longitud dada. Generalmente se expresa en grados cada 100 pies. (deg/100 ft).

Siendo el resultado de la inclinación más el cambio direccional, la severidad de la pata de perro se incrementa, para un cambio direccional dado, cuando se incrementa la inclinación. Para evitar patas de perro muy severas, es recomendable alterar la inclinación y la dirección independientemente la una de la otra dentro de lo posible.

6.2.3 *Métodos de cálculo de desviación.*

Existen dos métodos, *radio de curvatura* y *curvatura mínima*, que son aceptados como los más precisos y son los más usados en toda la industria.

Ambos asumen que una curva suave, o arco, se produce entre los puntos sucesivos donde se ha tomado el registro y ambos requieren el uso de una computadora para ser aplicados eficientemente en el pozo.

Radio de Curvatura

El método del *radio de curvatura* asume que la trayectoria del pozo entre puntos sucesivos donde se ha tomado registro es un segmento esférico.

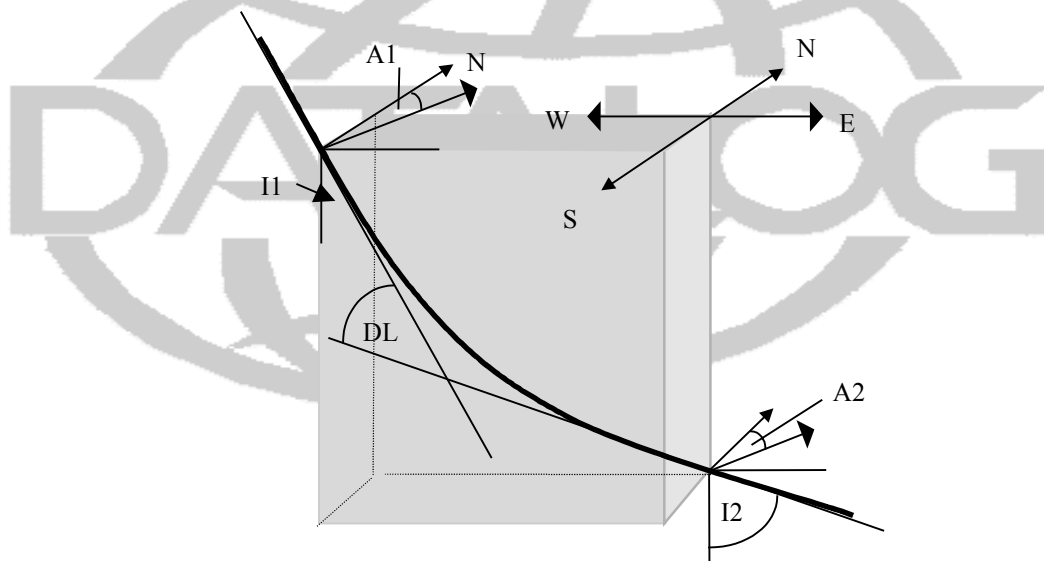
La dimensión exacta de la esfera es determinada por los vectores direccionales, en los puntos donde se ha tomado registro, y la distancia entre los mismos.

Este método, al igual que el método de la curvatura mínima, está sujeto a errores entre mayor sea la distancia entre puntos y si hay ocurrencia de patas de perro entre los puntos. Sin embargo, el grado de error, para ambos métodos, es mucho menor que el de otros métodos como el *tangencial* o el *tangencial balanceado*.

Curvatura Mínima

Para un intervalo dado, el método de *curvatura mínima* toma los valores de inclinación (I) y de dirección (A) para los puntos entre un intervalo dado. A partir de estos puntos, este método produce un arco de curvatura mínima para determinar la trayectoria entre dichos puntos.

El arco circular se define por un factor (RF) determinado por el valor de la pata de perro (DL) y es el resultado de minimizar la curvatura total dentro de las limitantes impuestas por los puntos donde se ha tomado registro.



$$RF = (360/(\pi DL)) * (1 - \cos DL) / \sin DL$$

$$\Delta TVD = (\Delta MD/2) (\cos I1 + \cos I2) * RF$$

$$\Delta North = (\Delta MD/2) (\sin A1 + \sin A2) * RF$$

$$\Delta Este = (\Delta MD/2) (\sin I1 \sin A1 + \sin I2 \sin A2) * RF$$

6.2.4 Terminología de la perforación direccional.

Ángulo de levantamiento: Es el ángulo del cambio de inclinación, expresado en grados sobre una distancia dada (por ejemplo: 2°/100 pies).
(*Build angle*)

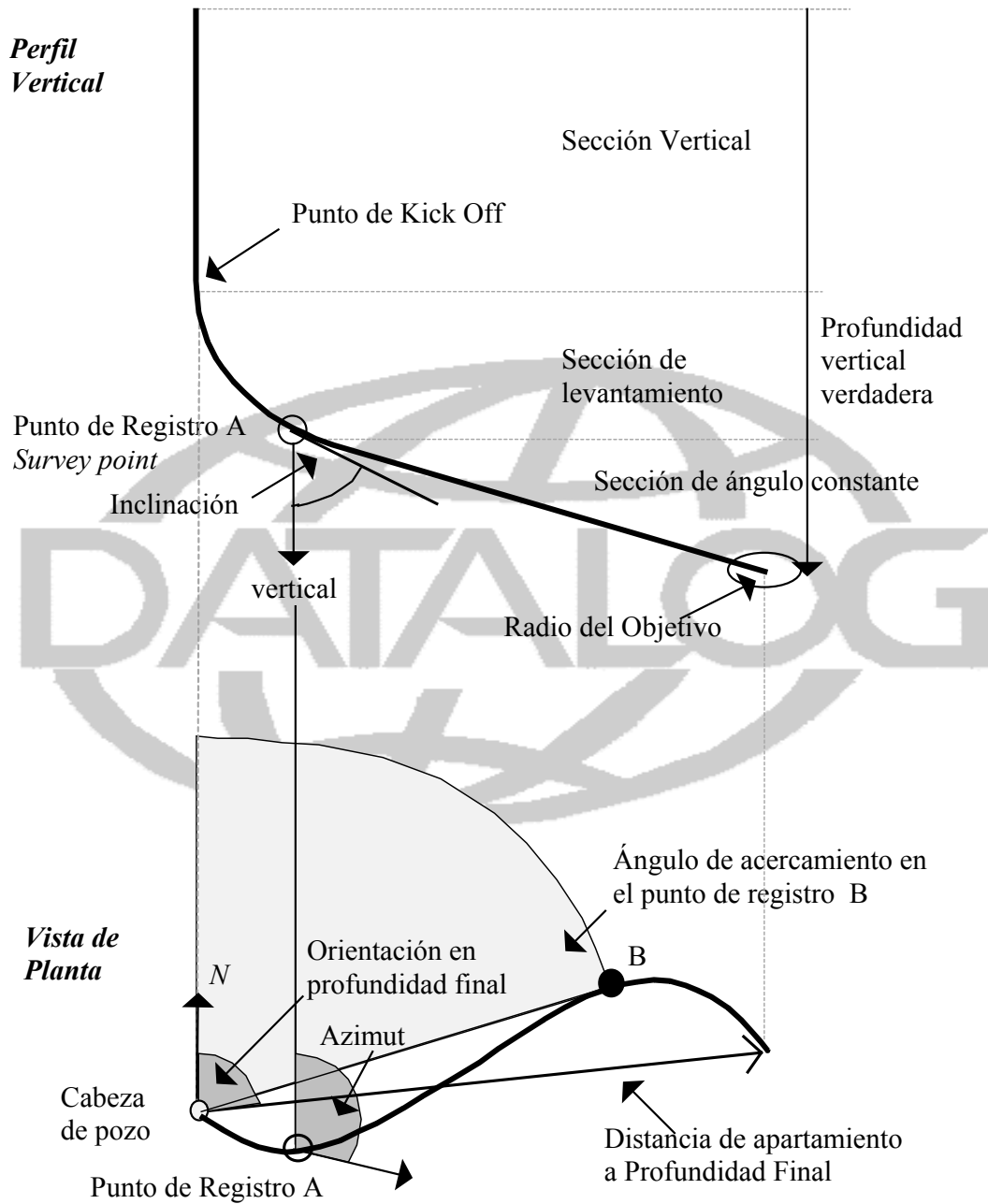
Azimut	La dirección del pozo a la profundidad del registro, expresada en grados (0°-359°) medidos en dirección horaria a partir del Norte verdadero.
Ubicación del fondo de pozo: (<i>Bottom hole Location</i>)	Es la profundidad vertical verdadera y el valor de acercamiento (<i>Closure</i>) a Profundidad total.
Sección de levantamiento: (<i>Build Section</i>)	Es el intervalo donde se hace el ángulo deseado para el pozo.
Acercamiento (<i>Closure</i>)	Es la distancia horizontal más la dirección hasta un punto específico del pozo (por ejemplo: 3000 ft N60°E). Nótese que es igual al valor de apartamiento en el fondo del pozo..
Sección de ángulo constante: (<i>Constant Angle Section</i>)	Es el intervalo donde se mantiene constante el ángulo deseado para el pozo
Curso (<i>Course Length</i>)	Es la distancia medida entre dos puntos registrados sucesivos.
Declinación:	La diferencia entre el norte verdadero y el Norte magnético.
Apartamiento (<i>Departure</i>)	La distancia horizontal que se ha desviado el pozo de la vertical.
Severidad de la pata de perro (Dogleg Severity)	Considera el ángulo promedio del pozo, la inclinación y la variación direccional sobre una longitud dada. Generalmente se expresa en grados cada 100 pies. (deg/100 ft).
Orientación: (<i>Drift Direction</i>)	Es la dirección del pozo, relativa al punto de referencia respecto al Norte.
Inclinación	Es el ángulo, en grados, al cual el pzo se desvía de la vertical.
Punto de Kick-Off; (<i>Kick Off Point</i>)	Es donde comienza el hueco desviado, donde se aparta a un nuevo rumbo.
Profundidad medida: (<i>Measured Depth</i>)	Es la longitud del pozo medida a lo largo de su trayectoria.
Monel	Es una aleación de níquel que contiene cobre, hierro, manganeso, silicio y carbono, comúnmente usada en Drillcollars no magnéticos. (non magnetic drill collars)(NMDC).
Objetivo (<i>Target</i>)	El punto donde se planea penetrar la formación productiva.
Profundidad total (<i>Total Depth</i>)	La máxima profundidad definitiva alcanzada por el pozo.

Profundidad Vertical verdadera ; La profundidad del pozo medida perpendicularmente desde la superficie donde está la cabeza del pozo. En los pozos direccionales la profundidad vertical verdadera siempre será menor que la profundidad medida.

Cabeza del pozo: El punto normal de referencia para el apartamiento y la dirección.
(*Wellhead*)



Esquema de la Terminología de Perforación Direccional



6.3 Técnicas de Perforación

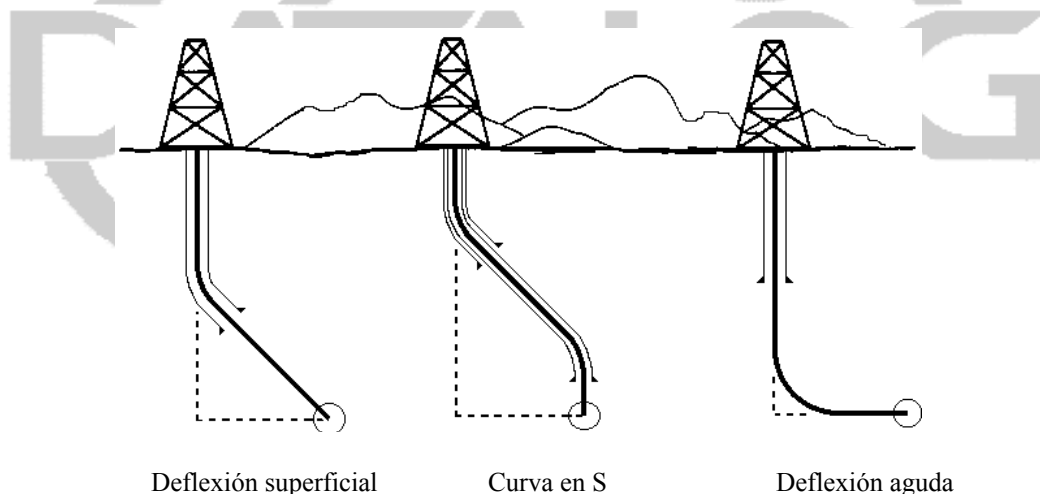
6.3.1 Perfiles de pozos.

Existen tres perfiles principales que pueden ser previstos para la trayectoria de un pozo. Note que en caso de corrección de curso, podría haber muchas variaciones del perfil previsto.

Perfil de deflexión Superficial (Shallow Deflection Profile)

El perfil de deflexión superficial está caracterizado por una deflexión superficial inicial. Cuando se logran la inclinación y el azimut deseados, se reviste el pozo para proteger la sección de levantamiento. Se mantiene el ángulo del pozo con el fin de llegar al objetivo.

Este perfil es usado principalmente para perforación a profundidad moderada donde no se necesita revestimiento intermedio. También se usa para perforar pozos más profundos que requieran un gran desplazamiento lateral. La mayoría de pozos direccionales se planean con este perfil.



Perfil de curva en S

El *perfil de curva en S* se caracteriza también por una deflexión inicial a una profundidad superficial con un revestimiento aislando la sección de levantamiento. El ángulo de desviación se mantiene hasta que se ha perforado la mayor parte del desplazamiento lateral deseado. El ángulo del hueco se reduce o se regresa a la vertical con el fin de llegar al objetivo. Frecuentemente se sienta un revestimiento intermedio cuando se ha conseguido la reducción de ángulo necesaria.

Perfil de Deflexión aguda

El *perfil de deflexión aguda* se caracteriza por una deflexión inicial mucho más abajo del revestimiento de superficie, luego se mantiene el ángulo con el fin de llegar al objetivo.

6.3.2 Etapas de la perforación

Se consideran cuatro etapas principales en la perforación de un pozo direccional.

Kick Off Este es el punto al cual el pozo se aparta de la vertical. Esto se consigue por medio de varias técnicas de desviación como el uso de boquillas desviadoras, cucharas (*whipstocks*), motores y substitutos angulados (*bent subs*).

Sección de levantamiento Después del Kick Off, la inclinación del pozo se aumenta hasta el ángulo deseado de deflexión. Esto generalmente se consigue mediante el uso de motores y de substitutos angulados (*bent subs*).

Es muy importante que se eviten los cambios severos de ángulo y la creación de patas de perro.

Se puede obtener control adicional mediante el uso de drillcollars rígidos, el diámetro, posición y espaciamiento de estabilizadores y el control de los parámetros de perforación (WOB y RPM)

Sección de Ángulo constante: Una vez se ha conseguido el ángulo de deflexión deseado en la sección de levantamiento, se debe mantener la trayectoria para llevar el pozo al objetivo.

Se utilizan ensamblajes rígidos para perforar siguiendo la misma trayectoria, “encerrando” el curso y consiguiendo la rata de penetración óptima.

Disminución de Ángulo Esto puede requerirse si el pozo se está dirigiendo por encima del objetivo.

Se puede reducir el ángulo variando la posición de los estabilizadores (Péndulo) y la rigidez de la sarta, permitiendo al efecto del péndulo reducir el ángulo.

Reducir el peso en la broca también ayuda a reducir ángulo.

Un ensamblaje direccional, que utilice un motor, puede ser usado para correcciones finales para asegurar que se va a alcanzar exitosamente el objetivo.

6.3.3 Cucharas (Whipstocks), Motores y Técnicas

Se puede lograr un Kick-Off mediante varias técnicas diferentes:

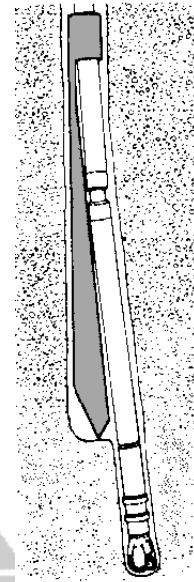
Cucharas(Whipstocks)

Este es el método más antiguo, pero actualmente reemplazado por los motores de fondo, los cuales tienen un mejor control de las patas de perro y mantienen estable el diámetro del hueco.

La cuchara removible estándar se usa para iniciar la deflexión y dirección del pozo, para pasar al lado de tapones de cemento y enderezar huecos torcidos. Consiste en una cuña invertida, cóncava en un extremo para sostener y guiar el ensamblaje previsto hacia una dirección dada. También tiene forma de cincel en la punta para evitar que gire sobre su eje y además un drillcollar para impedir que la herramienta se salga del hueco.

La cuchara de circulación (*circulating whipstock*) se corre, se instala y se perfora de igual manera que la estándar, sin embargo se evita que el fluido de perforación pase a través de la broca y se le dirige al fondo de la cuchara. Esto hace que se limpie el escalón y se circule más efectivamente los cortes fuera del pozo, asegurando la limpieza del fondo del hueco.

La cuchara revestidora permanente (*permanent-casing whipstock*) está diseñada para permanecer permanentemente en el pozo. Se usa principalmente para sobrepasar revestimiento colapsado, o basura en el pozo, o para reentrar en pozos existentes.

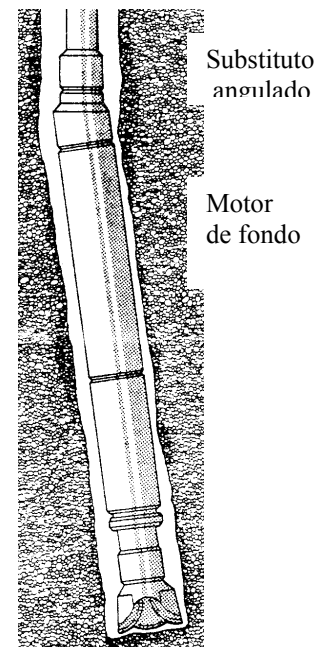


Motores de fondo (Downhole Motors) y sustitutos angulados (Bent Subs)

El motor de fondo con un sustituto angulado (*bent sub*) es la herramienta de deflexión más utilizada actualmente. Se mueve a impulso del lodo bombeado por entre la sarta de perforación para producir fuerza rotante en el fondo, eliminando así que toda la sarta tenga que girar desde la superficie. Sin que la sarta tenga que rotar, el pozo se desviará en la dirección en que se haya orientado el sustituto angulado.

La turbina es un tipo de motor de fondo. Su estator estacionario lleva el fluido de perforación al rotor interno unido sólidamente a la broca. Las turbinas son generalmente de alta velocidad y bajo torque comparables a motores de desplazamiento positivo.

Se instala una malla entre la Kelly y la tubería de perforación para evitar que material extraño llegue hasta la turbina causando daños o fallas al motor. La turbina no se debe utilizar cuando se esté adicionando material de control de pérdida al lodo, pues se taponaría la malla y / o el motor.



El *motor de desplazamiento positivo* (PDM) funciona en forma similar a la turbina pero a RPM inferior para un volumen dado de lodo, y actualmente es el más usado. Su rotor es movido y girado por la presión de la columna de lodo el cual transmite la fuerza rotacional a la broca. Se pueden usar motores de desplazamiento positivo aunque se esté agregando al lodo material de control de pérdida.

El *substituto angulado* se usa para proporcionar una deflexión constante a la broca. Es un dispositivo cilíndrico corto instalado entre el drillcollar más inferior y el motor de fondo. El sustituto angulado hidráulico puede ser ajustado para perforación recta, o bien para perforación direccional, para que la broca siga la orientación dada al sustituto en un arco suave y continuo.

La rotación generada por los motores está determinada por la rata de circulación presente. Por ejemplo si se hace una vuelta cada ocho litros de fluido que pasen por el motor, una rata de flujo de $1.6 \text{ m}^3/\text{min}$. (1600 litros) producirá unas RPM de 200.

Rotando y Deslizando (Sliding)

Se puede usar una combinación de deslizamiento (Rotación solamente con el motor de fondo) y rotación (Rotación adicional suministrada desde superficie) para deflectar el pozo.

Cuando se está deslizándose, es decir con rotación debida únicamente al motor de fondo, las ratas de penetración son menores, incrementando el costo. Si la dirección del pozo es la deseada se puede añadir rotación desde superficie, suministrando así mayores ratas de penetración. Esta rotación añadida desde superficie contribuye a reducir el ángulo de levantamiento.

Mediante Boquilla Desviadora (Jetting)

Este método de desviación es efectivo para pozos en formaciones blandas, se dispone de un ensamblaje adecuado con una broca con una boquilla especial para deflexión y se le orienta en la dirección deseada.

Generalmente, se tapan o se reducen en tamaño considerablemente todas las boquillas menos una. Circulando el fluido de perforación, al salir de la broca, se dirigirá preferencialmente en una dirección. Aplicando peso a la broca y una rata de circulación alta, el líquido expulsado a través del jet mayor o abierto erosionará un lado de la pared del pozo y en tal forma el pozo se desviará de la vertical.

Un problema asociado a este procedimiento es la creación de patas de perro. Esto se deberá determinar antes de continuar perforando, y remover las patas de perro más severas por medio de rimado.

6.4 Perforación Horizontal

Hay varias razones para perforar horizontalmente a través de un reservorio, principalmente debido a las características de la formación y con el fin de maximizar la producción de un pozo.

- La producción de formaciones muy delgadas, la cual es muy poco económica en pozos verticales. Un pozo horizontal tendrá un área de contacto mayor con el reservorio, así incrementando el *índice de productividad*. (*productivity index*).
- Producción de reservorios donde la permeabilidad vertical excede la permeabilidad horizontal.
- Proporciona mayor información sobre el reservorio y sobre la formación.
- Llega a zonas aisladas en reservorios irregulares.
- Penetra fracturas verticales.
- Incrementa la producción en reservorios de baja presión o baja permeabilidad.
- Limita la contaminación por fluidos no deseados al mantener el pozo dentro de la zona de aceite, sobre el contacto agua / aceite.
- Retarda la aparición de gas o agua pues un pozo horizontal crea un menor gradiente de presión al estar produciendo.
- Reduce el número de pozos necesarios para explotar un reservorio. Varios pozos horizontales pueden ser perforados desde un solo pozo vertical, En vez de un gran número de pozos verticales necesarios para explotar adecuadamente la misma área del reservorio.

6.4.1 Clasificación

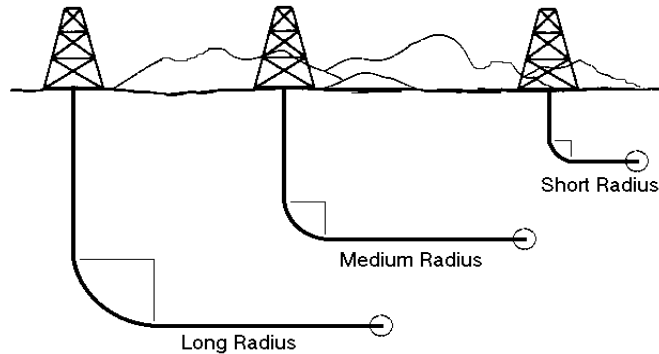
Se han dado varias definiciones para determinar que se clasifica como un pozo horizontal y como se describe su perfil.

Aquí distinguiremos como un pozo horizontal cuando tiene una inclinación mayor a 86° con respecto a la horizontal, en comparación con un pozo altamente desviado que es de más de 80° .

Los pozos horizontales también pueden estar caracterizados por la rata de levantamiento en la sección de levantamiento, la cual es la longitud resultante de la sección de levantamiento (La distancia horizontal en la cual el pozo es llevado de la trayectoria vertical a la horizontal), o bien según la longitud de la sección horizontal (alcance).

Sin embargo a medida que avanzan la tecnología y la experiencia en perforación horizontal, estas categorías tienden a cambiar en relativamente cortos períodos de tiempo.

El siguiente diagrama nos ilustra el concepto de pozos de radios corto, medio y largo.



Obviamente puede apreciarse que los pozos de radio corto consiguen la trayectoria horizontal en una distancia mucho menor y generalmente se usan cuando el operador tiene limitaciones en cuanto al área dentro de la cual debe limitarse. Un valor típico puede ser un radio de menos de 60 pies (18 m), producido por una tasa de levantamiento de 1° - 4° por pié. Se utilizan juntas con unión escualizable para lograr este tipo de levantamiento, sin embargo, entre más severo sea el levantamiento, más corta será la sección horizontal.

Los pozos de radio medio (con ratas de levantamiento de 8° - 20° /100 pies, es decir con radios entre 100 a 200 m) deben ser llevados a cabo con motores de fondo pues tienen la limitación de que la sarta no puede ser rotada con seguridad a través de la sección de levantamiento.

Los pozos de radio largo se hacen cuando se requiere una sección horizontal larga, y el operador tiene la distancia suficiente (entre el objetivo y la cabeza del pozo) para poder levantar cómodamente el ángulo. Se utilizan sarts direccionables y alternativamente con rotación desde superficie para poder hacer correcciones de curso y mejorar la tasa de penetración. Estos pozos de radio largo pueden tener ratas de levantamiento tan pequeñas como 1° /100 pies, y hoy por hoy, se pueden tener alcances de varios kilómetros.

6.4.2 Consideraciones en la perforación Horizontal

Efecto del Radio

Los pozos con radio corto y mediano obviamente requieren un desplazamiento horizontal más corto y por lo tanto son perforados más rápidamente que los pozos de radio largo, sin embargo dada su incapacidad de rotar la sarta sin exceder los límites de resistencia mecánica de la tubería, restringe la capacidad del perfil del pozo y tiene un impacto mayor en el diseño de la sarta de fondo, en las propiedades del lodo y en la hidráulica.

Diseño de sarta de perforación invertida (reversed drill string).

Las principales consideraciones son:

- Transmitir peso a la broca.
- Reducir torque y arrastre.
- No exceder los límites de esfuerzo mecánico que puedan hacer fallar la tubería.

Los Drillcollars que se sitúan encima de la broca sólo son una desventaja en secciones horizontales pues no añaden peso a la broca sino que incrementan el torque y el arrastre, entonces se les sitúa en la sección vertical del pozo, donde pueden incrementar el peso y reducir el torque y el arrastre.

La tubería de Heavy-Weight-Drill-Pipe (HWDP) se utiliza para la sección de levantamiento del pozo, pues puede soportar las fuerzas de compresión y las cargas axiales que doblarían la tubería convencional.

Por la misma razón, se utiliza la tubería de HWDP para secciones horizontales cortas pues está diseñada para soportar cargas de compresión y puede transferir pesos altos a la broca.

La tubería de perforación puede resistir fuerzas compresionales moderadas en la sección horizontal y puede transmitir peso a la broca sin doblarse (lo cual sencillamente no sería posible en un pozo vertical). Esto es debido a la fuerza gravitatoria, la cual empuja la tubería contra el lado inferior de la pared del pozo, suministrando soporte y estabilidad. Al mismo tiempo, disminuirá el torque y el arrastre que producen los drillcollars.

En esencia, este perfil *invertido* de la sarta maximiza el peso en la sección vertical, y minimiza el peso en la sección horizontal, así reduciendo el torque y el arrastre y poder seguir transmitiendo peso a la broca.

Fatiga en la tubería de Perforación

Las solicitaciones de torque y arrastre en la tubería durante la perforación horizontal son mayores que cuando se perfora un pozo vertical. Algunos de los factores a considerar son:

- Mayores pesos al levantar (Pick-Up Weight).
- Mayores Cargas torsionales.
- Altas fuerzas tensionales en la sección de levantamiento.
- Rotación fuera de fondo de forma que los HWDP en la sección de levantamiento estén en tensión y no en compresión.
- Severidad de las patas de perro.

Limpieza de hueco

En las secciones horizontales los cortes de la perforación tienden naturalmente a caer a la cara inferior del pozo, formando acumulaciones que restringen el movimiento de tubería, aumentando el arrastre, lo cual puede llevar a una pega de tubería.

Varias precauciones se toman con el fin de evitar esto:

Velocidades anulares altas, que produzcan flujo turbulento en la sección horizontal (Las bombas del taladro deben ser capaces de suministrar altas ratas de flujo que permitan esto)

Eficiente equipo de superficie que mantenga al mínimo el contenido de sólidos en el lodo.

Un umbral de geles alto pero un bajo punto de cedencia (yield point).

Circular exhaustivamente antes de sacar tubería.

Uso de Top Drives

Para la perforación de pozos horizontales el uso de top drives proporciona muchas ventajas sobre los sistemas convencionales de Kelly.

Entre las principales ventajas se destacan:

- Mayor capacidad de levantamiento.
- La capacidad de rotar cuando se está viajando, reduciendo carga y facilitando las maniobras.
- La capacidad de circular cuando se está sacando tubería, mejorando la limpieza del hueco.
- La capacidad de rimar en ambas direcciones.

Revestimiento y Cementación

Las principales consideraciones con respecto al revestimiento y a la cementación son:

- Se reducen las posibilidades para rotar y reciprocarse el revestimiento.
- Las patas de perro severas y arrastre alto pueden impedir que se baje un revestimiento.
- Se necesita una centralización efectiva del revestimiento para lograr una buena adherencia anular y para evitar canalización del cemento.
- Se corre el riesgo de mal desplazamiento del lodo, lo cual podría contaminar el cemento.

Consideraciones respecto a la Formación

Durante la perforación horizontal las principales consideraciones respecto a la formación son:

- El efecto adverso en la dirección del pozo (Si causa desviación no deseada) causada por diferentes perforabilidades, buzamientos, etcétera.
- La estabilidad del hueco en formaciones frágiles e inconsolidadas que puedan caer dentro del hueco.

- Las Shales reactivas pueden causar problemas significativos en pozos horizontales (Las prácticas convencionales para tratar estos problemas como lodos de alta densidad, lodo con valores de filtrado bajo, lodos base aceite, uso de Top Drive, sirven para minimizar este problema)
- El buzamiento de la formación y su resistencia pueden hacer variar la trayectoria del pozo.

Evaluación de la Formación

En la perforación horizontal, las principales consideraciones con respecto a la evaluación de la formación son:

- El uso de MWD (en tal forma sólo habrá Drillcollars no magnéticos en la sección horizontal) y LWD.
- Las herramientas de registro eléctrico, llevadas con cable, normalmente no pueden recorrer la sección horizontal, deberán ser llevadas con tubería. Esto es que se conectan dentro de la tubería con el cable saliendo por una ventana en la tubería. La sarta se baja hasta el fondo del pozo con las herramientas conectadas con su cable, y el pozo podrá ser registrado a medida que se saca la tubería.

Comportamiento del Gas /Control del pozo

En la perforación horizontal, las principales consideraciones con respecto al comportamiento del gas y al control del pozo son:

- No habrá expansión del gas hasta que la burbuja entre a la sección vertical. Por la tanto la expansión y la patada de pozo resultante desplazando lodo en la superficie pueden ocurrir intempestivamente.
- Los inlfujos de gas migrarán y se acumularán en las partes más altas de la sección horizontal (Crestas y excavaciones), las cuales requerirán altas velocidades anulares para ser desplazadas, y bajas ratas de bombeo cuando el gas llega a la sección vertical y comienza a expandirse viéndose el desplazamiento del lodo en superficie.



7. PROBLEMAS EN LA PERFORACIÓN

7.1 Problemas en la formación y estabilidad del Pozo

7.1.1 *Fracturas*

Aunque las fracturas ocurren en todas las formaciones, ellas son más comunes en formaciones más duras y consolidadas, así como alrededor de zonas falladas y otras áreas sujetas a fuerzas naturales.

El ancho de las Fracturas va desde tamaños microscópicos hasta más de 1/8 de pulgada (3 mm), pudiendo ser ordenadas o no. Las formaciones más antiguas, profundas y duras tienden a estar más fracturadas que las superficiales, blandas y nuevas.

Problemas Asociados

Pérdida de Circulación

La pérdida de circulación en formaciones normalmente presurizadas bajo el nivel del revestimiento de superficie puede ser ocasionada por fracturas naturales en formaciones con una presión subnormal de poro. Si a medida que avanza la perforación, no hay retorno de fluido o de cortes, es muy probable que se esté perdiendo en una zona fracturada.

Derrumbes, Incremento en el volumen de cortes.

Las partículas de una formación fracturada tienen la tendencia de caer al fondo del pozo, incrementando el volumen de cortes. El volumen y el tamaño de las partículas que caen al pozo dependen del tamaño del hueco, inclinación del pozo, ángulo de buzamiento y extensión de la fractura. En general pueden reconocerse porque son mayores que los cortes de perforación. El material de *Llenado de Hueco (hole Fill)* (Cortes de perforación que se acumulan en el fondo del pozo), se pueden ver después de las conexiones.

Rotación restringida, tubería en pega.

Cuando el pozo se llena con un volumen excesivo de cortes, la rotación puede llegar a estar restringida o incluso imposible: la tubería se puede quedar pegada, impidiendo rotación y bloqueando la circulación. (pack-off)

Hueco Agrandado, velocidad anular disminuida, limpieza de hueco.

Perforar a través de formaciones fracturadas e inestables invariablemente resulta en hueco de diámetro agrandado, lo cual causa velocidad anular reducida y requiere limpieza adicional de hueco.

Ojos de llave, escalones (Ledges) y desviación.

Las formaciones fracturadas pueden crear escalones (ledges) y dependiendo de la inclinación del hueco y la desviación también la formación de ojos de llave. Esto puede ocasionar problemas de alto arrastre y alto peso de levantamiento (pick-up Weight) y pega de tubería.

Torque Errático

Los derrumbes fracturados que caen dentro del pozo actúan contra la rotación de la sarta de perforación, lo cual implica torque más alto y errático. En casos extremos, la rotación puede detenerse completamente por el alto torque, presentándose el peligro de que la tubería se tuerza permanentemente (twist off) o se rompa.

Perforando Formaciones Fracturadas

Control de la Rata de Penetración

La rata de penetración debe ser controlada cuando se perforan formaciones fracturadas para minimizar el material derrumbado.

Movimiento de tubería y Limpieza de hueco

De la misma manera, debe permitirse el tiempo adecuado de circulación para que la limpieza de cortes sea completa. Es importante bombear píldoras (sweeps) de lodo con propiedades óptimas de limpieza para mantener el pozo limpio. También ayuda un cuidadoso rimado durante los viajes a través de la zona fracturada.

Incremento de la densidad de Lodo.

Una torta de lodo de calidad puede ser suficiente para dar el soporte necesario a algunas zonas fracturadas, pero en zonas altamente fracturadas donde se encuentra derrumbamiento alto y continuo, puede ser efectivo el incremento del peso del lodo para sostener la pared y estabilizar la formación fracturada.

Evitar Presiones de Surgencia

Las presiones de surgencia pueden crear o incrementar fracturamiento. Entonces es importante tener velocidades de movimiento de tubería a baja velocidad cuando el ensamblaje de fondo pasa a través de una zona fracturada, y comenzar y detener suavemente el bombeo en dicha zona.

Protección de la pared con Cemento

Generalmente, las zonas fracturadas se estabilizan después de un período de tiempo. Si después de tomar todas las medidas citadas anteriormente, el pozo sigue sin estabilizarse, el recurso final es el uso de cemento. Al depositar cemento se puede sellar y estabilizar la formación de cemento, impidiendo problemas adicionales.

7.1.2 *Shales*

Shales Reactivos

El hinchamiento (absorción de filtrado) es una tendencia típica de *shales* superficiales y recientes.

A medida que se hinchan los *shales*, estos se separan en pequeñas partículas que caen dentro del pozo (es decir con el colapso parcial o total de las paredes del pozo) y causa situaciones de hueco apretado, con arrastre incrementado al hacer conexiones, con pegas de tubería y la formación de escalones (ledges).

Es de gran ayuda seleccionar el fluido de perforación apropiado para minimizar el hinchamiento y la reactividad de los shales. Los inhibidores del lodo (tales como caliza y sal) y lodos en base aceite son los fluidos de perforación más efectivos para controlar el hinchamiento.

Si se logra incrementar la tasa de perforación, es posible perforar una sección de shales sensibles y completar las operaciones antes que ocurra el hinchamiento y derrumbe. Sin embargo, perforar a través de un intervalo grande, sin Buena limpieza de hueco, puede resultar en severos problemas de inestabilidad del pozo.

Las secciones de hueco apretado causadas por shales hinchables, deben ser rimadas y limpiadas. Dependiendo de la sensibilidad de los shales, puede ser necesario rimar y limpiar más de una vez a medida que la perforación avanza. Con el fin de evitar pegas, es necesario trabajar con rimado y circulación antes de continuar más profundo en la sección problemática de shales.

Si hay más secciones de shales sensitivos, se necesitarán viajes de limpieza adicionales para asegurarse que el hueco no se esté cerrando alrededor de la sarta de perforación.

Si persisten los problemas con los shales, puede ser necesario revestir el hueco para evitar su pérdida. La práctica estandarizada es acondicionar el pozo, sacar tubería, correr registros eléctricos, bajar nuevamente la broca al fondo del pozo para una viaje de limpieza, asegurándose que el pozo queda acondicionado para permitir que se baje el revestimiento.

Shales Sobrepresionadas

Los shales sobre-presionados tienen una presión de poro superior a la normal para la profundidad a la que ocurren.

Aunque hay varios mecanismos que pueden llevar a esto, en general es el resultado de una compactación y deshidratación incompletas cuando los fluidos son forzados a salir de la formación por efecto de la sobre-carga a medida que los depósitos de shale se van sedimentando bajo nuevas capas.

Los shales entonces retienen una gran cantidad de fluido de formación. El mayor volumen de fluido soportará parte del peso de la sobrecarga, normalmente soportado por la matriz de la roca, lo cual resulta en una mayor presión de poro. Si esta presión excede la presión hidrostática del lodo, el fluido tratará de escapar de dentro del shale, lo cual será impedido por

la impermeabilidad del shale, haciendo que se fracture la roca en fragmentos derrumbados que caen dentro del pozo.

Los shales derrumbados estarán llenando el fondo del pozo después de viajes y conexiones.

Aparecen problemas de hueco apretado, debido a la presión ejercida por el shale y por los derrumbes que caen encima y alrededor de la sarta de perforación, lo cual ocasiona incremento en el torque sobre la rotación mientras se está perforando y se evidenciará una mayor sobre-tensión (over pull) para levantar la tubería para las maniobras y conexiones.

A medida que el shale se fractura y se rompe, se libera gas. Un incremento en el nivel de gas, la presencia de gas de conexión o corte de gas en el lodo puede ser entonces una indicación de shales sobre-presionados y la necesidad de un incremento en el peso del lodo.

Incrementar el peso del lodo es el método más efectivo para controlar secciones de shales sobre-presionados e incompletamente compactados.

Nota: consulte el manual de Datalog ANALISIS DE PRESIONES ANORMALES (ABNORMAL PRESSURE ANALYSIS) para mayor información en la ocurrencia, causas y detección de shales sobre-presionados.

7.1.3 Formaciones en Superficie

La perforación de formaciones superficiales puede resultar en diferentes problemas y en diversas consideraciones operacionales. Estas formaciones superficiales en general son sueltas e in-consolidadas, por lo tanto altamente susceptibles al derrumbe y al colapso. En formaciones de conglomerados la grava, los guijos y guijarros presentan fuertes obstáculos contra la perforación y frecuentemente pueden deflectar la broca creando problemas de desviación.

Aún sin estos problemas asociados, el gran tamaño de los huecos de superficie resulta en un gran volumen de cortes, lo cual requiere de una hidráulica muy eficiente para levantar y sacar estos fuera del pozo.

Como se mencionó previamente, los shales a profundidad superficial, especialmente en cuencas marinas, son muy dadas al hinchamiento, creando problemas adicionales.

Las formaciones superficiales que contengan gas también son un peligro en la perforación. Cuando aparece gas presionado en superficie hay muy poco tiempo disponible para reaccionar antes que el gas aparezca en superficie. Con patadas de pozo de origen más profundo hay algún tiempo en que se alcanza a ver el incremento de volumen en los tanques y en el flujo de salida lo cual permite cerrar el pozo oportunamente y controlar la patada.

En pozos superficiales, se usan generalmente lodos livianos en base agua, los que muy poco balance pueden aportar contra una aparición de gas presionado que se expansiona y aparece súbitamente en superficie. Esta situación requiere de una extrema vigilancia de los personales de perforación y de Mudlogging para evitar situaciones muy peligrosas.

Los reservorios donde se encuentra agua dulce, presentan un problema de clase diferente. Con acuíferos sobre-presionados, tenemos el problema de las patadas de pozo. Sin embargo los reservorios pueden también estar sub-presionados y presentar el problema asociado de pérdida de circulación. Igualmente importante es el hecho que estos acuíferos pueden ser del

suministro de agua para una comunidad particular y debe evitarse a toda costa la contaminación con las operaciones de perforación. Para evitar que el lodo invada un acuífero este debe ser revestido prontamente para su protección de operaciones de perforación subsecuentes.

7.1.4 Secciones Salinas

Si se usa un lodo incorrecto para perforar secciones salinas (por ejemplo, lodo en agua dulce), la sal se disolverá en el lodo, lo cual resultará en secciones desgastadas donde se pueden acumular cortes y causar problemas de limpieza en el pozo. Por lo tanto siempre debe usarse un lodo saturado de sal o un lodo base aceite para perforar secciones salinas.

La sal puede ser muy plástica o movable (comportarse como un fluido) y hacer que se levante la presión contra la pared del pozo y contra la sarta de perforación, lo cual puede resultar en pegas y daños de tubería. Para prevenir estos problemas, es importante trabajar la tubería regularmente y circular frecuentemente cuando se perforan secciones salinas. Un peso alto de lodo puede ayudar a sostener en su sitio la sal, pero si se llega a tener una pega total un recurso es circular al sitio con agua dulce, con el fin de disolver la sal y liberar la tubería.

7.1.4 Capas de carbón

Las capas de carbón generalmente están fracturadas. Como consecuencia el derrumbamiento y sus problemas asociados se hallan presentes en estos casos. Los procedimientos para perforar una capa de carbón son los mismos que para perforar una formación fracturada. (por ejemplo, mantenimiento de limpieza de hueco)

7.1.6 Formaciones de Anhidrita / Yeso

El yeso y especialmente la anhidrita presentan un grave reto para el ingeniero de lodos.

Estos elementos incrementan la viscosidad y los valores de gel del lodo. Esto altera las propiedades de flujo y la hidráulica del lodo, llevando a mayores presiones de circulación de suaveo (swab) y surgencia (surge) además crea el problema de manejo del lodo pues se empaqueta alrededor del equipo de superficie.

7.2 Pérdida de Circulación

La pérdida de circulación, es decir la pérdida de fluido hacia la formación, es uno de los problemas más críticos que se pueden encontrar durante la perforación convencional.

Una pérdida parcial de lodo a la formación no tiene necesariamente consecuencias inmediatas que impidan continuar con la perforación. Sin embargo las consecuencias pueden ser más severas si la rata de pérdidas aumenta o si se pierde completamente la circulación.

- Una pérdida en la cabeza hidrostática puede hacer que entren al pozo fluidos provenientes de otras formaciones (reventón subterráneo).
- Daño a la formación (pérdida a la permeabilidad por los sólidos del lodo y quizás cortes se depositen, lo cual no sólo impediría tomar unos buenos registros, sino también dañar el potencial productor de la zona de interés).
- El incremento en los costos por la pérdida de lodo el cual debe ser reemplazado con sus componentes.
- Problemas asociados de perforación.

7.2.1 Ocurrencias

Hay varias situaciones, de ocurrencia natural o bien inducidas por la perforación que pueden llevar a una pérdida de circulación:

- Arenas superficiales frágiles e inconsolidadas.
- Formaciones cavernosas o fracturadas naturalmente.
- Reservorios depletados o formaciones presionadas sub-normalmente, donde la densidad del lodo supera a la de formación.
- Formaciones que se han debilitado o fracturado por operaciones de perforación incorrectas (Excesiva densidad del lodo, excesiva presión de circulación, presiones de surgencia o incrementos de presión al bajar tubería o al cerrar el pozo).

7.2.2 Detección

Una alerta por una zona de pérdida puede ser dada por un aumento en la rata de perforación, esto puede ser debido que la formación encontrada es frágil, inconsolidada, cavernosa o extremadamente porosa.

Las fracturas pueden ser detectadas por un incremento súbito en la rata de penetración acompañada por torque alto y errático.

La pérdida de circulación inicialmente será detectada por una reducción de flujo de lodo hacia la superficie, acompañada de una pérdida de presión. Si la situación continúa o empeora, el nivel del lodo en el tanque de succión bajará a medida que se pierde el lodo. En una situación aún más severa, habrá una total ausencia de retornos del pozo.

7.2.3 Problemas

En el peor de los casos es cuando se pierde fluido a la formación, cae la altura de la columna de lodo dentro del anular y se reduce en consecuencia la presión hidrostática. Esta caída de presión hidrostática puede permitir que entren al pozo fluidos de otras formaciones.(es decir una patada)

En este caso, el pozo está fluyendo a una profundidad y perdiendo en otra. Los fluidos de formación pueden fluir entre los dos intervalos, resultando en un reventón subterráneo. Este flujo incontrolable de fluidos bajo la superficie, es una situación muy crítica y muy difícil de resolver.

Otras consecuencias pueden ser:

Daño a la formación

- Incremento en los costos como resultado del tiempo que lleve resolver los problemas y el costo del lodo perdido.
- Cambio en las propiedades del lodo, y cambios en las ratas de flujo para controlar la pérdida de circulación pueden reducir la eficiencia en la perforación, al gastar tiempo e incrementando el costo.
- Pega diferencial de tubería en la zona de pérdida o por encima de ella, debido a la ausencia de lodo en el anular.

7.2.4 Prevención

La primera medida de prevención de una pérdida de circulación es evitar ser la causa de un fracturamiento de la formación.

The first prevention is to avoid being the cause of the lost circulation as a result of fracturing a formation.

Con este fin se llevan a cabo pruebas de escape (*leak-off test*)(*LOT*) y de integridad de la formación (*formation integrity test*)(*FIT*) debajo de cada zapata de revestimiento con el fin de determinar la presión de fractura antes de proseguir con la perforación en una nueva sección. Esta parte de la formación se estima que es la más frágil en dicha sección, pues es la que está más cerca de la superficie. Sin embargo es posible encontrar formaciones aún más frágiles.

Ya sabiendo la presión de fractura, el máximo peso del lodo y la presión de cierre para controlar una patada de pozo (sin fracturar la formación) pueden ser calculadas fácilmente. Estos valores no deben ser superados cuando se perfore la siguiente sección de pozo.

Si se encuentran formaciones con presión de fluido que pueda requerir un peso de lodo superior para poder ser balanceada, el pozo generalmente deberá ser revestido antes de encontrar la zona con sobre-presión. Así se puede proteger la formación más superficial y permitirá que se usen mayores pesos de lodo en las secciones más profundas del pozo. A partir de esto se puede decir que la rutina de control es mediante el peso adecuado del lodo.

Los procedimientos durante las maniobras de viaje, principalmente controlar la velocidad de movimiento de la tubería, deben ser seguidos con el fin de evitar excesivas presiones de surgencia.

7.2.5 Soluciones

Si ocurre una pérdida de circulación, se pueden adoptar ciertos procedimientos para minimizar y eventualmente hasta evitar futuras pérdidas:

- Reducir el peso del lodo (pero manteniendo el balance con las otras formaciones).
- Reducir la rata de circulación (esto reduce la densidad equivalente de circulación, pero debe existir una velocidad anular suficiente para arrastrar los cortes y mantener limpio el hueco)
- Incrementar la viscosidad del lodo (un lodo más viscoso reduce la rata de pérdida).

Estos parámetros, o la combinación de ellos pueden ser alterada sólo dentro de ciertos límites. Si estas modificaciones no detienen, o reducen suficientemente, la pérdida de circulación, puede añadirse al lodo material de control de pérdidas (*Lost Circulation Material*)(LCM) que es fibra de madera, cáscaras de nueces, cáscaras de semilla de algodón, de arroz, conchas marinas, celofán o asfalto.

Este material es bombeado en *píldoras*, pues el LCM no sólo hace más espeso el lodo sino que tiende a taponar las fracturas que estén causando la pérdida del lodo.

Si ninguno de estos procedimientos funciona suficientemente, un recurso final es el de bombear cemento en la zona fracturada. Se espera que esto selle la formación, evitando más pérdidas de circulación y se pueda continuar la perforación.

Durante la prevención de la pérdida de circulación, la prioridad suma es la de evitar que se pierda cabeza hidrostática dentro del pozo, lo cual podría resultar en un reventón subterráneo. Si esto ocurriese, se bombearía agua dentro del anular con el fin de mantener un nivel suficiente.

7.3 Patadas y Reventones (Kicks y Blowouts)

Una patada (kick) de pozo es un influjo de formación dentro del pozo que puede ser controlado en superficie. Para que esto ocurra, se deben cumplir dos criterios:

- La presión de formación debe exceder la presión anular o la hidrostática. Los fluidos siempre fluirán en la dirección de la presión menor.
- La formación debe ser permeable con el fin de que los fluidos puedan pasar de un sitio a otro.

Un reventón (blowout) sucede cuando no se puede controlar en superficie el flujo de fluidos de formación.

Un reventón subterráneo ocurre cuando hay un flujo incontrolable entre dos formaciones. En otras palabras, una formación esta pateando y al mismo tiempo en otra se está perdiendo circulación.

7.3.1 Causas de Patadas (Kicks)

- **No mantener el hueco lleno cuando se esté sacando tubería.**

Cuando se saca tubería fuera del pozo, se debe bombear lodo dentro del pozo para reemplazar el acero que se ha sacado, de otra manera el nivel de lodo dentro del pozo descenderá llevando a una reducción de la cabeza hidrostática. Mantener el pozo lleno es sumamente crítico especialmente cuando se sacan los drillcollars, debido a su gran volumen de acero.

- **Reducir la presión anular por suaveo. (Swabbing)**

Las fuerzas friccionales que ocurren como consecuencia del movimiento del lodo, reducen la presión anular. Esto es más crítico al principio del viaje cuando este está bien balanceado pero las presiones de suaveo son mayores.

- **Pérdida de circulación**

Si se pierde fluido de perforación hacia la formación, esto puede llevar a una caída del nivel de lodo y reducir la presión hidrostática.

- **Rata de penetración excesiva cuando se perfora a través de arenas gaseosas.**

Si se permite que entre mucho gas en el espacio anular, especialmente cuando suba y se esté expandiendo, esto causará una reducción en la presión anular.

- **Formaciones sub-presionadas.**

Pueden estar sujetas a fractura y pérdida de circulación, lo cual puede resultar en la pérdida de cabeza hidrostática en el anular.

- **Formaciones sobre-presionadas.**

Obviamente, si una presión de formación supera la presión anular, puede haber una patada de pozo.

7.3.2 *Señales de alerta para una patada de pozo*

Antes de que ocurra efectivamente una patada o un influjo al pozo, se presentan signos e indicaciones que pueden dar alarmas de posibles condiciones que tal evento pueda ocurrir.

Zonas de pérdida de circulación Pueden resultar grandes presiones de surgencia debido a signos de fractura y pérdidas de circulación .

Las formaciones frágiles y fracturadas pueden ser identificadas por altas ROP y torque alto y errático.

Retornos de lodo inferiores a lo normal, que pueden ser identificados por una reducción en le flujo de lodo y en el nivel de los tanques, indicando pérdidas de fluido hacia la formación.

Zonas de Transición Incremento en la rata de perforación y decrecimiento en la tendencia del el exponente de perforación

Niveles de gas incrementándose.

Aparición de gas de conexión.

Indicaciones de inestabilidad de hueco. Hueco apretado, torque alto y errático, arrastre y sobre-tensión.

Incremento en la temperatura del lodo.

Incremento en el volumen de cortes, derrumbes, y / o disminución de la densidad de los shales.

Cuerpos sellados con sobrepresión Se manifiestan con cambios súbitos en la rata de penetración que provienen de la diferencial de presión y una más alta porosidad.

7.3.3 *Indicaciones de Patadas durante la Perforación*

Las siguientes indicaciones de flujo están listadas en el orden típico en que se hacen presentes o mesurables en superficie.

- **Presión de bomba decreciendo gradualmente.**

También puede verse asociada con un aumento en la rata de bombeo.

La caída en la presión de bomba es el directo resultado de la densidad más baja de los fluidos que estén entrando al pozo, reduciendo la cabeza hidrostática. La caída de presión será más significativa a medida que ocurre la expansión del gas aportado. La caída de presión puede ser suave y gradual al principio, pero entre más tiempo pase sin que la patada sea detectada, más exponencial será la caída de presión.

- **Incremento en el flujo de lodo que proviene del anular seguido de.....**
- **Un incremento asociado en los niveles en los tanques.**

A medida que los fluidos de formación entran en el pozo, un volumen equivalente de lodo necesariamente será desplazado en superficie. Esto se añade al volumen circulado, en tal forma que puede detectarse un aumento en la rata de flujo.

En caso de que el influjo sea en gas, el desplazamiento de lodo se incrementará dramáticamente a medida que se efectúa la expansión.

A medida que el influjo continúa.....

- **Variaciones en el peso sobre el gancho (Hookload) y sobre el peso en la broca (WOB)**

Aunque no es ciertamente un indicador primario, estas indicaciones se pueden detectar a medida que se afecta el efecto de boyancia sobre la sarta.

Si el influjo llega a la superficie.....

- **Lodo Contaminado, especialmente corte de gas .**

Densidad de lodo reducida.

Cambio en contenido de cloruros (generalmente un incremento)

Detección de Gas.

Indicaciones de presión, como derrumbes e incremento en la temperatura del lodo a la salida.

7.3.4 *Indicadores de patada durante maniobras o viajes.*

- **Llenado de hueco insuficiente**

Cuando se está sacando tubería, y el pozo no está recibiendo el volumen de lodo igual para compensar la cantidad de tubería que se ha sacado, es muy probable que el fluido de una patada o *kick* haya entrado al hueco, o que se haya perdido lodo en la formación.

- **Un viaje húmedo (“wet trip”)**

Cuando hay presión e influjo debajo de la sarta, se impide que el lodo salga naturalmente por entre las boquillas de la broca, derramándose lodo cuando se abre la conexión.

- **Suaveo (Swabbing)**

El suaveo excesivo puede ser identificado a través de un cambio en el volumen en el tanque de viaje cuando se esté sacando tubería. Se puede apreciar inicialmente que el volumen en el tanque de viaje se aumenta antes de volver a caer para llenar el espacio dejado por la tubería al ser sacada. .

- **Ganancia de volumen en los tanques.**

Un aumento constante en el tanque de viaje muestra claramente que está ocurriendo una patada de pozo.

- **Flujo de Lodo**

Similarmente, el lodo fluyendo en superficie indica un influjo abajo en el pozo.

El flujo puede provenir de fluidos succionados hacia dentro del pozo que están migrando hacia adentro y expandiéndose en el anular. Esto en sí mismo puede ser suficiente para reducir la presión hidrostática dentro del pozo y permitir que el influjo tenga lugar.

- **Hueco lleno de cortes en el fondo.**

Un llenado excesivo del hueco en el fondo, después de una maniobra, puede evidenciar derrumbes porque el pozo esté inestable o sobre-presionado.

- **Broca perforada.**

Una broca perforada es más una alarma que un indicador de que el hueco está apretado, de diámetro reducido a causa de la sobre-presión.

Deben tomarse todas las precauciones (por ejemplo, monitorear el pozo antes de sacar, minimizar el suaveo, chequear el flujo) para evitar una patada durante las maniobras.

- El control de pozo es más difícil si la broca está fuera del pozo o por encima de la zona de influjo.
- El pozo no se puede cerrar (ni para tubería ni por el anular) si los drillcollars están pasando por la BOP.

7.3.5 *Chequeos de flujo*

Un chequeo de flujo, para determinar si el pozo está estático o fluyendo se realiza en alguna de estas dos maneras:

- Mirando personalmente dentro del hueco a través de la cabeza del pozo y determinar visualmente si el pozo está fluyendo. (Este método es mejor para verificar si se está perdiendo lodo dentro del hueco)
- Conectando la cabeza del pozo al tanque de viaje, y verificando el nivel por si hay cambios.

Estos chequeos se realizan en las siguientes situaciones:

Cambios significativos en la rata de perforación.

Cualquier indicativo de patada, especialmente cambios en el flujo de lodo.

Antes de bombear una píldora viscosa, antes de sacar tubería.

Después de que se han sacado las primeras paradas, para verificar que el suaveo no ha inducido flujo.

Cuando la broca está en la zapata del revestimiento.

Antes de sacar los drillcollars a través de la BOP.

Monitoreo constante del tanque de viaje aunque el pozo no tenga tubería dentro.

Si el pozo está fluyendo, el pozo debe cerrarse.

Nota: Para mayor información sobre detección de patadas de pozo y control de pozo, consulte el manual de Datalog *BLOWOUT PREVENTION AND WELL CONTROL* (Prevención de Reventones y Control de Pozo).

7.4 Pega de tubería.

El término *hueco apretado* se aplica en situaciones cuando el movimiento de la sarta, sea de rotación o bien vertical, se ve restringido por eventos o fuerzas en el hueco. En general se reconoce esta situación porque el torque se aumenta y se torna errático, se incrementa la carga en el gancho necesaria para levantar la tubería, o se incrementa el peso en la broca o el arrastre cuando se baja la tubería.

Cuando no se puede levantar la tubería, se dice que la tubería se ha pegado. Dependiendo del mecanismo en particular con que haya ocurrida la pega, que puede suceder que tampoco se pueda bajar, rotar, ni circular por dentro de la tubería.

Las causas de pega de tubería pueden ser clasificadas en forma general bajo tres mecanismos principales.

- Empaquetamiento(Pack-off) o puenteo (bridge)
- Pega diferencial.
- Geometría de pozo.

7.4.1 *Empaquetamiento(Pack-off) o puenteo (bridge)*

El *empaquetamiento* ocurre cuando partículas pequeñas de formación caen dentro del pozo, asentándose y llenando el anular alrededor de la sarta de perforación. Ocurre generalmente alrededor de drillcollars de diámetro grande o herramientas de diámetro cercano al del pozo, como los estabilizadores. De esta forma el anular resulta empaquetado, pegando la tubería.

El término *puenteo (bridge)* en general se reserva para material de gran tamaño que cae dentro del hueco y queda trabado entre la sarta y la pared del pozo, pegando la tubería.

Existen varias causas potenciales para la pega de tubería por empaquetamiento o puenteo.

Derrumbe o Hinchamiento de Shales Reactivos o Sobre-Presionados.

Los shales sensibles al agua, se hinchan, se rompen y caen dentro del pozo. Esto puede prevenirse mediante el uso de lodos inhibidos que minimicen la reacción, o con lodos base aceite que no contengan agua.

Si esto está ocurriendo, puede detectarse por un incremento en la viscosidad del lodo, incremento en el torque y en el arrastre, la presencia de arcillas aglomeradas o *gumbo*, la presencia de cortes hidratados o hinchados, y presiones elevadas al romper circulación.

Los shales sobrepresionados se fracturan y caen dentro del pozo. Esto puede evitarse incrementando la densidad del lodo para balancear la presión de formación. Debe registrarse la presencia de volúmenes altos de derrumbes y los cambios de dirección en la tendencia de la presión de formación.

Los esfuerzos mecánicos, debido a cargas tectónicas y / o a la orientación del pozo, también pueden conducir a fracturamiento y posterior derrumbe de los shales.

Formaciones Fracturadas o Inconsolidadas

Formaciones fracturadas como calizas o carbón, zonas falladas, son naturalmente frágiles y al ser perforadas colapsarán dentro del hueco. Puede haber indicaciones de que se ha entrado en una zona fracturada al detectarse ratas altas de penetración y torque alto y errático.

El fracturamiento puede estabilizarse con el tiempo, pero para controlar el problema se requiere que haya buena limpieza de hueco, rimado cuidadoso y que se eviten presiones altas.

Las formaciones Inconsolidadas, como sedimentos y arena suelta, pueden caer dentro del pozo, empacándolo puenteando la sarta de perforación.

Asentamiento o acumulaciones de cortes.

Cuando se detiene la circulación, los cortes pueden asentarse alrededor de herramientas como los estabilizadores. Si hay asentamiento excesivo puede haber empaquetamiento si no se remueven efectivamente los cortes pues puede haber una combinación de una gran cantidad de cortes, velocidad anular insuficiente y reología pobre incapaz de sostener los cortes.

En pozos desviados, los cortes pueden asentarse en el lado inferior del pozo, formando una acumulación de cortes. Esta acumulación puede ser arrastrada hacia afuera del pozo por el ensamblaje de fondo u otras herramientas, o pueden caer dentro del pozo, en ambos casos presentando un peligro potencial de empaquetamiento.

Cemento o Basura

El cemento de tapones o de la zapata del revestimiento puede volverse inestable y caer dentro del pozo, empacando o puenteando la sarta de perforación.

También puede darse el caso que caigan herramientas o basura debido a descuido en la mesa de perforación, también por falla en las herramientas de fondo, lo cual también puede resultar también empacamiento o puenteo de la sarta.

Depósitos salinos Móviles

Las formaciones salinas pueden ser extremadamente móviles y se escurrirán alrededor de la sarta y dentro del pozo debido al peso de la sobre carga. Entonces puede atrapar la tubería causando la pega.

Esto ocurrirá generalmente cuando se saca tubería o después de períodos extendidos de tiempo con la sarta fuera del pozo. El movimiento no debe ser lo suficientemente rápido para que ocurra durante la perforación, pero ha sucedido en algunos casos.

La minimización y prevención se hace usando un sistema de lodo y una densidad de lodo que evite el cerramiento por medio de viajes de limpieza o rimado frecuentes que mantengan la condición del pozo.

7.4.2 Pega Diferencial

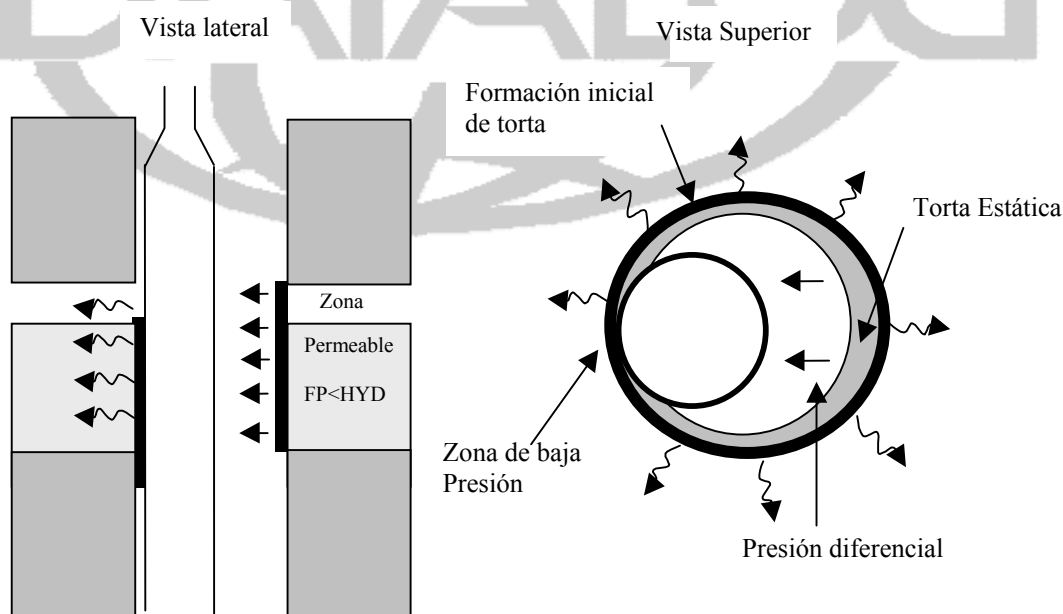
La pega diferencial puede ocurrir cuando se perfora una formación permeable, con presión de formación menor que la hidrostática.

Una torta de lodo se forma naturalmente contra la pared del pozo. Un filtrado alto del lodo permitirá que se forme rápidamente una torta muy gruesa.

Cuando hay contacto de la sarta con la pared del pozo, la presión diferencial atraerá la tubería. Algunas circunstancias como un pozo desviado o una sarta mal diseñada o sin estabilizadores pueden hacer que esta área de contacto, y por lo tanto la fuerza total, sea mayor.

Cuando hay área de contacto y la sarta queda estacionaria (durante conexiones, toma de registro de desviación, falla de equipo, etcétera) la capa de torta puede crecer y formarse una zona de baja presión en el área de contacto de la tubería.

Esta fuerza de adherencia, además del grosor de la torta de lodo, hace que la tubería quede pegada, evitando movimiento vertical y rotación de la sarta. La circulación no se verá afectada.



En general, si no se sabe reconocer zonas permeables de baja presión, la única indicación de una zona de pega diferencial es una sobre tensión cuando se levanta tubería. Puede que haya muy pocas señales de que puede ocurrir este tipo de pega.

7.4.3 Geometría de Pozo

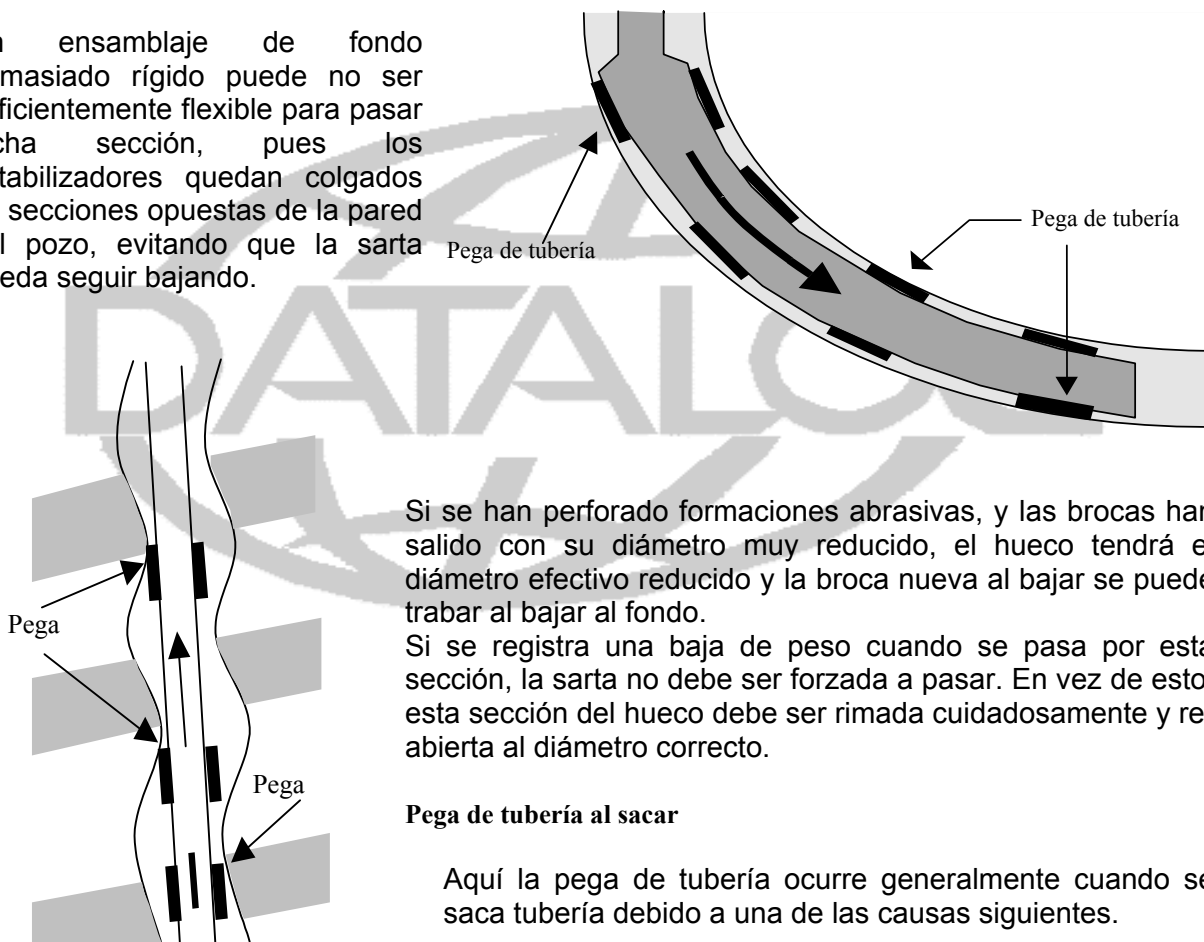
Este tipo de pega de tubería ocurre cuando existe una combinación de geometría de pozo y cambios en la dirección del mismo, además de rigidez en el ensamblaje de fondo y la posición de los estabilizadores, lo que puede evitar que la sarta pase a través de una sección del pozo.

Las áreas con problemas pueden ser identificadas por el torque errático durante la perforación, pero la pega ocurrirá cuando se esté sacando o metiendo tubería.

Pega de tubería al bajar Broca.

Después de que una sección desviada, con posibilidad de patas de perro, ha sido perforada con un ángulo específico de levantamiento, el ensamblaje de fondo en general se cambiará para continuar la trayectoria recta del pozo.

Un ensamblaje de fondo demasiado rígido puede no ser suficientemente flexible para pasar dicha sección, pues los estabilizadores quedan colgados en secciones opuestas de la pared del pozo, evitando que la sarta pueda seguir bajando.



Si se han perforado formaciones abrasivas, y las brocas han salido con su diámetro muy reducido, el hueco tendrá el diámetro efectivo reducido y la broca nueva al bajar se puede trabar al bajar al fondo.

Si se registra una baja de peso cuando se pasa por esta sección, la sarta no debe ser forzada a pasar. En vez de esto, esta sección del hueco debe ser rimada cuidadosamente y reabierto al diámetro correcto.

Pega de tubería al sacar

Aquí la pega de tubería ocurre generalmente cuando se saca tubería debido a una de las causas siguientes.

- La ocurrencia de patas de perro severas y se está usando un ensamblaje de fondo excesivamente rígido para aceptar los cambios.
- Si entre los ojos de llave que han resultado de una pata de perro se traban los drillcollars.
- Pueden producirse escalones producidos en la intercalación de formaciones duras y blandas.

- También puede haber micro patas de perro que se forman debido a los cambios de dirección cuando se han perforado intercalaciones de formaciones duras y blandas.

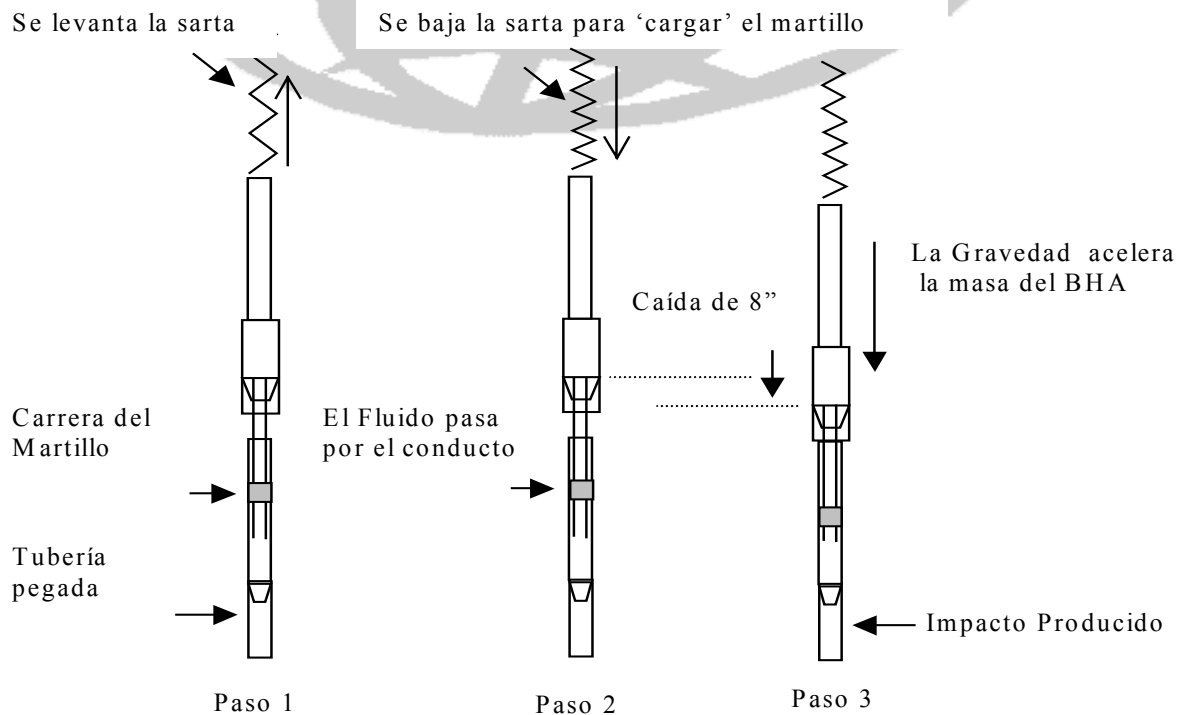
7.4.4 Martillos para perforación rotaria (Rotary Drilling Jars)

Si se ha pegado la sarta y no se ha podido liberar trabajando normalmente la tubería (moviéndola hacia arriba y hacia abajo), o bien halando la sarta sin exceder su límite de resistencia, entonces se usan los martillos para perforación rotatoria.

Estos están diseñados para proporcionar impactos muy altos a la sarta de perforación en sentido vertical, hacia arriba o hacia abajo. La dirección para la cual se active el martillo depende del movimiento que estaba realizando la tubería cuando se pegó. Un golpe hacia arriba del martillo se hace necesario si la tubería se movía hacia abajo. La mayoría de pegas ocurre cuando se está sacando la tubería, o cuando está estacionaria. Por lo tanto lo más usual es el golpe del martillo hacia abajo.

Para liberar la tubería, el martillo debe estar por encima de la pega, por lo tanto se ubica al martillo en la parte superior del ensamblaje de fondo, donde los estabilizadores y otras herramientas son más susceptibles de ocasionar una pega.

Los martillos pueden ser activados hidráulica o mecánicamente, pero ambos funcionan con el mismo principio. Este es que el martillo consiste en un tubo de diámetro mayor el cual está unido a la sarta de abajo (la que está pegada) y un mandril de diámetro inferior, unido a la tubería libre arriba, el cual puede deslizarse liberando una gran energía (aceleración y fuerza) rápidamente bien sea hacia arriba o hacia abajo.



Martillos Hidráulicos

Los **Martillos Hidráulicos** funcionan con una demora de tiempo producida por la liberación del fluido hidráulico. Cuando se extiende el mandril, el fluido hidráulico se libera lentamente a través de un pequeño orificio. Durante varios minutos la abertura continua abierta pero es restringida por la capacidad hidráulica. Entonces otro canal de fluido de diámetro grande se abre permitiendo un flujo grande y una rápida y sin restricción apertura del Jar, llamada *golpe*. Al final del golpe, normalmente de 8" para martillos de 6" de diámetro, un gran golpe es efectuado por la rápida desaceleración de la sarta sobre el Jar, la cual estaba acelerada durante el movimiento del mecanismo del Jar.

Martillos Mecánicos

Los **Martillos Mecánicos** producen el mismo tipo de golpe por efecto de aceleración / desaceleración que los hidráulicos, pero el mecanismo de disparo es dado por una pretensión característica del martillo y además no tiene demora de tiempo una vez que el mecanismo ha sido montado.

Martillo Acelerador

Un **Martillo Acelerador** puede ser ubicado por encima del Martillo de perforación, generalmente entre los tubos *Heavy-weight-drill-pipe*, con el fin de intensificar el golpe que pueda producir el martillo. Cuando se baja la tubería para montar el martillo, se comprime una carga de gas (comúnmente nitrógeno) y cuando el Martillo se dispara, la expansión del gas en el acelerador amplifica el efecto del martilleo.

El martillo acelerador ofrece la ventaja de delimitar el movimiento de los drillcollars entre el mismo y el punto de pega, y minimiza el impacto en la tubería de perforación y en el equipo de superficie al servir de amortiguador por medio de la compresión del gas.

Si con el martilleo no se puede soltar la tubería, el único recurso es soltar la parte de tubería que aún este libre (back off). Esto se consigue desenroscando la tubería en una conexión arriba del punto de pega. Este punto de pega se determina con una herramienta especializada de registros eléctricos, y luego se baja una pequeña carga explosiva a este punto para soltar la conexión.

El resto de tubería que ha quedado abajo en el pozo, debe ser pescada, molida, o se puede desviar el pozo para poder continuar perforando.

Comúnmente existen tres recursos disponibles:

- Usar ensamblajes de lavado (*washover*) para "perforar" alrededor de la tubería pegada y después pescar con ensamblaje de pesca la tubería liberada. (consulte la siguiente sección de Pesca)
- Usar brocas de moler para eliminar físicamente la parte de sarta pegada en el fondo.
- Taponar con cemento y desviar el pozo a un lado de la tubería pegada.

7.4.5 Pesca – Causas e indicaciones.

Un *pescado* es un objeto indeseable en el pozo, el cual debe ser recuperado, apartado, eliminado o molido antes de proseguir con la perforación.

El proceso de recuperación de un pescado del pozo se llama *pesca*.

Es una operación muy importante que requiere equipo especial dentro de la sarta de perforación para ser bajado dentro del hueco para que atrape y saque al pescado. Si el pescado no puede ser recuperado, será necesario cementar y desviar el pozo.

Puede haber varias causas para que ocurra un pescado:

Falla en la tubería La fatiga del metal puede causar que la tubería, los drillcollars o el revestimiento se tuerza y / o se rompa. Toda la tubería y herramientas debajo de la rotura deben ser pescada antes de poder proseguir con la perforación. El sitio donde ha fallado la tubería puede identificarse por la baja súbita en el peso de la sarta y en la presión de bombeo.

Pega de tubería La tubería, los drillcollars, o el revestimiento que se hayan pegado pueden fallar en forma imprevista debido a sobre tensión durante los intentos para liberar la pega. En otros casos, puede ser necesario soltar o romper la tubería para liberarla. Todo el equipo y tubería debajo del punto de rotura deberá ser pescado para poder continuar con la perforación.

Falla de la broca Una falla mecánica de la broca puede ocasionar que se caigan conos, dientes o rodamientos y caigan dentro del pozo. Esto puede ser identificado por la inhabilidad para perforar.

Chatarra en el Hueco Chatarra como herramientas (llaves, tuercas y tornillos) y otros objetos relativamente pequeños (como los elementos de disparo del corazonamiento de pared) que puedan caer dentro del pozo deben ser pescados antes de poder seguir perforando. Algunas veces, si la chatarra es poca, puede ser molida por la broca, aunque si puede dañar la broca debe ser sacada fuera del pozo.

Cable de registros roto Si se somete a cargas excesivas, puede romperse el cable de registros, con la pérdida consecuente de herramientas y cable, lo cual debe ser removido del pozo antes de poder continuar registrando o continuar con cualquier otra operación de perforación.

7.4.6 Equipo de pesca.

La chatarra en el pozo puede ser recuperada usando alguna de las siguientes herramientas:

Canasta para chatarra (Junk Basket)

Una canasta para chatarra se posiciona inmediatamente encima de la broca para que recoja la chatarra que pueda dañar la broca. Para que recoja la chatarra que está en el fondo del hueco, se baja la broca hasta casi el fondo, luego se conectan las bombas de lodo para que el flujo levante la chatarra, y por último, se detienen las bombas para que la chatarra caiga dentro de la canasta. Este procedimiento se repite varias veces y luego, al sacar la sarta, se determina si toda la chatarra se ha pescado.

La canasta para chatarra de circulación inversa, también se ubica sobre la broca, usa la circulación inversa para crear un vacío en forma que la chatarra vaya hacia el fondo del hueco y luego sea succionada dentro de la canasta.

Una canasta del tipo de dedos usa unos ganchos en forma de dedos que se mueven accionados por el peso al que se somete la herramienta y atrapan la chatarra dentro de la canasta.

Una canasta del tipo de núcleo, es un dispositivo que corta un núcleo alrededor del pescado. Tiene dos conjuntos de ganchos, uno para cortar el núcleo y otro para que lo sostenga mientras se saca la tubería.

Imán de pesca (Fishing Magnet)

Está diseñado para recuperar chatarra metálica. Pueden ser de imán permanente o corrido con el cable de registros. Tienen conductos por entre los que circula el lodo, y faldas para evitar que la chatarra golpee la pared del pozo al ir saliendo.

Obviamente para pescar pequeños trozos de chatarra esto es lo más adecuado, en cambio tubería y herramientas pesadas requieren diferentes procedimientos.

Bloque de Impresión

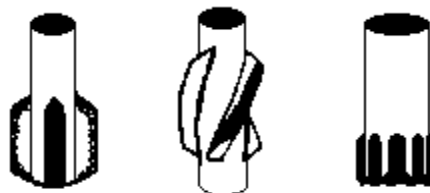
Un bloque de impresión es un bloque de plomo u otro material relativamente blando que se usa para determinar la condición de un pescado que está en el pozo.

Se baja al pozo en el extremo inferior de la sarta y después de circular para limpiar el fondo se le imprime peso sobre el pescado en forma que quede impresa una imagen del tope del pescado. Se recupera el bloque, y se examina la impresión.

Dicha impresión es una imagen que indica la posición del pescado en el hueco (si está centrado o recostado en la pared) y así se determina la herramienta a emplear para la pesca.

Herramientas para moler (Milling Tools)

Un *moedor (mill)* es una herramienta de fondo con superficies extremadamente resistentes, cortantes y duras para moler y cortar metal. Si se ha dañado el



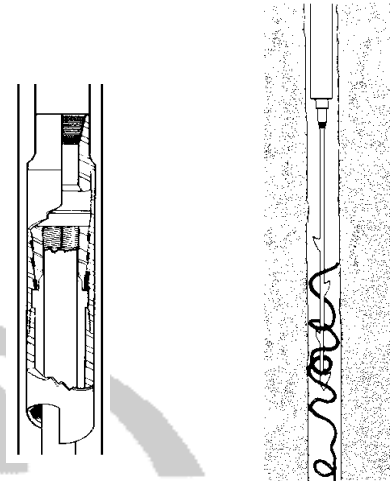
tope de un pescado, esta superficie puede ser pulida o reparada con un moedor de estos (puliendo las irregularidades) Esto asegura que la herramienta de pesca adecuada pueda asegurarse firmemente al pescado.

Las herramientas para moler también se utilizan para moler pescados que estén pegados y no puedan ser pescados por métodos convencionales. Un moedor de chatarra (*junk mill*) es un tipo específico de moedor utilizado para moler objetos grandes dentro del pozo.

Overshots

Un *overshot* es una herramienta para sujeción externa usada para recuperar tubería en el pozo, cuando hay suficiente espacio anular para sujetar el pescado.

El *overshot* se instala en el extremo inferior de la tubería y se baja al pozo hasta encima del pescado. Un dispositivo de fricción dentro del *overshot*, usualmente una canasta o una grapa en espiral sujeta firmemente la tubería para así llevarla a superficie.



Spears

Un *Spear* es una herramienta para sujeción interna usada para recuperar tubería en el pozo, cuando no hay suficiente espacio anular para sujetar el pescado con *overshot* (por ejemplo, revestimiento o drillcollars de diámetro grande caídos en huecos estrechos).

El *Spear* se conecta al extremo inferior de la sarta y se baja hasta dentro del pescado. Cuando se aplica torque y / o peso a la sarta, las uñas se expanden para sujetar firmemente la tubería por dentro. Entonces se puede sacar la herramienta y la tubería hacia la superficie.

Hay *Spear* para cable de registros, se usa para pescar cable que se haya roto y quedado dentro del pozo. Tiene uñas que se usan para sujetar el cable.

Washover Pipe

El *Washover pipe* es un tubo de diámetro amplio que tiene por objeto ser rotado alrededor de la tubería pegada. El *Washover pipe* limpia el anular de cortes y de sólidos del lodo con el fin de liberar la tubería pegada antes de la pesca.

Indicador de punto libre (Free-Point Indicator)

Si la sarta se pega cuando se está sacando tubería, el punto libre (la cantidad de tubería encima del punto de la pega) se determina con el indicador de punto libre.

El indicador de punto libre se baja al pozo con el cable de registros. Cuando se gira y se tensiona la sarta, los campos electromagnéticos de la tubería libre y la tubería pegada, que son diferentes son registrados por el indicador con un dispositivo en la superficie.

Por medio del *back-off* (desenrosque de la tubería), se puede sacar la parte de la sarta que esté libre. La parte que esté pegada, el pescado, que ha quedado en el hueco puede ser lavada o recuperada usando alguna de las varias herramientas de pesca.

Martillos (Jars) y Aceleradores

De igual forma que cuando se está perforando, los martillos de pesca se usan para proporcionar golpes fuertes contra la tubería pegada u otro pescado sujeto a un overshot con el fin de liberarlo. En un ensamblaje de pesca, el martillo va directamente sobre la herramienta de pesca.

El martillo acelerador puede ubicarse encima del martillo en una sarta de pega para intensificar el golpe. El movimiento hacia arriba comprime una carga o fluido o gas y cuando se mueve el martillo la expansión del fluido o gas en el acelerador amplifica el efecto del golpe.

Juntas de seguridad (Safety Joints) y Bumper Subs

Las juntas de seguridad son juntas con rosca de paso ancho que se instalan en algún punto predeterminado en un ensamblaje de pesca (generalmente directamente encima de la herramienta de pesca) En el caso que un pescado no se pueda sacar y que la herramienta de pesca quede sujeta a él , la junta de seguridad puede ser soltada fácilmente al rotar la sarta en sentido antihorario. Hay que recordar que ahora el pescado incluye el pescado anterior más la herramienta de pesca y la junta de seguridad.

Los *Bumper Subs* son juntas de expansión encima del ensamblaje de pesca. Si el pescado está pegado, el bumper-sub transmite un golpe seco hacia arriba o hacia abajo para soltar la herramienta de pesca y el pescado. También se puede usar cuando se perfora en formaciones con posibilidad de derrumbe o pega con el fin de poder liberar la sarta en caso de necesidad.

7.5 Vibraciones en la sarta de Perforación

Está ampliamente aceptado que las vibraciones de la sarta de perforación en el pozo pueden ocasionar desgaste prematuro y hasta fallas en la tubería y en la broca. Recientemente este concepto ha sido extendido para que abarque la relación entre ciertos tipos de vibración y ciertos tipos específicos de falla en equipo de fondo.

La detección de la vibración ha demostrado que esta está siempre presente hasta cierto punto, pero puede ser especialmente dañina en situaciones difíciles de perforación (formaciones duras, pozos con cambio severo de ángulo) y esta es una de las causas principales de falla en la broca y la sarta de perforación.

Se reconocen tres tipos principales de vibración en la sarta de perforación:

Vibración Torsional Rotación variable en la tubería, torque y RPM.

Vibración Axial Hacia arriba y hacia abajo, rebotes de la broca.

Vibración Lateral Rotación descentrada, vibración lado a lado.

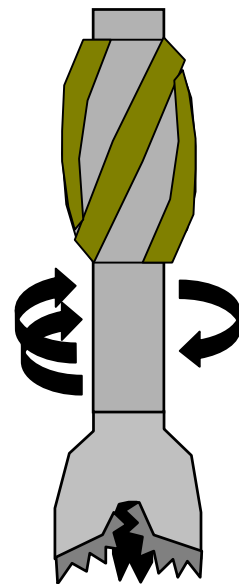
7.5.1 *Vibración Torsional*

La vibración torsional ocurre cuando se disminuye o se detiene la rotación en el fondo a causa de que la fricción de resistencia supera el torque aplicado.

El efecto principal, según puede verse en superficie, es una variación opuesta de las lecturas del torque y la rotación; en otras palabras, alto torque = baja rotación, bajo Torque = alta rotación. El significado de esta interrelación es el alternamiento de aceleración y deceleración del BHA y de la broca, con el torcimiento de la sección más flexible de la tubería de perforación.

La forma más severa de esta clase de vibración produce un efecto de "stick slip" en el BHA y en la broca. Esto significa que la broca se detiene completamente hasta que la fuerza de torsión suministrada en superficie se acumula en la sarta de perforación supera la resistencia y la fricción y puede hacer que giren la broca y el BHA. La broca gira entonces a una velocidad muy superior a la que puede verse en superficie antes de volver a girar a la velocidad normal a medida que se disipa la energía acumulada en la sarta.

Es inevitable que haya algún grado de vibración torsional cuando la sarta comienza a rotar. Cuando se está bajando el ensamblaje al fondo



El sistema de rotación, sea por Kelly o por Top Drive, genera una onda torsional que se propaga hasta la broca. Dependiendo del tiempo en que la broca toma en llegar a fondo, la distorsión torsional se reflejará desde la broca hacia arriba, la cual está siendo sometida a una aceleración estable. Estos reflejos de la distorsión torsional crean pulsos de torque a lo largo de

toda la sarta. Una vez la broca hace contacto con el fondo, la velocidad rotacional de la sarta disminuye y entonces un pulso de torque mucho más severo viaja hasta superficie, donde se puede ver un descenso en las RPM.

- Entre los problemas se destacan los siguientes:
- Daño o falla por fatiga de los elementos de corte de la broca debido a la carga variable sobre los cortadores y a las RPM variables.
- Rata de penetración reducida.
- Fatiga en las conexiones y falla prematura en la sarta, en el BHA y en las herramientas de fondo.
- Escapes y falla por cizallamiento en la tubería.
- Viajes de pesca y el reemplazo de partes de la sarta.
- Este efecto se genera fácilmente con brocas PDC, debido a que no tienen partes móviles (conos ni rodamientos)
- **Incremento en los costos!**

Las vibraciones torsionales frecuentemente están presentes en algún grado, pero aún más en los siguientes casos:

- Zonas donde es dura la perforación.
- Litologías duras y abrasivas.
- Pozos de ángulo alto o desviados.

Entre los factores que contribuyen están:

- Tipo de broca – las brocas PDC generan altos niveles de fricción para que se inicie la fase “stick”.
- Angulo de hueco – Las oscilaciones son más pronunciadas en pozos con alto ángulo.
- Peso y estabilidad del BHA – Controla el modo torsional de la sarta.
- Lubricidad del lodo – Mayor lubricidad reducirá la fricción, más difícil de “stick” redonda en más fácil de “slip”.

Una vez que se ha identificado que existe vibración torsional a través de análisis torsional en alta frecuencia, o por medio de herramientas de fondo, se aplican algunas de las siguientes acciones remediales :

- Incrementar rata de perforación, sea en superficie o en fondo (motor o turbina), hasta que se erradique la situación.
- Reducir el WOB.

Existe una velocidad crítica de rotación, en la broca, por encima de la cual la vibración torsional es mínima. Cuando se perfora con brocas PDC, esta velocidad crítica está en el rango de 150 a 220 RPM. Una velocidad muy difícil de alcanzar sin el uso de motores o turbinas de fondo.

Se recomienda intentar reducir la amplitud y la frecuencia de las oscilaciones torsionales en el “stick-slip”, primero incrementando las RPM ya que la reducción del WOB implicaría una disminución en la ROP. Ambos métodos han mostrado ser igualmente efectivos, y puede ser necesario ajustar ambos parámetros en una situación grave.

7.5.2 Vibración Axial

La vibración axial aparece durante la perforación en dos formas:

- Vibración Vertical cuando la broca está en contacto con la formación.
- Rebotes de la broca contra el fondo del pozo.

Así como las vibraciones torsionales, las vibraciones axiales se presentan durante todas las fases de la perforación. La fase de vibración axial en la sarta se produce por el impacto inicial de la broca con la formación en el fondo. La amplitud de estas vibraciones iniciales generalmente desciende hasta un valor mínimo constante a no ser que sea interrumpido por rebote de la broca o alguna otra vibración. El rebote inicial de la broca se inicia al llegar al fondo con una velocidad excesiva. Esta amplitud puede ser reducida simplemente bajando la sarta a una velocidad menor.

También puede ocurrir a consecuencia de un cambio en litología (lo cual puede elevar el impulso sobre la broca), o por un desgaste excesivo o desigual sobre la broca, o por vibración torsional y lateral.

Los incrementos en vibración axial comúnmente están acompañados de “stick-slip”, cambios repentinos en el WOB y en las RPM. Generalmente, entre más dura sea la formación, más alta será la frecuencia de vibración axial de la broca. Los impulsos enviados a través de la sarta generarán mayores amplitudes de energía de vibración axial.

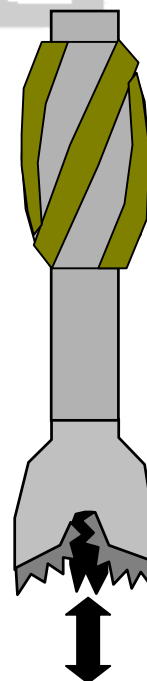
Entre los problemas están :

- Brocas que fallan o se desgastan rápidamente, fallas mecánicas en el BHA.
- Reducción en ROP
- Se inducen otros modos de vibración por impacto.

Las vibraciones Axiales son más comunes en: -

- En regiones de perforación dura
- En pozos verticales donde es más fácil la propagación de energía por la sarta.
- Cuando se perfora con brocas tricónicas, pues tienen partes móviles y menor área de contacto.

Es común que exista algún grado de vibración axial, pero puede ser un problema en un ambiente de perforación difícil como cuando hay vibración torsional.



Entre los factores que contribuyen están :

- Dureza de la litología.
- Tipo de broca (si es tricónica o PDC).
- Angulo de hueco – En los pozos desviados la sarta amortigua la vibración axial.
- Longitud del BHA.
- Viscosidad del Fluido.

Las vibraciones axiales se pueden reconocer por lo siguiente:

- WOB Errático, la amplitud se incrementa con la severidad de la vibración.
- Vibración y sacudimiento en superficie.(obvio)
- Durante los rebotes de la broca, variaciones en la presión cuando la broca gana y pierde contacto con el fondo.

Una vez identificado el problema, la acción correctiva puede ser:

- Bajar lenta y pausadamente la broca hacia el fondo.
- Reducir el WOB, ajustando las RPM.
- Usar brocas PDC, y shock subs.

El WOB debe ajustarse en primer lugar, pero esto depende del tipo de formación.

En una formación blanda como en arenisca, aumentar el WOB aunque sea en cantidad mínima, incrementará la amplitud y la frecuencia de la vibración axial. Incrementar las RPM tendrá el efecto de reducir la severidad de la vibración torsional, la cual puede ocurrir al tiempo con la axial. Esto sería efectivo si es la vibración torsional la que induce principalmente la vibración axial, muy notablemente en litologías duras.

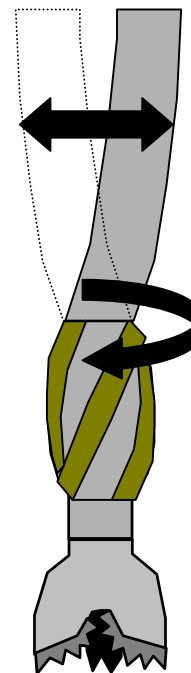
Comparando con las brocas tricónicas el uso de brocas PDC reduce la inducción de la vibración axial, pero no es tan efectivo como el uso de un shock-sub, el cual debe ser instalado directamente encima de la broca, o del motor de fondo, si lo hay.

7.5.3 *Vibración Lateral*

La rotación teórica de una sarta de perforación perfecta en un hueco vertical se conoce como movimiento simétrico axial, es decir movimiento simétrico alrededor de un eje.

La vibración lateral es contraria a esto y está definida como una rotación no central de la broca y / o el BHA, causando impactos laterales contra la pared del pozo. La rotación de la sarta genera y mantiene este movimiento.

La excentricidad resultante causa un desbalance dinámico el cual genera a su vez vibración torsional, axial y lateral. Puede tomar tres formas, cada una más severa que la anterior:



- **Vibración Rotacional de la broca (Bit Whirl)** Define la rotación excéntrica de la broca, lo cual es muy común en las brocas PDC.
- **Vibración excéntrica Rotacional del BHA (Forward BHA Whirl)** Describe la rotación excéntrica, cuyo eje gira en el mismo sentido de la sarta.(En sentido horario)
- **Vibración excéntrica Contrarotacional del BHA (Backward BHA Whirl)** Ocurre cuando la fricción contra la pared del pozo ocasiona una rotación en sentido antihorario, opuesto a la rotación de la sarta.

Cuando se trata de visualizar el mecanismo de vibración lateral, se puede hacer la analogía popular a una cuerda de saltar sostenida en posición vertical, pero esto obviamente da una impresión exagerada debido a la restricción que representa la pared del pozo.

La iniciación de la vibración lateral necesita de cargas y esfuerzos mayores de los que son necesarios para inducir vibraciones torsionales o axiales. Sin embargo se sabe que la vibración lateral es iniciada por la vibración torsional o por la vibración axial, y puede ser más destructiva que cualquiera de ellas, un hecho aún más grave por la dificultad en ser detectado.

Entre los problemas ocasionados están:

- ROP Reducida.
- Desgaste prematuro de la broca.
- Desgaste desigual en la sarta y en los estabilizadores – Además del metal erosionado que cae dentro del pozo debido al impacto contra la pared del pozo y contra el revestimiento.
- Fisuras y fallas en el BHA.
- Aumento del diámetro del pozo, inestabilidad del hueco, daños al revestimiento.
- Impactos laterales que inducen otras vibraciones.

Ocurre generalmente en las siguientes circunstancias:

- Litologías alternadas.
- Pozos verticales – Donde es más fácil estimular el movimiento circular excéntrico (Lo que es virtualmente imposible en pozos desviados por efecto de la gravedad)

Algunos factores que contribuyen son :

- Tipo de broca – Las PDC se salen más fácilmente de su centro de giro.
- Estabilidad y centralización del BHA.
- Litología de dureza alternante.
- Asentamiento inicial de la broca.

La rotación excéntrica de la broca es mucho más difícil de detectar confiablemente que las vibraciones torsional y axial, especialmente si ocurre simultáneamente con los otros tipos de vibración.

- Se puede apreciar la presencia de torque alto y errático pero la oscilaciones del torque pueden no ser tan regularmente cíclicas como el “stick-slip” torsional.

- La combinación de vibraciones axiales y torsionales pueden indicar que hay rotación excéntrica. La vibración lateral debe mostrarse como variaciones de alta frecuencia en el peso sobre el gancho al tiempo con oscilaciones del torque. El período de la vibración será menor y menos cíclico que en “stick-slip” torsional. Si se detectan estas circunstancias, es posible que haya rotación excéntrica en fondo.

Aunque es difícil de detectar, es apropiado asumir que en un pozo vertical, con mala centralización del BHA, que use una broca tipo PDC, perforando litologías alternadas y habiendo vibraciones torsionales y axiales, habrá rotación excéntrica (whirl) en la broca y / o en el BHA.

Entre las medidas para solucionar esta situación están:

- Reducir las RPM, cambiar el WOB (se incrementa para la rotación excéntrica rotacional, o se disminuye para la rotación excéntrica contrarotacional).
- Se pueden usar brocas “anti-whirl”, las cuales han sido modificadas para mejorar la estabilidad y la dirección.
- Ensamblajes de fondo (BHAs) empacados y centralizados.

Con el fin de eliminar la vibración lateral, se deben tomar medidas correctivas para reducir la vibración axial y torsional. La rotación excéntrica no parece ocurrir hasta que dichas vibraciones no aparezcan.

Nota : Para mayor información, consulte el manual de Datalog MONITOREO Y ANÁLISIS DE VIBRACION EN SUPERFICIE (SURFACE VIBRATION, MONITORING AND ANÁLISIS MANUAL)

7.6 Fisuras en la Sarta de perforación (Washouts)

7.6.1 Fisuras en la sarta de perforación (Drill String Washouts)

Una fisura o *washout* es cualquier rotura en la sarta de perforación ocasionada por la corrosión, por fatiga o por falla mecánica en dicha sarta.

Entre las causas y los factores que inciden en general están:

- Manejo incorrecto del equipo
- Patas de perro y huecos desviados
- Hacer trabajo a la tubería en compresión.
- Torque incorrecto en las conexiones.
- Gases y lodos corrosivos.
- Vibraciones o condiciones de perforación con "stick-slip"
- Torque errático.
- Altos esfuerzos mecánicos, uso de martillos (jars)

Las indicaciones más comunes son:

En las inspecciones de tubería, especialmente en pozos de alto riesgo, para identificar secciones debilitadas. La tubería se puede reemplazar antes que ocurra la falla.

Una pérdida gradual en la presión de bombeo pues el fluido de perforación escapa (cada vez en mayor cantidad!) al anular. Si no se corrige esta situación la fisura puede agrandarse y hasta fallar completamente la tubería.

7.6.2 Cavernas en el hueco (Hole Washouts)

Estas ocurren cuando el diámetro externo del anular se agranda. Es muy importante saber el diámetro real del pozo y la presencia de cavernas con el fin de calcular el volumen exacto de cemento requerido para sentar un revestimiento. Se realizan registros eléctricos de la medida del diámetro del pozo (caliper log) para determinar el diámetro exacto con su profundidad respectiva.

Las cavernas en el hueco pueden ser ocasionadas por:

- Derrumbe de formaciones frágiles e inconsolidadas.
- Shales sobrepresionados.
- Derrumbe de zonas fracturadas
- Formaciones estructuralmente frágiles o con alto buzamiento.
- Pozos desviados con fragilidad orientada.

Esta condición puede empeorar por la erosión debida a velocidades anulares altas y a flujo turbulento, abrasión causada por contenido alto de sólidos en el lodo, movimiento repetido de

la sarta ocasionando erosión física y también a causa de presiones de suaveo (swab) y surgencia (surge).

Las cavernas pueden ser determinadas exactamente por su efecto en el tiempo del *lag*. Una caverna tiene un volumen anular que necesita más bombeo para que se circule el hueco. Por lo tanto, si el tiempo de *Lag* real es mayor que el tiempo calculado, existe una caverna. Esto puede ser determinado con chequeos del *lag* real, y a partir de las respuestas del gas a los cambios de formación y a las conexiones, etcétera.

Otra manifestación de que se está haciendo una caverna es por el volumen mayor y forma de los cortes.





8. PERFORACIÓN BAJO BALANCE
(Underbalanced drilling)

8. PERFORACIÓN BAJO BALANCE

La *perforación bajo balance* (*Underbalanced drilling*) está definida como la perforación intencional de una formación cuya presión excede la presión hidrostática ejercida por la columna de lodo. El fluido de perforación puede ser lodo base agua o lodo base aceite, lodo aireado o espuma, o gas como aire, nitrógeno o metano.

Primeramente, la perforación bajo balance se usa para mejorar la ROP, elimina los riesgos potenciales de pega diferencial y pérdida de circulación., y protege las formaciones productoras. Pero en fin, la perforación bajo balance se hace para reducir el costo total de perforar un pozo y hacer producir un reservorio. Si este costo viene a ser mayor que con la perforación convencional, es de beneficio limitado.

Con la utilización del equipo adecuado, ciertos pozos pueden ser perforados bajo balance, y así proporcionarán las ventajas de costos reducidos de perforación y producción mejorada. Es imperativo que todo el equipo de seguridad funcione perfectamente y que todo el personal tome las debidas precauciones (lo que es cierto para todas las operaciones de perforación) pues las patadas de pozo (kicks) son más severas y peligrosas.

8.1 Beneficios y Limitaciones de la perforación bajo balance.

La perforación bajo balance ofrece numerosos beneficios sobre la perforación convencional los cuales proporcionan las ventajas de reducir costos y mejorar la producción. Entre estos beneficios están :

- Mejora dramática de la rata de perforación.
- Mayor capacidad para mantener un hueco vertical en formaciones duras (sin tener que reducir el WOB y las RPM, como en la perforación convencional)
- Riesgo mínimo de perder circulación.
- Se evita la pega diferencial.
- Se protege el reservorio de daño a la formación, al evitar que haya invasión de fluidos y por lo tanto evitando el taponado mecánico de los poros por shales / arcillas hidratadas.

No se puede esperar que la perforación bajo balance cambie radicalmente toda situación de pozos de baja producción o de pozos que nunca han producido. Existen limitaciones, como también circunstancias bajo las cuales nunca se debe perforar un pozo bajo balance.

- La perforación bajo balance no debe usarse cuando se perforen formaciones frágiles que puedan colapsar cuando no estén soportadas por una columna hidrostática de lodo.
- Las formaciones fracturadas o con alto buzamiento son naturalmente susceptibles al colapso si no las soporta una columna hidrostática de lodo.
- Los mantos gruesos de carbón generalmente están fracturados, y colapsan o se derrumban cuando se perforan bajo balance. Igualmente pueden producir agua, lo que afecta adversamente la perforación con aire y / o gas.

- La perforación bajo balance no debe ser usada en Shales sobrepresionados o de gran espesor, ni en depósitos salinos.
- La perforación bajo balance en zonas sobrepresionadas someras, puede ocasionar que sobrevenga un influjo súbito o muy grande de fluidos de formación lo cual podría conducir al tipo de patada de pozo más peligroso y severo.

8.2 Fluidos para perforación bajo balance

Los fluidos de perforación para la perforación bajo balance se clasifican de la siguiente forma:

- Gas (es decir, aire, gas natural, nitrógeno, otros gases)
- Gas con niebla.
- Espuma con gas.
- Agua, lodo o aceite aireados usando alguno de los gases.
- Aceite, agua, emulsiones inversas o directas (como en la perforación convencional, para aplicar una presión menor que la de formación)

8.2.1 Perforación con Gas & Aire

Ventajas y Desventajas

Desde su introducción, la perforación con gas se ha empleado para incrementar la tasa de perforación en formaciones de rocas duras. Con la introducción del martillo de aire, es ahora posible perforar un hueco vertical en roca dura en una formación con tendencia a la desviación usando una sarta pendular sencilla, equipada con un martillo y baja rotación.

Ventajas

- Máxima ROP
- Costo reducido para perforar zonas de pérdida de circulación.
- Costo reducido del fluido de perforación.
- Rendimiento mejorado del pozo.
- Sin corrosión (N₂)

Desventajas

- Formaciones con agua
- Costos (especialmente con N₂, pozos de diámetro grande)
- Pared del pozo sin soporte.
- Posibilidad de incendio dentro del pozo (Al usar aire)
- Mala calidad de los cortes para evaluación (muy finos e intermitentes)

Equipo

La sarta de perforación para perforar con gas es muy parecida a la de perforar con lodo. Sin embargo, la tubería de perforación debe ser lo suficientemente fuerte para resistir el peso y los choques que normalmente soportaría y absorbería el lodo de perforación. De la misma manera,

el lodo seco en el interior de la tubería puede soltarse y taponar la broca o el martillo, además la tubería puede presentar fugas cuando vuelva a ser utilizada con lodo.

Las brocas de perforación con aire se asemejan a las de perforación con lodo, y tienen un orificio abierto para minimizar la caída de presión en la broca.

Los recogemuestras están acostumbrados a tomar la muestra para que el geólogo evalúe el pozo. Sin embargo los cortes son de mala calidad para este objeto porque son muy finos (virtualmente polvo) y además no llegan a superficie distribuidos uniformemente.

Operaciones de Perforación

Las operaciones de perforación con aire o gas están clasificadas en tres categorías generales, dependiendo de la cantidad de humedad que se produzca por las formaciones:

- Con gas seco (nitrógeno o metano) se usa para formaciones que gotean (weeping) que se perforan muy rápido y no producen anillos de lodo. Para mayor información sobre anillos de lodo (mud rings) consulte la sección “Problemas en la perforación con aire o gas” ubicada más adelante.
- Con gas saturado con humedad de la bomba de niebla, la cual se expande después de la broca y lleva la humedad de la formación fuera del pozo en forma de gotas. Esto evita que el sistema pierda energía llevando el agua de formación a su punto de saturación.
- Con niebla ligera con una concentración de espuma mayor que la normal la cual no humedecerá excesivamente la pared del pozo, sino que ayudará a secar la humedad dentro del hueco, evitando que se formen anillos de lodo.

Problemas en la perforación

Anillos de lodo Cuando la formación se humedece por agua o por aceite, con los cortes se puede formar un “lodo”, el cual debido a una mala limpieza de hueco, se deposita contra un lado del pozo. Así tiende a formar anillos de lodo que se van agrandando y restringen la circulación de aire aumentando la presión con el riesgo de incendio dentro del pozo y pega de tubería.

Los anillos de lodo pueden removerse añadiendo detergentes al fluido de perforación.

Depósitos flotantes Con ratas altas de perforación, o con flujos bajos de gas, los cortes son llevados hasta encima de los drillcollars donde el área anular se incrementa bajando en consecuencia la velocidad anular hasta el punto que no puede seguir arrastrando los cortes. Esto forma un depósito de cortes que cae nuevamente al fondo durante las conexiones o cuando se

detiene el flujo de aire. Los depósitos flotantes también pueden ocurrir donde haya una caverna y el anular sea mayor.

Los depósitos flotantes se pueden remover incrementando brevemente la tasa de flujo antes de las conexiones, con el fin de arrastrar los cortes. Entonces en términos de cortes, el geólogo no ve nada mientras se perfora una junta, pero recibe todos los cortes a la vez cuando se incrementa la tasa de flujo, haciendo muy difícil el análisis.

Incendios Cuando se usa aire, y se perforan zonas que pueden aportar gas o aceite, puede haber posibilidad de incendios dentro del pozo o en la superficie.

Esta situación se elimina con el uso de nitrógeno o metano, pues no hay oxígeno para la combustión.

Hueco Apretado Estos problemas provienen de situaciones de anillos de lodo y de depósitos flotantes. Es importante mantener el gas circulando y continuar trabajando la tubería para minimizar esas acumulaciones.

Formaciones goteando Las formaciones de baja permeabilidad gotean fluido, lo cual a su vez lleva a que se empaquete la broca y / o a la formación de anillos de lodo. El goteo cesa cuando se acaba el fluido de las zonas adyacentes a la pared del pozo.

El nitrógeno y el metano, dado que son tan secos, son particularmente efectivos para secar una formación de este tipo.

Ojos de llave Dado que la perforación con gas se hace generalmente en rocas duras que pueden presentar buzamiento, pueden existir, aunque no es lo común, ojos de llave.

8.2.2 Niebla

Una niebla está formada por atomización de fluido en aire o en gas.

El fluido en particular, sea agua, lodo o aún aceite, depende de las condiciones y litologías locales.

Por ejemplo, las gotas de agua en suspensión pueden ocasionar la reacción, hinchamiento y desestabilización de los shales, pero el uso de agua o aceite con polímeros puede evitar esto. Sin embargo al densificarse la niebla se baja la tasa de perforación y requiere mayor volumen de aire y algunas veces mayor presión de inyección. El uso de bombas de inyección y de agentes nebulizantes se añade al costo de la perforación con niebla.

- Ventajas
- Puede perforar formaciones húmedas
 - Evita incendios dentro del pozo.

- Desventajas
- Rata de perforación menor que con aire / gas
 - Requiere mayores volumen de aire y presión de inyección.
 - La humedad permite la corrosión.
 - El agua en el pozo puede ocasionar inestabilidad en los shales.
 - No hay soporte contra la pared del pozo.

8.2.3 Espuma

Mientras que la niebla tiene partículas de líquido suspendidas en una fase continua de gas, la espuma es un fluido de dos fases: una de burbujas de gas suspendidas en una fase líquida.

La espuma se usa en general porque no se altera por los influjos de fluido de la formación y porque tiene unas excelentes características para levantar los cortes y limpiar el hueco.

La *calidad de la espuma* es un término que describe la proporción de gas respecto al fluido.

Por ejemplo, una calidad de espuma de 0.80 contiene 80 % de gas. (Por encima de 0.97 o 97 %, el fluido se llamaría una niebla)

La fase líquida de una espuma contiene un *surfactante*, un detergente espumante, que ayuda a mantener unido el fluido y evita que la fase gaseosa se separe del sistema de fluido.

- Ventajas
- Buena capacidad levantamiento de fluidos de formación como agua y aceite.
 - Excelente capacidad de arrastre de cortes y limpieza de hueco (comparada con la niebla) debido a su viscosidad, necesitando menor velocidad.
 - Necesita menos gas que una niebla aire/ gas.
- Desventajas
- Humedece la formación, aunque esto puede ser minimizado con aditivos.
 - Hay corrosión si la fase gaseosa es aire.
 - Es de difícil disposición final. (Necesita más equipo de superficie)
 - Alto costo porque la espuma no es reutilizable y debe ser constantemente generada.

8.2.4 Lodo Aireado

El término *fluido aireado* se le da a un fluido en dos fases cuya calidad de espuma es menor a 0.55, o 55 % de gas.

El lodo aireado se ha desarrollado para reducir pérdidas de circulación cuando se usan lodos convencionales, por medio de la reducción de la presión hidrostática. Sin embargo el problema más crítico con el lodo aireado son los ascensos súbitos de presión. El lodo aireado entonces es más

adecuado para perforar formaciones duras que no reaccionen inmediatamente a los cambios de presión y velocidad.

Cualquier fluido convencional de perforación, sea agua, salmuera, aceite o lodo puede ser aireado con gas, sea aire, nitrógeno o metano. De esta forma el fluido aireado mantiene los beneficios del fluido original, como la viscosidad, limpieza de hueco, torta de lodo, inhibición, etcétera, mientras reduce el potencial de una pérdida de circulación.

- | | |
|-------------|---|
| Ventajas | <ul style="list-style-type: none">• Propiedades (como densidad, torta de lodo, inhibición del lodo.)• Control de presión.• Riesgo reducido de pérdida de circulación. |
| Desventajas | <ul style="list-style-type: none">• Aumentos súbitos de presión.• Corrosión (con ciertos tipos de fluido)• Costo adicional de equipos y generación de gas. |

8.2.5 Lodo

Cualquier fluido convencional de perforación puede usarse en la perforación bajo balance, siempre que se puedan manejar los fluidos de formación sin que se destruyan sus propiedades ni sin crear situaciones incontrolables en superficie u otra contaminación inaceptable.

Los fluidos de perforación convencional, cuando la presión hidrostática es menor que la presión de formación, podrán realizar una perforación bajo balance con sus principales ventajas como son una rata mayor de perforación, un daño a la formación reducido (pues el lodo no invadirá la formación) y un riesgo mínimo de pérdida de circulación.

El término *flow drilling* se usa en perforación bajo balance, cuando las propiedades de la formación, tales como permeabilidad, permiten continuos influjos (el pozo sigue fluyendo mientras se está perforando)

- | | |
|----------|---|
| Ventajas | <ul style="list-style-type: none">• Incremento en la ROP• Menos daño a la formación• Mejor producción.• Pérdidas de circulación reducidas.• Prueba en tiempo real de la zona de producción. |
|----------|---|

Otras ventajas y desventajas realmente dependen del fluido de perforación que se esté usando. Por ejemplo, los sistemas en base aceite tienen problemas de manejo en superficie, pero ventajas como la lubricación, mínimo daño a la formación, etcétera. Los sistemas salinos son extremadamente corrosivos, pero pueden ser usados a presiones mayores que el agua dulce. Lodos en base agua no son costosos y son de fácil modificación, pero necesitan control de sólidos y separación de aceite.

8.3 Equipos y Procedimientos

8.3.1 Cabeza de Rotación

Montada sobre la BOP normal, está el dispositivo preventor de reventones para cerrar el espacio anular alrededor de la Kelly o la tubería de perforación. Así se sella el espacio anular cuando la tubería está rotando o moviéndose verticalmente. De esta manera es posible perforar aunque el pozo esté fluyendo y haya una presión en el anular que no sea contrarrestada por el fluido de perforación.

Una cabeza de rotación funciona como un *diverter* rotante. Los sellos giran con la sarta de perforación, mientras una campana (*Bowl*) controla el flujo dirigiéndolo o bien conteniéndolo.

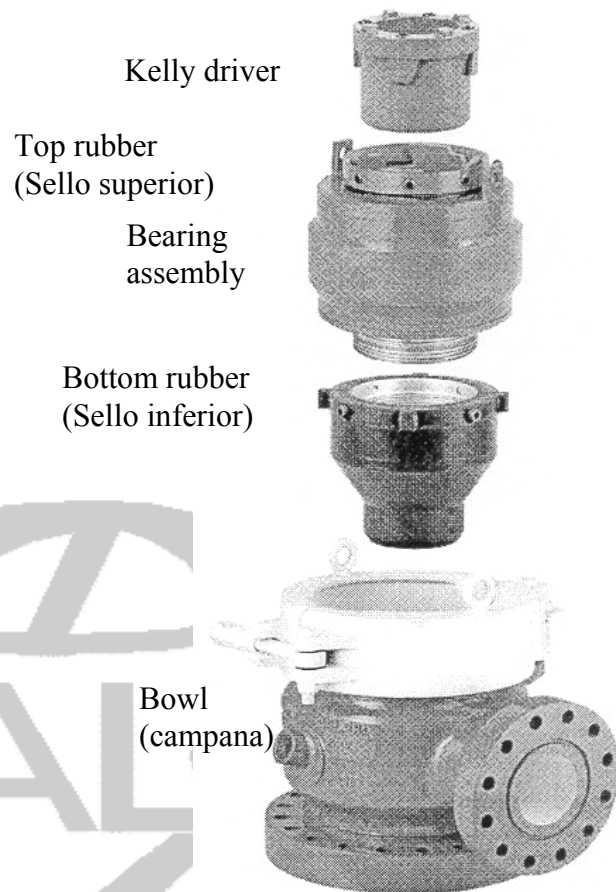
Los componentes críticos en el diseño de una cabeza de rotación son los sellos que han de ser afectados por las superficies irregulares de la sarta de perforación, y por el rodamiento por medio del cual la pista interior gira con la sarta mientras la pista externa se mantiene estacionaria con la campana. Existen dos tipos básicos de cabeza de rotación:

- Un sello autoajustante de caucho, con su diámetro interior más pequeño que el diámetro exterior de la tubería de perforación, que sella alrededor de la sarta y está montado sobre la pista interior del rodamiento. Las presiones provenientes del pozo ejercen fuerza sobre el perfil en forma de cono del sello haciéndolo apretarse aún más contra la tubería, Por esto se dice que este sello es autosellante.
- Un empaque inflable de sección esférica, inflado o actuado por presión hidráulica, que así sella alrededor de la sarta mientras la presión hidráulica sea mayor que la presión del pozo. Aunque la presión hidráulica puede ser regulada manual o automáticamente, este tipo necesita un operador presente mientras se este usando este tipo de cabeza rotante.

Las cabezas de rotación se han utilizado exitosamente por años, son pequeñas, y relativamente livianas. Son de fácil instalación en el taladro, fáciles de usar y reparar (se reemplazan fácilmente los sellos, los cauchos y los rodamientos)

8.3.2 Sistemas de Circulación cerrada y de Separación.

La perforación bajo balance en reservorios que puedan aportar H₂S han llevado al desarrollo de sistemas cerrados para evitar que escapen a la atmósfera vapores, humos o gases provenientes de la línea de flujo y los separadores de lodo y gas.



En un *sistema normal abierto*, El gas es llevado aparte en un separador y conducido a la línea de quemado (Flare line) mientras que el lodo es conducido a la zaranda.

En un *sistema cerrado*, el gas,, aceite y cortes son separados en un separador y solo el lodo es llevado a tanques abiertos convencionales. En un *sistema completamente cerrado*, el lodo es llevado a tanques cerrados y se le mantiene así hasta que sea bombeado nuevamente.

8.3.3 La Blooie Line y la Recolección de muestras

La línea *blooie*, o *blooey*, es la línea donde se toman los retornos cuando se perfora con aire, niebla o espuma. Se instala directamente bajo la cabeza de rotación. Cuando la operación utiliza aire, gas o niebla, termina en un tanque de descarga donde se descargan gases, líquidos y los cortes de perforación para su disposición final.

La *blooie line* normalmente es una línea de baja presión conectada mediante un orificio a la línea de descarga. Una presión de 150 psi (1020 Kpa) es suficiente para la línea y todos los componentes conectados.

El fluido se mueve a través de la *blooie line* a velocidades extremadamente altas porque la fase gaseosa del fluido se está expandiendo debido al cambio de presión al cruzar el orificio. Por lo tanto la *blooie line* debe mantenerse tan derecha como sea posible, y solo deben hacerse cambios de dirección por limitaciones de tamaño de la locación.

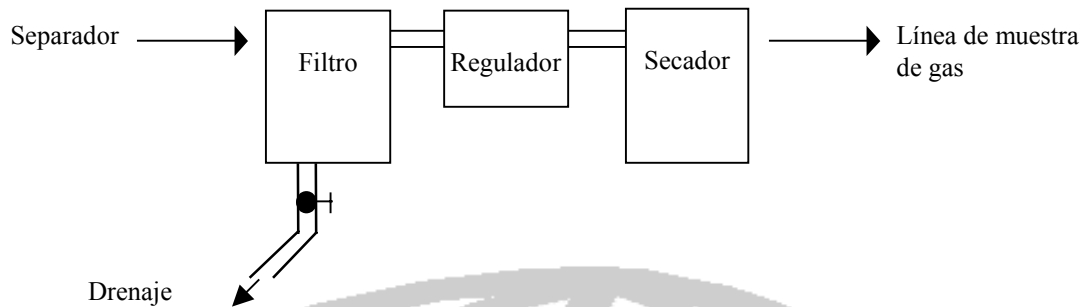


Al igual que en la perforación convencional, se deben recoger muestras de cortes de la perforación con el fin de ayudar al geólogo y / o al mudlogger en la evaluación de la formación.

Cuando se está operando con gas, niebla o aire, la recolección de muestras se lleva a cabo por medio de un niple o tubo de diámetro pequeño conectado en la parte inferior del *blooie line*. El tubo de muestreo está abierto y se extiende hasta por dentro del *blooie line*. Un ángulo de hierro dirige los cortes hasta el niple, al final del cual hay una válvula de muestreo que se puede abrir para recolectar los cortes dentro de una bolsa.

8.3.4 *Medición de Gases*

Si se está usando un separador en el sistema de tratamiento en superficie, la medición del gas es una sencilla conexión para tomar muestras de gas. El conjunto consiste en un filtro especialmente diseñado para la función, un regulador de presión (que baja la presión hasta 10 psi) una trampa de agua y con secador de muestra de gas parecido al que se usa en una trampa de gas en a perforación convencional.



Si se está tomando muestra de la blooie line, una conexión para la toma de muestras con un tubo se instala en el lado inferior en un ángulo que la aparte del flujo directo (para impedir que se llene de cortes.) A esta va conectada la línea de gas, los filtros son muy importantes para evitar que el polvo entre a los detectores de gas.

Si hay mucha agua de formación en el flujo de retorno, se puede instalar una cámara adicional para recoger y disponer finalmente del líquido.

8.4 Unidades de Tubería enrollada (Coiled Tubing)

8.4.1 *Componentes*

Cabeza de inyección La cabeza de inyección se usa para enrollar la tubería al entrar y al salir del pozo, y soporta el peso de la tubería y de las herramientas de fondo. Las cabezas de inyección más grandes en la actualidad pesan varias toneladas y pueden soportar cargas hasta de 200,000 lbs (90,000Kg)

Rollo de Tubería El rollo de tubería es una bobina, generalmente de 6 pies (1.81 m) de diámetro, usada para enrollar hasta 26,000 pies (7930 m) de tubería. Este diámetro se escoge con el fin de minimizar el diámetro de enrollado.

Cuello de ganso (Goose Neck) Esta es una guía curvada en arco que alimenta de tubería enrollada del rollo de tubería dentro de la cabeza de inyección.



BOP

Las BOP para tubería enrollada permiten que la tubería sea enrollada con presiones hasta de 10,000 psi. (68,940 Kpa) Son muy similares a la BOP convencionales, tiene rams para cerrar el pozo y rams ciegos para sostener la tubería que haya sido necesario cortar.

Hydraulic Power-Pack Consiste de un motor diesel, bombas hidráulicas, y control de presión hidráulica, con esto se mueve el carrete, el inyector, las bombas de fluido y demás equipo del taladro.

Consola de Control La consola de control contiene todos los indicadores y controles necesarios para operar y monitorear el taladro, levantar o bajar la sarta, cambiar la velocidad, controlar la presión de la cabeza de pozo, etcétera.

8.4.2 Aplicaciones de Perforación

La perforación con tubería enrollada puede ser aplicada efectivamente para re-entrar en pozos verticales para lograr mayor penetración, e igualmente en pozos horizontales y direccionales para extraer lateralmente reservas del pozo.

La tubería enrollada ofrece un método efectivo en costo para perforar pozos de observación y delineamiento de campos, dada su rápida velocidad. Debido a su diámetro pequeño, la tubería

enrollada es ideal para perforar huecos de diámetro delgado (slim – hole) y pozos de inyección.

Como la perforación bajo balance puede ser realizada en forma segura con tubería enrollada, existen varias aplicaciones donde un taladro convencional puede ser usado para perforar la mayor parte del pozo, y la tubería enrollada para perforar zonas críticas:

- Perforación de o bajo zonas de pérdida de circulación.
- Tomar núcleos de zonas productoras.
- Perforación bajo balance de zonas productoras.

8.4.3 Ventajas y Desventajas.

La utilización de tubería enrollada para la perforación de huecos delgados (slim hole) ofrece las siguientes ventajas :

- Reduce costos dado el diámetro más pequeño y las ventajas que tiene la tubería enrollada por su automatización, menor tiempo de movilización, una locación más pequeña y menor tiempo para preparar la locación.
- Reduce los tiempos de maniobras de viaje y los costos asociados pues la tubería continua elimina la necesidad de conexiones y se reducen los incidentes de pega de la tubería .
- Dado que la tubería enrollada puede bajarse y sacarse de un pozo en producción, la perforación bajo balance minimiza el daño a la formación, eleva la rata de penetración y elimina la pega diferencial.
- Simplifica las técnicas de control de pozo y ayuda a mantener buenas condiciones en el hueco debido a que permite circulación continua. (durante la perforación y las maniobras y viajes)

La perforación con tubería enrollada no dispone de todas las soluciones para los problemas de la perforación. Algunas de las desventajas son:

- La tubería enrollada no puede ser rotada, por lo tanto necesita de costosos motores de fondo y herramientas de orientación para la rotación y perforación.
- La tubería enrollada está limitada a huecos de diámetro pequeño debido a las restricciones asociadas en la capacidad del taladro con una tubería de diámetro externo mayor y muy poca capacidad de torque.
- La tubería enrollada está limitada a pozos relativamente someros debido al peso y tamaño del carrete y el trailer que lo transportaría. (opuesto a una mayor resistencia mecánica de una tubería de mayor diámetro)

- La perforación con tubería enrollada es una técnica relativamente nueva, que requiere un considerable desarrollo y experiencia de la industria antes de que la tecnología se extienda.
- Los taladros con tubería enrollada, el equipo y accesorios son costosos.
- Los taladros para tubería enrollada no pueden bajar revestimiento, y se requerirían taladros convencionales para la preparación del pozo, remover empaques de producción, etcétera.





9. ROCAS Y RESERVORIOS

9.1 Petrología Introductoria

La petrología es el estudio de las rocas respecto a su origen y a sus propiedades físicas y químicas, esta ciencia clasifica las rocas en tres categorías:

9.1.1 *Ígneas*

Las rocas ígneas provienen del enfriamiento y solidificación de magma fundido originado en el interior de la Tierra.

- Las rocas ígneas extrusivas se forman cuando el magma se enfría después de ser expulsado a la superficie del planeta en forma de lava.
- Las rocas ígneas intrusivas se forman cuando el magma no alcanza la superficie de la tierra pero se enfría dentro de la corteza terrestre.

La roca ígnea resultante dependerá de la composición química del magma y de la rata de enfriamiento.

- Las rocas extrusivas, como el basalto, se han enfriado rápidamente y por lo tanto serán de grano fino, pues las estructuras cristalinas no tienen suficiente tiempo de crecer en algún grado y son típicamente vídriosas en textura.
- Las rocas intrusivas como el granito, han enfriado mucho más lentamente en forma que la estructura cristalina es de mayor tamaño y son de textura granular.

9.1.2 *Metamórficas*

Las rocas metamórficas se han formado de la transformación de rocas existentes, sean ígneas o sedimentarias como resultado de calor y temperatura extremas, Este metamorfismo, cambia las características minerales, estructurales y de textura de la roca original.

Como ejemplos:

- Shale se altera en pizarra.
- Arenisca se altera en Cuarcita
- Caliza se altera en Mármol.

9.1.3 *Sedimentarias*

Los factores que se combinan para la formación de las rocas sedimentarias son los de erosión transporte y depositación.

La erosión de la masa terrestre existente puede ocasionarse por diversos procesos:

- Desgaste por agentes mecánicos como agua, viento, hielo y cambios de temperatura.
- Desgaste por agentes químicos por la disolución de minerales solubles en agua.

El transporte de fragmentos erosionados de roca (clásticas) y de elementos químicos disueltos puede ser efectuados por muchos agentes como el agua (corrientes, ríos, olas), viento o hielo.

La depositación ocurrirá cuando el agente de transporte no tiene más energía para llevar los fragmentos. Así:

- Los depósitos eólicos se forman cuando el viento deja caer su carga.
- Los depósitos aluviales se forman cuando los ríos dejan caer su carga (cambios de gradiente, curvas en los ríos, entrada en lagos, inundaciones)
- Los depósitos deltáicos quedan cuando los ríos se extienden en deltas o estuarios.
- Los depósitos marinos quedan cuando las partículas son llevadas a aguas más profundas.

Naturalmente, otro factor en la depositación de material es el tamaño y peso de los fragmentos. Cuando el agente transportador va perdiendo energía, los fragmentos más pesados se depositarán primero, mientras que los más pequeños y livianos se retienen por mayor tiempo y así resulta una gradación en los sedimentos.

Así como el tamaño de los fragmentos, su forma también habla de su historia de transporte. Aquellos depositados cerca de la fuente original no sólo serán de mayor tamaño, sino que tendrán la tendencia a ser más angulares y agudos. Aquellos fragmentos que han sido llevados a mayores distancias estarán sujetos a desgaste o erosión durante su transporte de tal manera que su forma tenderá a ser menor, más pulida y redondeada.

Clasificación de los Sedimentos

Los sedimentos pueden ser clasificados de acuerdo a su ambiente de depositación. A continuación se muestra un ejemplo de esta clase de clasificación:

Terrestre	Eólico
	Aluvial
Transicional	Deltaico
	Pro-Deltaico
Marine	Nerítico (somero, costero)
	Batial (ladera continental)
	Abisal (Lecho marino profundo)

Los sedimentos dentro de estos grupos pueden ser clasificados de acuerdo al origen del material:

Clásticos	Cuando los componentes que lo constituyen son fragmentos erosionados y transportados (clásticos) de rocas o minerales pre-existentes.
	Fragmentos transportados de conchas pueden también ser agrupados en esta categoría.
Precipitados químicos	Formados por la evaporación de agua superficial o por la cristalización de sales disueltas.
Orgánicos	Acumulaciones In situ de desechos orgánicos como conchas, fragmentos de esqueletos, restos de plantas.

Compactación y Cementación

Una vez que los sedimentos han sido depositados, están sujetos a quedar enterrados, compactados y frecuentemente cementados, para formar ciertos tipos de roca. Este proceso viene como resultado que más y más sedimentos se depositen encima de los ya existentes.

Cuando fueron depositados, los sedimentos contenían una gran cantidad de agua. Al ser enterrados, el peso acumulado de los sedimentos superiores (conocido como sobrecarga) compactan los sedimentos forzando fuera el agua contenida.

Este grado de compactación se incrementará con la sobrecarga, consolidando los sedimentos en lo que llamamos rocas. A medida que el agua sale al exterior, los minerales que en ella estaban disueltos, quedan atrás para unir y cementar los fragmentos clásticos, solidificando aun más las rocas. ó

Tipos de Rocas Clásticas

Están caracterizadas por el tamaño del material clástico que constituye la roca:

> 256 mm	Canto rodado	Breccia (angular) Conglomerado (redondeado)
64 - 256mm	Guijos	“
4 - 64mm	Guijarros	“
2 - 4mm	granulo	“
1/16 - 2mm	Arena	Arenisca
1/256 - 1/16mm	Limo	Limolita
< 1/256mm	Arcillas	Arcillas o Shale

Rocas de tipo Orgánico y Químico

Químico	Carbonatos	Caliza Dolomita
	Chert	
	Evaporitas	Yeso Anhidrita Sal
Orgánico	Caliza	Coquina
	Tierra de Diatomeas	
	Carbón	



9.2 Geología del Petróleo

'Petróleo' es un término aplicado a los hidrocarburos que se encuentran en la corteza terrestre, sea en forma gaseosa, líquida o sólida.

En términos de exploración petrolera, las rocas sedimentarias, especialmente las cuencas sedimentarias, contienen acumulaciones comerciales de petróleo. Esto sencillamente es debido a que las rocas sedimentarias contienen la fuente material para la generación de hidrocarburos y además las rocas sedimentarias poseen las características que se requieren para que se acumulen los hidrocarburos.

9.2.1 *Generación del Petróleo*

Aunque se acepta que el petróleo tiene un origen orgánico, existen muchas cuestiones sin resolver respecto al proceso real mediante el cual la materia orgánica se transforma en hidrocarburos.

Como primera medida se necesita determinar la fuente del material orgánico. Una vez hecho esto, se debe considerar que los desechos orgánicos se descomponen en presencia del oxígeno. Para que un material 'sobreviva' el tiempo suficiente para que se transforme en petróleo, se debe buscar que una depositación se efectúe en un ambiente anaeróbico.

En tierra, la fuente de material orgánico es vegetación muerta (de mucho mayor importancia que la vida animal) pero obviamente, en circunstancias normales, la vegetación se descompone en la atmósfera rica en oxígeno.

En ambientes sub-acuáticos como pantanos y barrizales, este material puede acumularse en cantidades suficientemente grandes que se descompongan y se preserven como turba. Sometida a presión y temperatura crecientes debido al soterramiento y a la compactación, el agua y el gas son expulsados de la turba para dejar carbón.

El gas natural, o metano, es un producto asociado a este proceso. Aunque generalmente es una fuente menor de petróleo, el carbón como fuente de metano ha sido explotado con indudable éxito en los Estados Unidos y es una actividad en creciente exploración en otras partes del mundo, incluyendo Europa y Canadá.

En el ambiente marino, las mayores fuentes de desechos orgánicos son micro-organismos como el plancton y animales (foraminíferos.) No sólo están presentes en grandes cantidades sino que son extremadamente ricos en compuestos orgánicos como proteínas y lípidos, elementos que siendo ricos en carbón y en hidrógeno, son un excelente material básico para la generación de petróleo. Cuando estos organismos mueren y caen al lecho marino, se van enterrando con material inorgánico como arcilla, limo y sedimentos arenosos.

Para que haya una posibilidad de que se genere petróleo a partir de esta fuente, ciertos criterios óptimos deben cumplirse:

Se ha evitado la oxidación diagenética temprana del material orgánico

Este puede haber sucedido por el rápido soterramiento y sedimentación o debido a un ambiente casi anaeróbico en las aguas deposicionales.

Debe haber una fuente de sedimentos inorgánicos que aseguren un rápido soterramiento y preservación de la materia orgánica.

El sedimento ideal será limolita o arcilla, pues esta proporcionara sedimentos empacados e impermeables que no permitirán el paso de aguas portadoras de oxígeno.

El sedimento debe permanecer 'in situ' suficiente tiempo para que se deposite una capa de materia orgánica de suficiente grosor.

La depositacion de sedimentos y la subsistencia resultante del depósito debe ser tal que ocurra soterramiento, compactación y diagénesis de los sedimentos.

Bajo compactación normal,, el agua contenida en los espacios porales de los sedimentos será forzada a salir, en forma tal que los sedimentos se volverán cada vez más compactos e impermeables. Esto proporcionara el sello para la fuente de material orgánico y evitar cualquier ingreso de agua portadora de oxígeno. (Nótese que el proceso de expulsión del agua, también proporciona el medio para la migración primaria como podrá verse más adelante.)

9.2.2 *Maduración del Petróleo*

Ya se ha visto que el ambiente ideal para la generación de petróleo es el rápido soterramiento de una gran cantidad de material orgánico en un ambiente de arcilla inorgánica deficiente de oxígeno.

Si el ambiente fuera totalmente anaeróbico, la descomposición bacterial produciría metano y sulfuro de hidrógeno. Sin embargo, con una cierta cantidad de oxígeno disuelto en el agua coral, la descomposición resultara en la producción de dióxido de carbono, agua e hidrocarburos livianos.

Cualquier oxígeno libre se usará en esta descomposición inicial de la materia orgánica por las bacterias que participan en el proceso. Una vez se elimine el oxígeno libre, el material orgánico restante tiene un buen potencial de ser convertido a hidrocarburos.

El mecanismo exacto de esta alteración no se entiende aun completamente, pero parece que puede ser una combinación de estos procesos:

- La descomposición bacterial continuará hasta que las bacterias no puedan sobrevivir más en las condiciones de temperatura y presión crecientes a medida que se lleva a cabo el soterramiento.
- Baja degradación térmica en las últimas etapas de la diagénesis (menor de 50 a 65°C)
- Reacciones catalíticas ocasionadas por metales o minerales en el agua de poro pueden conducir a una mayor descomposición de la materia orgánica.
- La descomposición radioactiva también se ha considerado como un factor en este proceso debido a la cantidad de energía que se libera durante la descomposición de elementos radioactivos, y también al hecho que las rocas generadoras generalmente son arcillas finas y oscuras con un contenido radioactivo extremadamente alto.

- Cuando se incrementa la temperatura (y la presión) debido al soterramiento continuo, se tiene como concepto generalizado que el proceso térmico consiste en la descomposición de la materia orgánica en hidrocarburos cada vez más pequeños. Este proceso ocurre más tarde durante el soterramiento cuando las temperaturas mayores de 50 a 65 °C conducen a la catagénesis en vez de a la diagénesis, de los sedimentos. La profundidad exacta a la que esto ocurra dependerá de los gradientes térmicos locales.

A medida que la materia orgánica se descompone y transforma durante la diagénesis, la materia orgánica (biopolímeros) se transforma en geopolímeros conocidos como Kerógeno. La naturaleza y la composición exacta del Kerógeno dependerán de la composición de la materia orgánica original.

Debido al soterramiento continuado y al incremento de temperatura, la descomposición térmica resultante y fraccionamiento posterior durante la catagénesis se generarán hidrocarburos a partir del Kerógeno.

Una ventana de líquido o aceite, un rango de temperatura durante el cual la generación del petróleo puede tener lugar, determinará el éxito de este proceso. Esto dependerá de la profundidad de soterramiento y del gradiente geotérmico local.

Si la temperatura es muy baja, el fraccionamiento térmico no ocurrirá.

Si es muy alta, el proceso será muy extremo, y aunque pueden resultar hidrocarburos y gas, los hidrocarburos más pesados se 'cocinarán' y 'carbonizarán' a un residuo sólido. Este proceso, conocido como metagénesis, se piensa que comienza con temperaturas a partir de alrededor de 200 °C.

La máxima generación de petróleo, es decir la ventana óptima, ocurre aproximadamente en el rango de 100 a 180 °C.

9.2.3 Migración del Petróleo

Dado que los reservorios de petróleo se encuentran en rocas porosas y permeables, como areniscas y calizas, aunque como se ha visto hasta ahora, el petróleo se desarrolla en rocas generadoras como arcillas, es claro que debe haber una migración del petróleo.

Está aceptado en general que los hidrocarburos deben haber sido formados en una roca generadora antes de que la migración se efectúe, es decir que son los hidrocarburos mas no la roca generadora, la que migra. Se tiene el interrogante acerca de como ocurre esta migración, pues los sedimentos de arcilla son sumamente impermeables.

De como puede esto ser posible, será explicado, pero vale la pena destacar que aún durante la migración, si los hidrocarburos están aun dentro de la ventana del aceite, especialmente a la temperatura de formación a través de la cual está migrando, puede estar ocurriendo fraccionamiento térmico y desarrollo de hidrocarburos. Si esto es posible, entonces quizá

también puede ser que la migración ocurra antes de que ocurra completamente la maduración, y el fraccionamiento térmico este produciendo hidrocarburos durante la migración.

9.2.4 Migración Primaria

A medida que la generación de hidrocarburos se efectúa durante el soterramiento, los sedimentos arcillosos se tornan más compactos con el resultado de una reducción en tamaño de poro y creciente impermeabilidad. Para que esta reducción en el tamaño de poro pueda ocurrir, el agua de los poros tiene que salir del espacio de los poros. Este desecamiento, o el forzamiento del agua fuera de los poros es un proceso normal de la compactación.

La impermeabilidad se desarrolla, no tanto por la falta de comunicación o conexión entre los poros, sino por el hecho que las conexiones entre los poros son microscópicamente pequeñas.

Si la migración de los hidrocarburos ocurre al tiempo con el proceso de desecado (lo cual es la suposición natural respecto a la migración primaria), entonces debe existir un mecanismo que incremente la permeabilidad de los sedimentos de arcilla permitiendo que el fluido fluya.

Este mecanismo aparece con la continua diagénesis de la arcilla cuando se llega a un soterramiento mayor.

Durante las posteriores diagénesis y catagénesis de los sedimentos, existe una conversión natural de los minerales en las arcillas (esmeclita a illita) debido al intercambio catiónico, lo cual resulta en que el agua intersticial se libera de la estructura mineral.

Este proceso se acelera con el incremento de temperatura, siendo mayor durante la catagénesis en un rango de temperatura similar al de la ventana de aceite, que es cuando ocurre la mayor generación de petróleo. El intercambio catiónico puede inclusive ser una fuente adicional de energía que ayude en el proceso de generación.

El incremento en el volumen de agua, debido al intercambio catiónico, resulta en un incremento de la presión de fluido, es decir sobrepresión. Lo cual conduce al fracturamiento de la matriz produciendo las características de fisibilidad que muestran las arcillas y los shales. Esta textura o estructura, una red de micro fracturas facilita la migración del fluido de poro e hidrocarburos fuera de los sedimentos sobre presionados hacia formaciones porosas, permeables y normalmente presionadas.

El proceso físico de la migración de los hidrocarburos entre la fase acuosa, es similar a una combinación de glóbulos discretos en solución o en suspensión. El movimiento, inicialmente, tenderá a ser vertical en la dirección de menor presión. Aunque debido a las líneas frágiles, como fracturas, depósitos, intercalaciones porosas proveen mayor permeabilidad que la 'permeabilidad vertical' entre sedimentos, lo cual facilita la migración lateral.

9.2.5 Migración Secundaria

Este proceso secundario es la migración de los hidrocarburos entre un cuerpo permeable y poroso (una arenisca o un carbonato) El movimiento tiende a ir en dirección del fluido siguiendo gradientes de presión locales o regionales. Otra fuerza adicional es proporcionada por la

flotación del petróleo liviano dentro del agua de poro, que es más densa. Opuesto a este flujo están las presiones capilares impuestas por el paso de glóbulos de aceite o burbujas de agua al pasar por los conductos interporales.

Mientras que haya diferencial de presión, y aberturas permeables, o debilidades como fracturas, la migración tendrá lugar. En últimas, la migración continuará hasta que se encuentre una barrera infranqueable y el petróleo se vea obligado a acumularse en un reservorio u otro depósito.

La migración secundaria, que es respecto a la densidad relativa y a la gravedad, y la relativa facilidad por la cual el gas y el aceite pasan a través de los conductos interporales resultará en que los gases de hidrocarburos se asentarán sobre el aceite, luego la progresión natural a través de un reservorio es que el gas va sobre aceite y este va sobre el agua.

Debe resaltarse que estos contactos no son un límite 'absoluto' entre sólo gas o sólo aceite o sólo agua. Siempre habrá un contenido de agua en los espacios porales. Los contactos tienden a ser graduales, y no cambios bruscos y son una indicación de la fase predominante (gas, agua o aceite) en la sección vertical.

9.2.6 *Trampas de Hidrocarburos*

Como se explicó anteriormente, para que se acumule un depósito de hidrocarburos, debe haber una barrera que evite que la migración continúe. Esto se produce por unas condiciones geológicas que causen una completa retención o por lo menos, permitiendo un escape despreciable.

Una trampa puede ser definida como la disposición geométrica de formaciones y rocas que permite una acumulación significativa de hidrocarburos en el subsuelo.

Los componentes esenciales de un reservorio son el reservorio mismo y la presencia de sellos efectivos.

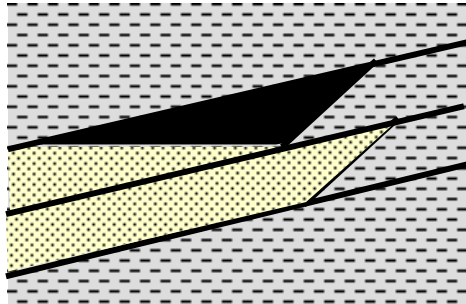
Trampas Estratigráficas

Las trampas estratigráficas resultan de un cambio estratigráfico lateral que impide la migración continua de hidrocarburos.

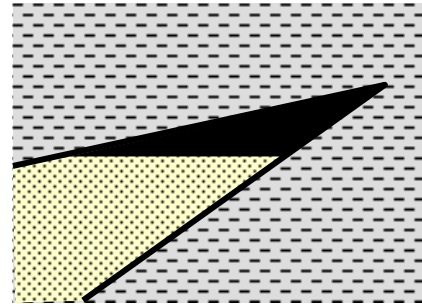
Las trampas estratigráficas primarias resultan cuando el cambio lateral ocurre como resultado de un cambio contemporáneo en el ambiente de depositación (1 – 3) o como resultado de una interrupción en el soterramiento de depositación.

1. Cuando hay un cambio en la facies lateral dentro del mismo cuerpo. Esto puede ocurrir en el ambiente de depositación o puede ser resultado de una cementación o cristalización posterior.

2. Cuando cuerpos de arena forman lentes o depósitos lenticulares dentro de sedimentos impermeables. Esto es típico de un canal derivado en un río.
3. Acuñaientos que se forman cuando los sedimentos están siendo depositados contra una superficie deposicional existente, típica de ambientes costeros o deltaicos.

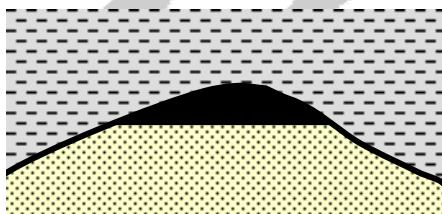


Cambio de FACIES

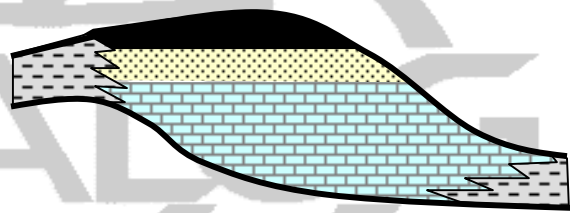


Acuñaiento

4. Vetas de carbonatos
5. Dunas de origen Eólico

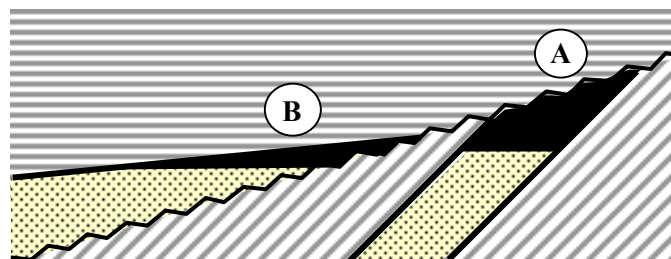


Duna Eólica



Vetas de carbonato

Las trampas estratigráficas están comúnmente asociadas con cambios en disconformidades que ocurren después que la deposición y la sedimentación han tenido lugar. Hay un número determinado de tipos de trampas, incluyendo truncamiento de reservorios (A), deslizamiento de capas sobre inconformidades (B), interrupción de soterramiento erosional, etcétera:



Las trampas estratigráficas secundarias pueden resultar de una alteración post-depositacional de las rocas, como ejemplos:

- Oclusión de la porosidad – por ejemplo, la cementación de la roca de un reservorio puede resultar en una pérdida de porosidad, y cuando existe un buzamiento hacia arriba puede convertirse en un sello efectivo.

- Aumento de la porosidad, como en una dolomitización de calizas con baja porosidad, puede mejorar la calidad de un reservorio.

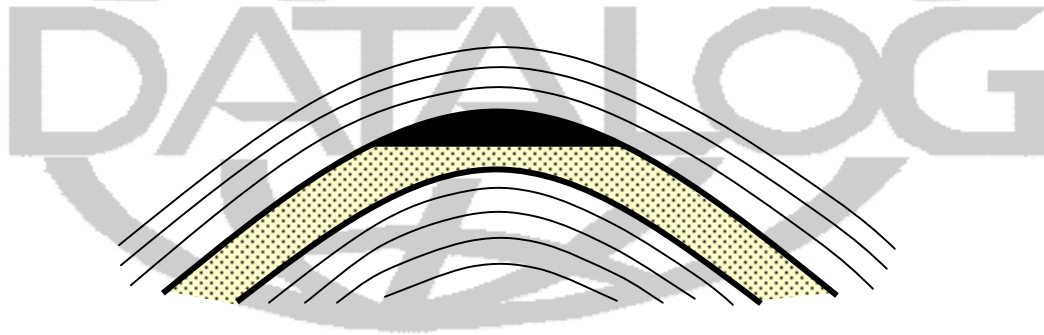
Trampas Estructurales

Relacionadas con plegamiento.

El plegamiento de rocas de tipo reservorio, suprayacidas por rocas sello, frecuentemente resultan en trampas de hidrocarburos. Las trampas anticlinales son una forma común, donde una capa porosa y permeable ha sido plegada hacia arriba, permitiendo que los hidrocarburos migren a la cresta del plegamiento, y queden atrapados por los sedimentos impermeables suprayacentes.

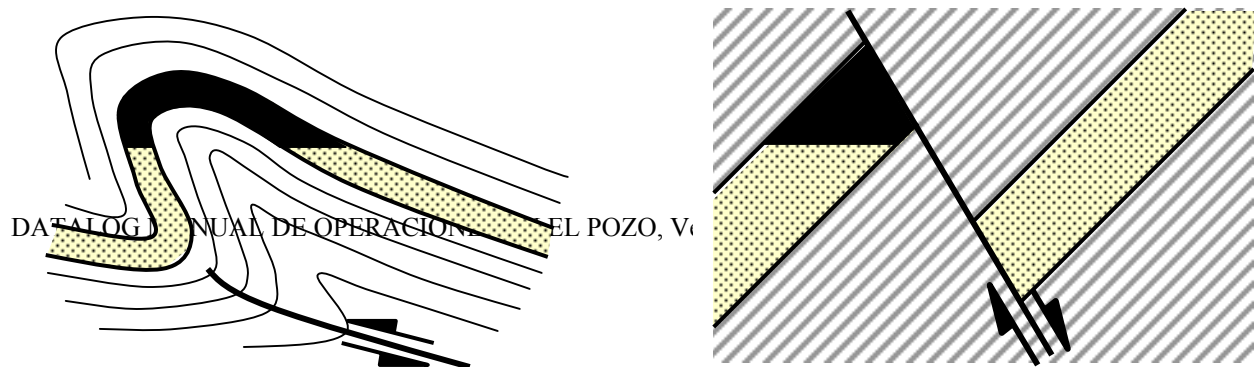
Se pueden formar trampas similares donde la capa de arena es de grosor variable, permitiendo que los hidrocarburos se acumulen en las partes de mayor grosor.

Si las crestas de plegamientos laterales cortos no tienen suficiente amplitud para contener todo el volumen de hidrocarburos que haya migrado, puede resultar en un afloramiento del fluido.



Relacionadas con Fallas

Hay trampas asociadas a muchos tipos de fallas. La forma más simple es cuando un reservorio con buzamiento está yuxtapuesto contra una capa impermeable que proporcione un sello lateral. Obviamente este tipo de trampa aún necesita que la capa de arena esté suprayacida con una formación impermeable, y además necesita que la zona de falla no provea una vía de escape para los hidrocarburos. De hecho, el grosor de la falla puede proporcionar el sello lateral.



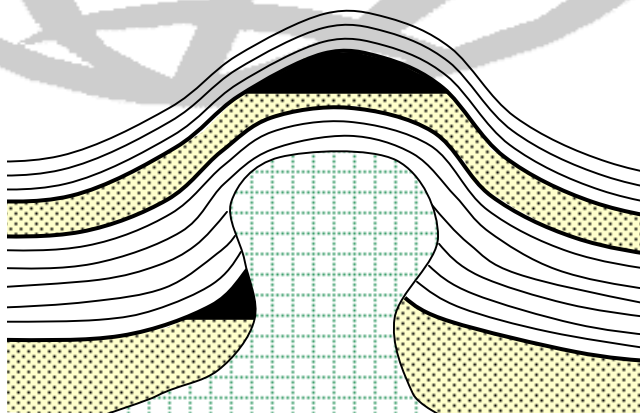
Las estructuras de Graben pueden proporcionar los sellos laterales en ambos lados del reservorio.

Las trampas anticlinales también pueden estar asociadas con fallamientos, particularmente fallas de cabalgamiento o rotacionales.

Relacionadas con Domos

Una variedad de trampas puede asociarse a intrusiones de material dentro de capas suprayacentes. Esta intrusión puede arrastrar los estratos adyacentes a medida que se va elevando sobre la cresta en todas direcciones. Para las rocas de reservorio adyacentes al domo, esto se convierte en un sello efectivo por su buzamiento hacia arriba.

Este tipo de trampa está asociado comúnmente con domos salinos, pero se producen yacimientos similares por intrusiones ígneas o por diapiros de shale.



9.3 Composición del Petróleo

Petróleo es el término que se aplica a cualquier hidrocarburo, sea gas, líquido o sólido que se encuentre en la corteza terrestre. Al igual que los hidrocarburos, el petróleo puede también contener una cantidad variable aunque menor de impurezas, como dióxido de carbono, sulfuros y nitrógeno.

En forma líquida, al petróleo se le llama *crudo*, el cual puede estar compuesto de una compleja mezcla de hidrocarburos variables en tamaño y peso molecular. Cuando es recuperado en superficie, los compuestos de hidrocarburos pueden ser separados por medio de refinación y destilación para surtir la variedad de productos del petróleo.

Por definición, los hidrocarburos son aquellos compuestos que consisten de átomos de hidrógeno y de carbono. Estos compuestos, entre los cuales los más simples son los gases de hidrocarburos, pueden ser clasificados en dos tipos, dependiendo del enlace molecular de los átomos de carbono.

1. Hidrocarburos saturados Los compuestos que tienen un enlace covalente sencillo entre los átomos de carbono.
2. Hidrocarburos Insaturados Los compuestos que tiene enlaces dobles y / o triples entre los átomos de carbono.

Nota: Un enlace covalente resulta de la atracción simultánea de dos núcleos por un par compartido de electrones de unión. Un enlace covalente doble ocurre cuando dos pares de electrones están siendo compartidos por dos átomos.

9.3.1 Hidrocarburos Saturados o Alcanos

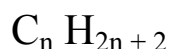
Estos compuestos consisten de cadenas cortas de átomos de carbono saturadas con átomos de hidrógeno que ocupan todas las restantes posiciones para enlace.

Las cadenas de átomos de carbono pueden ser rectas, ramificadas o cíclicas, dando lugar a tres clases de alcanos. Las cadenas rectas y ramificadas se conocen como *parafinas* y las cíclicas como *naftenos*.

Parafina

La parafina es la forma más común de hidrocarburo, ya sea en aceite crudo líquido o en estado gaseoso. El grupo incluye dos de las series de los alcanos, las cadenas de átomos rectas y ramificados.



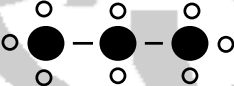

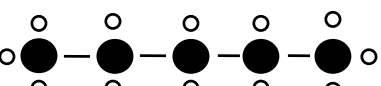
Las cadenas rectas, o *normales*, pueden estar definidas por la siguiente fórmula general:



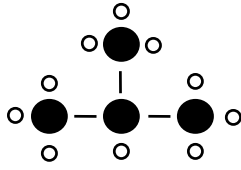
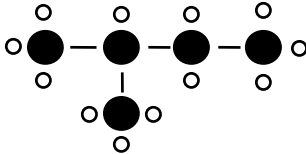
Donde n va de 1 a 10, las parafinas son metano (C1), etano (C2), propano (C3), butano (C4), pentano (C5), hexano (C6), heptano (C7), octano (C8), nonano (C9) y decano (C10).

El análisis cromatográfico de gases en el pozo se extiende desde metano hasta pentano, pues los más pesados permanecerán en estado líquido a la presión y temperatura ambiente y por lo tanto indetectables como gases. Se podrían detectar pequeñas cantidades de hexano pero requeriría un tiempo mayor de análisis.

Ciertamente, a la temperatura y presión normales de superficie, desde el metano hasta el butano serán gases y son fácilmente detectables. A presión ambiente, el pentano se condensa a estado líquido a 36°C, entonces dependiendo de la temperatura de lodo circulante, puede extraerse como gas. De la temperatura ambiente dependerá si el pentano se condensa todo o en parte como líquido y pasa sin ser detectado.

Fórmula estructural	Nombre	Abreviatura	Fórmula
	Metano	C1	CH ₄
	Etano	C2	C ₂ H ₆
	Propano	C3	C ₃ H ₈
	Normal Butano	nC4	C ₄ H ₁₀
	Normal Pentano	nC5	C ₅ H ₁₂

Las cadenas ramificadas, o *iso*, series de alcanos dentro del grupo de las parafinas se les da la misma formula general como los de cadenas rectas. Contienen cuatro o más átomos de carbono, entonces los hay desde iso-butano y siguen para los hidrocarburos más pesados.

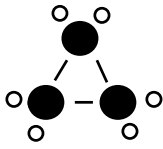
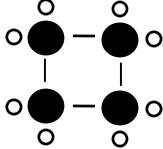
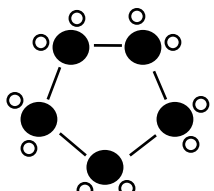
Estructura	Nombre	Abreviatura	Fórmula
	Iso Butano	iC4	C ₄ H ₁₀
	Iso Pentano	iC5	C ₅ H ₁₂

Naftenos

Nafteno es el nombre dado al tercer grupo de las series de los alcanos. Los átomos de carbono en este grupo son cadenas cerradas y con átomos de hidrógeno ocupando todas las posiciones de enlace disponibles.

Los nombres ya asignados a la serie de las parafinas van ahora con el prefijo 'ciclo' para distinguir los naftenos, por ejemplo, ciclo propano, ciclo butano y tienen la siguiente fórmula general:



Estructura	Nombre	Fórmula
	Ciclo propano	C ₃ H ₆
	Ciclobutane	C ₄ H ₈
	Cyclopentane	C ₅ H ₁₀

Típicamente asociados con crudos de alta densidad, sólo el ciclo-propano y el ciclo-butano normalmente permanecen en estado gaseoso a la presión y temperatura de superficie.

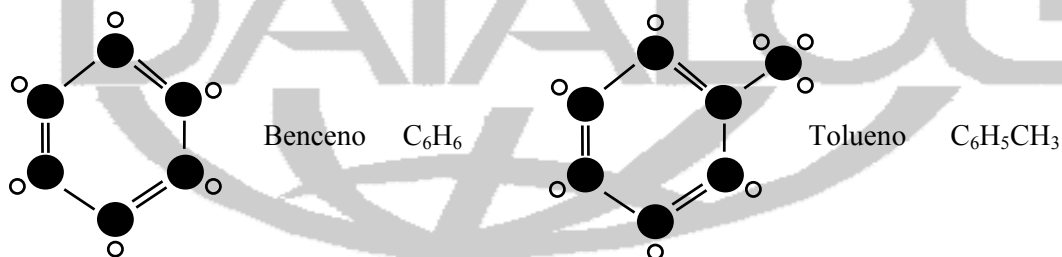
Infortunadamente, dado que el peso molecular es tan similar, estos gases son analizados como si fueran propano y butano de la serie parafínica de los alcanos.

9.3.2 Hidrocarburos Insaturados o Aromáticos

Similar a los ciclo-alcanos o naftenos, la serie aromática está compuesta por cadenas cerradas de átomos de carbono. A diferencia de los alcanos, los aromáticos no están saturados de hidrógeno, es decir los átomos de hidrógeno no ocupan todos los enlaces disponibles. Usualmente esta serie sólo es un componente menor de los crudos, pero el aromático más común, el benceno, está presente en la mayoría de los compuestos de petróleo.

La serie tiene la fórmula general $C_n H_{2n - 6}$, siendo el benceno C_6H_6 .

El benceno es el compuesto aromático más sencillo, una cadena cerrada o anillo, de seis átomos de carbono. Con enlaces covalentes alternados sencillos y dobles uniendo los átomos. Este anillo de benceno es la base de los compuestos de la serie aromática. Puesto que los átomos de carbono están insaturados, los enlaces libres que no han sido ocupados por hidrógeno están libres para capturar otros átomos de carbono adicionales. Entonces fuera del anillo cerrado, tal como se muestra en la figura siguiente, otros aromáticos como el tolueno (anillo de benceno más un CH_3) están compuestos de un anillo de benceno con uno o más (CH_3) elementos ocupando los enlaces libres.



El benceno es extremadamente soluble, de hecho se le refiere como del grupo de hidrocarburos solubles. Se ha determinado que esto puede proporcionar un útil parámetro de evaluación, dado que el benceno está más sujeto a movimientos de fluido y por lo tanto puede ser una indicación de la proximidad de la fuente de hidrocarburos.

9.3.3 Clasificación por Gravedad API

La clasificación de crudo, basada en la densidad o gravedad específica (gr/cc) del aceite, está definida por el Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute)(API) y es usada ampliamente.

Los aceite de gravedad específica tiene un alto contenido de los hidrocarburos de la gasolina (C_4 a C_{10}) La gravedad API está definida, a 16 °C y presión atmosférica, por la siguiente fórmula:

$$API = \frac{141.5}{SG} - 131.5$$

Entre mayor sea el grado API, más liviano será el aceite. El grado API puede ser aproximadamente estimado por el color del aceite, o por el color de la fluorescencia bajo la luz ultravioleta. (Consulte la sección 11.2)

Nota : Para mayor información sobre la clasificación y evaluación de hidrocarburos, consulte el manual de Datalog EVALUACIÓN E INTERPRETACIÓN DE HIDROCARBUROS



9.4 Características de los Reservorios

Un reservorio puede definirse como una acumulación de aceite, gas o agua dentro del espacio interporal de una roca. Para que un reservorio sea económicamente viable, en primer lugar debe haber un volumen suficiente de hidrocarburos y en segundo lugar, debe ser posible remover o extraer los hidrocarburos de la roca.

Las principales características que un ingeniero de petróleos debe buscar cuando está determinando la prospección comercial de un reservorio son:

Porosidad
Permeabilidad
Saturación de agua.

9.4.1 Porosidad

La porosidad está definida como el espacio vacío, o espacio poral, dentro de una roca, y generalmente está expresado como un porcentaje, matemáticamente por:

$$\text{porosidad } (\emptyset) = \frac{\text{volumen de poro (espacio vacío)}}{\text{volumen total}} \times 100$$

La porosidad absoluta es el término dado al espacio vacío que está ocupado por fluidos, incluyendo agua, aceite o gas, dado que alguna parte de este espacio estará ocupada por matriz o cemento de la roca. Este valor representa el máximo volumen obtenible de hidrocarburos.

La mayoría de los reservorios son o bien areniscas o bien carbonatos, los cuales tiene diferentes características de porosidad y están sujetas a diferentes cambios.

Areniscas

La porosidad inicial (intergranular) dependerá en gran medida en el sorteamiento (variabilidad en el tamaño) y en la forma de los granos. La máxima porosidad se conseguiría cuando los granos fueran perfectamente esféricos y todos de igual tamaño. Se perderá espacio si el tamaño es variable y los granos son angulares. Esta porosidad inicial estará sujeta a posteriores reducciones debido a la cementación y a la compactación y adicionalmente por cementación secundaria.

Calizas

La porosidad es posible a través de varios mecanismos. En primer lugar, el carbonato puede ser granular o cristalino siendo la porosidad inter- o intra- (dentro de las partículas como resultado de una solución.) La porosidad puede existir a lo largo de las uniones, planos de asentamiento o fracturas. La cementación y la compactación al igual que en las areniscas, reducirían la porosidad. Los tratamientos con fluidos pueden incrementar la porosidad con

aguas ácidas disolviendo granos y atacando líneas débiles. Los procesos como cementación secundaria, recristalización o dolomitización reducirán la porosidad, frecuentemente ocasionando poros de forma irregular.

La porosidad sólo se puede determinar precisamente a partir de análisis de laboratorio sobre núcleos, pero puede ser visualmente estimado bajo el microscopio por el geólogo de pozo (cambios en la rata de penetración y el gas pueden servir para estimación comparativa) y se describen de la siguiente manera:

pobre	< 6 %
media	6 - 12 %
regular	12 - 18 %
buena	18 - 24 %
excelente	> 24 %

Para mayores detalles sobre los tipos y determinación de porosidad, consulte la sección 11.1.

9.4.2 Permeabilidad

La permeabilidad de una roca reservorio describe la calidad de la comunicación entre los poros y es una medida de la habilidad del fluido para fluir a través de los espacios conectados.

La permeabilidad estará afectada por los tamaños de los conductos interporales, el grado de tortuosidad (linearidad de las conexiones) el tipo de fluido y viscosidad.

Nuevamente, esto puede ser determinado precisamente por análisis de laboratorio en el núcleo y en el pozo sólo puede ser estimado.

La medición en el laboratorio es una medida del volumen de fluido (de viscosidad conocida) que pasará a través de un volumen conocido de roca en un tiempo dado bajo un diferencial de presión determinado.

Una permeabilidad de **1 Darcy** es igual a 1 cm^3 de fluido con viscosidad de 1 cP fluyendo a través de un centímetro de roca en un segundo, bajo una presión de una atmósfera.

La permeabilidad de un reservorio generalmente se expresa en milidarcys. (md)

Las estimaciones hechas en pozo pueden ser comparando la lectura de gas en la zaranda, con el gas obtenido de los cortes. Por ejemplo, una comparación del gas que pudo escapar de la roca durante el transporte a la superficie con el gas que queda retenido dentro del volumen de roca. Esto proporciona una indicación cualitativa de la porosidad.

9.4.3 Saturación de Agua

Se ha visto como sedimentos marinos originales, cuando se depositan, están saturados con agua del ambiente deposicional y que durante el soterramiento y la compactación, esta agua original se ve desplazada a medida que los sedimentos se deshidratan.

Durante la migración primaria, cualquier hidrocarburo generado se moverá con esta agua, siguiendo un gradiente decreciente de presión, dentro de una roca reservorio. La migración secundaria dentro del reservorio separará el aceite, gas y agua, debido a las fuerzas de flotación entre ellos, desplazando el fluido original de los poros de la roca reservorio.

La saturación de agua es una medida de la cantidad de agua contenida dentro de los poros de una roca reservorio y se expresa como el porcentaje del total de volumen accesible de poro. Si los poros estuvieran completamente llenos de agua, la saturación (S_w) sería del 100 %. Obviamente, entre menor sea la saturación de agua, mayor será el volumen de hidrocarburos.

9.4.4 Zonas de un Reservorio, Contactos y Terminología

La separación durante la migración secundaria, como resultado de las gravedades específicas y el efecto de flotación, crea las zonas de gas (la más superior), aceite y agua (siguiente e inferior.)

Los contactos entre estas zonas son graduales, no inmediatos, de forma que las zonas se refieren a su componente mayoritario y del cual se espera producir. Siempre habrá una mezcla de los diferentes fluidos.

Ejemplo. En general, habrá cierta cantidad de agua de poro en todas las partes del reservorio.
Habrá gas en solución dentro del aceite y del agua.
Es muy probable que haya gotas de aceite en el gas y en el agua.

Al gas acumulado en la cima del reservorio, se le llama la **capa de gas**.

Si existe la capa de gas, el aceite inmediatamente debajo generalmente estará **saturado** con gas. Se dice entonces que tiene un alto **GOR**, (**gas oil ratio**).

Si el aceite tiene la capacidad de absorber más gas, se dice que es **insaturado**.

La cantidad de gas en una solución depende de las condiciones de presión y temperatura. Cando el aceite es traído a superficie, con descenso de presión, el gas se sale de la solución y estará presente como gas.

Condensado describe la condición de los hidrocarburos que están presentes como gas dentro del reservorio, pero que pasan a estado líquido al ser llevados a superficie. Esto es evidente con los gases de hidrocarburos más pesados, C4 en adelante.

Gas seco, es un término que se le da al gas, el cual está compuesto predominantemente con metano. Está generalmente asociado con la descomposición bacterial, fraccionamiento por las altas temperaturas de fondo o kerogeno, o aún generado por la presión, entonces puede ser una acumulación no productiva.

Si una zona potencialmente productora de hidrocarburos, al ser probada, produce suficiente agua en tal cantidad que la zona se haga improductiva, se conoce como ***húmeda***.

Esto no debe ser confundido con el término ***gas húmedo***, el cual se refiere a gas consistente de significantes proporciones de los hidrocarburos pesados, C3, C4 y C5.





Esta sección tiene como fin proporcionar una guía sobre las principales herramientas del Mudlogging y los parámetros, que debe buscar el ingeniero de mudlogging, y como deben ser interpretadas las lecturas respecto a los cambios en las condiciones geológicas y de perforación.

Para mayores detalles sobre los sensores y equipo de mudlogging consulte el manual de Datalog de ENTRENAMIENTO EN CAMPO.

10.1 Profundidad y Rata de Penetración

Saber la profundidad actual de la broca en todo momento durante la perforación y otras maniobras es obviamente de la mayor importancia. Esta información es contra la cual todos los otros valores y datos están referenciados.

Durante la perforación, esto permite determinar precisamente los cambios en el pozo y en la formación, permite también llevar a cabo precisamente los cálculos de presión, el cambio en la rata de perforación (ROP) permite identificar cambios litológicos y en las condiciones de perforación.

Durante las maniobras de viaje, el saber la profundidad y la velocidad de movimiento permite determinar y monitorear precisamente los volúmenes de desplazamiento y las presiones inducidas. Esto permite también sentar revestimientos en puntos especificados previamente y localizar y probar precisamente las zonas productivas.

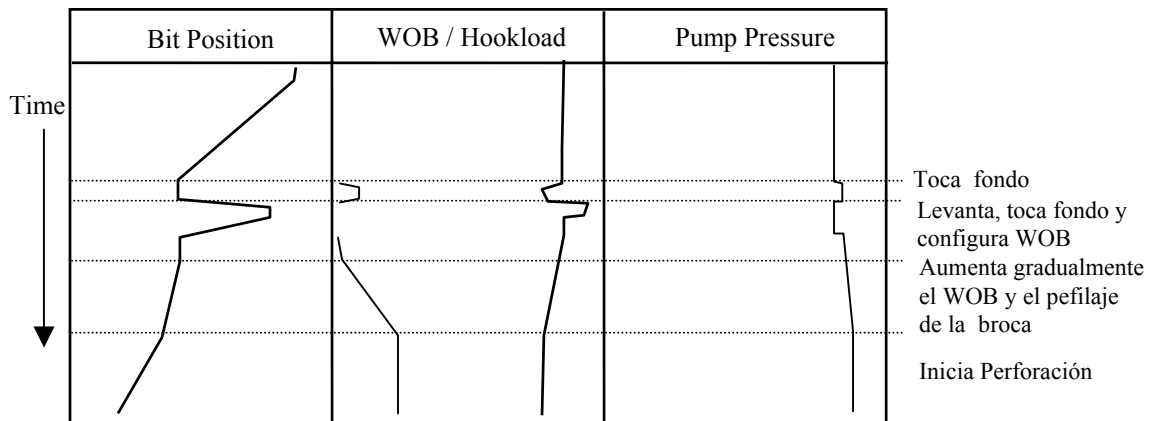
10.1.1 El Geolograph

En el taladro se registra la profundidad midiendo el movimiento vertical del bloque viajero. Usualmente es un cable delgado conectado entre el bloque viajero y el Geolograph, el cual es un tambor que va rotando a una rata conocida. A medida que se mueve el bloque viajero una distancia específica (1/5 de metro o un pié) una pluma marcadora se libera y hace un trazo identificable sobre la carta del Geolograph.

Aunque simple y robusto, el Geolograph funciona únicamente durante la perforación. El movimiento de los bloques durante los viajes es demasiado rápido y el Geolograph debe estar desconectado. El perforador tiene que reconectarlo cada vez que la broca llega a fondo.

El perforador determina el momento exacto en que la broca 'toca' fondo por un cambio en el indicador del peso. Esto ocurre cada vez que una parte del peso de la tubería alcanza a ser soportado por el fondo del pozo, y opuesto así a apoyarse totalmente en el bloque viajero y en el gancho. Un ligero incremento en la presión de bombas también será notado cuando la broca toque el fondo del pozo.

Hasta aquí el perforador normalmente espera que la broca este levemente 'fuera' de fondo, rotando lentamente, y en cero el indicador de peso sobre la broca (de esta forma el peso completo de la tuberías es conocido y soportado por el gancho, sin restarle nada en el fondo) como también engranando el geolograph. Antes de que la perforación se alcance con el WOB completo, el WOB es en general incrementado gradualmente de tal forma que el perfilaje para la nueva broca pueda ser penetrado dentro del fondo del hueco.



10.1.2 Rueda de Profundidad

La rueda de profundidad utiliza la misma línea del Geolograph que es usada por el taladro. La línea corre a través de dos ruedas específicamente acopladas en forma de S. Cuando el bloque es movido hacia arriba y hacia abajo, el movimiento vertical de la línea originará que las ruedas roten. Cada rotación de la rueda principal definirá un movimiento vertical conocido, generalmente 0.2m, y enviará una señal al computador para que el movimiento sea registrado.

La rueda de profundidad esta acompañada por un interruptor en/fuera de fondo, generalmente activado por aire y conectado al interruptor del perforador. Así, cuando el perforador engrana o desengrana el Geolograph, una señal también será enviada a nuestro computador para definir si la broca tiene un movimiento dentro o fuera de fondo.

Este sensor es fácilmente instalado, confiable y exacto, pero tiene la principal desventaja que depende totalmente del sistema de monitoreo de profundidad del taladro y del engrane o desengrane de este por el perforador. Ya que el sistema es desengranado cuando la broca esta fuera de fondo, nosotros no somos capaces de controlar la profundidad durante operaciones de viaje.

La mayoría de operadores insisten en que nuestro monitoreo y registro de la profundidad deben ser independientes del taladro, por eso Datalog tiene otros dos sistemas que son generalmente usados.

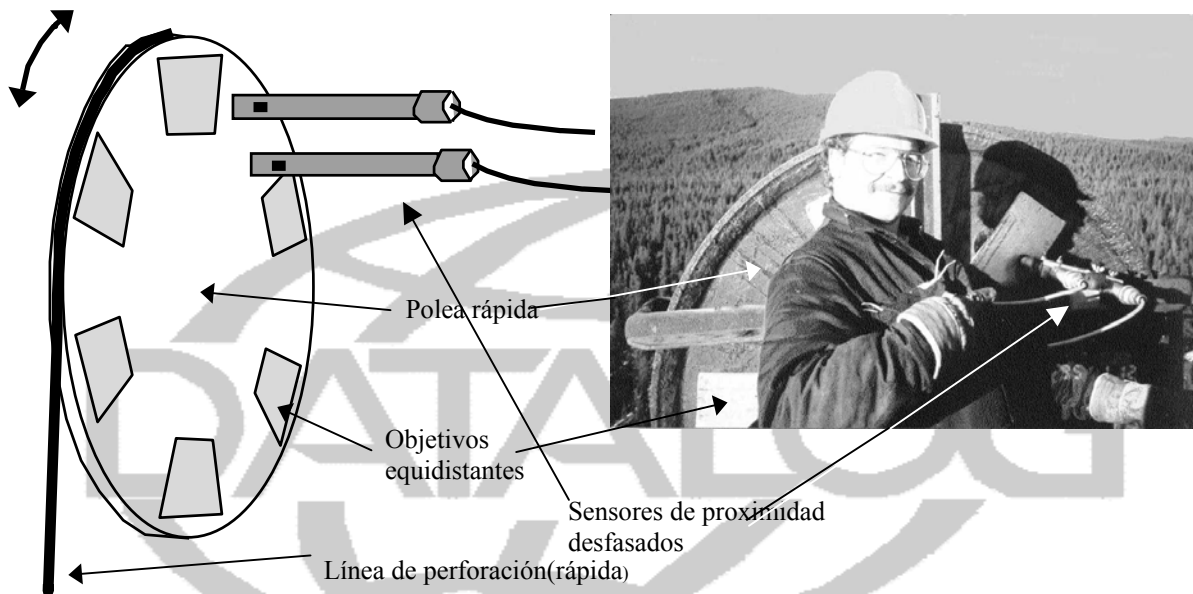
10.1.3 Sensor de la Polea de la Corona

El sensor de la polea del corona es un sistema de monitoreo de profundidad totalmente independiente. Involucra un número de objetivos metálicos posicionados alrededor de la rueda de la polea rápida del bloque de la corona, junto con dos sensores de proximidad para detectar dichos objetivos. Los sensores son colocados de tal forma que estén desfazados con respecto a los objetivos.

Esto generará una secuencia específica de activación del sensor que capacitará al computador para determinar en que dirección la rueda esta girando y por lo tanto si el bloque viajero se esta moviendo hacia arriba o hacia abajo.

La ventaja del sensor de corona es que el movimiento de los bloques es monitoreado todas las veces, no unicamente cuando la perforación se esta llevando a cabo. Viajes de tubería y corridas de tubería de revestimiento pueden por lo tanto ser detectadas de tal forma que los desplazamientos del lodo pueden ser monitoreados y las presiones inducidas pueden ser exactamente calculadas.

El sistema trabaja en conjunto con el sensor de peso en el gancho, desde el cual se determinará cuando la tubería de perforación esta 'dentro' ó 'levantada fuera' de las cuñas. El computador puede así distinguir entre cuando estan viajando el bloque y la broca y cuando solamente el bloque esta en movimiento.



10.1.4 Sensor en el Malacate

El sensor en el malacate es de Nuevo independiente del sistema del taladro y monitorea el movimiento de los bloques en todo momento. Por lo tiene todas las ventajas del sensor de profundidad de corona. Así como el sensor de corona monitorea el movimiento de los bloques por la rotación inducida alrededor de la rueda de la polea por la cual pasa el cable de perforación, el sensor del malacate monitorea el movimiento donde termina el cable de perforación en el malacate.

Aquí, el cable de perforación es enrollado alrededor de un tambor que rota controlado por el perforador; para que los bloques sean bajados, el cable tiene que ser liberado del tambor; para levantar los bloques, el tambor tiene que recibir el cable de perforación. Por la medida de la rotación del tambor, el movimiento vertical de los bloques, ya sea hacia arriba ó hacia abajo, puede ser determinado muy exactamente.

¡Una ventaja del sensor del malacate sobre el sensor de corona es que el personal de registro no tiene que ascender hasta la parte superior de la torre de perforación con objetivos, sensores, herramientas y cable !

10.1.5 *Compensación del Movimiento del mar*

Cuando se trabaja en taladros flotantes costa-afuera (barco de perforación ó semi-sumergible), las variaciones por corrientes y oleaje tienen que ser tenidas en cuenta para determinar la profundidad verdadera del pozo. Datalog tiene en cuenta esto con la instalación de transductores sobre el compensador de movimiento de perforación y sobre los tensores del riser, con el propósito de medir su extensión ó compresión en respuesta al movimiento del mar. Así, el cambio en la posición del taladro (altura) relativa al fondo del pozo, o al lecho marino, puede ser determinada y corregida.



Puesto que el taladro es flotante, este se moverá hacia arriba o hacia abajo de acuerdo al oleaje o movimiento del mar. Como nosotros sabemos, el taladro está conectado al conjunto de Preventoras sobre el lecho marino por el riser marino. Obviamente entonces, el riser tiene que estar prevenido de este movimiento vertical. Esto es logrado por un número de unidades activadas neumáticamente que mantienen el riser a una tensión constante.

El taladro es capaz de moverse hacia arriba o hacia abajo, en relación al riser, por la instalación de una junta telescópica, ó de cuña, que forma la parte más superior del ensamblaje del riser. Los cables de tensión del riser están conectados a un barril externo de la junta de cuña, así, la unión interna que se mueve hacia arriba ó hacia abajo en relación al barril externo, es conectada al diverter del taladro.

Por lo tanto, cuando el taladro está moviéndose arriba y abajo, la tubería debe ser prevenida de un movimiento similar de tal forma que la broca sea constantemente levantada y golpeada contra el fondo. Esto podría obviamente generar daños a la broca y a la tubería de perforación. El objetivo es mantener la posición de la tubería de perforación en relación al lecho marino y al fondo del pozo, manteniendo constante el peso sobre la broca durante la perforación, mientras el taladro se mueve arriba y abajo con el oleaje.

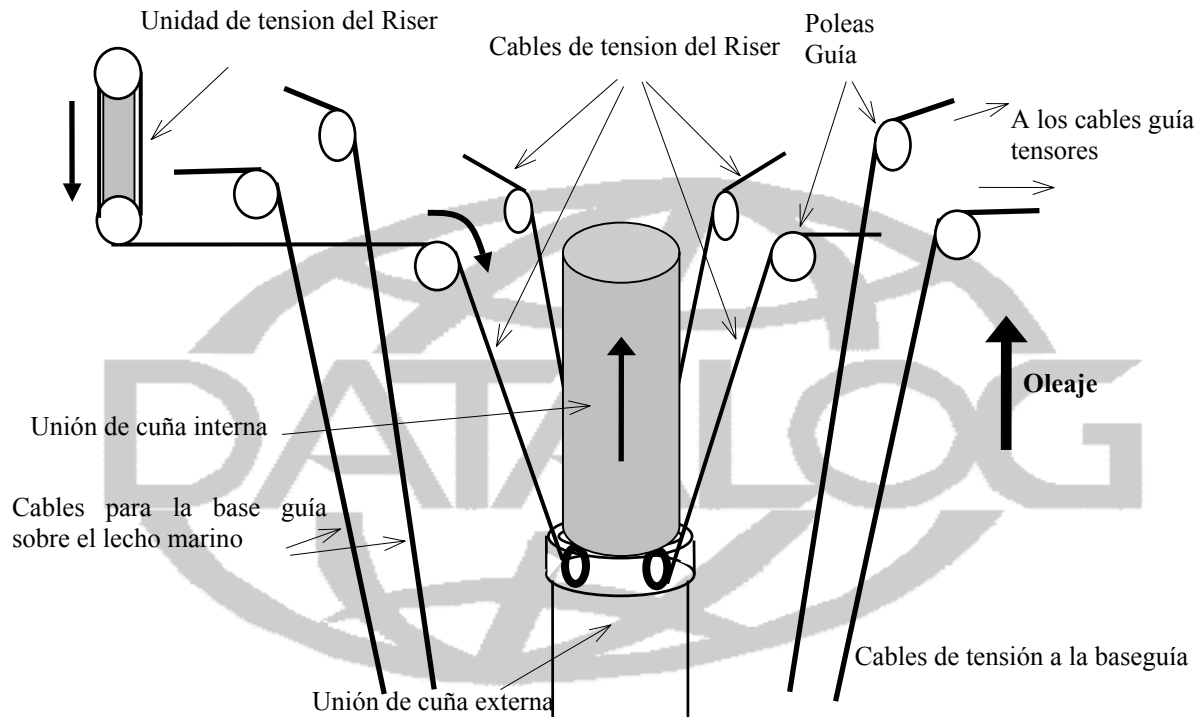
Este tipo de compensación es más comúnmente logrado mediante un compensador del bloque viajero situado entre el bloque viajero y el gancho que sostiene la tubería de perforación. Como el taladro se mueve arriba y abajo, los cilindros del compensador se retractarán o se extenderán. Haciendo que...

- La posición de los bloques permanezca la misma en relación a la mesa rotaría, pero moviéndose en relación al lecho marino.
- El gancho permanece en la misma posición relativo al lecho marino y al fondo del pozo, pero la posición en relación a la mesa rotaría está cambiando.

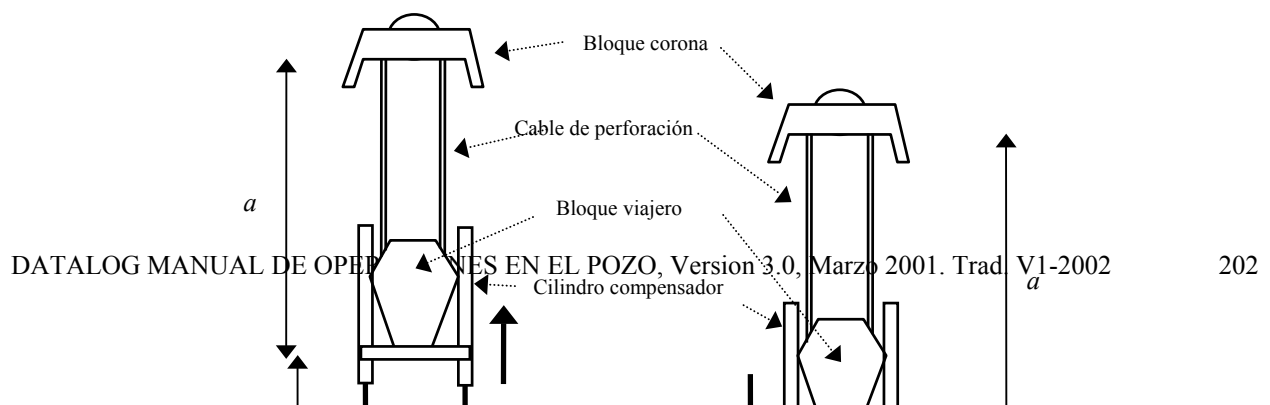
La compensación del bloque viajero puede ser mediante uno ó dos pistones de compensantes (el esquema ilustra un sistema de doble pistón).

El otro tipo de mecanismo es la compensación en el bloque de la corona, donde la posición de la corona entera ajusta para compensar el movimiento del taladro.

Aquí, el bloque de viaje y " gancho permanecerán en la misma posición relativa al lecho marino y el fondo del hueco.



Esquema que muestra la tensión y compensación del riser, junto con los movimientos relativos durante un levantamiento por oleaje.





Esquema que muestra la compensación del Bloque Viajero

10.1.6 Rata de Penetración

La rata a la cual el pozo esta siendo perforado proporciona uno de los principales parámetros registrados durante la operación de perforación. Las unidades de medida pueden estar en términos de la profundidad ganada sobre un intervalo de tiempo dado (eg m/hr, ft/hr) ó en términos de la longitud de tiempo tomada para perforar un intervalo de profundidad dado (eg min/m).

por ejemplo, $60 \text{ m/hr} = 1.0 \text{ min/m}$, $30 \text{ m/hr} = 2.0 \text{ min/m}$

Hay varios factores que pueden afectar la ROP, que incluyen: -

Selección de la Broca

Como se vio en la clasificación de brocas en la sección 2.3, las brocas tienen diferentes grados de dureza, junto con dientes ó insertos de carburo de tungsteno de diferentes tamaños, forma y dureza. Todas estas cosas determinarán la efectividad de la broca en la perforación a través de diferentes litologías.

Obviamente, a más dura la formación, entonces más dura la broca debe ser. Formaciones más blandas no requerirán brocas duras, y las mejores ratas de penetración serán logradas con dientes más grandes y ovalados. Más dura la formación, más corto y plano el diente debe ser.

La selección de la broca estrá determinada en los registros de brocas anteriores y en los registros de costos de pozos cercanos y las litologías esperadas.

Es claro entonces que cuando se perfora un intervalo con un particular tipo de broca, diferentes litologías serán rápidamente identificadas por cambios en la penetración. La ROP es por lo tanto la primera línea de ataque en la evaluación de formaciones para los geólogos y el personal de registro.

Desafortunadamente, las brocas de diamante y las PDC tienen generalmente poca respuesta a los cambios litológicos, logrando ratas de penetración constante para periodos largos de perforación.

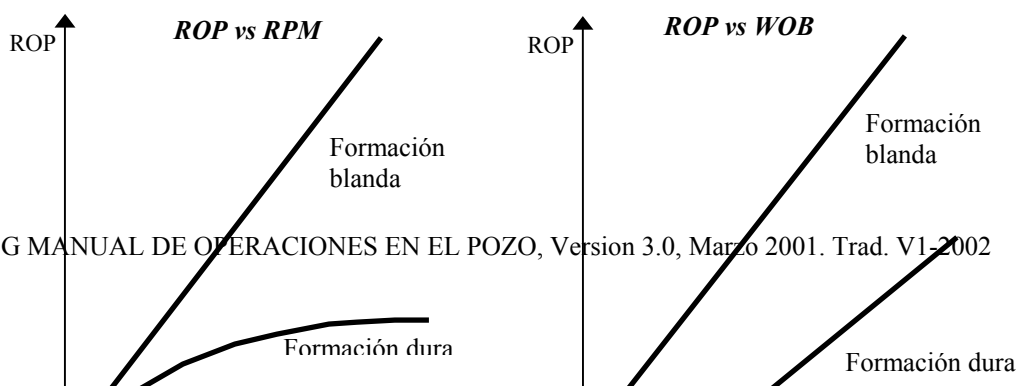
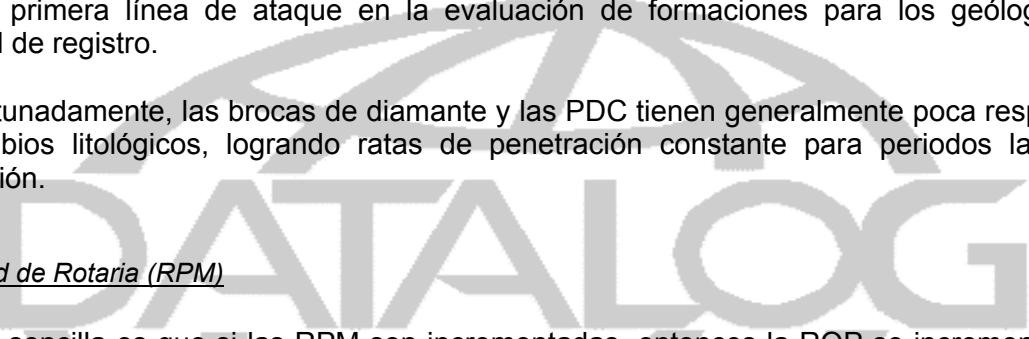
Velocidad de Rotaria (RPM)

La regla sencilla es que si las RPM son incrementadas, entonces la ROP se incrementará. En formaciones blandas, la ROP es directamente proporcional a las RPM y muestra un incremento lineal. En formaciones duras, sin embargo, la *rata* de incremento de la ROP no es lineal y disminuirá con incrementos de las RPM. La excepción es, de nuevo, con las brocas de diamante ó PDC cuando, aún en formaciones duras, la ROP aumentará linealmente con la velocidad de la rotaria.

Peso sobre la Broca (WOB o FOB)

El peso, ó fuerza, que es aplicado a la broca también afectará la rata de penetración. En general, la interrelación es de Nuevo lineal, con la duplicación de la ROP si el WOB es duplicado.

Esta interrelación no se espera que sea verdadera para bajos pesos sobre la broca en formaciones duras, donde un incremento en el WOB no producirá el mismo incremento en la ROP.



Presión Diferencial

Esta es la diferencia entre la presión de formación y la presión debida al peso de la columna vertical del fluido de perforación (*presión hidrostática del lodo*). Cuando estas dos presiones son iguales, se dice que el pozo esta balanceado. Cuando la presión hidrostática del lodo es más grande que la presión de formación, entonces el pozo esta *sobre balanceado*. De igual forma, el pozo está *subbalanceado* si la presión de formación es la más grande de las dos.

A más grande el sobrebalance, más lenta la rata de penetración. Típicamente entonces, mientras más alto el peso del lodo, mas lento el ROP. Igualmente si aumenta la presión de formación, el ROP aumentara.

‘Convencionalmente’ durante la perforación, se tratara de mantener un suficiente equilibrio para evitar entradas de fluidos de formación en el hueco, tratando de guardar al mismo tiempo el máximo equilibrio para obtener la máxima tasa de penetración posible.

Por otro lado, se ha visto que la perforación de bajo balance, bien sea con un fluido convencional o usando un sistema de aire, espuma, o lodo aireado pueden dramáticamente incrementar la rata de penetración y reducir los costos de la perforación.

Hidráulica y limpieza del hueco

Aclarando que es muy importante que los cortes nuevos perforados desde el fondo del pozo de lejos de la broca sean limpiados para mantener optimas ratas de penetración. Si la limpieza del agujero no es eficaz, los cortes pueden molestar en el fondo, disminuyendo la superficie de corte de la broca con el fondo, esto obviamente tendría un efecto perjudicial en el ROP.

El efecto de la presión diferencial ya se ha mostrado. Un factor extenso durante la perforación es la densidad equivalente de circulación (Un aumento de la densidad del lodo medida en la superficie), debido a perdidas de presión friccional en el anular aumentara la presión diferencial. Así como un aumento en la densidad real del lodo, estas perdidas de presión aumentarían si aumenta la rata de flujo (aumento de la velocidad del fluido de perforación en el anular) o si el régimen de flujo es turbulento como opuesto al laminar o si el anular esta cargado de cortes.

Desgaste de la broca

Como la broca se esta desgastando en una continua perforación, la rata de penetración obviamente disminuirá. Este cambio en la rata de penetración es una de las consideraciones primarias para determinar cuando la broca debe ser retirada y remplazada del hueco.

Litología

Como ya se menciona, la rata de penetración es una de las herramientas interpretativas primarias usadas por el Geólogo y personal de registro para reconocer los cambios de formación. Sin embargo, todos los factores anteriores que pueden afectar la ROP tienen que ser tenidos en cuenta para determinar la razón del cambio. Si ninguno de estos factores puede explicar un aumento o disminución del ROP entonces el cambio tiene que ser el resultado de un cambio en las propiedades de la formación.

Las propiedades que afectan la ROP incluye la mineralogía y dureza (mas duro mas lento), la porosidad (mayor – más rápido), consolidación contra cementación (bien consolidado – mas lento) inclusiones minerales como pirita y chert (mas lento), etc.

Profundidad

Con una profundidad y sobrecarga mayor, la litología se vuelve mas compacta, resultando en una reducción de la porosidad. Como la proporción de la roca aumenta, la litología se vuelve más difícil de perforar con profundidad.

presión de formación

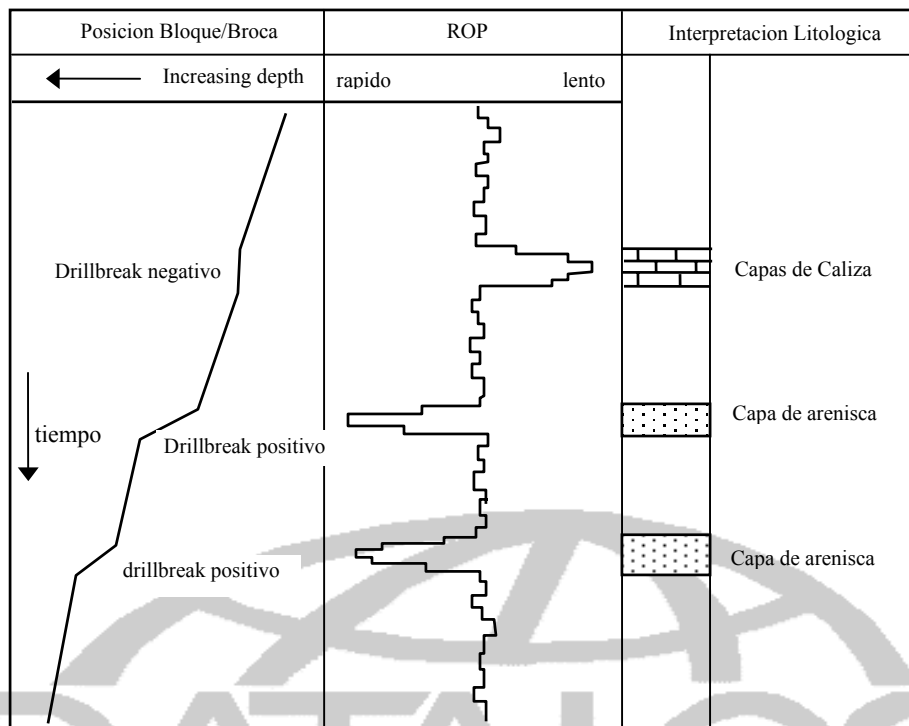
Como hemos visto, una presión de formación alta, resultando en un diferencial de presión mayor, llevara a un ROP mas lento. Al mismo tiempo, altas presiones de formación como resultado de la retención o posesión anormal de fluidos de formación, esto necesariamente resulta en una alta porosidad lo cual también incrementa el ROP.

La ROP como un indicador de la litología es una ayuda valiosa para una correcta correlación. Cuando se grafica en un registro, con la ROP incrementándose a la izquierda puede usarse a menudo como una correlación directa con las medidas Gamma tomadas por las herramientas de guaya.

10.1.7 Aumentos de penetración (Drilling Breaks)

Un marcado aumento en la rata de penetración es conocido como un –drilling break- (igualmente una reducción es conocida como un drilling break negativo) y es responsabilidad de ambos del personal de registro y del perforador identificar lo más rápido posible que esta causando este rompimiento rápido.

Cuando el personal de registro identifica un drilling break, el o ellos deben notificar al perforador inmediatamente y también deben dejar registro de que esto se ha hecho.



La importancia de la forma del drilling break, es que si el cambio de la ROP no fuera debido a un cambio en los parámetros de perforación tales como WOB o RPM, entonces es debido a un cambio en la formación. Simplemente puede ser un cambio litológico (más suave, menos consolidado, más débil o nada de cemento, una porosidad mayor, etc.), en tal caso el personal de registro debe “lagear el break” y recoger cortes adicionales, cuando llegue a superficie para identificar el cambio.

Sin embargo, lo que siempre tiene que ser considerado como una posibilidad de que un drilling break resulte de un incremento de la porosidad, también puede resultar por un aumento en la presión de la formación que podría llevar a una entrada de fluidos de la formación (en otros términos, una arremetida) en el pozo.

Es usualmente conocida o usada la practica de seguridad de “chequeo de flujo”, cuando un inexplicado drilling break ocurre, para determinar si una patada o arremetida de pozo ha ocurrido. Esto exige al perforador para de perforar, levantar la broca y dejar de circular para supervisar bien cualquier señal de flujo. Esto puede ser hecho por el perforador que observe físicamente el lodo, a través de la mesa rotaria al tope del anular, o dirigiendo el retorno de lodo al tanque de viaje para determinar cuanto lodo es ganado en el tanque.

Si el nivel del lodo del anular sube, el pozo esta fluyendo con lodo desplazado en la parte superior del hueco debido a un influjo en el fondo del pozo. Igualmente si el lodo es pasado directamente al tanque de viaje y el nivel sube (después de que la “parada” ha sido considerada) entonces el pozo esta fluyendo. A estas alturas, el pozo debe ser cerrado (cerrando el preventor anular) para controlar el influjo.

Igualmente, un drilling break debido a una formación inconsolidada, particularmente arenas someras, puede ser un preludio de que los fluidos de perforación pueden ser perdidos en el la formación. Las consecuencias de tales pérdidas de circulación se detallaran en la sección 6, pero de nuevo, observando el nivel del lodo en el anular, realizado por un chequeo de flujo determinara que si el nivel esta cayendo, el lodo se observa lejos del agujero y se asume como una perdida en el fondo del hueco.

10.1.8 Perforación controlada

Además de las consideraciones de seguridad (que es la importancia superior) y el objetivo de alcanzar el blanco, uno de los factores mas importantes de la perforación es el costo. Los costos operacionales de los taladros de perforación, personal de compañías de servicio, productos y equipos son muy costosos, mientras menos tiempo tome perforar será más económico.

Las excepciones son los contratos entre el operador (Compañía de Hidrocarburos) y el contratista (compañía de perforación) eso esta en una mutua confianza. Aquí el contratista determinara un costo para todo el funcionamiento que normalmente incluirá todos los servicios operacionales en lugar de un costo diario.

Salvo eventos imprevistos o problemas, el criterio principal que afecta la duración de un pozo, será cuanto tiempo toma perforar el pozo – otras operaciones tales como revestimientos toma de perfiles toman un periodo de tiempo que no puede hacerse más rápido.

Por consiguiente, todos los factores que afectan la ROP se tendrán en cuenta y se perfeccionaran para una mayor velocidad de perforación, esto mientras se mantiene la seguridad y la condición del hueco. Las brocas mas convenientes serán seleccionadas para la litología esperada, el peso del lodo optimo y las velocidades de rotaria, la densidad del fluido se supervisara y se mantendrá cuidadosamente, se diseñaran igualmente los programas de hidráulica meticulosamente, etc.

Hay varias consideraciones que se tienen que ser equilibradas al perforar, tan rápido como sea posible:

- La seguridad del personal, particularmente durante las conexiones y viajes operacionales, cuando equipo pesado y tubería esté siendo maniobrados, especialmente con personal inexperto.
- La estabilidad del hueco tiene que ser mantenida. Al perforar pozos muy rápidamente, el riesgo de derrumbamiento es muy alto. Esto puede producir una pega de tubería, y ciertamente cueste mucho tiempo reparar el daño.
- Una efectiva limpieza del hueco para evitar la carga de cortes en el anular, particularmente en secciones de hueco largas.
- Mantenimiento del sistema y propiedades del lodo, controlando los sólidos retenidos por el mismo.

- Mantenimiento de los equipos de superficie.
- Presiones altas inducidas por velocidades altas en los viajes (ver presiones de surgencia y suabeo in la sección 4.)

Ciertas situaciones harán necesario el control de la rata de perforación (perforación controlada):

- Determinación específica de topes de formaciones, puntos de revestimiento, puntos de corazonamiento, etc.,
- Mientras se perforan huecos de superficie. Formaciones blandas y tamaños de broca grandes (altos pesos pueden ser aplicados) puede resultar en perforar muy rápidamente pero también puede llevar a:
 - Derrumbamiento del hueco por pérdidas, formaciones inconsolidadas.
 - Sobrecarga en el anular por los cortes. Esto se controla típicamente limpiando el hueco con lodo viscosos que alzan y limpian los cortes del anular.
 - Problemas del hueco con las arcillas blandas particularmente en perforaciones costa afuera
 - Control pobre de los sólidos debido a la cantidad de sólidos de la formación y a limitaciones de los equipos de superficie.
- Perforación direccional, para lograr el ángulo y la dirección correctas.

Mantener una Buena estabilidad del hueco también se logra con buenas practicas de perforación, particularmente en formaciones tales como arenas sueltas arcillas blandas, domos salinos etc.

- Trabajando la tubería, arriba abajo y limpiando el hueco después de que cada sencillo o cada parada es perforada, esto asegura que el hueco esta estable no se derrumba colapsa o derrumba.
- Frecuentes viajes de limpieza – viajes de tubería particularmente fuera del pozo o en puntos previos a los revestimientos antes de continuar perforando ayudaran a mantener el hueco y a la estabilidad del mismo.

10.2 Carga del gancho y peso sobre la broca “*Hookload y WOB*”

Conociendo el peso de la sarta de perforación que es soportada por el gancho y el bloque viajero nos permite que determinemos información importante cuando perforamos o corremos tubería.

El peso total de la sarta de perforación (BHA y tubería) es conocido como *peso del gancho*. Esto es fácil de determinar multiplicando la densidad de la tubería componente Kg/m o lbs/pie, por la longitud de cada sección. Un sensor colocado abrazando el cable de perforación que

soporta el bloque viajero y el gancho mide este peso. Esto es conocido como carga del gancho *hookload* (i.e. es decir, nosotros estamos midiendo la carga en el gancho).

Cuando la sarta esta fuera de fondo y sin movimiento, la carga del gancho es igual al peso efectivo de la sarta cuando el bloque soporta todo el peso de la misma. El peso efectivo de la sarta será ligeramente diferente al calculado o teórico pues se debe a un factor de flotación o boyancia en el lodo.

Cuando la broca toca el fondo del hueco, la carga del gancho disminuirá, parte del peso de la sarta se apoyara en el fondo del hueco. Esto es conocido como el peso sobre la broca.

$$\text{Peso de la sarta} = \text{carga del gancho} + \text{peso sobre la broca}$$

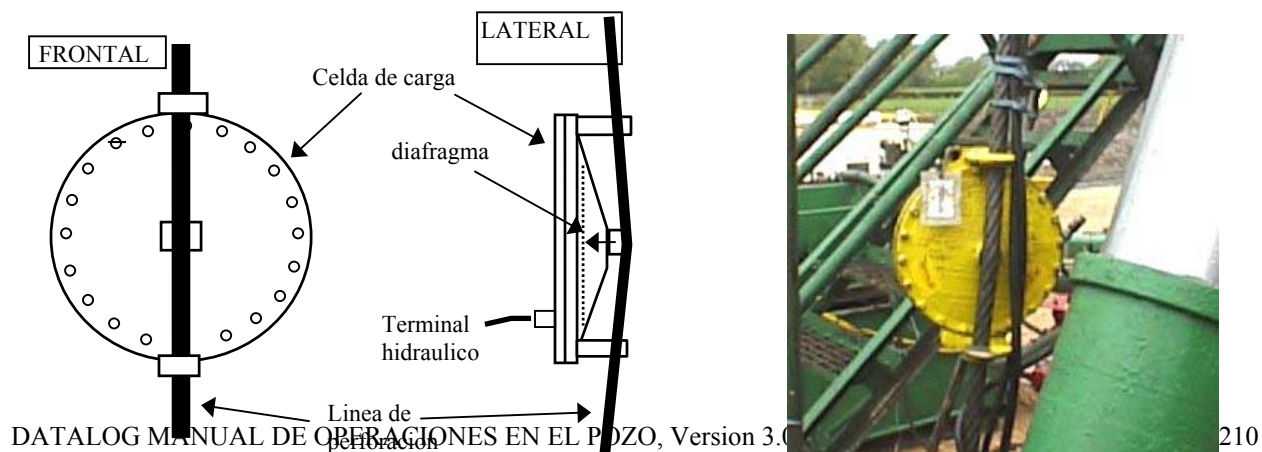
El peso que se transfiere desde el gancho soportado, al fondo del pozo, es controlado por el perforador. Este opera un freno con el cual puede controlar la descarga de la línea del taladro desde el malacate, mientras levanta o baja el bloque y el gancho. Por el descenso del bloque cuando la broca esta en fondo, mayor peso de la sarta será transferida al fondo del hueco, por consiguiente nosotros veremos un aumento en el peso sobre la broca.

Como vimos en la sección anterior, mientras se aumenta el WOB se producirá una rata de penetración mayor. Datalog mide los cambios en la tensión de la línea de perforación que es debidos a las diferentes cargas.

10.2.1 Celda de Carga o Celda Panqueque

La línea de perforación, o mas bien la sección de la línea de perforación entre la corona del taladro y el ancla de la línea muerta es sostenida por la tensión en la celda de carga. Los cambios en la tensión en la línea resultan en una fuerza aplicada en la parte central contra el diafragma, el cual es llenado internamente con un fluido hidráulico. Los cambios en la línea de tensión son transmitidos a un traductor de presión en donde la medida es tomada.

En muchos casos, sin embargo, el equipo tendrá ya una celda de carga y el sistema hidráulico estará en el lugar para que nosotros podamos conectar nuestro traductor de presión, la manguera hidráulica se conecte directamente al sistema existente. La desventaja es que cualquier goteo de hidráulico en cualquier sistema afectara al otro. Utilizando nuestra propia celda de carga seremos independientes del equipo monitoreando nuestro propio sistema de peso.

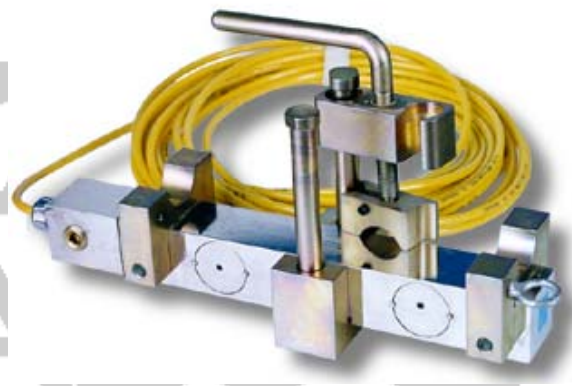


Una fuga en el sistema será detectable de la misma manera que cualquier sensor de presión hidráulico. Al gotear, el fluido hidráulico no llena completamente el sistema, para que los cambios de presión en el diafragma sean transmitidos inmediatamente por el fluido hidráulico. Entonces habrá un retraso antes de que cualquier cambio se reconozca, la respuesta de los cambios será mas lenta o amortiguada, y la respuesta máxima también será mas baja.

El sistema esta midiendo la carga del gancho, por consiguiente una fuga en el sistema se vera como una caída en la carga del gancho, pero si nosotros estamos perforando en el momento la fuga se vera como un aumento en el WOB.

10.2.2 Medidor de tensión “Strain Gauge”

El principio del medidor de tensión es similar al de la celda de carga, en el que la tensión en la línea de perforación es usada para determinar el peso en el gancho. En lugar de un sistema hidráulico los cambios son registrados electrónicamente. La tensión en la línea de perforación puede hacer que la barra se bandede. En cada lado de la barra unas tiras metálicas también se doblaran. Esto produce un diferencial potencial a través de la barra el cual puede medirse y convertirse en una señal de corriente.

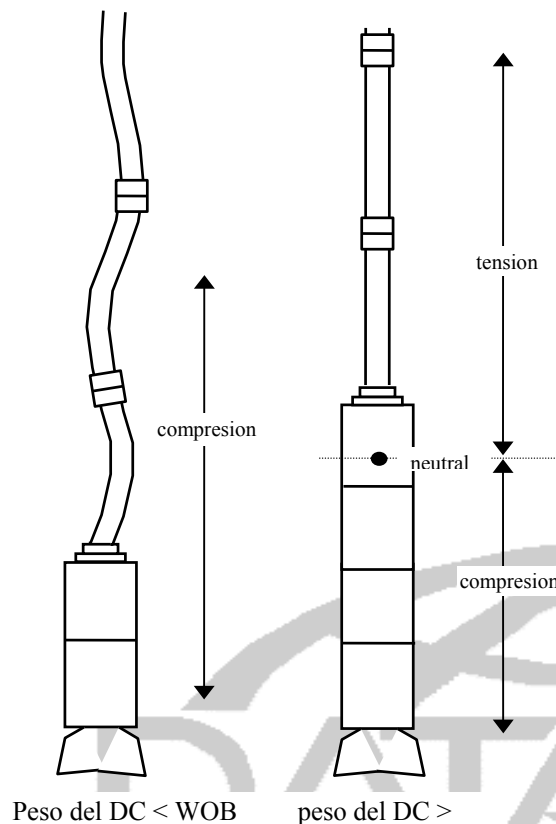


10.2.3 Peso sobre la broca

Conociendo el peso del gancho, y por consiguiente el WOB, esto obviamente permite al perforador controlar la cantidad de peso o fuerza que es aplicada a la broca, manteniéndola constante o haciendo cambios. Desde el punto de vista de registros, esto le permite al personal de registro determinar si los cambios en la rata de penetración son debidos a cambios en el WOB. Los cambios en el WOB afectaran la rata de penetración, el desgaste de la broca y el control direccional.

Hay dos principios que controlan el máximo peso que puede ser aplicado a la broca: -

- Las especificaciones técnicas del fabricante deber ser reconocidas para prevenir el desgaste o fallas en las balineras, y no exceder las limitaciones de la broca.
- El peso global de los “drill collars” provee el peso, y también las limitaciones de peso. El peso del “drill collar” (es acumulada después de la flotabilidad en el lodo) siempre debe exceder el WOB. Esto asegura que los “drill collar” siempre estén en compresión considerando que la sarta de perforación siempre esta en tensión.



El punto donde el esfuerzo compresional cambia a un esfuerzo tensional, es conocido como el punto neutro y este debe estar localizado siempre en los “drill collar”.

Si el WOB excede el peso de los “drill collar”, entonces parte de este peso esta llegando de la tubería de perforación. El unto neutro se situaría ahora en la tubería de perforación y esa sección de tubería estaría en compresion junto con los “drill collar”.

La tubería de perforación no es lo suficientemente Buena para resistir las fuerzas compresionales y seria oportuno oponerse al uso excesivo de la tubería y que lleva al probable colapso y fracturamiento.

10.2.4 Peso del gancho, arrastre y apoyos

La carga en el gancho es un parámetro importante que identifica los puntos apretados en el hueco.

Estos pueden ser causados por varios factores incluyendo bajo calibre del hueco, escalonamientos formados por capas duras, pata de perros “dogles” y puntos de asentamiento, arcillas inclables, derrumbe de altas presiones de formación, y cerramiento de la pared del pozo, etc.

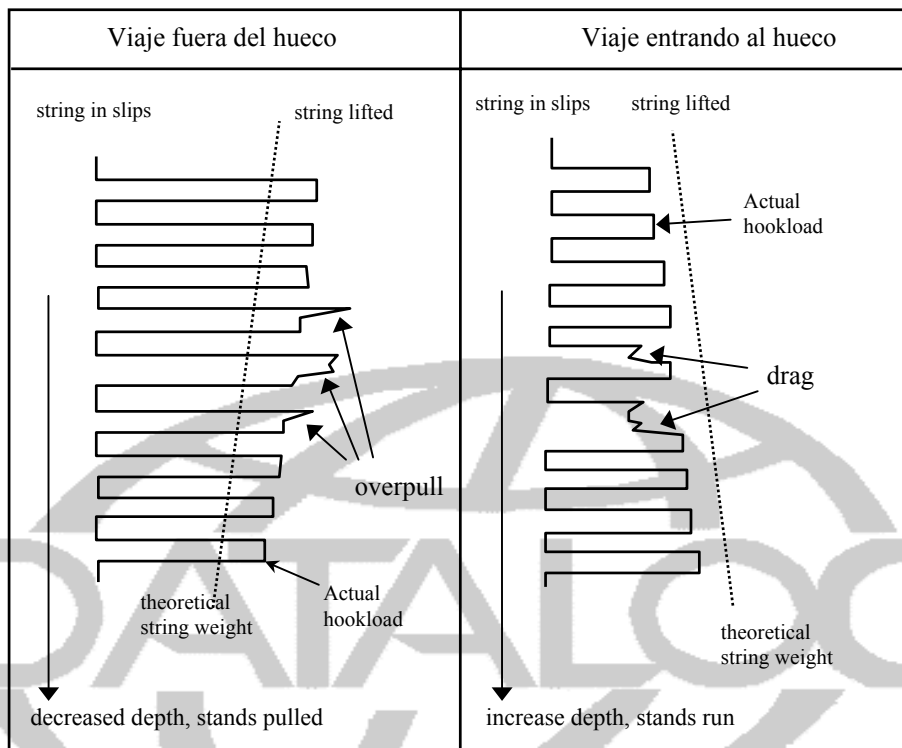
Cuando la tubería esta siendo sacada o bajada, el factor de boyancia en el fluido de perforación debe ser tomado en consideración, puesto que se resiste o apoya el movimiento de la tubería.

Para alzar la tubería, el lodo resiste el movimiento de la tubería, para que esta resistencia pueda ser superada, el peso del gancho resultante es por supuesto mayor que el peso de la sarta actual. Cuando la tubería esta siendo bajada parte del peso de la sarta será soportada por el lodo de modo que la carga del gancho será menor que el peso actual de la sarta.

Si puntos o secciones apretadas son encontradas, los cambios efectivos vistos en la carga del gancho dependerán de sí la tubería esta alzándose o introduciéndose.

- Al ser levantada, la resistencia adicional tiene que ser superada. Esta carga en el gancho adicional es conocida con el termino de tensión “overpul”.

- Cuándo la sarta esta siendo bajada, lo que pasa en efecto es que la sarta es soportada por esos puntos apretados, de modo que la medida de la carga del gancho disminuirá. Esto se conoce como apoyo “drag”.



Otros factores que deben ser tomados en cuenta cuando se monitorea el WOB son: -

- Arrastres y tensiones deberán, casi siempre, verse en pozos desviados y horizontales, puesto que mucha de la sarta de perforación esta “quedándose” contra la pared del hueco. Esto, de nuevo, soportara parte del peso de la sarta cuando estamos metiendo en el hueco, y la fricción se resistirá en la sarta cuando estamos saliendo del hueco. El grado de apoyo o tensión, no obstante, produce una tendencia normal, desviaciones de las mismas serán una indicación de sitios apretados.
- Por la misma razón que detallamos anteriormente, cuando la sarta esta quedándose otra vez contra la pared del pozo en huecos desviados, el peso no es transferida a la broca como en los pozos verticales. El peso visto en superficie no es el mismo que esta siendo aplicado en la broca. Esto será una limitación efectiva en cualquier calculo que incluya el WOB. Por ejemplo, la tendencia del exponente de perforación, usado para determinar la perforabilidad de la formación y para indicar cambios en la presión de la formación, puede ser no confiable ya que el WOB es parcialmente responsable de las ratas de perforación alcanzadas, puesto que no se conoce con precisión.
- El uso de flotadores dentro de la sarta de perforación o “dentro de las BOP” afectara la boyancia puesto que previenen la entrada de lodo en la sarta de perforación cuando la tubería esta siendo corrida dentro del pozo. Esto es análogo de la diferente boyancia o flotación de un objeto hueco como oposición a uno sólido.



10.3 Velocidad de rotación y torque de la rotaria

10.3.1 Velocidad de rotación

La rotación puede ser aplicada en la broca desde la superficie o desde los motores de turbina en el fondo del hueco. La rotación en superficie puede proporcionarse a través de la mesa rotaria y de la “Kelly”, O a través de piezas de poder o “top drives” (vea la sección 2.1).

La velocidad de rotación (revoluciones por minuto o RPM) es medida por un sensor de proximidad que detecta un objetivo metálico el cual esta atado bien sea a la mesa rotaria, al árbol de leva rotatorio, o en la parte superior del top drive. Un pulso o señal, es producido cuando cada objetivo pasa por el sensor.

La rotación aplicada por los motores de fondo o turbinas, depende de la cantidad de flujo que pase a través del motor. Una rata de flujo rápida, producirá mas rotación.

Por ejemplo, Si una turbina genera una rotación por cada 10 litros de fluido que pasa a través de la misma:

(0.1 revs/litro): -

Rata de flujo de circulación = 1.5 m³/min. (1500 litros/min)

Entonces, las RPM del motor = 1500 x 0.1 = 150 RPM

Por consiguiente las RPM del motor son determinadas numéricamente, multiplicando un factor (revoluciones por unidad de volumen del fluido – este numero es proveído por el operador del motor) por la rata de flujo medida en superficie (La velocidad de la bomba x la capacidad de la bomba.

Dependiendo del tipo, tamaño y capacidad y tipo de ensamblaje, las brocas tienen rangos específicos de rotación para prolongar la vida de la misma y lograr optima ratas de penetración.

Un cambio en las RPM tiene un efecto directo en la rata de penetración, como ya ha sido descrito. La unidad de registro debe determinar desde su propio punto de vista si los cambio de rata de penetración son debidos a cambios en la RPM.

10.3.2 Torque de la rotaria

Torque es la mediad de la fuerza necesaria para producir una rotación en la broca y sarta de perforación. Hay una relacion directa entre en que el torque aumentara si la velocidad de rotación aumenta. De igual forma una velocidad lenta causara un torque bajo.

La medida del torque varia, dependiendo del tipo de fuente que maneje el sistema rotatorio. La mesa rotaria puede ser manejada eléctricamente o mecánicamente. Igualmente los “Top Drive” pueden ser mecánicos o eléctricos..



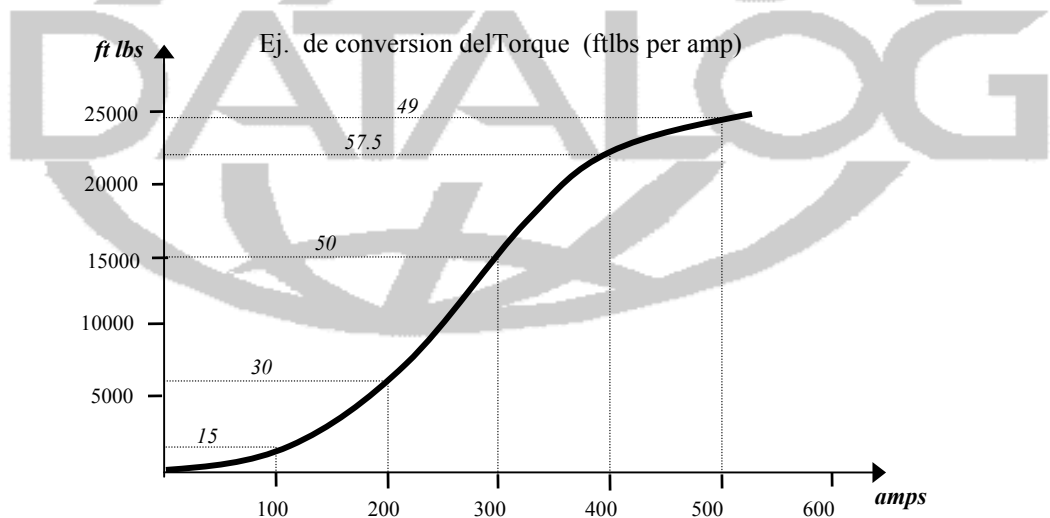
Con los sistemas eléctricos, el torque representa la cantidad de corriente que es requerida para manjar la la mesa rotaria. Esto es determinado por una simple pinza de torque que mide el campo magnético inducido alrededor del cable de poder.

Con las mesas rotarias manejadas mecánicamente, la tensión producida en las cadenas de la rotaria, son los cambios en el torque. Esta tensión es medida con un transductor de presión (el principio es el mismo que con el de la carga del gancho que mide los cambios en la tensión de la línea de perforación.)

Un traductor de presión normal es todo lo que se requiere para medir el torque en los sistemas que son manejados hidráulicamente.

La unidad de medida del torque de la rotaria es la fuerza que es aplicada contra una distancia movida, por ejemplo Newton Metro (Nm) o libras por pie (Lbs/ft).

Si una mediad eléctrica es la obtenida, el torque puede ser expresado en términos de corriente (Amperios), o puede ser convertida a una unidad de fuerza por distancia. Sin embargo, esta conversión no es lineal, y variara en cada equipo dependiendo del poder y del equipo de rotación. Una tabla de conversión, o grafico (ver siguiente), puede obtenerse del jefe o mecánico del equipo.



Todas o una parte de las condiciones son las mismas. El torque de la rotaria se incrementa con la profundidad desde el aumento de la sarta de perforación y por consiguiente el aumento de la fricción con las paredes del pozo. La fricción fluctúa contra la rotación, de tal forma que con mas tubería en contacto con el hueco, mas fuerza es requerida para producir la misma rotación. Un cambio en el torque es una medida de los cambios de fuerza friccionales que actúan contra la rotación y puede ser el resultado de cambios mecánicos, fallas mecánicas o cambios en el fondo del hueco.

Diferentes tipos de brocas y cortes en superficie también resultan en diferentes medidas del torque (En lo que se refiere al máximo, mínimo y frecuencia), pero no obstante el torque proporciona una muy útil información en lo que se refiere a la evaluación de la formación y la

condición del agujero. Es por consiguiente muy importante que los cambios en el torque sean evaluados y determinadas las causas que lo generaron.

Incrementos en el torque pueden ser el resultados de: -

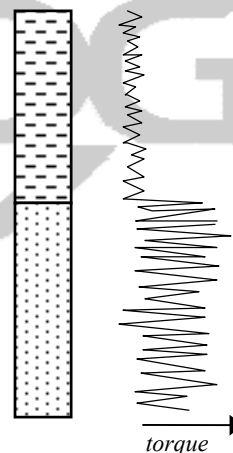
- Aumento en el WOB
- Aumento de las RPM
- Desgaste de la broca
- Desgaste o falla en las balineras
- Pérdida de los conos
- Limpieza pobre del hueco lo que produce brocas redondeadas
- Huecos apretados, pegamiento de la tubería. En esta situación las pegas de tubería pueden llevar a torques altos, Incluso llevar a parar la rotaria, y el riesgo de una falla en la tubería, o "twist-off" desenroscamiento, es muy significativo.
- Incremento en la presión de formación
- Desviación del hueco
- Fracturas, llevando típicamente a torque alto y errático.

10.3.3 Evaluación de la formación e identificación de fracturas

Pueden verse también cambios en el torque como resultado de cambios en la dureza, abrasividad, granulometría, etc., de la litología, pero un cambio exacto depende del tipo de broca.

Por ejemplo, una broca tricónica de dientes para formaciones suaves podría generalmente mostrar un torque relativamente bajo y consistente cuando se perfora una arcilla, considerando que una arena cementada producirá un torque alto (mire el ejemplo.)

Un broca PDC, por otro lado, puede mostrar un torque completamente diferente y un cambio tan pronunciado puede no ser visto.



El torque también es una herramienta para identificar fracturas. Estas son muy difíciles de identificar con los registros eléctricos o herramientas de LWD (logging while drilling), pero pueden ser fácilmente identificadas y registradas. Estos son los diferentes beneficios de la identificación de fracturas:

- Potenciales pérdidas de circulación
- Posible asociación con gas presurizado
- Mejoramiento de las posibilidades de producción

Típicamente, las fracturas pueden ser identificadas a través del incremento en el torque y poniéndose a menudo más errático (amplitud grande, o diferencia entre los torque máximos y mínimos). El cambio exacto dependerá del tamaño de la fractura, la naturaleza de cualquier relleno y de la inclinación del hueco.

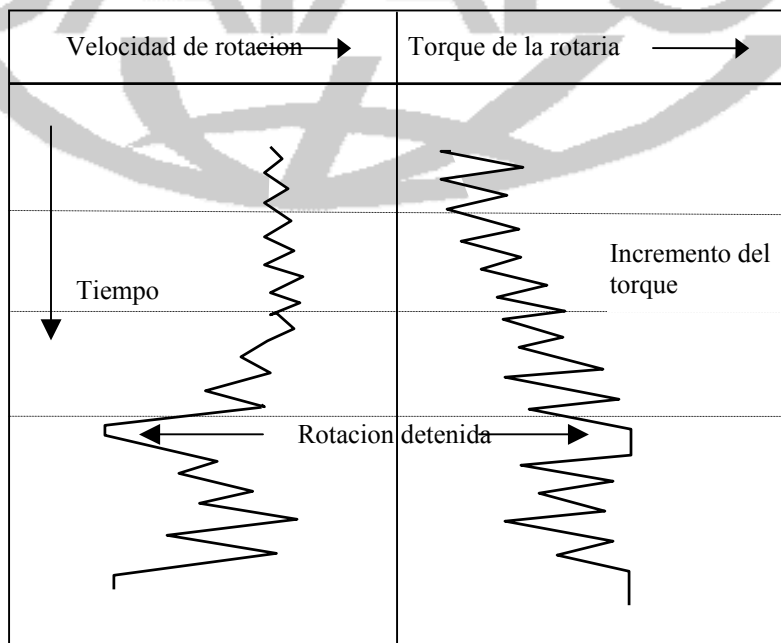
Además de los cambios en el torque, una fractura puede resultar en una más errática ROP. Mirando estos dos cambios, el personal de registro puede alertar en la posibilidad de una perdida de circulación, gas asociado y posibles eventos de arremetidas, por lo siempre estará monitoreando cualquiera estos eventos.

10.3.4 Pega de tubería

El incremento en el torque es a menudo una indicacion de huecos apretados puesto que aumenta la resistencia a la rotación de la tubería. La relación entre el torque y las RPM es directa y una sola, por ejemplo las dos aumentarían o disminuirían simultáneamente.

Esto llevara a un incremento en el torque por lo que una mayor fuerza es requerida para mantener la rotación. Si la situación empeora, la rotación puede bajar lentamente y atascarse completamente. Cuando la rotación llega a este grado, una relacion inversa entre la velocidad de rotación y el torque es vista, ya que una alta fuerza o torque es requerida para mantener la rotación de la sarta nuevamente. Esta situación es análoga a la que exige una alta fuerza para mover un objeto estacionario hasta moverlo, y una fuerza menor se requiere para mantenerlo en movimiento.

El problema que puede ocurrir en esta situación, alto torque y detenimiento de la rotaria es un desenroscamiento de la broca o parte de la sarta de perforación, por ejemplo el torque puede ser tan alto que rompe una conexion.



10.3.5 Vibración torsional

La vibración torsional en la sarta de perforación puede ser extremadamente dañosa en la tubería y en la broca y requiere de una alta resolución en el monitoreo en superficie para

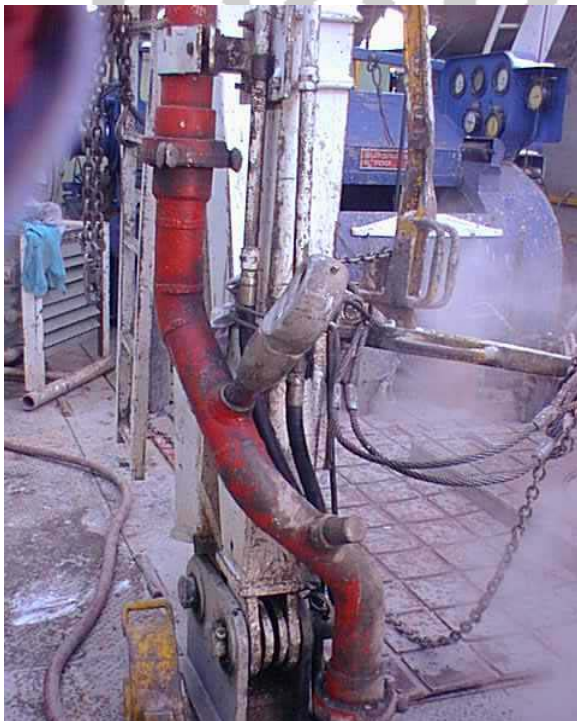
detectar este torque. Oscilaciones de alta frecuencia y amplitud indican que se presenta una vibración torsional.

La vibración torsional ocurre cuando la rotación de la tubería es bajada lentamente, o detenida en el fondo, entonces el torque liberado se construye a un nivel que es suficiente para superar la resistencia a la rotación de la tubería. Asociado con este comportamiento es la aceleración y desaceleración del BHA y la broca, con el torceamiento repetido de la sección de tubería más flexible.

Vibración de tubería “stick slip” es la forma severa donde tubería y broca vienen como una sola parada hasta que la tubería se retuerce por el motor de superficie produciendo la suficiente fuerza y torque para liberar la tubería. Entonces la broca gira libremente a una rata enormemente acelerada, mientras que la velocidad va reduciéndose lentamente, y es observada en superficie como una energía disipada.

Tales vibraciones son comunes cuando se perfora en litologías duras y abrasivas, especialmente si el hueco es desviado, y mucho mas común cuando perforamos con brocas tricónicas. Esto es extremadamente perjudicial para las operaciones de perforación, llevando a la fatiga, daño o fallas en los cortadores de la broca, herramientas de fondo, BHA y tubería; reducen el ROP, rompimientos o desenroscaminetos, costosos viajes de pesca y remplazo de equipo.

10.4 Presión de Bomba o “Standpipe Pressure”



El sistema de circulación puede ser considerado como un sistema cerrado y para mover el fluido alrededor del sistema se requiere fuerza. Esta fuerza es proporcionada por las Bombas, las cuales son colocadas a una rata de poder especificada (Caballos de fuerza) y el resultado producirá una pérdida de presión.

Los caballos de fuerza son una función de la perdida de presión, como el lodo se mueve alrededor del sistema, las perdidas de presión ocurrirán como resultado de la fricción. Por lo que el sistema es un sistema cerrado, la presión producida por la bomba como es una función de la potencia o poder alcanzado que es igual a las perdidas de presión del sistema

$$\begin{aligned} \text{Presión de bomba} \quad \text{“Standpipe pressure”} &= \text{Perdidas totales del sistema} = \\ & \text{Perdidas dentro de las líneas de superficie} \\ & \quad + \\ & \text{Perdidas dentro de la tubería} \end{aligned}$$

+
Perdidas de presión en el anular
+
Pérdida de presión en la broca

La mediada de la presión es hecha por un transductor de presión que normalmente es colocado en “la válvula final” situada en el “manifold” en la base del tubo del “standpipe”. Esta válvula es conocida como válvula de golpe o celda de presión y esta fuertemente apretada con martillos!.

Dentro de Celda de presión, un diafragma de caucho separa el lodo de circulación y un fluido hidráulico. Los cambios de presión actuaran el diafragma y estos serán transmitidos al transductor a través del fluido hidráulico.

Las unidades normales son

KPa	kilo Pascales
PSI	libras por pulgada cuadrada
kg/cm ²	kilogramos por centímetro cuadrado

$$1 \text{ psi} = 6.894 \text{ KPa} = 0.0703 \text{ kg/cm}^2 = 0.0689 \text{ bars}$$

típicamente la presión de la tubería tiene un rango de 5 a 10000 psi (approx 35 a 70000 KPa)

La medida de la presión depende de varios parámetros: -

- La densidad del lodo Alta densidad, alta presión
- Viscosidad del lodo Aumento de la viscosidad, aumenta de la presión
- Rata de flujo Un aumento de flujo y velocidad en el lodo, aumentara la presión
- La profundidad anular La presión se incrementa con la profundidad, puesto que el y la sarta de perforación aumentan, entonces hay un incremento friccional de las pérdidas de presión
- Diámetros del hueco y tubería Con menores diámetros, la presión aumenta.
- Tamaño de las boquillas o TFA El tamaño pequeño de boquilla o área de flujo en la broca aumentara la presión
- La eficiencia de la Bombas y equipo de superficie Cualquier fuga causara una caída de presión.

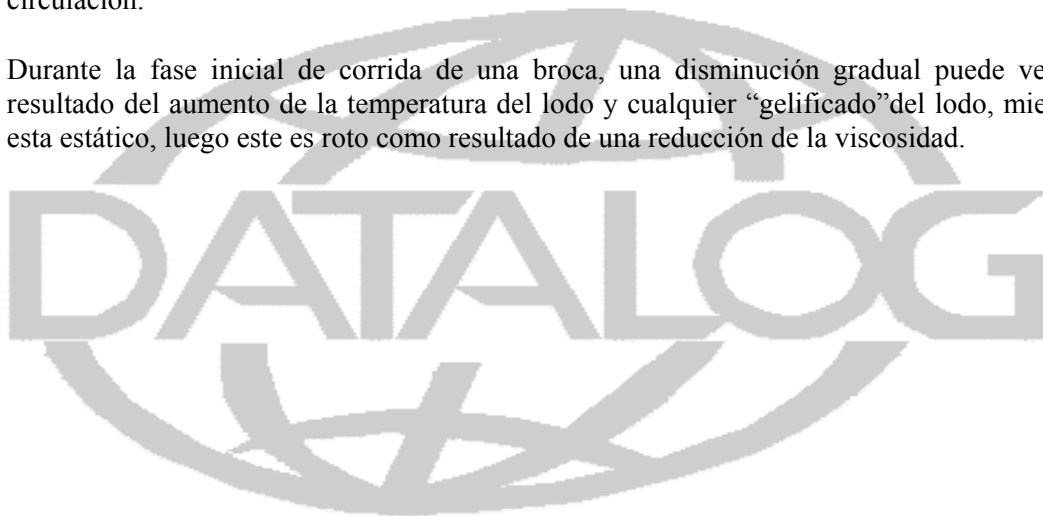
Si las condiciones anteriores se mantienen constantes durante la perforación, la presión de la tubería aumentara muy gradualmente mientras se avanza en la perforación y el hueco aumenta.

Los cambios en la presión de la tubería pueden ser producto de una de las siguientes condiciones: -

- Perdidas de circulación Si hay perdida de lodo en una formación permeable o el mismo fractura la formación
- Corte de gas en el lodo Si una alta cantidad de gas entra al lodo y no es removido en superficie, entonces habrá una reducción de la presión como una función de la reducción de la densidad del lodo.
- Entrada de fluidos de Formación En el evento de una arremetida, un aumento inicial de la presión de bomba puede ser visto. Esto será seguido de una gradual disminución por la entrada y desplazamiento en el anular. Esto es función del influjo (un gas en particular) reduciendo el peso del lodo y la presión hidrostática en el anular.
- Tapado o lavado de las boquillas Causando un aumento dramático, o disminución
- Roturas en la sarta Un hueco o fisura que producen una disminución gradual. La fisura presión disminuye mas rápidamente cuando el tamaño de la aumenta.
- Desenrosque de la tubería o broca Esto causará una perdida dramática inmediata debido a la gruesa área de flujo comparada con el tamaño de las boquillas
- Colapsamiento del hueco Si la pared del pozo es cerrada contra la sarta de perforación se presenta una circulación restringida, resultara en un incremento de presión.
- Condiciones del lodo Si la densidad y/o viscosidad no es consistente a lo largo del sistema, una presión errática puede ser vista, estas variaciones pueden ser el resultado de un pobre tratamiento en superficie; variacion del contenido de solidos, remanentes de píldoras viscosas altas o bajas, similarmente, el lodo puede ser propenso a la aireación o espumado, causando perdida en la presión.
- Herramientas de fondo Fallas o malfuncionamientos de herramientas tales como motores erráticas o herramientas de MWD puede resultar en presiones una causa de los saltos de saltos. Alto torque también puede ser herramientas de fondo. presión provenientes de las
- Incrementos del ROP Un incremento significativo de la ROP cargara el anular con mas cortes de formación que llevan a un aumento de la presión
- Incremento en el WOB del Esto es una función de “enterramiento” de la broca en el fondo hueco, restringiendo el flujo de lodo por las boquillas.

Cuando se esta corriendo una nueva broca, una secuencia de cambios de presión puede ser vista: -

- Un gradual incremento cuando la tubería es llenada, de la ultima parte del viaje, y hasta cuando la circulación es estabilizada
- Un incremento de presión cuando la broca toca el fondo y un peso es aplicado.
- La presión aumentara despacio cuando el tiempo del fondo arriba es completado por los cortes y estos lleguen a superficie.
- Recíprocamente, si hay una cantidad de gas, una perdida podría verse.
- Después de los fondos arriba, la presión debe caer (o aumentar) o retornar al fondo normal de circulación.
- Durante la fase inicial de corrida de una broca, una disminución gradual puede verse como resultado del aumento de la temperatura del lodo y cualquier “gelificado” del lodo, mientras este esta estático, luego este es roto como resultado de una reducción de la viscosidad.



10.5 Presión del revestimiento o Anular

La presión en el lado anular del hueco (como opuesto al monitoreo de la presión de la tubería) necesita ser monitoreada en las siguientes operaciones:-

- Cierre de presiones durante operaciones de control de pozos.
- Pruebas de revestimiento
- Pruebas de integridad o pruebas de fuga de la formación
- Pruebas de presión de formación durante fases de pruebas del pozo.

Un transductor de presión hidráulico, típicamente de un rango de 10 a 20000 psi es usado para leer la presión en el anular. Este sensor es normalmente colocado en el “choke manifold” punto de ahogo, para que puedan monitorearse las presiones cuando el pozo es cerrado o se abre para las líneas de alivio.

Durante una situación de control de pozo, cuando un influjo de fluidos de formación ha entrado al hueco debido a que la presión de formación ha superado la presión hidrostática de la columna de lodo (esto puede ser causado por un incremento de la presión de formación o una reducción de la hidrostática del lodo), aquí es muy importante conocer ambas presiones, la del anular y la de la tubería.

Así, conociendo la presión de cierre de la tubería (SIDPP) y la presión de cierre del revestimiento (SICP) permite determinar la siguiente información: -

- Presión de formación y peso del lodo requerido para controlar el pozo (kill mudweight)
- Presión de circulación requerida para matar.
- Monitoreo de la presión cuando un influjo esta alejado de la fuente.
- Tipo y tamaño del influjo (Ej. , agua, gas o aceite)

10.6 Rata de bombeo y eficiencia

La salida volumétrica de la bomba, y la rata a la cual el lodo es bombeado al hueco, es un parámetro importante en los procedimientos de registro de lodo.

Los golpes o rata de bombeo (típicamente golpes por minuto o SPM) es fácilmente medible por cualquier contador de golpes de bomba. Puede ser un sensor de proximidad (como el mostrado abajo) o cualquier forma de interruptor “microswitch” que es activado por cada movimiento de la bomba.



Las bombas del equipo pueden ser tipo duplex o triplex: -

La bomba triplex (como la mostrada anteriormente) tiene tres cámaras de las cuales solo se desplaza el lodo en la parte delantera del pistón. El volumen de lodo desplazado por cada golpe (Volumen de la bomba) depende del diámetro de la camisa que almacena el lodo y la longitud del pistón que desplaza el lodo. Esto, efectivamente, da un volumen igual al volumen de una cámara.

El movimiento de los pistones es tal que, en cualquier momento, están en puntos diferentes lo que asegura una continua salida de lodo, por Ej. Cuando un pistón esta al final de la camisa que ha vaciado el lodo, otro pistón esta al final del su recorrido hacia atrás, siendo llenada por lodo; un tercer pistón estará en el punto intermedio.

Las bombas duplex tienen dos cámaras, pero tienen una doble acción, desplazando lodo en ambos desplazamientos del pistón. Cuando el pistón se mueve adelante esta desplazando lodo, y esta llenado la otra parte de la cámara. El lodo es desplazado por cada recorrido del pistón. El volumen de este pistón reduce el desplazamiento del lodo en cada golpe.

En la practica, esto no es así, y la actual eficiencia de las bombas pueden ser determinada desde información del jefe del equipo, perforador o el hombre de las zarandas. Típicamente son del 95-97% de eficiencia.

Entonces,

salida de la bomba / golpe = eficiencia de salida de la bomba

salida de la bomba / minuto = salida de la bomba x eficiencia x SPM

10.6.2 calculo del retorno

Ahora que nosotros conocemos el volumen de lodo desplazado por cada golpe de la bomba, si nosotros conocemos el volumen del hueco, podemos calcular, cuantos golpes de bomba son requeridos para mover el lodo de todo el sistema. De la misma manera, si conocemos la velocidad de la bomba, podremos determinar cuanto tiempo tomara esto.

La cantidad de tiempo que toma al fluido de perforación o lodo para ser circulado desde superficie a fondo del hueco y regresar a la superficie es conocida como el tiempo total de circulación. Este tiempo puede ser dividido en dos eventos, tiempo de bajada (superficie a la broca) y el tiempo de retorno (broca a superficie).

Tiempo total de circulación = tiempo de bajada + tiempo de retorno

Esta información beneficia varias aplicaciones importantes:-

Retorno de muestras Conociendo cuanto tiempo tomara al lodo ser bombeado desde el fondo del hueco a la superficie (tiempo de retorno) podemos determinar cuando una muestra especifica llegara a superficie, o similarmente determinar la profundidad exacta a la que una muestra especifica corresponde. Esta es la principal herramienta de la interpretación litológica desde los cortes y el gas tomado en superficie puede ser correlacionado directamente con una profundidad dada y confirmado por cualquier cambio en la rata de penetración, o torque cuando este intervalo de profundidad fue perforado.

Estos retornos en las muestras siempre deben estar basados en los golpes requeridos en lugar del tiempo, ya que la velocidad de bombeo puede cambiar. Si la velocidad del bombeo se incrementa, obviamente el tiempo también disminuirá.

Washouts Si el tiempo de retorno observado es más grande que el calculado (este tiempo puede ser determinado por chequeos del retorno o por la correspondencia del gas con los cambios litológicos que están indicados por cambios en el ROP a una determinada profundidad), entonces puede deducirse que el tamaño es mayor que el actual tamaño de la broca, Tal

agrandamiento del hueco típicamente pudo ocurrir posterior al asentamiento de los revestimientos o a formación inconsolidadas de pueden ser fácilmente erodadas por la acción del movimiento de la tubería o por la circulación del lodo.

Píldoras Spotting Conociendo la salida de las bombas y el volumen de las secciones de sarta y anular el perforador puede determinar exactamente el número de golpes que son necesarios para colocar estas píldoras de fluidos especiales en la posición precisa del hueco.

Trabajos de cementación, primero, conociendo la ocurrencia de los agrandamientos o “washouts” y el perfil global del hueco, el cual se puede determinar en forma precisa de los registros de calliper del hueco el cual puede calcular el volumen de cemento requerido para llenar el anular entre el revestimiento y hueco abierto. Cuando este volumen de cemento ha sido bombeado dentro del fondo del revestimiento se necesita conocer con precisión el número de golpes requeridos para desplazar este cemento.

Control de pozo Conociendo en forma precisa el peso para matar y los cambios relativos en la presión es una parte crítica un margen de seguridad para controlar las arremetidas. Necesitamos conocer exactamente el número de golpes de bomba que se necesitan para que el lodo de matar el pozo alcance la broca, la zapata del revestimiento y la superficie.

golpes de bajada = Capacidad de la sarta / Salida de la bomba (por golpe)

golpes de retorno = Volumen anular / salida de la bomba (por golpe)

Estos golpes pueden expresarse en términos de tiempo requerido en comparación con la velocidad de bombeo de las bombas: -

Tiempo de bajada = Golpes bajando / velocidad de la bomba SPM

Tiempo de retorno = golpes de retorno / velocidad de la bomba

La primera fase en estos cálculos es determinar cuantas secciones de tubería y anulares hay: - En el siguiente ejemplo de perfil de pozo, podemos ver que hay 3 secciones anulares separadas (asumiendo que la tubería de perforación y la tubería pesada tienen el mismo diámetro externo) y 3 secciones de tubería.

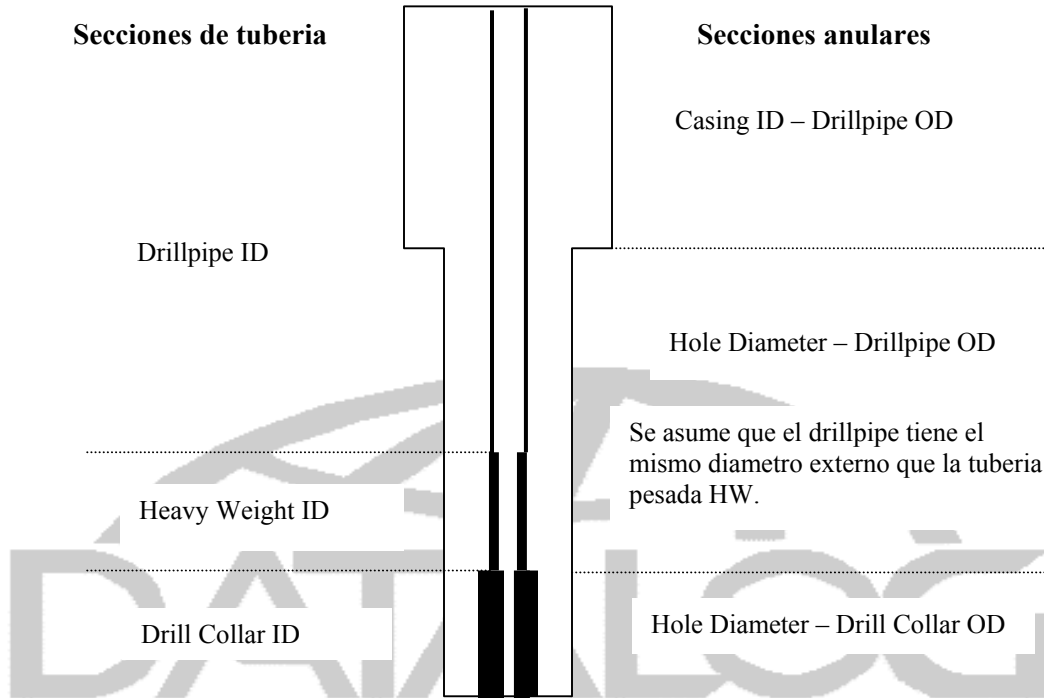
Golpes de retorno = Volumen anular total / eficiencia de la bomba

golpes de bajada = Capacidad total de la tubería / eficiencia de la bomba

El cálculo de estos volúmenes está basado en una geometría muy simple, Ej. Cálculo de volumen de cilindros:-

- Capacidad de la tubería es el volumen de un cilindro determinado por la longitud de la sección por el diámetro interno de la sección de tubería de perforación.

- El volumen anular es la diferencia en el volumen entre los dos cilindros. El tamaño del cilindro más grande es definido por la longitud y el diámetro interno de cada sección de tubería o revestimiento. El tamaño del cilindro más pequeño esta definido por la longitud del diámetro externo de la tubería.



Donde, OD = "diámetro del hueco" o "diámetro interno" del revestimiento
 ID = "diámetro externo" de la tubería / collares

Calculo de volumen anular en barriles

$$\text{BBS} = \frac{\text{OD}^2 - \text{ID}^2}{1029.4} \times L$$

D en pulgadas
 L en pies

$$\text{BBS} = \frac{\text{OD}^2 - \text{ID}^2}{313.76} \times L$$

D en pulgadas
 L en metros

Calculo de volumen anular en metros cúbicos

$$\text{M}^3 = \frac{\text{OD}^2 - \text{ID}^2}{1973.5} \times L$$

D en pulgadas
 L en metros

$$\text{M}^3 = \frac{\text{OD}^2 - \text{ID}^2}{1273223} \times L$$

D en milímetros
 L en metros

$$\text{M}^3 = 0.785 (\text{OD}^2 - \text{ID}^2) \times L$$

todas las unidades en metros

Las mismas formulas pueden ser usadas para el caculo de la capacidad de la tubería, pero aquí:-

OD puede representar el diámetro interno de la tubería
ID podría ser igual a cero 0.

Chequeos de retorno

El retorno puede ser verificado o chequeado agregando un trazador al lodo, cuando una conexión de tubería es realizada. El numero exacto de golpes (golpes de bajada mas retorno) para que el trazador retorne a superficie, es conocido, entonces podemos contar como circulación precedida.

Si el trazador arriba después del numero de golpes ha pasado, que hay un agrandamiento en el hueco, debido a los "washout" o debido a medidas grandes.

Pueden utilizarse trazadores como la gasolina, el chequeo del retorno requiere de la identificación de las respuestas de gas cuando retorna a superficie, o pueden ser trazadores visuales como arroz, pinturas o tintes, cintas, etc., antes de colocarse alguno de estos trazadores que van a enviarse al hueco dentro de la tubería debe confirmarse con el operador.

Conversiones Estándar

1 pulgada = 25.4 mm
1 metro = 3.2808 ft
1 pie = 0.3048 m

1 m³ = 6.2897 bbls
1 m³ = 1000 litros

1 bbl = 42 US galones
1 bbl = 159 litros
1 bbl = 0.1589 m³

1 Galón US = 3.7853 litros
1 litros = 0.264 US galones

10.6 Rata de flujo y nivel de los tanques

Como hemos dicho previamente, el sistema de circulación puede ser considerado como un sistema cerrado y el flujo que sale del anular es el mismo es el mismo flujo de lodo que esta entrando por la tubería.

Nosotros ya hemos dicho que la rata de flujo entra al hueco, vía bombas, líneas de presión y tubería, es determinado por la velocidad de la bomba y la capacidad de la misma:-

Rata de flujo $Q = \text{SPM} \times \text{Capacidad de la bomba} \times \text{Eficiencia}$

La rata de flujo de salida del hueco es típicamente determinada en la línea de flujo, la cual esta conectada de la cabeza del pozo a la caja de las zarandas, normalmente la deflexión de la paleta o la velocidad de una turbina es la usada para determinar la rata de flujo saliendo.



El lugar de una determinación de la rata de flujo real, la medición se hace cualitativamente. Por ejemplo, cuando usamos la paleta de flujo, una deflexión completa representaría el 100% de flujo y cero deflexión, con la paleta en reposo, obviamente representa cero flujo.

Para una rata de bomba constante, la rata de flujo saliendo del hueco (MFO) también debe ser constante. Este parámetro debe ser el indicador primario de cualquier cambio en el fluido en el fondo del hueco.

Por ejemplo: -

Una reducción en el MFO – pérdida de circulación, pérdida de fluidos en fracturas

Un incremento en el MFO – Influjos de fluidos de formación, arremetidas



El nivel de los tanques (tanques de lodo) es supervisado por una razón similar, primordialmente, sin cambios en la rata de bombeo, el volumen de lodo en los tanques solamente caerá un poco de acuerdo al nuevo hueco perforado (alineando al hueco, parte del el activo o la succión al sistema de tanques).

Cualquier desviación de una tendencia puede indicar un cambio en las condiciones del fondo del hueco, una pérdida de volumen del lodo indica una pérdida de lodo en formación, o un incremento del volumen de los tanques indica un influjo de fluidos.

El volumen de los tanques es monitoreado por dos tipos de sensores, ultra sonicos o flotadores de varilla “delevel”.

Los ultrasónicos son colocados en la parte superior del tanque mandando continuamente pulsos de sonido, los cuales son reflectados desde la superficie del lodo al sensor. Las dos señales son procesadas y calibradas en términos de distancia del sensor, y a su vez son convertidos en volumen de lodo equivalente. El operador tiene que tener mucho cuidado en la colocación del sensor, evitando señales erráticas al colocarlo en sitios de turbulencia del lodo, como los agitadores o entradas de lodo al tanque.

Las varillas consisten en flotadores, colocados en un cuerpo de acero (resistencia), los cuales suben y bajan de acuerdo a los cambios en la altura del nivel del lodo. Cuando esto sucede, el flotador pasa por sensores magnéticos colocados dentro de la varilla, estos determinan la posición del flotador, la altura a la cual es calibrado equivalente a un volumen de lodo.

Así como es un indicador primario de pérdidas de lodo o influjo durante la perforación, el nivel de los tanques debe ser monitoreado en muchas otras operaciones, como por ejemplo:-

- desplazamientos de lodo durante los viajes sacando tubería
- Desplazamiento del lodo en corridas de revestimientos, asegurándose que el lodo no sea perdido debido a presiones de surgencia rompiendo la formación.
- Desplazamientos del lodo durante bombeo de cemento, nuevamente asegurándose que no este causando un rompimiento de la formación, resultando en una pérdida de lodo.

El personal de registro debe estar muy consciente de otras causas de cambios en el nivel del lodo, para evitar alarmas falsas e identificar errores en movimientos de lodo los cuales podrían resultar en pérdidas en superficie y contaminación al medio ambiente: -

- Adiciones de lodo nuevo (base agua, diesel, aceite, etc.) o químicos.
- Transferencia de tanques o desde una fuente externa.
- Válvulas que son abiertas por error.
- Volúmenes en las líneas de superficie (retornos dentro de los tanques cuando las bombas son apagadas o llenando las líneas cuando son enciendas).
- Cambios similares cuando los equipos de superficie, centrifugas, desarenadores, son encendidos o apagados.
- Cambios aparentes cuando los agitadores son apagados o encendidos.
- Movimiento de las olas en equipos flotantes.

11 PROCEDIMIENTOS EN MUDLOGGING



11.1 Descripciones de Cortes

Después de la preparación de una muestra, incluyendo tamizado y lavado, los cortes deben ser vistos en una bandeja bajo un microscopio usando luz blanca. La muestra debería verse, inicialmente, mientras se encuentre húmeda para describir correctamente los colores.

La descripción de los cortes debería seguir un formato estándar, como se detalla mas adelante. Note que las abreviaturas no se usan en este manual, ya que las operaciones siempre tienen diferentes requerimientos sobre su uso.

El orden para descripción de los cortes es el siguiente:

1. Tipo y clasificación de la roca
2. Color (y/o lustre)
3. Textura, incluyendo tamaño, forma, calibrado
4. Cemento o matriz
5. Dureza
6. Fósiles y minerales accesorios
7. Estructuras sedimentarias
8. Porosidad
9. Manifestaciones de aceite

11.1.1 Tipo y Clasificación de la Roca

es decir. Rocas carbonatadas tales como caliza, dolomita, marga
rocas silíceas tales como limolita, arenisca, arena, chert
rocas argiláceas tales como arcillolita, arcilla, lutita, marga
Rocas carbonosas tales como carbón, lignito, antracita

Se debe incluir, si es posible, la clasificación textural, así: lítica, oolítica, granosoportada (grainstone.), matriz-soportada (packstone), etc.

11.1.2 Color

Este puede describir el efecto de masa de todos los constituyentes, o describir componentes específicos como color del grano o del cristal, color del cemento, etc.

Se debe utilizar la tabla apropiada de colores, para que todas las descripciones sean consistentes entre el personal diferente.

Calificativos como oscuro, claro, medio, translúcido, etc., se deben usar de acuerdo a las tablas.

Los colores también se pueden describir de acuerdo a un patrón específico, como: moteado, punteado, bandedo, etc.

Las rocas carbonosas deberían incluir el lustre, el cual puede ser descrito como opaco, terroso, brillante, vítreo o subvítreo

11.1.3 Textura

Rocas Carbonatadas

Debería incluir tamaño y forma del cristal, junto con cualquier otra textura importante:

Tamaño de Cristal (mm)	Clasificación
1 – 2	muy gruesa
0.5 – 1	gruesa
0.25 – 0.5	media
0.125 – 0.25	fin
0.063 – 0.125	muy fina
0.004 – 0.063	micro-cristalina
< 0.004	cripto-cristalina

La forma del cristal incluye: euhedral, sub euhedral, anhedral, fibroso.

Otras texturas incluyen: cerosa, vítreo, amorfa, terrosa, azucarada, tísica, vuggy, estilolítica.

Rocas Silíceas

Debería incluir tamaño de grano, forma de acuerdo a esfericidad o redondez y el grado de calibración:

Tamaño de Grano (mm)	Clasificación
1 – 2	muy grueso
0.5 – 1	grueso
0.25 – 0.5	medio
0.125 – 0.25	fin
0.063 – 0.125	muy fino
0.002 – 0.063	limo
< 0.002	arcilla/lutita

La esfericidad compara el área superficial del grano con el área superficial de una esfera del mismo volumen. En la práctica, describe la comparación axial.

Elongada	Un eje considerablemente mas largo que el otro.
Sub elongada	
Sub esférica	
Esférica	ejes de longitudes similares

La redondez describe que tan suaves o angulares están los bordes de los granos.

Angular	agudo, sin desgaste
Sub angular	
Sub redondeado	
Redondeado	
Bien redondeado	sin caras o bordes originales, solo curvas suaves

El calibrado (sorting) compara la distribución de varios granos e incluye todas las anteriores comparaciones texturales. Las descripciones incluyen: mal calibrada, moderadamente bien calibrada, bien calibrada

Rocas Argiláceas

Las texturas, aquí, incluyen: amorfa, blocosa, sub blocosa, fisil, subfisil, dispersa, astillosa

Rocas Carbonosas

Las descripciones texturales para rocas carbonosas incluyen tipo de fractura o clivaje (cleating):

Angular, concoidea, sub concoidea, irregular, cleating.

11.1.4 Cemento y Matriz

El cemento es un precipitado químico depositado alrededor de los granos, tales como intercrecimientos o granos. Los cementos pueden ser silíceos, calcáreos, dolomíticos, cuarzíticos, yesíferos o piríticos y se pueden calificar dependiendo del grado de cementación, como, inconsolidado, mal cementado, moderadamente bien cementado o bien cementado

La matriz es de granos pequeños o rellenos que son mecánicamente depositados entre granos. La matriz puede ser argilácea, calcárea, dolomítica, yesífera, caolínica o limosa.

Las rocas carbonosas también pueden ser argiláceas, bituminosas, piríticas, tiznada, arenosa, limosa, cerosa.

11.1.5 Dureza

Describe la dureza total de una roca, mas que la dureza de granos individuales, por ejemplo

Descripciones: blanda, firme, moderadamente dura, dura, muy dura.
 suelta, friable, frágil
 indurable (resistencia a partirse), pobre, moderadamente o bien indurable
 plástica, pobre o moderadamente bien compactada (argilácea)

11.1.6 Fósiles y Minerales Accesorios

Los fósiles pueden ser algas, briozoos, equinodermos, foraminíferos, ostrácodos, moluscos, esponjas, corales, restos de plantas, oolitos.

Los accesorios pueden ser anhidrita, glauconita, pirita, biotita, chert, feldespato, lignito, siderita, olivino, halita, yeso, sulfuros, argiláceos, calcáreos, silíceos, etc.

11.1.7 Estructuras Sedimentarias

Generalmente, son difíciles de identificar en los cortes, pero pueden ser laminaciones, microlaminaciones o bandas.

11.1.8 Porosidad

Esto incluye una estimación del porcentaje de porosidad y tipos de porosidad presente.

Rocas Silíceas

La porosidad, aquí puede ser:

Intergranular	-	sin porosidad (apretada), pobre, regular, buena, excelente.
Móldica	-	resultado de la disolución de granos
Fractura		

Rocas Carbonatadas

Los tipos de porosidad son:

- Inter-cristalina
- Intra-partícula, intra-oolítica
- Inter-granular
- Moldica, pel-móldica
- Vuggy, donde el espacio de el tamaño de los poros es mayor que el tamaño de la partícula o el cristal
- Fractura

11.1.9 Pruebas Químicas

Efervescencia en HCl

Se puede hacer una prueba rápida con ácido clorhídrico diluido (10%) para distinguir entre caliza y dolomita. Separe los cortes de la bandeja, en una porcelana agregue unas gotas de ácido a la muestra y observe los resultados:

Calcita	Efervece Inmediatamente, La muestra se disuelve completamente
Dolomita	Efervescencia lenta y retardada, dicha efervescencia se incrementa calentando la muestra.
Mezcla	Reacción Intermedia

Reacción del petróleo en HCl

Si en la muestra hay presencia de petróleo, se formaran grandes burbujas apenas se le agregue HCL.

Hinchamiento (Swelling)

El hinchamiento (swelling) o forma de hojuelas en agua, son características de las arcillas motmorillonita o esmectita, esto permite diferenciarlas de las caolínitas e illitas

Adicionando agua destilada, el inchamiento puede ser descrito como sigue: -

No hinchable (Non swelling)	No break up
Higroturgid	Hinchamiento al azar
Higroclástica	Hinchamiento en pares irregulares
Higrofisil	Se hincha en hojuelas (flaking)
Criptofisil	Hinchamiento en hojuelas después de agregar HCl diluido

El hinchamiento o swelling de las arcillas tiende a ser blando y pegajoso (sticky) (aunque los sistemas de lodo base aceite e inhibidores previenen el hinchamiento) haciendo la muestra muy difícil de lavarla. Las arcillas dispersas, generalmente son muy difíciles de describir.

Prueba del Sulfato – Yeso y Anhidrita

Para determinar la presencia de anhidrita o yeso, utilice el siguiente procedimiento:

- Pulverice 2g de muestra lavada, seca y viértala en un tubo de ensayo
- Agregue 5ml de HCl diluido al 10%
- Caliente
- Filtre el residuo y viértalo en un tubo de ensayo limpio
- Agregue aproximadamente 10 gotas de Dicloruro de Bario ($BaCl_2$)

Si se forma un precipitado blanco, la muestra es sulfato, ya sea, yeso o anhidrita.

Para distinguir entre los dos, primero se debería notar que el yeso no es tan común bajo la superficie, por lo tanto, la muestra será Anhidrita. También, la Anhidrita está comúnmente asociada con Dolomita.

Sin embargo, para confirmar, use el siguiente procedimiento:

- Caliente el mismo residuo hasta evaporación
- Deje reposar 15 minutos

Si la muestra es yeso, se formarán finos cristales fibrosos de yeso.

Prueba del Cloruro

Para confirmar la presencia de sal o halita (NaCl), el logger, puede, si lo desea, probarla!, si no, siga el siguiente procedimiento:

Pulverice 2g de muestra lavada, seca, viértala en un tubo de ensayo
Caliente en agua destilada y filtre el residuo
Agregue el residuo en un tubo de ensayo limpio
Agregue 10 gotas de Nitrato de Plata (AgNO₃)

Si se forma un precipitado blanco, se confirma presencia de cloruros

Alizarina Roja

Esta es otra prueba para distinguir entre la dolomita y calcita

Simplemente se agregan unas gotas de Alizarina roja a la muestra, si hay calcita, la muestra se tornará roja, lo demás será incoloro.

Prueba del Cemento

Después de perforar el zapato en el inicio de una sección, es muy útil confirmar la presencia de cemento.

Ya que el cemento es alcalino, se le agrega fenolftaleína (un indicador de pH) después de lavar la muestra. Si los "cortes" se tornan de tonalidad púrpura brillante, entonces se confirma la presencia de cemento.

11.2 Manifestaciones de Aceite

La evaluación de las manifestaciones de aceite, incluye la descripción del olor,, manchamiento, sangrado, fluorescencia, pruebas de disolución, residuos, etc.

11.2.1 Olor

El olor debería describirse con el rango de tenue, regular a fuerte, ya que así se puede diferenciar entre condensados, petróleos livianos y pesados.

11.2.2 Manchamiento y Sangrado del Petróleo (*Oil Staining and Bleeding*)

Generalmente, si el sangrado es visto en los cortes, es un indicador de una formación apretada, ya que, los hidrocarburos han sido retenidos. La buena permeabilidad, da como resultado que el lavado (flushing) de los hidrocarburos

El manchamiento del aceite es más representativo de la porosidad y la distribución del aceite. Las descripciones del manchamiento deberían incluir color y distribución.

El manchamiento de los hidrocarburos pesados tiende a ser de colores pardo oscuros, mientras que el de los hidrocarburos livianos tiende a ser de colores claros a incoloros. El aceite volátil "vivo" se evaporará y olerá cuando es sometido a una llama: la llama será generalmente de color azul.

La cantidad de manchamiento del aceite se debería caracterizar en términos de ninguno, raro, común, abundante, etc. Y la distribución será descrita como punteada, en parches, rayado (streaky) o uniforme.

El Petróleo muerto o residual se caracteriza generalmente por dejar residuos asfálticos oscuros o negros.

Se debe registrar la presencia de hidrocarburos sólidos tales como breas (tras) y ceras. Estos depósitos bituminosos, reconocidos por su apariencia negra, opaca, ocurrencia nodular o pecosa, apariencia quebradiza, pero textura plástica, pueden ser indicativos de depósitos de aceite residual o puede ser indicadores de roca fuente potencial. Ya sea de cualquier forma, su apariencia es importante y se debe registrar.

11.2.3 Fluorescencia

Cuando los crudos son expuestos a luz ultravioleta, las moléculas de los aromáticos absorben la radiación y son excitadas hacia un estado mayor de energía. Las moléculas regresan a su condición original liberando esta energía a través de radiación electromagnética. Esto es conocido como fluorescencia.

La fluorescencia es evaluada en términos de concentración, su color e intensidad para evaluar el tipo de aceite y su producción potencial.

Sin embargo, hay limitaciones para este proceso, haciendo mejor, una análisis cualitativo:

- Los resultados son subjetivos, no solo en la consistencia y precisión a al cual es evaluada, sino también, por cualquier deficiencia en la percepción del color por parte del geólogo. Muchos otros materiales fluorescen y se tienen que eliminar para no incurrir en errores en la fluorescencia real del aceite.
- Solo una pequeña proporción de la fluorescencia resultante de la exposición a la luz ultravioleta es actualmente visible a simple vista. Muchas de las emisiones actualmente, caen en el rango ultravioleta del espectro y no son detectadas por técnicas convencionales, generando una subjetividad en las pruebas.
- Debido a limitaciones de tiempo, la prueba completa será hecha solamente en un puñado de muestras. La principal prueba será confinada a que es visible en la superficie de los cortes y a que puede ser disuelta a través de un solvente. Esta prueba no es, por lo tanto, necesariamente representativa de la cantidad total del aceite en la formación.

Preparación de la muestra

Los cortes se deberían lavar y observar inmediatamente (los componentes volátiles se perderán mientras la muestra espera ser chequeada - la fluorescencia debería ser la primera propiedad en ser chequeada en una nueva muestra)

- Las bandejas deben estar limpiar y libres de contaminantes (note que algunos tipos de papel usados para secarlas, pueden fluorescer, haciendo difícil la labor del geólogo).
- Los cortes deben estar limpios de cualquier fluido de perforación que pueda estar impregnando los granos.

Si se esta usando lodo base aceite, las muestras del fluido base, ya sea, aceite, diesel o base aceite, junto con la muestra actual de lodo, se debería analizar rutinariamente su fluorescencia de fondo (background) para compararla con la fluorescencia que emite la muestra. Generalmente, el diesel y los fluidos base aceite muestran una fluorescencia parda opaca. Sin embargo, el aceite es altamente soluble en los hidrocarburos que se originan de la formación. El aceite permanecerá disuelto dentro del fluido de perforación a diferencia de los gases que se liberarán, ya sea, inmediatamente o posteriormente.

Este componente adicional ayudará a la fluorescencia del fluido de perforación y al remanente del pozo. La fluorescencia de fondo del lodo puede, por lo tanto, cambiar, entonces es vital, analizar muestra rutinariamente para identificar las manifestaciones "frescas".

Primero que todo, ver la muestra rápidamente bajo el microscopio para buscar indicios de manchamiento, depósitos residuales o aun, burbujas de gas. Cualquier muestra que presente manchamiento se debe separar y analizar bajo el fluoroscopio.

Contaminantes

Además de los hidrocarburos, muchos materiales contaminantes o minerales fluorescen. El geólogo, por lo tanto, debe estar entrenado para identificar la fluorescencia del aceite y separar las muestras individuales para realizarles pruebas adicionales. La fluorescencia mineral, es

fácilmente identificable viendo los cortes bajo el microscopio, pero si se incurre en error, los minerales no se disolverán con el solvente.

Minerales Los carbonates generalmente muestran una fluorescencia amarilla a parda. La anhidrita o yeso da una fluorescencia gris azulosa.

Contaminantes la grasa de la tubería (oro, blanco azulosa, dependiendo de su composición), el diesel o base aceite, aditivos de lodo, algunas gomas y plásticos.

Después de identificar los muestras que contienen hidrocarburo, sepárelas en bandejas y examínelas detenidamente bajo el fluoroscopio.

- Durante esta separación, no se deben manipular las muestras para evitar su contaminación.
- Antes de la prueba con el, las muestras deberían estar preferiblemente secas ya que cualquier capa de agua puede retrazar la acción del solvente en la litología. Si se analiza la muestra húmeda, se puede usar alcohol junto con el solvente para remover el agua y permitir que el solvente haga “efectivamente su trabajo”

Color y Brillo

Por medio del color podemos hacer una aproximación de la gravedad del petróleo, mientras con el brillo (reducción del color) puede ser un indicador de la presencia de agua.

Un brillo menor o una fluorescencia opaca, puede ser indicador de una formación con contenido de agua. Si, por ejemplo, si en una sección de un reservorio se observa una fluorescencia azul brillante y luego muestra una intensidad opaca, es común que se haya pasado a través del contacto agua/aceite.

En términos del color de la fluorescencia, se puede hacer una aproximación de la gravedad del aceite.

- Los aceites de baja gravedad API (alta densidad), presentan fluorescencia oscura o menos intensa.
- Los aceites de alta gravedad y los condensados pueden no fluorescer en todo el espectro visible.

Las fluorescencia típicamente observadas con relación a la gravedad API, son las siguientes:

Aceite	Fluorescencia brillante, rango de colores con gravedad API
Muy baja gravedad	pardo rojizo, baja intensidad, típicamente no visible
Baja gravedad API	pardo rojizo a naranja pardo, baja intensidad
Media gravedad API	dorado, verde, crema a amarillo
Alta gravedad API	blanco azuloso, azul

Condensado Brillante, fluorescencia violeta, comúnmente pecoso, violeta
Comúnmente no visible, ya que la fluorescencia es completamente en el espectro ultra-violeta

Distribución de la Fluorescencia

Se debería hacer una estimación del porcentaje de la fluorescencia observada con el tipo de distribución en toda la muestra y en el reservorio particular.

Primero que todo, la distribución debe ser descrita en términos de rara, común o abundante y luego calificada con adjetivos tales como uniforme, en parches, en puntos, etc.

Así como el porcentaje de muestra que fluoresce en toda la muestra, el geólogo debería estimar el porcentaje de muestra del reservorio, solo, los que tienen fluorescencia

Esto es muy difícil en la práctica, pero muy importante distinguirlo, especialmente cuando la zona se haya primeramente penetrada. Es erróneo decir que la muestra tiene el 10% de fluorescencia si solo el 20% de la muestra esta compuesta de la roca del reservorio. Al respecto, el 50% de la roca del reservorio presenta fluorescencia, mejor que reportar el 10%!

Corte del Solvente

Los solventes, tales como di-cloroetano se usan para obtener información a cerca de la movilidad y permeabilidad.

La prueba se realiza simplemente agregando unas pocas gotas de solvente directamente sobre el grano (mientras que la muestra está siendo observada bajo el fluoroscopio). El solvente, efectivamente, penetra en la muestra, disolviendo el aceite y removiendo de esta. Esto puede facilitar una mejor determinación del color de la fluorescencia, ya que, no hay obstrucción ni interferencia de la muestra.

- Velocidad del corte

La velocidad y la naturaleza del corte, refleja la solubilidad, permeabilidad y la movilidad total del fluido.

Una ley aproximada, es que el corte rápido, se asocia a aceites livianos, ya que es más fácilmente disuelto. Un aceite pesado, viscoso, se moverá más lentamente.

Corte Instantáneo	Aceites de alta gravedad
Corte lento	Aceites de baja gravedad

La permeabilidad tiene un importante significado en la velocidad del corte. A baja permeabilidad, corte lento. Los factores interrelacionados tales como calidad de la permeabilidad, viscosidad y solubilidad del aceite, que conducen a una completa movilidad del fluido, contribuyen todas a la velocidad del corte.

La velocidad del corte debe ser descrita como lenta, moderadamente rápida, rápida, instantánea

- Naturaleza del corte

La naturaleza del corte es la forma por la cual el aceite es disuelto de la muestra y puede ser observado por el patrón de distribución no coloreada del solvente en la muestra.

En hongo uniforme (Uniform blooming)	Buena permeabilidad y movilidad del aceite.
Fluido (Streaming)	Baja movilidad debido permeabilidad limitada y/o alta viscosidad

Si al agregar solvente, no se observa corte, se pueden utilizar varios procedimientos para “forzar” el corte:

Generalmente, se tritura la muestra para ayudar a liberar el aceite. Esto también tiene el beneficio de que nos aseguramos de ver todo el aceite contenido en la muestra. Entonces el corte triturado (crush) se debe describir de la misma manera como el corte del solvente.

Si se usó una muestra húmeda: Use una combinación de solvente/alcohol en caso de que el agua este obstruyendo el solvente.

Repita usando una muestra seca.

Agregue HCl.

Residuo

La observación de cualquier residuo remanente después de haber agregado solvente, es una conclusión importante para el procedimiento. Después que el solvente se ha evaporado rápidamente, cualquier aceite proveniente de la muestra, deja un residuo en la bandeja. Esto, obviamente, proporciona una oportunidad para determinar el color natural verdadero lejos del color background de la muestra.

El color natural, (es decir, visto bajo luz natural), el color de la fluorescencia, la intensidad y la cantidad (pobre, regular, buena), se deberían incluir todos en el reporte final, ya que, esto, será una evaluación final de la cantidad y densidad del aceite contenido en la muestra.

Chequeando el lodo

La razón y el beneficio de estar chequeando continuamente la fluorescencia de los lodos base aceite, se ha discutido en que el fluido de perforación tiene mas alta solubilidad mutua que otros aceites, retendrán aceite liberado de un reservorio y por lo tanto, tendrán una fluorescencia cambiante y adicional.

Es también importante mencionar que los lodos base agua y otros lodos, deberían ser chequeados para analizar que cualquier aceite que haya sido liberado de la muestra por el mecanismo normal de liberación. En este caso, el aceite del reservorio no se disolverá en el lodo, pero permanecerá “separado” para que pueda ser analizada la fluorescencia de la misma forma como si el aceite estuviera retenido en la muestra.

Para ayudar en el proceso, mezcle el lodo con agua limpia para separar y levantar el aceite, el cual puede ser separado para chequear su color natural y fluorescencia.

11.2.4 Técnica de la Fluorescencia Cuantitativa (Quantitative Fluorescence Technique™)

QFT™ es un procedimiento patentado y con licencia de Texaco. Se usa para suministrar una medida cuantitativa de la fluorescencia y esta relacionada a la concentración de aceite que pueda estar contenido en la muestra. QFT™ reduce o elimina errores potenciales inherentes a los procesos convencionales de fluorescencia: -

- Primero, el error que puede resultar de descripciones subjetivas.
- Segundo, el hecho de que mucha de la fluorescencia resultante de los hidrocarburos, cae fuera del espectro electromagnético visible por el ojo humano. Esto significa que, cualquier fluorescencia es meramente visible una fracción de la actual emisión de energía y por lo tanto, no es completamente representativa, pero, puede también significar que algunas ocurrencias de hidrocarburos pueden no ser completamente detectadas, especialmente con los aceites livianos y condensados.

QFT™ es realizado con un fluorómetro portátil que mide precisamente la intensidad de la fluorescencia producida por el aceite en una muestra dada. La intensidad es proporcional a la cantidad de aceite en la muestra y se puede graficar para demostrar un perfil basado en profundidad de concentración de aceite.

El procedimiento es el siguiente: -

- Se pulveriza una muestra lavada y seca (al aire preferiblemente).
- El secado no debería ser a altas temperaturas, ya que los volátiles se pueden perder.
- Se agrega una cantidad fija de un solvente orgánico, generalmente heptano, para extraer cualquier aceite.
- Mezcle y agite, filtre el solvente y el aceite.
- La mezcla solvente-aceite, luego analiza en el fluorómetro para determinar la intensidad de la fluorescencia, indicadora del contenido de aceite en la muestra.

La medida resultante QFT™ es una concentración del aceite dentro de un volumen de roca determinado. Por lo tanto, las zonas productoras, generalmente, son las que muestran altos valores con respecto a un background, constituyendo la concentración principal del aceite.

Para un aceite en particular, esto es ciertamente verdadero. Sin embargo, este resultado cuantitativo depende del tipo de aceite, ya que diferentes aceites presentan diferentes niveles de fluorescencia para una longitud de onda ultravioleta dada. En otras palabras, para un volumen aceite determinado, una lectura alta será generada de un aceite pesado.

Esta técnica evita errores o análisis subjetivos y se ha demostrado que es una técnica muy precisa en la detección de zonas con contenido de hidrocarburos, aun usando lodos base aceite.

Sin embargo, como con cualquier prueba de muestras de ambiente continuamente cambiante, hay limitaciones en el procedimiento.

- Ya que la medida de la fluorescencia esta siendo relacionada a un volumen determinado de roca para determinar la concentración del aceite, se ha preguntado que tan representativa es la muestra con respecto al reservorio? La presencia de varios derrumbes (cavings) o litología no productora afectará la precisión del QFT™.
- How much oil has been retained by the cuttings? If the zone has been flushed ahead of the bit, then the hydrocarbon content in the resulting cuttings is reduced. If the formation is extremely permeable, much of the oil (especially light oil and condensates) will have been liberated to drilling fluid and go undetected in the cuttings.
- El sobre lavado de las muestras puede conducir a la pérdida del aceite
- El carbón e hidrocarburos similares poseen aromáticos que darán respuestas al QFT™. Obviamente, Se pueden identificar a través de análisis de muestras y respuestas de gas.
- Contaminación del lodo. Los lodos base aceite, aunque tienen poca fluorescencia en condiciones limpias, retendrán y reciclaran hidrocarburos, conduciendo a un incremento en la medida del background del QFT™, y en el background del análisis cromatográfico. De la misma manera, los contaminantes del lodo tales como grasa de la tubería y aditivos tipo asfalto responderán al QFT™.
- La intensidad de la fluorescencia no es lineal con respecto al “espectro liquido”. Una cantidad determinada de curdo de bajo API tendrá una intensidad mayor que un crudo o condensado de la misma concentración. Esto puede ser cuestión de si el cambio en la medida de la fluorescencia es causado por el incremento en la cantidad de aceite o como un resultado de un cambio composicional. Generalmente, sin embargo, cuando se perfora una sección en particular se puede asumir razonablemente que un pico en la intensidad de la fluorescencia refleja la máxima concentración del aceite.
- QFT™ es una medida de la cantidad, pero no nos proporciona información de la producción potencial.

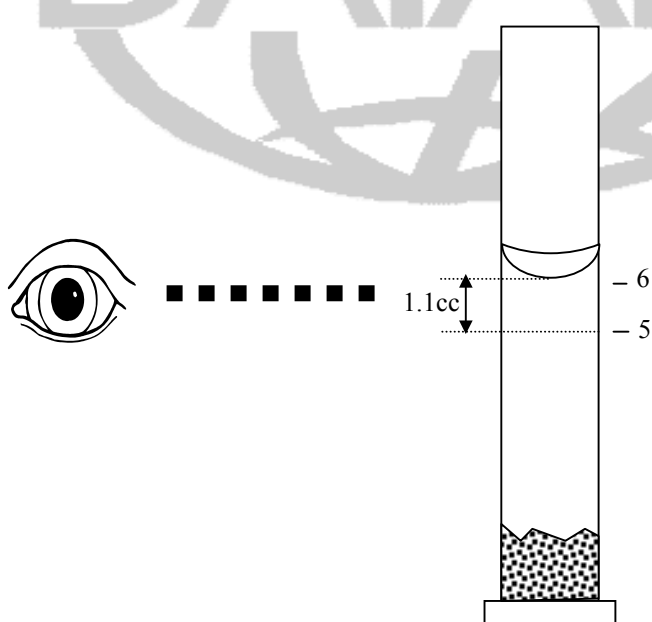
11.3 Densidad de los Cortes (Cuttings Bulk Density)

Mientras se perfora un pozo, las medidas del bulk density se realizan para determinar el gradiente de sobrecarga (Overburden Gradient). Las medidas se pueden hacer cada 5 o 10m. Obviamente, se deben hacer lo mas frecuente posible para obtener un gradiente mas preciso.

Para determinar el bulk density se puede utilizar una simple técnica de desplazamiento, realizada por el ingeniero de en una forma lo mas precisa y consistente, ya que, de la calidad de los datos dependen los buenos resultados en el cálculo de la sobrecarga

La técnica es la siguiente:

- Las muestras se deben lavar (para remover el lodo de perforación) y secar para remover el exceso de agua.
- Obviamente, se deben remover los derrumbes o cavings para que la muestra seleccionada, sea la representativa del intervalo
- Pesarse exactamente uno o dos gramos de muestra, por ejemplo. Obviamente, un porcentaje mayor, inducirá a un menor error.
- En una probeta de 10cc, agregue 5cc de agua destilada (el volumen suficiente para sumergir toda la muestra, pero que no el suficiente como para que el volumen se pierda en el desplazamiento). Observe el menisco para
- Con agua destilada, llenar una probeta de 10 cc hasta exactamente 5 cc (de manera tal que exista volumen suficiente para sumergir todos los ripios pero no demasiado como para que se desborde la probeta). En la superficie del agua se apreciará claramente la línea del menisco, entonces es importante trabajar de manera sistemática y tomar la medición en la parte de arriba o de abajo del menisco, pero siempre en el mismo lugar.



- Deje caer los ripios en la probeta cuidadosamente, evitando salpicaduras y burbujas atrapadas.
- Dar unos golpecitos suaves en un lado de la probeta para liberar las burbujas atrapadas y limpiar con agua las salpicaduras de los lados.
- Leer el nuevo nivel del agua. Recuerde trabajar sistemáticamente, es decir, leer en el menisco arriba o abajo, donde lo hizo la primera vez.

A partir de las anteriores medidas: -

$$\text{bulk density (SG or gm/cc)} = \frac{\text{Peso de la muestra (gm)}}{\text{volumen de agua desplazado (cc)}}$$

Por ejemplo, si 2.00 gm de muestra desplazan 1.1cc de agua destilada, entonces :

$$\text{Bulk density} = 2.00 / 1.10 = 1.82 \text{ gm/cc}$$

Las siguientes son las fuentes de error: -

- Pobre calidad de las muestra
- Hidratación o reacción de las lutitas con el lodo
- Muestra no representativa del intervalo perforado
- Imprecisión en el peso
- Inexactitud/Inconsistencia en la determinación del desplazamiento de agua
- No observar el menisco en forma paralela a la vista
- Burbujas atrapadas dentro de la muestra, incrementando el volumen de agua.



11.4 Densidad del Shale (Shale Density)

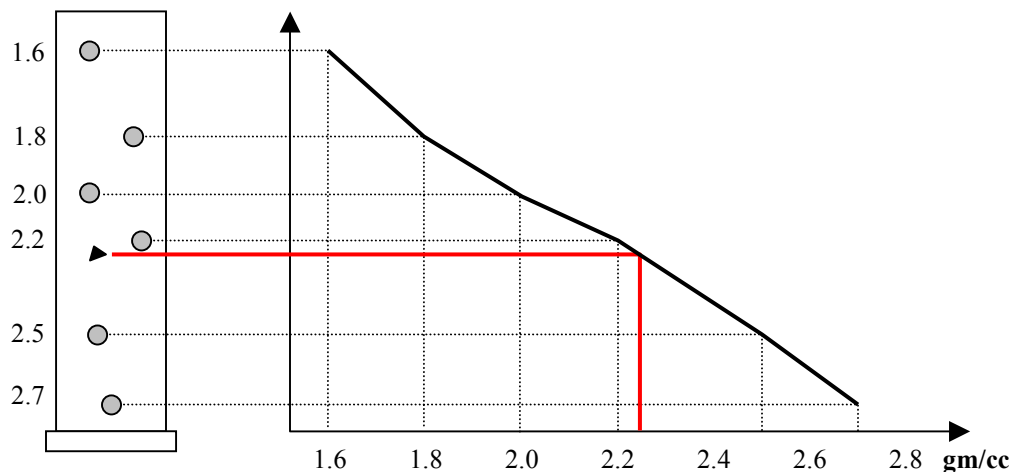
El shale density se puede monitorear para detectar para el inicio del incremento de presiones transicionales a través de los intervalos de lutita o de arcilla.

- Con la profundidad, el shale density muestra una tendencia de incremento normal debido al incremento de la compactación y la disminución de la porosidad y volumen de fluidos en comparación al contenido de la matriz.
- A través de una zona transicional, a medida que la presión se incrementa gradualmente y la tasa de compactación disminuye, el shale density mostrará un correspondiente descenso gradual de la tendencia normal (normal trend).

Seleccionando cuidadosamente las muestras de lutita o shale, el shale density se puede medir por la misma técnica usada para determinar el bulk density, a través del peso y el desplazamiento de agua.

Sin embargo, un método mas preciso es a través de una columna de densidad graduada.

- Aquí, generalmente, una concentración de fluido conocida se mezcla con agua destilada de una forma tal que el componente resultante tiene un cambio gradual en la concentración con la profundidad.
- Los medidores de vidrio (glass beads) marcan la densidad exacta del cambio gradacional.
- Un número de muestras de shale, cuidadosamente seleccionados, se agregan a la columna, y la profundidad a la que se asientan, representa su densidad, tome nota.
- Para cada muestra de shale, se usa un gráfico de densidad vs profundidad, para determinar un valor promedio de shale density, como se muestra a continuación:



Ambos métodos, requieren de una selección individual cuidadosa de las muestras de shale, ya que son extremadamente largas y sujetas a error. EL método de la columna graduada requiere las siguientes consideraciones:

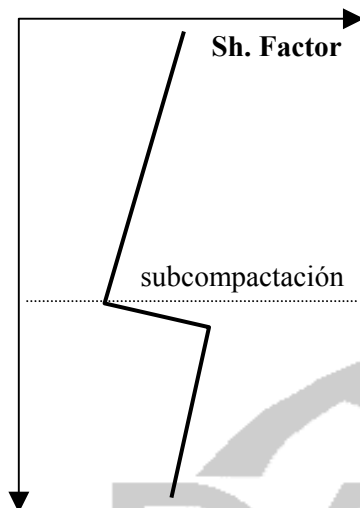
- **Sobre todo – consistencia del usuario!**
- Se deberían evitar muestras planas, ya que, flotarán en superficie.
- Se deberían evitar las muestras con fisuras/fracturas, porque pueden contener aire.
- Se deberían seleccionar, si es posible, muestras de igual tamaño.
- Las muestras se deben secar rápidamente con papel absorbente para remover el exceso de agua del lavado, pero sin tardar mucho, para evitar que se sequen completamente.
- Algunas veces, las muestras tardan mucho tiempo en asentarse. Durante este tiempo, pueden absorber el fluido, cambiando su densidad original. En este caso, después que haya pasado un cierto tiempo (30 seg por ejemplo), se debe leer la profundidad en este punto.
- Los dos fluidos en la columna, se mezclarán lentamente por un tiempo adicional, para volver a graficar (diariamente) asegurando su precisión.

Datalog usa Poliungstato de sodio (2.8g/cc) para hacer la columna de densidad graduada, ya que, no es tóxico, simplemente se manipula y es fácil de recuperar. Las siguientes son las instrucciones para hacer la columna:

- Use Poliungstato de sodio (*Sodium Polytungstate*) (SPT) y agua destilada.
- Use lectores de vidrio de densidad, con rangos desde mas ligeramente pesados que le agua mas liviana a ligeramente mas livianos que el SPT, es decir, 1.2 to 2.8 g/cc.
- Use una probeta graduada de vidrio o de plástico (250ml).
- Agregue a25 ml de SPT.
- Agregue agua hasta el tope, en pequeñas cantidades, ara no sobrediluir la mezcla.
- Siga las siguientes instrucciones. – Agite el centro de la probeta hasta que se haya generado una zona de mezcla de 15-30ml. Esto se hace inclinando la probeta proximadamente 15 grados y verticalizándola rápidamente, al mismo tiempo rotando la probeta sobre su propio eje. Para generar una zona mezclada se deben realizar 10 o 15 inclinaciones.
- En la práctica, para el shale density, se debe generar una mezcla grande, por lo tanto, este procedimiento debe ser repetido, con agua adicional, si es necesario, para generar un intervalo mayor.
- Agregue los medidores (beads) del mas pesado al mas liviano, permitiendo que cada uno se asiente antes de agregar el próximo. Determine si la zona mezclada graduada es suficiente grande y lineal, si no, agite e incline de nuevo, para mejorar la mezcla.
- Tape el tubo de ensayo para minimizar la evaporación
- Si la solución se torna azul, los sulfuros se está reduciendo. La densidad no se debería ver afectada, a menos que se torne mas oscura, la columna se bebe usar. Si es muy oscura, se pueden agregar una gotas de peróxido de hidrógeno para que la solución regrese a su color original.

11.5 Factor del Shale (Shale Factor)

Con la diagénesis normal y el enterramiento, la arcilla esmectita se transforma a illita, a través de un intercambio catiónico a medida que ocurre la deshidratación de la arcilla y a medida que el agua es liberada.



Una reducción en CEC o CIC (capacidad de intercambio catiónico) será visto con la profundidad, correspondiendo a la reducción en esmectita e incremento en el contenido de illita.

Similar a la técnica usada para determinar el contenido de bentonita en el fluido de perforación, una aproximación al CIC se alcanza usando azul de metileno para determinar el Factor del shale.

El factor del shale disminuirá normalmente con la profundidad a medida que la cantidad de illita se incrementa.

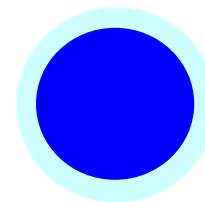
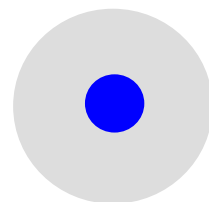
Arcillas subcompactadas en zonas sobre presurizadas son tipificadas por el hecho de que han sido deshidratadas propiamente, siendo el contenido de esmectita usualmente alto. Esto conduciría a un incremento en el factor del shale, yendo contra la tendencia normal de incremento.

La temperatura alta en una zona sobre presurizada puede aumentar el proceso de intercambio catiónico y la transformación de arcillas para que el factor del shale mostrara una disminución mas rápida.

Estos dos indicadores de tendencia hacen del factor del shale (lutita) un parámetro difícil de usar y de apoyo como un indicador de presión. Además, la metodología para determinar el factor del shale es extremadamente intenso y abierto a grandes errores.

La técnica requerida es la siguiente:

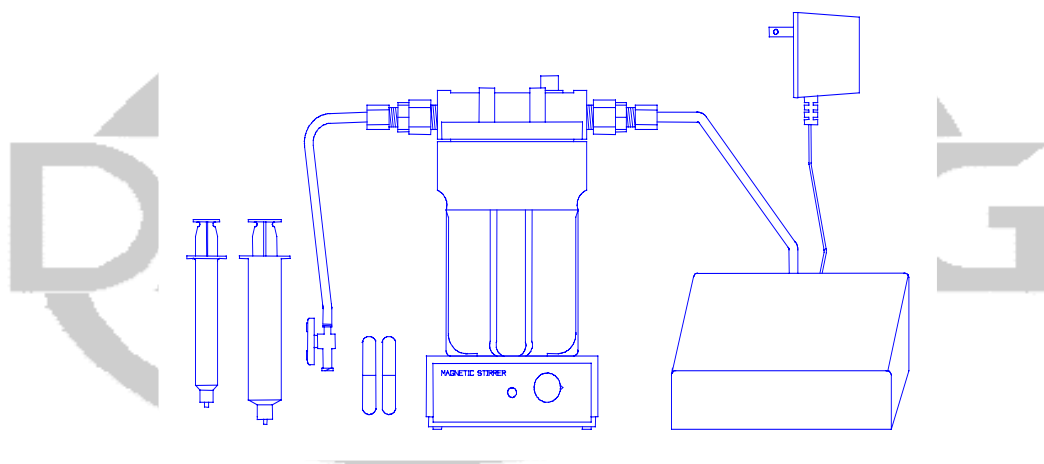
- Seleccione muestras secas representativas de shale.
- Pulverice
- Pese ½ gramo de muestra, agregue agua destilada y unas pocas gotas de ácido sulfúrico.
- Caliente y agite
- Agregue azul de metileno, gota a gota desde una pipeta.
- Tome una gota de la muestra y llévela a un papel filtro.



- El indicador normal es si el agua se dispersa y el azul de metileno permanece en el centro. (Superior por ejemplo).
- Cuando el azul se dispersa y se forma una aureola azul clara se forma al rededor (abajo por ejemplo), registre el volumen de azul de metileno agregado. Ya sea si este volumen actual es tomado como el registrado, o algún calculo de este, el volumen de azul de metileno requerido, representa el cambio en el CIC.

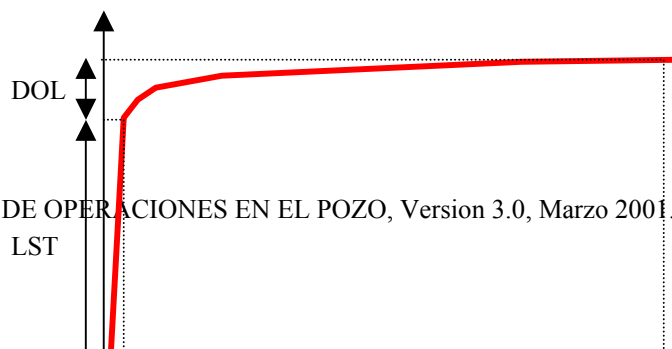
11.6 Calcimetría

El siguiente procedimiento se usa para determinar las proporciones de carbonato de calcio (caliza) y carbonato de magnesio (dolomita) en los carbonatos. Es una importante ayuda para identificar cambios en topes de formación a través de secuencias de carbonatos.



El mecanismo incluye un módulo y un transductor de presión, jarra para muestra, agitador magnético, jeringa y ácido, mortero y pistilo.

En la jarra donde está la muestra carbonatada, se agrega ácido clorhídrico. La reacción resultante, a medida que el carbonato se disuelve, causa un cambio de presión, el cual es monitoreado y analizado. El componente de la caliza se disolverá casi inmediatamente (aproximadamente 30 segundos), mientras que el componente de dolomita, tardará mucho más tiempo en disolverse (dependiendo de la cantidad, pero podría tardar de cinco a 30 minutos). Esta es la base para diferenciar entre los dos componentes:



La prueba es controlada y operada a través del software QLOG. Lo primero que se debe hacer es calibrar:

- **Calibre la Presión de Inyección** – Se debe hacer que el cambio de presión causado por la inyección del ácido sea ignorada durante el análisis de las reacciones de las muestras. Seleccione **Calibrate - Inject** para iniciar, luego inyecte el ácido, normalmente 20cc. Cuando la presión ya no se incrementa, la reacción ha terminado, click en **Stop**. Entonces la presión de inyección quedará en **Setup-Settings**.
- **Calibración para 100% Caliza** (es decir, CaCO₃ puro). Asegúrese que el recipiente este limpio y seco. Agregue caliza, normalmente 1 gr, en el vaso, asegurándose que este sellado. Seleccione **Start**, el estado leerá **Inject, Wait (espere)**. Inyecte el ácido, el status cambiará a **Run**. Cuando se complete la reacción (aproximadamente 30 seg) click en **Stop**. Si la presión en la pantalla se sale de escala, espere aproximadamente un minuto antes de detener. Click en **Calib 100% Sample** y confirme. La presión más alta registrada será almacenada en **Setup - Settings** como **Carbonate Pressure (presión del carbonato)**. Debe repetir le proceso para asegurarse que la calibración es exacta.
- **Calibración para 50% Caliza / 50% Dolomita** – De nuevo, Asegúrese que el recipiente este limpio, seco y sellado, con el ácido listo para ser inyectado. Siga el mismo procedimiento anterior. Cuando se complete la reacción (tendrá que extender el tiempo de corrida de la muestra en Setup - Settings), click en Stop. Click on **Calib 50/50% Sample** y confirme.

Analizando las muestras

Las muestras son analizadas usando el mismo procedimiento, el mismo peso y volumen de ácido. Una vez se ha completado la corrida de una muestra, usted tiene la opción de aceptar las calibraciones del software y los análisis automáticos o simulados y realizando su propio análisis.

Automatic (Automático) – Una vez finalice la corrida, seleccione **Analyse - Perform Analysis**. Luego, los porcentajes serán determinados automáticamente basados en la calibración y son desplegados en un submenú que parece en el windows del QLOG.

Manual - seleccione **Analyse - Seleccione Break**. Mueva rápidamente el mouse hasta el 'punto de quiebre' ('break point') de la curva entre las reacciones de la caliza y la dolomita (efectivamente, usted está simulando la 'pendiente' en la calibración automática) y presione el botón izquierdo del mouse. Ahora usted debería ejecutaría un **Perform Analysis** como el anterior.

11.7 Monitoreando el ensanchamiento del hueco (Enhanced)

El monitoreo del ensanchamiento del hueco (enhanced) mediante el análisis del volumen de cortes (cuttings), puede ser de gran ayuda para evaluar la condición y estabilidad del hueco, así como los problemas potenciales que lo identifican tales como derrumbe de la formación (caving) o pobre limpieza del hueco. Esto puede ayudar a minimizar o evitar los problemas potenciales asociados al hueco, optimizar las tasas de perforación y sobretodo, reducir costos en el programa de perforación.

Si se perfora a una tasa constante, el volumen de cortes que sale del pozo, debería ser igual al volumen de un cilindro (diámetro del hueco x profundidad) sobre cualquier intervalo determinado.

Si el volumen actual es mayor que este, entonces está indicando una poca estabilidad del hueco. Originando una serie de situaciones tales como:

- Derrumbe estructural (structural caving)
- Derrumbe por presión (pressure caving)
- Formaciones friables sueltas (loose friable formations)
- Zonas fracturadas
- Pozos horizontales o desviados con problemas asociados con la orientación de los estratos, desgaste erosional de la sarta a través de zonas con altos ángulos, patas de perro (doglegs), etc.

Si el volumen de cortes actual es menor que el volumen calculado, se está indicando una pobre limpieza del hueco con cortes, que no se han removido, físicamente, del hueco. Esto se incrementa en pozos con alto ángulo y horizontales donde el transporte y remoción de los cortes es un importante factor en la habilidad para perforar el pozo.

11.7.1 Consecuencias de la pobre estabilidad /pobre limpieza del hueco

- Altos niveles de torque y arrastre
- Pega de tubería mediante el empaquetamiento (pack off)
- Flujo restringido en los pozos horizontales
- Incremento de carga en el equipo de circulación
- Incremento del desgaste en el equipo de perforación
- Interpretación geológica complicada
- Retardos en la operación e incremento de costos

11.7.2 Problemas de las Medidas Actuales en el Volumen de Cortes

Esto simplemente requiere de una bandeja situada en las zarandas para registrar el volumen de cortes recibidos durante un periodo de tiempo determinado.

El parámetro se mide en BARRILES por HORA

Aunque suena bastante simple, hay algunos problemas prácticos:

Todos los cortes están siendo recibidos?

- Para una zaranda determinada, la bandeja cubre toda la sección o sólo una parte?
- Si la bandeja solo cubre una parte de la zaranda, el flujo de los cortes es uniforme o se concentra en los extremos por ejemplo?
- Si está trabajando mas de una zaranda?
- En todas las zarandas está saliendo la misma cantidad del cortes?
- Las mallas de las zarandas son del mismo tamaño?
- Pérdida de las partículas finas, ya que pasan a través de las zarandas y son atrapadas por la trampa de arena o removidas por los *desilters*, *desanders* y las centrifugas.

Qué ocurre con el volumen de lodo?

Dependiendo del tipo de fluido y su viscosidad, así como del tamaño del grano, el lodo crea una película sobre los cortes. Entonces una parte del volumen medido, hace parte del volumen del lodo mas que de los cortes.

Qué tan exacta es la unidad de medida por un periodo de una hora?

Dependiendo de que tan larga sea la bandeja y que tanta cantidad de cortes se están produciendo en el hueco, la bandeja se llenará en menos de una hora. La diferencia de tiempo es fácilmente corregida, es decir, si la bandeja se llena en 15 minutos, multiplique el volumen por 4 para determinar el volumen por hora.

Sin embargo, quedan algunos errores:

- El error causado por el volumen de lodo se debe incluir, incrementándose cuando se extrapola a una hora.
- Si la bandeja no recibe todos los cortes de todos las zarandas, entonces, los errores en la extrapolación del volumen total de cortes, se incrementará cuando se interpolan a una hora.

El resultado final es, por lo tanto, una medida semi-cuantitativa, aunque no muy exacta. Sin embargo, las mediciones continuas, nos darán tendencias importantes con las cuales se puede evaluar la condición y limpieza del hueco.

Haciendo una comparación del volumen teórico de cortes, será, también semi-cuantitativa debido a las limitaciones de las medidas actuales, pero las desviaciones en el diferencial entre los dos valores, también, se puede evaluar efectivamente en términos de monitoreo del hueco.

11.7.3 Volumen de la bandeja

Debe ser en barriles, por lo tanto se debe hacer la conversión.

Si el volumen de la bandeja está en US galones, divida por 42 para que su equivalente sea en barriles.

Si el volumen de la bandeja está en galones imperiales, divida por 34.739 para que su equivalente sea en barriles.

Si el volumen está en litros, divida por 159 para su equivalente en barriles.
(1 litro = 0.2642 galones)

Por ejemplo, un cilindro de 15 galones será igual a 0.3571 BBLS

11.7.4 Medida de Cortes/Hora

Esto se tiene que estar midiendo continuamente, extrapolando el volumen a BBLS/HR.

Dependiendo del tamaño de la bandeja y el volumen de los cortes, determine que tan rápido se llena, Hay dos formas para realizar esto:

1. En la mayoría de las situaciones, la técnica mas común es medir el periodo de tiempo que tarda en llenarse la bandeja y convertirlo al equivalente en volumen por hora.

Por ejemplo, Una bandeja de 15 galones tarda 15 minutos en llenarse...

Volumen actual recibido = $0.3571 \text{ BBLS} \times (60/10) = 2.143 \text{ BBLS/HR}$

2. Si la bandeja se llena muy rápidamente, entonces, al extrapolar el volumen total a una hora, podría producir un grado mayor de área. Por lo tanto, sería mejor contabilizar cuanto tiempo tardan en llenarse varias bandejas. Esto requeriría tener dos bandejas para que se puedan cambiar rápidamente, sin ir a perder cierta cantidad de cortes.

De Nuevo, usando una bandeja de 15 galones en una sección de hueco con tasas de perforación altas , la bandeja se llena cada dos o tres minutos.

Para cinco bandejas, el tiempo que toman en llenarse es de 13 minutos.....

Volumen actual recibido = $5 \times 0.3571 \times (60/13) = 8.241 \text{ BBLS/HR}$

11.7.5 Corrección para el Volumen Total

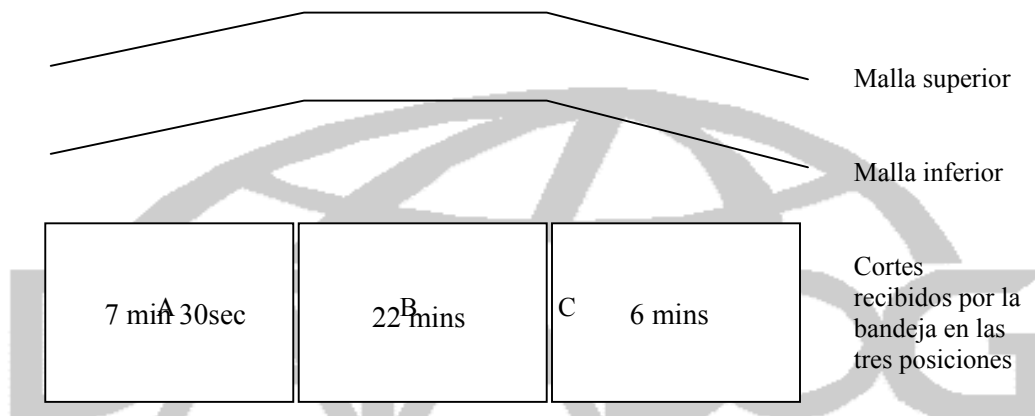
Una vez determinado el volumen total de cortes por hora, necesita ser corregido para determinar el volumen total que está saliendo de las zarandas. Esto debe hacerse lo mas preciso y correcto posible de a cuerdo a una situación determinada en la locación

Por ejemplo, si está operando dos zarandas a la misma rata con las mismas mallas, entonces, el volumen registrado por una zaranda, se puede simplemente doblar (multiplicar por dos).

Si la bandeja no cubre toda le área de una zaranda, entonces, estime el porcentaje de cortes que se están recibiendo. Esto se puede hacer visualmente, especialmente, si los cortes están concentrados en una sección de la zaranda, pero la exactitud, se debe mejorar por una serie de pruebas al inicio de las secciones del hueco.

Registre el volumen recibido en varias secciones de las zarandas, es decir, si la bandeja cubre 1/3 de la zaranda, entonces registre el volumen para cada una de las tres secciones. La sección con el mejor flujo de cortes, debería usarse para que la medida y el porcentaje de cortes de esa sección pueda ser determinado.

Por ejemplo, para llenar una bandeja de 15 galones en las siguientes tres posiciones en las zarandas, se tienen los siguientes tiempos:



$$\text{Volumen en posición A} = 0.3571 \times 60/7.5 = 2.847 \text{ BBLS/HR}$$

$$\text{Volumen en posición B} = 0.3571 \times 60/22 = 0.974 \text{ BBLS/HR}$$

$$\text{Volumen en posición C} = 0.3571 \times 60/6 = 3.571 \text{ BBLS/HR}$$

$$\text{Volumen total recibido} = 2.847 + 0.974 + 3.571 = 7.392 \text{ BBLS}$$

La Posición C tiene el mayor flujo de cortes.....

$$\text{Porcentaje de cortes en la posición C} = (3.571/7.392) \times 100 = 48.31\%$$

$$\text{Factor de corrección para volumen medido} = (100/48.31) = 2.07$$

Entonces, en este ejemplo,

VOLUMEN TOTAL PARA UNA ZARANDA = VOLUMEN RECIBIDO X 2.07

ejemplo, cinco bandejas se llenan en 11 minutos:

$$\text{Volumen de cortes por hora} = (5 \times 0.3571) \times (60/11) \times 2.07 = 20.16 \text{ BBLS/HR}$$

11.7.6 Volumen Teórico de Cortes

Esto es simplemente, el producto de la longitud del hueco x el diámetro de a broca, en otras palabras, el volumen del cilindro del pozo.

$$\text{Volumen del cilindro} = \pi r^2 \times h \quad \text{donde} \quad \begin{array}{l} r = \text{radio del cilindro} \\ h = \text{longitud del cilindro} \end{array}$$

Si las unidades de volumen son en BBLS, entonces, es mas fácil aplicar la siguiente fórmula:

$$\text{Volumen (BBLS)} = \frac{(\text{diámetro broca})^2}{1029.46} \times \text{longitud sección del hueco} \frac{\text{diámetro broca} = \text{pulgadas}}{\text{Longitud hueco} = \text{pies}}$$

La siguiente tabla ilustra el volumen de cortes calculado (BBLS/HR) que se generaría en varias secciones de hueco a diferentes ROP's.

	20 FT/HR	50 FT/HR	100 FT/HR	200 FT/HR
Hueco de 16"	4.97	12.43	24.87	49.73
Hueco de 12 ¼"	2.92	7.29	14.58	29.15
Hueco de 8 ½"	1.40	3.51	7.02	14.04
Hueco de 6"	0.70	1.75	3.50	7.00

Obviamente, el volumen de cortes que se está midiendo, depende del lag, por lo tanto, ha sido igualada al volumen teórico perforado en tiempo real.

Por ejemplo, mientras se perfora un hueco de 8 ½", la bandeja de 15 galones tarda 9 minutos en llenarse, el periodo actual inicia a las 10:33am – 10:42am. La profundidad *laggeada* en este tiempo fue de 7042.4 a 7047.7ft.

$$\text{Volumen actual} = 0.3571 \times 60/9 = 2.38 \text{ BBLS/HR}$$

$$\text{Intervalo perforado (lagged) entre 10:33 y 10:42 es } 7042.4 - 7047.7 \text{ ft} = 5.3 \text{ ft}$$

$$\text{Volumen calculado} = (8.5^2/1029.46) \times 5.3 \times (60/9) = 2.48 \text{ BBLS/HR}$$

11.7.7 Relación de volumen de Cortes Actual/Teórico

Como se explicó anteriormente, el procedimiento da como resultado una medida y una comparación semi-cuantitativa . Los dos valores son diferentes, debido a lo siguiente:

- Errores causados cuando se extrapola el volumen de la bandeja al volumen total de las zarandas.
- Sólidos muy finos que se pasan a través de las mallas y no son capturados en la bandeja
- Capa de lodo sobre los cortes, incrementando el volumen medido. Esto es comúnmente mas significativo con los cortes pequeños (grandes áreas de superficie), por lo tanto, en huecos pequeños, con tamaños de dientes e insertos pequeños o brocas PDC.

No obstante, la medida y los cambios en el volumen actual de cortes con relación al volumen teórico, aportará una determinación muy importante de los cambios en la condición, estabilidad y limpieza del hueco.

Es útil expresar la relación en términos de una relación, para que estas desviaciones, que indicarían un incremento/disminución relativa de los cortes que salen del hueco, puedan ser claramente vistos.

Del ejemplo anterior:

Relación de volumen cortes actual/Teórico = 2.38 / 2.48 ATCV Ratio = 0.96

Obviamente, un valor de 1, representa una relación perfecta, pero en la realidad, esto es poco común, debido a los errores antes expuestos.

Por ejemplo:

Si las partículas finas se pierden a través de las mallas, un 'background' normal de relación ATCV será <1.

Si la capa de lodo sobre los cortes, incrementa el volumen medido, un 'background' normal de relación ATCV será >1.

11.7.8 Registrando, Evaluando y Reportando

Para que un parámetro sea útil, los datos necesitan ser registrados., calculados y evaluados en tiempo real.

Esto significa que una vez se ha hecho la medida, es decir, la bandeja se ha llenado, el tiempo se tiene que registrar.

La bandeja se debe vaciar y el proceso completo comienza de nuevo inmediatamente.

Se debe llenar un formato, con sus respectivas medidas, cálculos y observaciones. Observe el ejemplo.

Así como la información ya descrita, se deben incluir los siguientes parámetros.

Caudal o tasa de flujo, Ya que un incremento en el caudal, reducirá el volumen aparente de los cortes.

Peso y viscosidad del lodo, Ya que estos parámetros afectan el levantamiento de los cortes y la limpieza del hueco.

Litología, es obviamente un factor crítico en la remoción de cortes y derrumbes. Se debe incluir la siguiente información:

- Litologías friables propensas a inestabilidad
- Litologías fracturadas propensas a inestabilidad
- Lutitas anormalmente presurizadas propensas a derrumbarse
- Litologías de alta densidad, especialmente caliza, dolomita y anhidrita, etc, son mas difíciles de levantar y propensas a asentarse en le fondo del hueco.
- Arcillas en suspensión y no recuperadas; sedimentos de limo y arena fina que pasan a través de las mallas

La sección de litologías debería usar para describir los **Cortes/Derrumbes (Cavings)**, considerando la siguiente información:

- Tamaño y forma de los derrumbes (cavings) de lutita
Largos, cóncavos, o derrumbes de presión fisiles
Grandes, blocosos, derrumbes fracturados, derrumbes de presión o estructural
- Causa y origen de los derrumbes
- Otros derrumbes, formaciones sueltas, inconsolidadas, relacionadas estructuralmente/orientadas etc
- Tamaño de los cortes, pesados de levantar, propensos a asentarse, cubiertas con películas de lodo

Se deben incluir comentarios/observaciones de información que pueda ser útil en la evaluación.

Los siguientes puntos ilustran algunos de los criterios que se deberían considerar por los ingenieros de lodo en le momento de evaluar los datos de volumen de cortes:

- Secciones largas que requieren mucho mas acondicionamiento para prevenir inestabilidad e hinchamiento.
- Secciones de alto ángulo que pueden ser propensas a erosionarse debido al impacto de la sarta.
- Secciones de alto ángulo propensas al asentamiento de los cortes y formación de lechos o corrientes en los costado del hueco. Durante los intervalos de circulación y limpieza, se pueden determinar los ángulos críticos de un incremento de volumen de cortes sobre una sección determinada.

- Las secciones extendidas y horizontales son mas propensas al asentamiento de cortes, asentándose en partes donde el transporte de los cortes puede ser similar a un lecho de un río, rodando por el piso mas que siendo levantados por el lodo en el anular.
- En pozos direccionales el flujo de lodo en el anular es afectado, ya sea, si se está deslizando o rotando. El levantamiento de los cortes y la limpieza del hueco será menos efectiva durante la deslizada y no se crea turbulencia por la rotación de la sarta.
- El efecto del derrumbe o caving/sloughing se debería monitorear durante el rimado (reaming) o el backreaming, durante la operación de trabajo de tubería ante una posible pega, etc.
- Los periodos de no circulación conducirán al asentamiento de los cortes y por consiguiente a una pobre limpieza del hueco debido al volumen de cortes.
- Periodos extendidos de altas tasas de penetración conducirán a una sobrecarga del anular, incrementando las perdida de presión friccional y a una menor capacidad de limpieza efectiva del hueco.
- Durante periodos de circulación, la caída en la tendencia del volumen de cortes se puede usar para determinar el tiempo óptimo requerido para la limpieza del hueco. Esto maximizará el tiempo disponible para la perforación con óptimas ROP's.

Graficando los datos

Se puede usar una hoja de cálculo para graficar los datos. Se pueden hacer gráficos en tiempo y profundidad, ya que, en muchas situaciones, la profundidad actual no es relevante al flujo de los cortes, ejemplo, cuando se está circulando para limpiar el hueco, cuando se está rimando, y si las corrientes de los cortes están reduciendo la limpieza del hueco en una sección de alto ángulo, etc.

Datos a ser graficados: Volumen actual de los cortes
 Volumen teórico de los cortes
 ATCV Ratio (Relación de volumen actual/teórico)

Se puede producir un gráfico en tiempo, o uno en bases diarias, directamente de los datos registrados en la hoja de cálculo. Se deberían hacer anotaciones para reportar cambios en operaciones o parámetros, etc.

Los gráficos basados en profundidad se pueden crear para intervalos regulares de profundidad, para cada sección del hueco o sección particular, etc.



HOJA DE REGISTRO PARA EL MONITOREO DE HUECO ENSANCHADO

OPERADOR: _____ POZO: _____

VOLUMEN DE LA BANDEJA: _____ SECCION DEL HUECO: _____ NUMERO DE BROCA: _____ NUMERO DE BHA: _____

No. de Bandeja	Tiempo de llenado	Lag Prof	Volumen Actual BBL/HR	Volume Teórico BBL/HR	ATCV Ratio	Operación	Tasa de flujo	Peso de lodo	Litología	Comentarios/ Observaciones
1										
2										
3										
4										
5										
6										
7										
8										
9										
10										

11.8 Monitoreo de Alta Resolución del Viaje

Las técnicas y principios descritos fueron desarrollados por Allan Robinson

11.8.1 Teoría y Beneficios

Esta técnica se ha implementado como una ayuda para la evaluación de la condición del hueco mientras se está perforando. El objetivo es indagar si se debería realizar un viaje de limpieza rutinaria para el último punto de revestimiento o un punto mas profundo del pozo. La técnica usa datos recogidos en viajes anteriores para ayudar a decidir cual es el mejor escenario.

En el curso de la perforación de un pozo, es normal ejecutar viajes periódicos para asegurarse que la sección del hueco 'detrás' de la broca esté en una condición bastante buena para permitir la salida de la broca a superficie cuando necesite cambiarse. Claramente, el tiempo 'innecesario' empleado en el viaje no es empleado en la perforación y la cantidad de tiempo perdido para el viaje, puede llegar a ser significativa durante el curso de un pozo.

En la corrida de una broca, ya sea hacia dentro hacia afuera, habrá una diferencia entre la carga del gancho (hookload) real y la teórica. Cuando la diferencia es grande, la condición del hueco es mas problemática.

La técnica utiliza datos teóricos y reales de la carga sobre el gancho (hookload), junto con la posición de la broca para monitorear el arrastre (overpull) durante un viaje. Estos datos son procesados y presentados en forma gráfica, permitiendo que le cliente observe precisamente las secciones del hueco que han ocasionado problemas y las que no presentan problemas.

Claramente, si uno o mas viajes no presentan problemas, entonces, el cliente puede decidir que la necesidad de viajes de limpieza es mínimo, permitiendo una mejor eficiencia en la perforación reduciendo los viajes de limpieza y los viajes cortos (o una combinación de los dos). Así, el tiempo empleado en los viajes es reducido, permitiendo mayor tiempo de perforación.

Lo opuesto, también se puede aplicar y las secciones que inicialmente se consideraron sin problemas, actualmente, pueden ser inestables y requieren mayor atención de lo que se pensaba. De nuevo, esto resultaría en un ahorro neto de tiempo y dinero en problemas tales como pega de tubería, o peor aún, son evadidos por las medidas preventivas basadas en la evidencia recogida por el monitoreo de viajes previos.

11.8.2 Procedimiento

Cuando se van a monitorear los pesos durante un viaje, los sensores deben estar funcionando correctamente. Los siguientes parámetros son esenciales:

La carga sobre el gancho o Hookload debe ser precisa.

La profundidad debe estar funcionando apropiadamente con el sistema cuando se está en o fuera de cuñas.

El peso del lodo tiene que ser correcto para permitir la boyancia de la sarta.

La carga sobre le gancho teórica o hookload tiene que ser correcta.

Carga sobre el gancho teórica (Theoretical Hookload)

Se debe poner atención en el peso sobre el gancho teórico. Para asegurarse que está correcto, es necesario colocar los diámetros internos y externos de la sarta en **Equipment table**.

Por ejemplo un DP de 5" tiene un diámetro externo nominal de 128 mm y un diámetro interno de 107 mm. Estos valores son nominales ya que las secciones de las cajas (tool joints) no se consideran.

Una tubería DP de 5" y 19.5 lb/ft pesa actualmente más que esto ya que, las cajas de unión (tool joints) no se consideran, es decir, una tubería clase G de 19.5 lb/ft, su peso correcto es del orden de 21-22 lb/ft.

Para tomar esto en cuenta en la carga sobre el gancho teórico, es necesario incrementar el diámetro externo de la tubería a 130-131 mm (dependiendo del tipo). No reduzca el diámetro interno, ya que los cálculos de la hidráulica se verán afectados mientras se perfora, incrementando la pérdida de presión dentro de la sarta.

La forma más fácil para asegurarse que la carga sobre el gancho es correcta, es que en el fondo no haya rotación (una situación se conoce que el arrastre o drag es cero) y luego hacer los ajustes al diámetro externo hasta que las cargas teóricas y reales den el mismo valor.

Preparación del sistema y los datos

Antes de iniciar un viaje, el sistema se necesita preparar para arrojar datos.

La base de datos de tiempo se debe configurar para que reciba datos cada 15 segundos, el **Time Interval**, **Equipment Table**, se configura a 15. La base de datos de tiempo se debe reiniciar para que registre los cambios (no olvide reconfigurar a 60 segundos después del viaje!)

Una vez se haya realizado el viaje y se está perforando, exporte la base de datos de tiempo y procese. Esto se hace usando el comando **las**. Los parámetros que necesitan ser exportados son carga sobre el gancho (hookload) teórico y real y la posición de la broca para todo el viaje.

Una vez hecho esto, la base de datos necesita ser importada a una hoja de cálculo en EXCEL y se deben convertir a una pseudo base de datos de profundidad. Esto se hace, borrando la columna que tiene por referencia el tiempo (col A0) y reemplazándola con la columna de la profundidad de la broca.

Luego, se calcula el overpull/drag en cualquier instante, substrayendo la carga sobre el gancho real menos la teórica.

Estos parámetros, luego, se pueden graficar, contra la posición de la broca o la profundidad, en un gráfico de Excel.

Note que la carga sobre el gancho teórica y real varían durante un viaje si es realizado con una sarta de extremo cerrado y si no se llena con frecuencia.

11.8.3 Interpretación

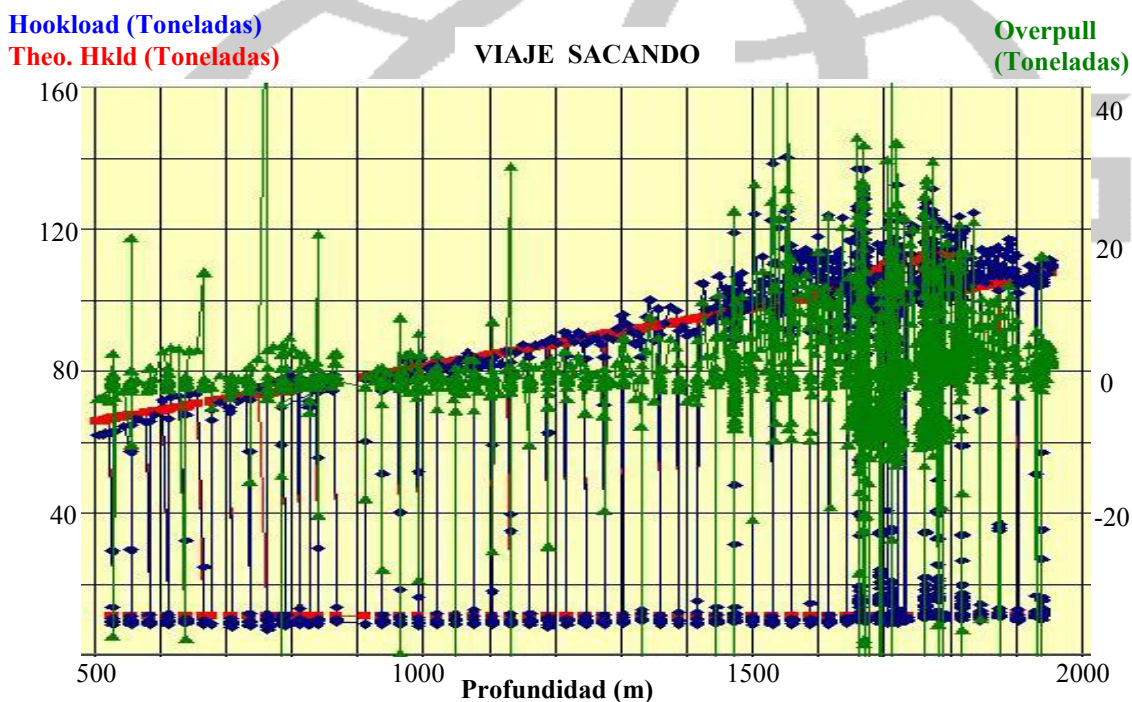
Cuando se han realizado los gráficos, es relativamente fácil de identificar las secciones que no presentan inconvenientes y las que requieren especial atención.

A simple vista, la separación de los puntos nos da indicios de un problema. Muchos puntos a una profundidad determinada (o un grupo alrededor de un rango de profundidad) indican que la broca estuvo estática o no se movió durante un periodo de tiempo. Los puntos muy separados que la broca se movió a través de la sección relativamente libre.

En un nivel mas detallado, las profundidades que presentan problemas se pueden identificar con el correspondiente **overpull y arrastre**. Estas profundidades se pueden identificar y evaluar como si en cada viaje presentasen continuos problemas. Si este es el caso, entonces se puede informar a los perforadores que permanezcan alerta ante cualquier tipo de problema

La escala de cada problema también se puede predecir con un cierto grado de precisión, es decir, si se encontró una sección apretada a la misma profundidad y es sorteada con éxito por backreaming solo una junta (joint) antes de continuar, y esto sucede en múltiples viajes, entonces el personal conoce como superar este problema producto de experiencias previas sin ir a realizar backreaming en formaciones que no presentan problema.

Ejemplo

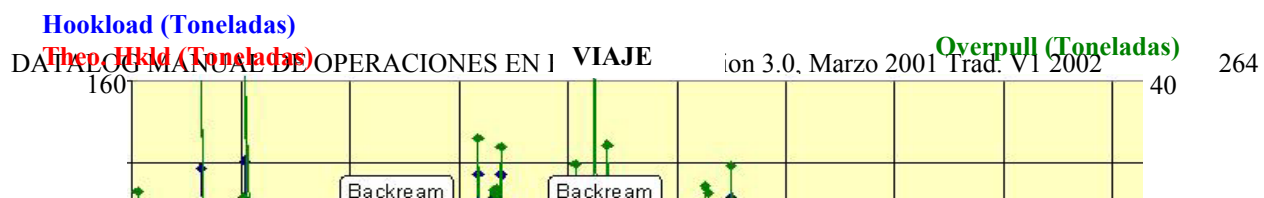


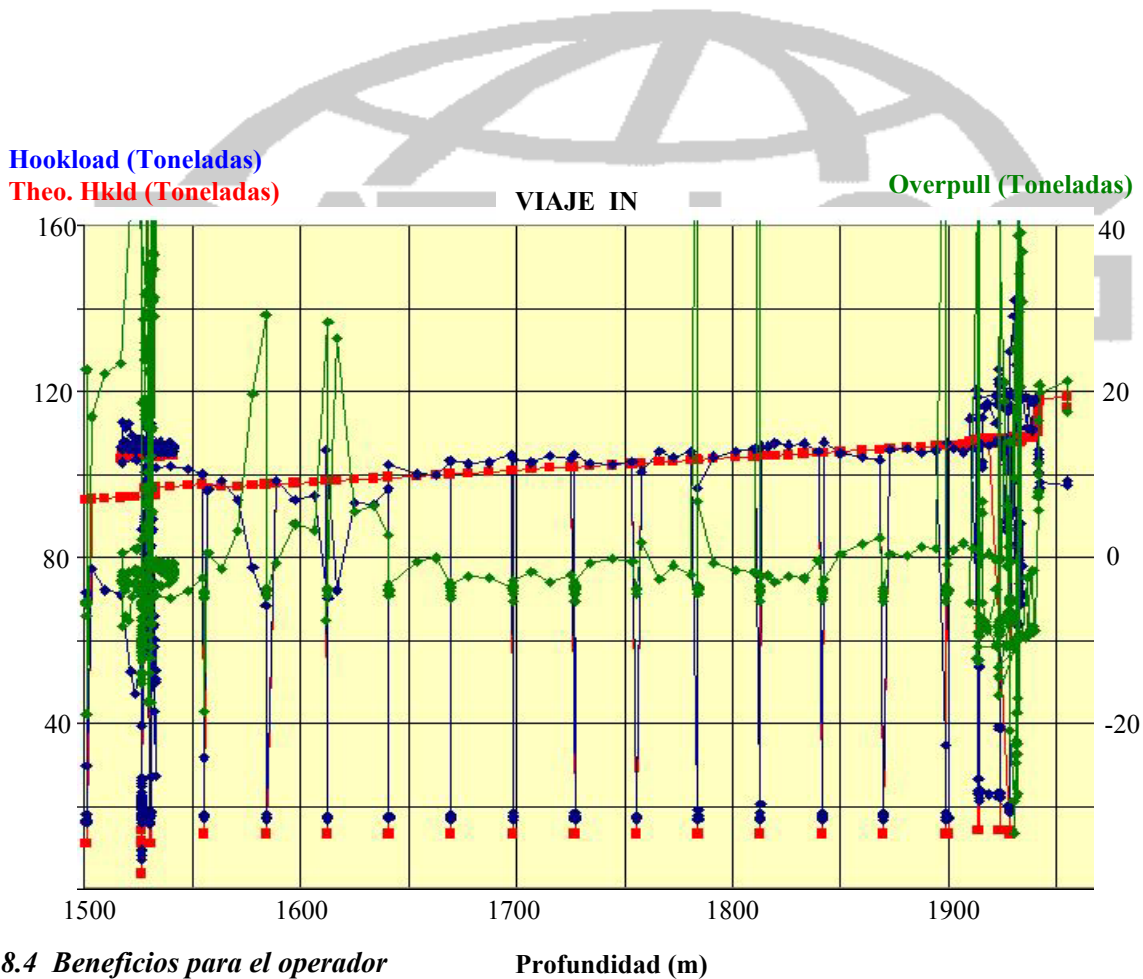
En este ejemplo, se muestran los datos del viaje desde Profundidad final (TD) de 1960m hasta el zapato a 517m. Se puede ver que los problemas encontrados están entre TD y 1500m. Desde 1500m hasta el zapato no hubo problemas.

De la sección problema, un análisis detallado revela que las profundidades 1795m hasta 1755m y 1725m hasta 1690m, requirieron backreaming. También se encontraron problemas a 1550m y 1525m.

En el viaje donde no hubo problemas hasta 1525m fue necesario lavar y rimar.

El viaje, en la parte donde no hubo problemas hasta 1925m, donde, de nuevo, fue necesario lavar y rimar hasta el fondo.





11.8.4 Beneficios para el operador

Monitoreando el viaje de esta manera, el cliente supo cuando esperar posibles problemas durante el viaje (el viaje de sacada de tubería se procesó y se analizó antes de realizarlo) a la profundidad cercana a 1525m.

Este problema fue debidamente encontrado. Esta profundidad se ha identificado actualmente como problema en anteriores viajes de limpieza y llegar a realizar rutinariamente circulaciones y lavar un sencillo a 1525m.

Los otros problemas se encontraron durante el viaje de entrada de tubería. Sin embargo, se encontraron problemas adicionales durante los últimos 30m de entrada al hueco. Esto significa que el hueco estuvo, esencialmente, en buena forma desde el zapato hasta 1500m y desde 1500m hasta 1920m. La serie de problemas iniciales encontrados mientras se está sacando tubería, pareció haber sido sorteado por el backreaming y no volvieron a ocurrir.

Note que esto ha sido típico del pozo basado en previos viajes de limpieza. El monitoreo de previos viajes ha incidido en la decisión del operador de realizar viajes de limpieza hasta el zapato.

El operador podría también haber asumido que la limpieza hasta el fondo probablemente alivió el problema encontrado durante los últimos 30m del viaje.

Los datos del viaje revelaron que el problema a 1525m fue recurrente fácilmente sorteado.

Basado en esta información, el cliente decidió incrementar la eficiencia en la perforación (footage) entre los viajes de limpieza (350m) y solo limpiar hasta 1500m, dejando los otros 1000m entre el zapato y 1500m solos.

A medida que la profundidad perforada se incrementó, se decidió realizar un viaje corto de limpieza los últimos 350m hasta 400m perforados cada 350m. El problema a 1525m fue considerado bastante pequeño para dejar y atacar solo durante los viajes de cambio de broca.

Teniendo una imagen precisa de las secciones problemáticas, el cliente fue capaz de tomar la decisión de reducir la frecuencia entre los viajes de limpieza y reducir los viajes cortos, aun estando seguros de que la sección 'sin tocar' del hueco estuviera en buenas condiciones (basado en los registros de anteriores viajes).

Esto, por supuesto, resulta en mas tiempo en fondo y por consiguiente un ahorro en dinero.

11.9 Procedimientos de DST

Información suministrada por Allan Robinson

El Drill Stem Test (DST) ha sido estándar en la industria por muchos años, aunque es solo desde 1950 que las técnicas y principios usadas hoy fueron inicialmente desarrolladas. El principal propósito del manejo de un DST tiende a ser similar para todos los pozos una vez se ha identificado una zona de interés después de su perforación. Esto es, para identificar los fluidos de la formación (hidrocarburos, etc), medir temperatura y presión, medir productividad, para recuperar muestras de fluido para su análisis y para evaluar la eficiencia del completamiento.

Esta sección muestra las operaciones típicas durante un DST en hueco revestido. Note que pueden ocurrir variaciones en las abreviaturas para las herramientas en diferentes trabajos. Se debe tener cuidado de analizar el tipo de herramienta y como es su desempeño. La siguiente información se basa en la nomenclatura usada por Schlumberger Flowpetrol.

11.9.1 Colchón de Agua (Water Cushion)

Antes de correr la sarta de prueba –DST- en el hueco, es necesario decidir cuál es el tamaño del colchón de agua requerido. Esto es una columna de agua (u otro fluido de densidad conocida) que llena parcialmente el interior de la sarta.

La altura de la columna depende de que tanta presión el operador desea ejercer sobre la formación durante la prueba, normalmente dependiente de la presión de formación anticipada. La presión del colchón de agua debería ser menor que la presión de formación para inducir que la zona de prueba fluya.

Por ejemplo, si la presión de formación a 3500m, se espera que sea la hidrostática (0.433 psi/ft), entonces se puede anticipar una presión absoluta de formación de alrededor de 5000 psi. Para hacer que la zona de prueba fluya, la presión del colchón de agua debería ser menor de 5000 psi, por ejemplo 3800 psi (1200 psi sub balanceada).

Esto es el equivalente a una columna de agua de 2675m de altura. Para conseguir esta presión, se debería llenar con agua durante la corrida los primeros 2675m de la sarta de DST. El resto de la tubería, se debe correr seca.

En este caso, si la formación fue perforada y la presión realmente fue de 5000 psi, entonces el colchón de agua debería ser 3800 psi y la presión de cierre (shut in pressure) en superficie sería de 1200 psi (asumiendo que no hay fluido de una densidad diferente al agua entrada al hueco durante la prueba, es decir, salmuera).

11.9.2 Prueba de los components de la Sarta (Test String Components)

El diagrama de la siguiente página muestra una Sarta de Prueba hueco abajo (Downhole Test String). Desde el fondo, los principales components son:

Disparos (Guns) TCP Son disparos de perforación transmitidas por tubería (Tubing Conveyed Perforating Guns). Este tipo, aquí, son 4 spf o 4 disparos por pie (shots)

per foot). Las balas son de metal que perforan un hueco a través del revestimiento. Son disparadas soltando una barra desde superficie en la estación de disparo (Firing Head) localizada en la sarta de prueba sobre mecanismos de disparo (ver Firing Head).

Espacio de seguridad Simplemente una junta de espaciado entre los mecanismos de disparo y la cabeza de disparo.

Cabeza de disparo (Firing Head) Es el punto de impacto de la barra, que ha sido soltada desde superficie. Esta barra golpea la cabeza de disparo. Rompiendo la parte trasera de esta. Durante la corrida dentro del hueco, el interior de toda la sarta bajo la cabeza de disparo está a la presión atmosférica, es decir la presión de superficie. Cuando la barra rompe la parte trasera de la cabeza de disparo, se establece una comunicación entre la sección bajo la cabeza (presión atmosférica) y la sección sobre la cabeza (presión hidrostática ejercida por el colchón de agua). Esta presión diferencial empuja los pines de disparo dentro de las cargas, llenando las balas. Este sistema requiere una presión diferencial, en teoría se asegura de que las balas no puedan ser disparadas en o cerca de la superficie aun si la parte trasera de la cabeza de disparo se rompiera accidentalmente mientras se arma la herramienta, etc.

Gun Drop Sub Este sustituto permite que los disparos TCP sean soltados después del disparo y caigan hacia el fondo del hueco, si el operador selecciona esto. Las razones de este cambio son normalmente permitir la inyección de fluidos dentro la formación, después de perforar varias veces cuando los mecanismos de disparo estuvieran en la vía, es decir, inyección de nitrógeno, o para permitir que una herramienta de registro pase desde el fondo de la sarta de DST a la zona de registro perforada (es decir. Un flujo en espiral). Esto ahorra tiempo empleado en un viaje de sacada de tubería (los viajes entubados son usualmente mas lentos que los viajes de tubería de perforación ya que esta herramienta es mucho mas flexible y por lo tanto "se tambalea" mucho mas en el mástil durante un viaje). Los mecanismos de disparo se pueden reparar posteriormente.

Positveive Packer Esta herramienta aísla la sección a ser probada, desde el resto del anular. Una vez en el sitio, no hay comunicación entre estas dos secciones. El *Positveive Packer* es similar a un *PosiTest* Packer*, La diferencia es que el *Positveive Packer* incorpora una sección extra que detiene el *packer* desde que está siendo bombeado fuera del hueco durante periodos cuando la presión de la herramienta (tubing) excede la presión del anular. Ambos tipos de *packer* son configurados de las misma manera. Antes de aplicarles peso, se rotan en el sentido de la manecillas del reloj. Esta rotación ocasiona que un pin en forma de J se adhiera al costado del hueco o revestimiento, el cual activa una serie de cuñas que extienden una manija al lado del hueco o del revestimiento. Con el packer ahora listo o para moverse hacia abajo del hueco, se puede aplicar peso para comprimir el cuerpo de goma y sellar la sección inferior del hueco. Con el Positveive Packer, sobre la sección de goma, están presentes una serie de cuñas que apuntan en la dirección opuesta

a las cuñas inferiores, es decir, diseñadas para detenerse cuando haya movimiento hacia arriba. Si una situación ocurre, donde la presión en la herramienta (tubing) es mayor que la presión en el anular, la presión diferencial, herramienta hasta el anular, tienden a bombear hacia arriba los packer. Sin embargo, la presión diferencial en el caso del Positve Packer, se activan las cuñas superiores, forzándolas hacia fuera para adherirse al hueco o al revestimiento y evitando cualquier movimiento hacia arriba. Cuando la presión dentro de la herramienta (tubing) ha disminuido (por bleeding off), la presión diferencial será invertida, es decir, del anular al tubing, y las cuñas superiores se contraerán.

Junta de Seguridad (safety joint) en el evento que después de la prueba, el packer no se acople, aun después de martillar, la junta de seguridad puede ser 'desatornilladas' o soltadas de la sección pegada, permitiendo que el resto de la sarta retorne a superficie y se pueda armar una herramienta de pesca con martillos mas potentes.

Martillo hidráulico Antes de soltar la junta de seguridad, Se puede intentar una prueba de trabajo del martillo para liberar un packer de pega (stuck packer).





HRT y PCT

La HRT, o la Herramienta de Referencia Hidrostática (Hydrostatic Reference Tool), se corre para medir la presión hidrostática del anular a medida que las herramientas se corren en el hueco. Es una herramienta de acompañamiento del Probador de control de Presiones (Pressure Control Tester - PCT) y se deben correr juntas a menos que en reemplazo, se corra una Herramienta de Referencia de Presión Operada (Pressure Operated Reference Tool - PORT). La HRT es abierto durante la corrida hacia el hueco, pasando la presión hidrostática al PCT vía puertos que conectan las dos herramientas.

Una vez configurado el packer, la HRT se configura o se cierra al mismo tiempo por compresión. Reduciendo la longitud de la HRT, cierra los puertos que estuvieron en comunicación con el PCT. Tal como la presión hidrostática llega a ser atrapada dentro de la herramienta PCT, dentro de una cámara llena de nitrógeno comprimido. Ya que el HRT está ahora cerrada, cualquier cambio futuro en la presión del anular no serán transmitidas a la cámara de nitrógeno PCT vía HRT. La presión en esta cámara actúa a medida que las herramientas PCT referencien la presión y sostenga la herramienta cerrada PCT (en superficie el nitrógeno mantiene la herramienta cerrada). En profundidad, la presión hidrostática comprime la presión del nitrógeno que la mantiene cerrada).

La PCT tiene su propio Puerto abierto hacia el anular. Cualquier cambio futuro en la presión del anular son recibidos por este puerto. Este puerto está también en comunicación con el mecanismo que sostiene la herramienta cerrada y actúa en dirección opuesta a la cámara que contiene el nitrógeno y la presión hidrostática. Cuando la presión del anular se incrementa con respecto a la presión hidrostática que existió cuando la HRT se configuró, la presión comienza a ser ejercida en el mecanismo abierto de la PCT. La válvula de la PCT solo se abrirá cuando la presión en el anular se incremente sobre una serie de niveles de presión hidrostática pre-establecidos, en este caso 1500 psi. Esto se debe al hecho de que la presión de sostenimiento de la herramienta cerrada está directamente relacionada a la presión hidrostática (por lo tanto, que la presión de abertura de la PCT permanece igual con respecto a la hidrostática en todas las profundidades). Para cerrar la válvula de la PCT, la presión extra aplicada al anular, solo necesita ser anulada (bled off).

Hold Open Module

En el ejemplo anterior se incluye un HOOP. Esto es una herramienta que permite tener abierta la válvula de la PCT en el anular. Esta herramienta, esencialmente, almacena cuantas veces se ha abierto y se ha cerrado la válvula de la PCT. Después de un número de ciclos pre-establecidos de abrir y cerrar la válvula, la HOPO pateará (kick) y dejará abierta la válvula PCT.

Estas herramientas además de tener válvulas, también contienen medidores de presión y temperatura que miden la presión y temperatura sobre y bajo la válvula de la PCT dentro de la herramienta (tubing) (para permitir las registros cuando la válvula de la PCT esté cerrada) así como en el anular.

DGA-Datalatch Es una herramienta de adquisición de datos que está enviando constantemente datos durante una prueba. Tiene una batería operada por una memoria que se cubre una vez la herramienta regresa a superficie. Además de esto, tiene la facilidad de permitir que un cable sea corrido y atado a este durante una prueba y por lo tanto, transmitir datos en tiempo real apenas regrese a superficie.

MCCV La válvula de Circulación Multi Ciclo (Multi-Cycle Circulating Valve) es una presión de herramienta (tubing) 're-cerrable' operada inversamente a la válvula de circulación. La herramienta permanecerá pasiva hasta que sea activada por la presión dentro de la herramienta. Esto se hace detectando una presión diferencial de 500 psi entre la herramienta y el anular. Tan pronto como la presión dentro de la herramienta sea 500 psi mas alta que la presión del anular, la herramienta iniciará una serie de ciclos. Cada ciclo tiene tres posiciones, abiertas, cerradas (del anular hasta la herramienta) para permitir una circulación inversa, abierta (de la herramienta al anular) para permitir circulación normal, luego regresar a estar cerrada. La herramienta tendrá ciclos de 6 a 12 veces, dependiendo de cómo fue configurada en superficie, finalmente permaneciendo abierta en la posición de circulación inversa. Una vez la presión diferencial de 500 psi, ha activado la herramienta se moverá a razón de un ciclo cada vez que cambie la dirección del flujo, por medio de una serie de puertos en el cuerpo de la herramienta con válvulas o aletas que van hacia adelante y atrás y otro puerto que conecta el anular a un mandril dentro de la herramienta. Variaciones en la presión entre la herramienta (tubing) y el anular, debido a la dirección del flujo, son ejercidas sobre el mandril externo vía el puerto que es abierto hacia el anular. Esto causa que el mandril se mueva hacia arriba y hacia abajo en la herramienta. Cuando la presión en el anular es la mayor, el mandril es bajado y viceversa. El mandril mismo, tiene un puerto que se alinea con uno de los puertos del cuerpo de la herramienta con válvulas planas, dependiendo de si o no el mandril está arriba o hacia abajo. Cuando está abajo, se alinea con un puerto que permitirá solamente fluir para entrar la herramienta (circulación inversa), etc. Cuando el mandril está en la mitad de la herramienta, y alineado sin el puerto plano, la herramienta es cerrada. Note, que solamente apagando las bombas, por ejemplo, la herramienta no se cerrará. La herramienta tiene que estar en ciclo alrededor de la posición cerrada.

Radioactive Marker Sub (Sub Marcador Radiactivo) se usa para correlacionar la profundidad de las herramientas de prueba. Una vez se considere que la herramienta este en posición, se corre hacia abajo un cable dentro de la sarta de prueba. Los cables registran el material radiactivo se compara la profundidad del cable con la profundidad reportada basada en el tally. Si hay una diferencia, entonces, la sarta es espaciada con pup joints, subs, etc. En superficie para correlacionar con la profundidad del cable.

SHORT

Es otra válvula de circulación, la *Single-Shot Hydrostatic Overpressure Reversing Valve*, es simplemente una válvula que opera la presión en el anular. Una vez abierta, no se puede cerrar. Tiene un mandril dentro y dos cámaras, a la presión atmosférica, por encima y por debajo del mandril. En el lado externo, junto con los puertos de circulación, hay una ruptura de disco que separa la cámara atmosférica inferior y el anular. Se pueden usar diferentes discos para diferentes presiones anticipadas. Bajo condiciones normales, el mandril, actúa como un sello, bloqueando la comunicación entre la herramienta (tubing), los puertos de circulación y el anular. Si la presión en el anular alcanza un punto de ruptura del disco, entonces la cámara inferior de presión atmosférica alcanza la presión del anular, mientras que cámara superior permanece igual a la atmosférica. Esta presión diferencial entre las dos cámaras fuerza hacia arriba el mandril, permitiendo que el anular se comuniqué con la herramienta vía los puertos de circulación. Una sobrepresión natural, accidental del anular puede abrir esta válvula.

11.9.3 Procedimientos de Prueba

Una vez se ha corrido dentro del hueco la sarta de DST, es necesario asegurarse que los mecanismos de disparo estén en la posición correcta requerida para perforar a través de los revestimientos la sección deseada. Esto se hace configurando la sarta en cuñas, corriendo hacia abajo un cable dentro de la sarta y correlacionando la profundidad con el marcador radiactivo con la profundidad del cable. La profundidad del marcador deseado debería igualarse con la profundidad del cable. Si hay cualquier diferencia entre las dos sarta DST, se organiza con pup joints, etc, hasta que se elimine la diferencia

Tan pronto como se hay posicionada correctamente la sarta, se puede configurar el Packer, aislando la zona de prueba de la zona del hueco. Esto también cierra la HRT y aísla la cámara de referencia PCT del anular.

Ahora se puede instalar el cabezal de flujo o flowhead.

Con la sarta configurada en la posición deseada y todo el equipo de superficie listo, se pueden hacer preparaciones para disparar los cañones. Antes de dispararlos, es necesario abrir la válvula PCT, en este caso, por incremento en la temperatura del anular al menos 1500 psi. Se debe tener cuidado de asegurarse de que la válvula PCT esté abierta. Si no, entonces, la barra que se ha soltado para romper el cabezal de disparo (Firing Head) harán solamente que la válvula PCT y el revestimiento no sean perforado. (se puede aconsejar correr un cable dentro de la sarta de prueba, mas allá de la profundidad donde está localizada la válvula PCT, solo para chequear que la válvula esté abierta antes de soltar la barra).

Una vez se ha confirmado que válvula PCT está abierta, el posible soltar la barra. Tomaría solo un par de minutos para que la barra alcance la cabeza de fuego o firing head (aproximadamente 750 m/min) A medida que los cañones disparan, puede ser posible ver una pequeña "ola" en el medidor de presión del anular. Puede también ser posible, escuchar el disparo colocando su oído contra la herramienta en superficie.

Una vez disparados los cañones, el revestimiento debería ser perforado y los fluidos dentro de la formación estarán en comunicación con la herramienta. La presión de estos fluidos están por debajo de lo que habrá pasado en cualquier parte dentro de la herramienta. Esta presión igualada, se manifiesta en superficie como una explosión.

A medida que los fluidos, líquidos o gases, entren en la herramienta, desplazan el colchón de agua, empujándolo hacia arriba de la herramienta. Esto de hecho, expulsa el aire de la herramienta, el cual puede ser desviado a través de un manifold hasta un simple cubo de agua. El aire desplazado será visto como una corriente de burbujas que salen desde la parte final de la manguera. Las burbujas más grandes, fluyen más rápido en el fluido. Se debería notar que habrá un corto retraso entre el disparo de los cañones y cualquier burbuja que se vea en superficie, dependiendo de la profundidad. Una vez para de burbujear, entonces, la presión diferencial entre la herramienta y la formación sería cero.

Bajo condiciones ideales, las burbujas de aire no pararán y el colchón de agua, seguido por los fluidos de la formación, fluirán hasta la superficie. Si la presión de fluido de formación es bastante alta, los fluidos continuarán fluyendo hasta la superficie. Durante una prueba, si estos fluidos son gases de hidrocarburos, se pueden quemar en llamas. Si es agua o aceite, se puede almacenar en un tanque. Si no hay fluidos en la formación, entonces, naturalmente no fluirán a la superficie. Similarmente, si la permeabilidad de la formación no permite el movimiento de fluidos, entonces a pesar de que estos fluidos están bajo presión, no fluirán. En este último caso, el medidor del fondo del hueco, debería ser capaz de medir la presión de fluido de formación durante un periodo de cierre (shut in).

Algunas veces, durante un DST, no se ven burbujas en superficie. Hay un número de posibles razones para esto:

- Podría ser que no hay fluidos capaces de entrar a la herramienta (tubing). Ya sea que no hay o son incapaces de dejar la formación debido a la poca porosidad o permeabilidad.
- La válvula PCT puede haber funcionado mal y no se abre, en este caso, podría haber impedido el progreso de la barra hacia la cabeza de disparo (firing head), tal como, los cañones se hayan perdido.

Para verificar esto, se puede correr una línea suave (slickline) bajo la herramienta y dentro del BHA de prueba. Si no puede pasar más allá de la válvula PCT, entonces la válvula está cerrada. La barra se puede recuperar y hacer pruebas de disparos de nuevo, después se intenta abrir la válvula PCT.

- El colchón de agua puede no haber sido muy grande. Si la presión ejercida por el colchón de agua fue mayor que la presión de la formación, entonces no habrá flujo. Sin embargo, es posible intentar reducir la presión del colchón de agua y por lo tanto ensayar para reducir el desbalance de la presión removiendo agua de la herramienta (tubing).

Esto se hace usando una unidad de suabeo (swabbing) con línea suave (slickline) en reemplazo de la usual guaya. En el extremo de la guaya se ata una herramienta (básicamente una barra larga) con copas de suabeo en el extremo. Estas copas se hacen para pulir y que quepan exactamente dentro de la herramienta o tubing (Todos

los que pudieron haberse amontonado), antes de la corrida dentro del hueco para chequear las copas que pasaran por el BHA sin ningún problema.

Una vez que este el nivel de fluido dentro de la herramienta (visto como una gota con peso o tensión en el slickline a medida que las copas golpean el agua), se permite que la barra y las copas se hundan bajo el nivel del fluido, es decir 100m. La profundidad es conocida como una parte pequeña (bite). Una vez se ha llegado a una pequeña profundidad , el slickenside se saca del hueco tan rápido como sea posible. Una vez en superficie, se toma una pequeña proporción de agua de las copas. Este volumen es medido y se calcula la nueva altura del agua en la herramienta y por supuesto, la nueva presión ejercida en la formación. Bajando mucho mas en profundidad la unidad de suabeo, es mas difícil el suabeo hasta que se alcance un punto donde todo se pierda toda la pequeña zona de prueba alrededor de las copas antes que de sacar a superficie la herramienta. Si la presión diferencial es muy grande, se debe sacar rápidamente la herramienta y volver a correrla mucho mas suave o aun sin no hay colchón de agua.

Esta sección es solo una guía básica para DST's y existen muchas variaciones para estas herramientas. Una alternativa es usar la herramienta (tubing), armándola detrás del mástil durante los viajes, para contratar una unidad de coiled tubing para realizar la prueba. Estos tienen la ventaja de ser capaces de variar el tamaño del colchón de agua en cualquier punto en la operación.



