

MANUAL PARA LA CONSTRUCCIÓN
DE POZOS HORIZONTALES EN EL
CAMPO HUYAPARI

Br. Aristimuño F. Efrain A.

Br. Briceño C. César J.

Tutor académico:

Prof. Evelyn Azuaje

Tutor industrial:

Ing. Fernando Ruiz. E. MSc.

Caracas, Abril del 2012.

Bienvenidos al “Manual de Perforación con Desarrollo de Procedimientos para Pozos Horizontales del Campo Huyaparí, PDVSA PETROPIAR, División Ayacucho de la Faja Petrolífera del Orinoco”.

El propósito de este manual es aportar los fundamentos y la guía necesaria para que todo el personal involucrado en el proceso de perforación tenga un soporte que le permita desenvolverse fácilmente en el entorno de trabajo de campo, en la construcción de pozos horizontales. A lo largo de los capítulos se aborda desde información referente a PDVSA PETROPIAR pasando por la geología del Campo Huyaparí en función de este último, los conceptos teóricos para el buen entendimiento de las operaciones, hasta llegar a los procedimientos operacionales que comprenden el desarrollo de las actividades que se ejecutan en la construcción de los pozos horizontales por parte del Departamento de Perforación de PDVSA PETROPIAR.

Con este manual se pretende tener un apoyo igualmente para aquellas personas que posee experiencia de campo en los trabajos de perforación pero no está familiarizado con el Campo Huyaparí, como también para aquellos que aspiran iniciar su adiestramiento en el área, este manual es la guía perfecta dado que es muy didáctica e ilustrativa.

Esperamos que el manual resulte de su agrado y los invitamos a su estudio.

ÍNDICE GENERAL

Índice de Tablas	iv
Índice de Figuras	vi
Esquema General	1
Marco Geológico	6
Marco Teórico	15
Manejo de Desechos	113
Procedimientos Operacionales	116
Fase Superficial de 17-1/2 plg	118
Fase Intermedia de 12-1/4 plg	158
Fase Horizontal de 8-1/2 plg	208
Control de Solidos	256
Píldoras.....	266
Información Adjunta	274
Recomendaciones Operacionales	351
Glosario de Términos	356
Formulario de Ecuaciones	374
Bibliografía	380

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Clasificación de los revestidores según el rango	50
Tabla 2. Características de los mandriles	51
Tabla 3. Clase de cemento según API	58
Tabla 4. Tipos de pozos horizontales básicos	67
Tabla 5. Información del Campo Huyaparí	117
Tabla 6. Herramientas y equipos de la Fase Superficial de 17-1/2 plg (parte I)	122
Tabla 6. Herramientas y equipos de la Fase Superficial de 17-1/2 plg (parte II)	122
Tabla 6. Herramientas y equipos de la Fase Superficial de 17-1/2 plg (parte III)	122
Tabla 6. Herramientas y equipos de la Fase Superficial de 17-1/2 plg (parte IV).....	122
Tabla 7. Mallas de los equipos de control de sólidos (Fase Superficial).....	130
Tabla 8. Rango de valores de los parámetros de perforación @ 300 pie de profundidad ...	133
Tabla 9. Rango de valores de las propiedades del fluido de perforación Agua Gel	133
Tabla 10. Equipos del servicio de llave hidráulica para 13-3/8 plg	135
Tabla 11. Desplazamiento con agua fresca en la cementación superficial	156
Tabla 12. Colores de reacción con fenolftaleína	156
Tabla 13. Herramientas y equipos de la Fase Intermedia de 12-1/4 plg (parte I).....	163
Tabla 13. Herramientas y equipos de la Fase Intermedia de 12-1/4 plg (parte II).....	164
Tabla 13. Herramientas y equipos de la Fase Intermedia de 12-1/4 plg (parte III).....	165
Tabla 14. Mallas de los equipos de control de sólidos (Fase Intermedia).....	170
Tabla 15. Parámetros al reiniciar la perforación de Hoyo Intermedio de 12-1/4 plg	174
Tabla 16. Rango de valores de las propiedades del fluido de perforación Agua Inhibida (Fase Intermedia).....	175
Tabla 17. Preparativo para el desplazamiento del Agua Inhibida por fluido Polimérico Inhibido	176
Tabla 18. Rango de valores de las propiedades del fluido Polimérico Inhibido	176
Tabla 19. Equipos del servicio de llave hidráulica para 9-5/8 plg	178
Tabla 20. Propiedades del fluido Polimérico Inhibido	185
Tabla 21. Desplazamiento con agua fresca en la cementación intermedia	201
Tabla 22. Herramientas y equipos de la Fase Horizontal de 8-1/2 plg (parte I)	212
Tabla 22. Herramientas y equipos de la Fase Horizontal de 8-1/2 plg (parte II).....	213
Tabla 22. Herramientas y equipos de la Fase Horizontal de 8-1/2 plg (parte III).....	214
Tabla 22. Herramientas y equipos de la Fase Horizontal de 8-1/2 plg (parte IV)	215
Tabla 22. Herramientas y equipos de la Fase Horizontal de 8-1/2 plg (parte V)	216
Tabla 23. Mallas para el óptimo descarte de los sólidos (Fase Horizontal)	221
Tabla 24. Parámetros de perforación del Hoyo Horizontal de 8-1/2 plg	224
Tabla 25. Rango de valores de las propiedades del fluido de perforación Viscoelástico	225
Tabla 26. Servicio de llave hidráulica para el <i>Liner</i> de 7 plg	226
Tabla 27. Propiedades del fluido de perforación Viscoelástico	232
Tabla 28. Desvestida de VIR.....	240
Tabla 29. Equipos de control de sólidos (parte I).....	261
Tabla 29. Equipos de control de sólidos (parte II).....	262
Tabla 30. Píldoras utilizadas	272
Tabla 31. Análisis de tendencia del lodo base agua (parte I)	286
Tabla 31. Análisis de tendencia del lodo base agua (parte II)	287
Tabla 31. Análisis de tendencia del lodo base agua (parte III)	288

Tabla 32. Valores de referencia para los limites de perforación de la fase superficial de 17-1/2 plg	293
Tabla 33. Posibles profundidades de <i>casing point</i> real 1	296
Tabla 34. Posibles profundidades de <i>casing point</i> real 2	296
Tabla 35. Posibles fallas en la operación de cementación (parte I)	299
Tabla 35. Posibles fallas en la operación de cementación (parte II)	301
Tabla 36. Plan correctivo en caso de presentarse problemas de cementación	301
Tabla 37. Propiedades del fluido Polimérico Inhibido	311
Tabla 38. Tiempos operacionales para la construcción de la Fase Superficial	327
Tabla 39. Tiempos operacionales para la construcción de la Fase Intermedia	329
Tabla 40. Tiempos operacionales para la construcción de la Fase Horizontal	331
Tabla 41. Tiempos operacionales del taladro # 1 en la Fase Superficial	333
Tabla 42. Tiempos operacionales del taladro # 1 en la Fase Intermedia	335
Tabla 43. Tiempos operacionales del taladro # 1 en la Fase Horizontal	337
Tabla 44. Tiempos operacionales del taladro # 2 en la Fase Superficial	339
Tabla 45. Tiempos operacionales del taladro # 2 en la Fase Intermedio	341
Tabla 46. Tiempos operacionales del taladro # 2 en la Fase Horizontal	343
Tabla 47. Tiempos operacionales del taladro # 3 en la Fase Superficial	345
Tabla 48. Tiempos operacionales del taladro # 3 en la Fase Intermedio	347
Tabla 49. Tiempos operacionales del taladro # 3 en la Fase Horizontal	349

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Ubicación relativa en la FPO.....	2
Figura 2 - Área total Petrolera Ameriven 1998 (657,1 Km ²).....	3
Figura 3 - Área PETROPIAR 2007 (463,07 Km ²)	4
Figura 4 - Cuencas Petrolíferas de Venezuela	7
Figura 5 - División de la Faja Petrolífera del Orinoco	8
Figura 6 - Campos del Área Ayacucho.....	9
Figura 7 - Columna Geológica de la Cuenca Oriental de Venezuela	11
Figura 8 - Modelo deposicional del Campo Huyaparí – PDVSA-PETROPIAR	13
Figura 9 - Columna estratigráfica Campo Huyaparí, modelo estructural local	14
Figura 10 - Torre o cabria de perforación.....	17
Figura 11 - Bloque corona	18
Figura 12 - Encuelladero	18
Figura 13 - Subestructura del taladro.....	18
Figura 14 - Piso del Taladro.....	19
Figura 15 - Rampa de Tubería.....	19
Figura 16 - Malacate.....	19
Figura 17 - <i>Top Drive</i>	20
Figura 18 - Área de preparación	22
Figura 19 - Equipos de circulación.....	23
Figura 20 - Accesorios del sistema de seguridad	25
Figura 21 - Balanza estándar y Balanza presurizada	30
Figura 22 - Embudo Marsh con taza	31
Figura 23 - Revoque.....	34
Figura 24 - Filtro prensa API.....	35
Figura 25 - Kit de Arena.....	35
Figura 26 - Retorta	36
Figura 27 - Componentes de la retorta	36
Figura 28 - tiras de papel para pH	37
Figura 29 - pH electrónico	38
Figura 30 - Alcalinidad de Filtrado	39
Figura 31 - Partes de la mecha.....	42
Figura 32 - Mecha PDC.....	44
Figura 33 - Mecha Tricónica	44
Figura 34 - Tuberías de Perforación	46
Figura 35 - Junta acoplada	47
Figura 36 - Junta integral.....	47
Figura 37 - <i>Liner ranurado</i>	48
Figura 38 - Esquema de ranurado	49
Figura 39 - Conexiones de revestidores más comunes	51
Figura 40 - Centralizadores	53
Figura 41 - Zapata.....	54
Figura 42 - Cuello Flotador	54
Figura 43 - Colgador.....	54
Figura 44 - Plato Base.....	55
Figura 45 - Grasa Selladora.....	55

Figura 46 - Cabezal de cementación	60
Figura 47 - Camión <i>Bulk</i>	60
Figura 48 - Camión de bombeo	60
Figura 49 - Tapones de Cementación.....	61
Figura 50 - Zarandas.....	63
Figura 51 - Mallas.....	63
Figura 52 - Desarenador.....	64
Figura 53 - Desarcillador	64
Figura 54 - Centrifuga.....	64
Figura 55 - Tres en Uno (<i>Mud Cleaner</i>)	65
Figura 56 - Desgacificador.....	65
Figura 57 - Unidades de Vacío	66
Figura 58 - Volteo y Retroexcavadora.....	66
Figura 59 - Tipos de pozos horizontales	68
Figura 60 - Conceptos básicos de la perforación direccional	69
Figura 61 - Esquema de los diferentes ramales de investigación	70
Figura 62 - Ejemplo real de ramales de investigación	70
Figura 63 - Limpieza del hoyo.....	73
Figura 64 - Pega diferencial.....	75
Figura 65 - Fuerza diferencial	75
Figura 66 - Posible causa de la pega diferencial	76
Figura 67 - Formaciones inconsolidadas.....	77
Figura 68 - Formaciones falladas.....	78
Figura 69 - Colapso de lutitas indicoado por presurización.....	79
Figura 70 - Lutita reactiva	80
Figura 71 - Ojo de llave	81
Figura 72 - Zonas de pérdidas de circulación.....	84
Figura 73 - Válvulas Impiderrventones.....	87
Figura 74 - Impidereventon.....	88
Figura 75 - Preventor de arietes	88
Figura 76 - Unidad acumuladora.....	89
Figura 77 - Múltiple de estranguladores	89
Figura 78 - Línea de Matar	90
Figura 79 - Separador de gas	90
Figura 80 - Carreto de perforación.....	91
Figura 81 - Tuvo campana.....	91
Figura 82 - Tanque de viaje	91
Figura 83 - Línea de quemador	92
Figura 84 - Sección "A".....	92
Figura 85 - Sección "B".....	92
Figura 86 - Accesorios para los cabezales de pozos.....	93
Figura 87 - Accesorios para cerrar el pozo.....	93
Figura 88 - Código de señales de seguridad.....	103
Figura 89 - Etiquetas de requerimiento de EPP	104
Figura 90 - Casco de seguridad industrial.....	104
Figura 91 - Equipos de protección ocular y facial	106
Figura 92 - Equipos de protección auditiva	106

Figura 93 - Equipos de protección respiratoria	107
Figura 94 - Equipos de protección para las manos.....	108
Figura 95 - Equipos de protección para los pies.....	109
Figura 96 - Ropa de trabajo	109
Figura 97 - Ropa protectora.....	110
Figura 98 - Etiqueta NFPA 704	112
Figura 99 - Esquema General del CTRD	115
Figura 100 - Objetivos de la Fase Superficial de 17-1/2 plg.....	121
Figura 101 - Diagrama del proceso para la perforación del Hoyo Superficial de 17-1/2 plg	126
Figura 102 - Diagrama del proceso para el fluido de perforación Agua – Gel	136
Figura 103 - Diagrama del proceso para la bajada del revestidor de 13-3/8 plg	142
Figura 104 - Colocación del plato base	148
Figura 105 - Diagrama del proceso para la cementación del revestidor de 13-3/8 plg	150
Figura 106 - Objetivos de la Fase Intermedia de 12-1/4 plg (parte I)	161
Figura 106 - Objetivos de la Fase Intermedia de 12-1/4 plg (parte II)	262
Figura 107 - Diagrama del proceso para la perforación del Hoyo Intermedio de 12-1/4 plg	166
Figura 108 - Diagrama del proceso para el fluido de perforación Polimérico Inhibido	179
Figura 109 - Mezclador especial para producto soda caustica	184
Figura 110 - Diagrama del proceso para la bajada del revestidor de 9-5/8 plg	187
Figura 111 - Diagrama del proceso para la cementación del revestidor de 9-5/8 plg	194
Figura 112 - Diagrama del proceso para la vestida de la VIR (Fase Intermedia).....	203
Figura 113 - Objetivos de la Fase Horizontal de 8-1/2 plg	211
Figura 114 - Diagrama del proceso para la perforación del Hoyo Horizontal 8-1/2 plg	217
Figura 115 - Diagrama del proceso para el fluido de perforación Viscoelástico	227
Figura 116 - Mezclador especial para producto caustico.....	231
Figura 117 - Diagrama del proceso para la bajada del <i>Liner</i> 7 plg	234
Figura 118 - Diagrama del proceso para la desvestida y vestida de VIR	241
Figura 119 - Diagrama del proceso para la desvestida convencional de la VIR	246
Figura 120 - Diagrama del proceso para la desvestida No convencional de la VIR.....	251
Figura 121 - Diagrama del proceso para el sistema de control de sólidos	258
Figura 122 - Indicador de movimiento para el cálculo de <i>Strokes</i> de la zaranda	264
Figura 123 - Calcomanías para equipos, cálculo de <i>Strokes</i> de la zaranda	264
Figura 124 - Diagrama del proceso de los tipos de píldoras utilizados	268
Figura 125 - Ensayos por gotas, titulación con azul de metileno	283
Figura 126 - Esquema de la profundidad planificada del hoyo	294
Figura 127 - Ángulo para el cambio de método (<i>Backreaming</i> – Convencional)	298
Figura 128 - Herramienta de bajada del <i>Wear Bushing</i> de 13-3/8 plg.....	302
Figura 129 - <i>Wear Bushing</i> de 13-3/8 plg.....	302
Figura 130 - Secuencia grafica al insertar el <i>Wear Bushing</i> de 13-3/8 plg (parte I)	303
Figura 130 - Secuencia grafica al insertar el <i>Wear Bushing</i> de 13-3/8 plg (parte II)	304
Figura 131 - Ensamblaje de sellos y su respectiva herramienta de bajada	306
Figura 132 - Bit Guide y herramienta de bajada	309
Figura 133 - Empacadura para <i>Liner</i> de producción de 7 plg (<i>Hyflo</i> III – <i>Liner Packer</i>).....	312
Figura 134 - Asentamiento del <i>Liner</i> de producción de 7 plg	313
Figura 135 - Hoja 1 de matar el pozo, escuela de perforación Randy Smith	322
Figura 136 - Hoja 2 de matar el pozo, escuela de perforación Randy Smith	323

Figura 137 - Hoja 1 de matar el pozo, control de pozos	324
Figura 138 - Hoja 2 de matar el pozo, control de pozos	325
Figura 139 - Hoja 3 para el cálculo de capacidades	326
Figura 140 - Tiempos operacionales para la construcción de la Fase Superficial	327
Figura 141 - Tiempos operacionales por cada taladro para la construcción de la Fase Superficial	328
Figura 142 - Tiempos operacionales para la construcción de la Fase intermedio	329
Figura 143 - Tiempos operacionales por cada taladro para la construcción de la Fase Intermedia	330
Figura 144 - Tiempos operacionales para la construcción de la Fase Horizontal	331
Figura 145 - Tiempos operacionales por cada taladro para la construcción de la Fase Horizontal	332
Figura 146 - Tiempos operacionales total para la construcción del pozo	332
Figura 147 - Tiempos operacionales del taladro # 1, Fase Superficial	334
Figura 148 - Tiempos operacionales del taladro # 1, Fase Intermedio	336
Figura 149 - Tiempos operacionales del taladro # 1, Fase Horizontal	338
Figura 150 - Tiempos operacionales del taladro # 2, Fase Superficial	340
Figura 151 - Tiempos operacionales del taladro # 2, Fase Intermedio	342
Figura 152 - Tiempos operacionales del taladro # 2, Fase Horizontal	344
Figura 153 - Tiempos operacionales del taladro # 3, Fase Superficial	346
Figura 154 - Tiempos operacionales del taladro # 3, Fase Intermedio	348
Figura 155 - Tiempos operacionales del taladro # 3, Fase Horizontal	350

ESQUEMA GENERAL

PETROPIAR

PDVSA – PETROPIAR ^[4]

El proceso de apertura petrolera iniciado en 1993 por el Estado Venezolano forma parte de la política del país tendiente a respaldar una estrategia a largo plazo para el sector petrolero. Como parte de este proceso se estimuló la participación de empresas privadas nacionales y extranjeras en proyectos para la exploración a riesgo en nuevas áreas, y la producción de crudos en campos marginales y bajo el esquema de ganancias compartidas a través de las asociaciones estratégicas.

Dentro de dicho proceso, las empresas Atlantic Richfield Company (ARCO), Corpoven S.A., Phillips Petroleum Company y Texaco Inc. formaron una asociación estratégica, la cual fue constituida según consta en acuerdos establecidos en abril y junio de 1997. Tal asociación estaba representada por la Empresa Petrolera Ameriven S.A., formada el 17 de Julio de 1997.

La asociación estratégica denominada Petrolera Ameriven S.A., estaba a cargo de la operación del Bloque Huyaparí (Bloque H, con 463,2 Km²) y el Norte del Bloque Maquiritare (Bloque M, con 193,9 Km²), del área Hamaca de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO), al sur del estado Anzoátegui, donde la ubicación relativa en la FPO se puede visualizar en la figura 1 y en la figura 2 el área total que contenía Petrolera Ameriven S.A. Ambos bloques cuentan con la Autorización para la Ocupación del Territorio (AOT), otorgada por el Ministerio del Ambiente y de los Recursos Naturales Renovables (MARNR) en abril de 1992 y actualizada en el año 2000 para el Bloque H y en Febrero de 1998 para el Bloque M; el área total asignada a Petrolera Ameriven era de 657,1 Km² según Gaceta Oficial N° 36.429 de Abril de 1998.



Figura 1 - Ubicación relativa en la FPO (Modificado de Pinto y Mora, 2011) ^[8]

El Proyecto Hamaca propuesto para la asociación contemplaba la explotación de crudo extra-pesado Hamaca, proveniente de las reservas de hidrocarburos de la Faja Petrolífera del Orinoco para su procesamiento en una Planta de Mejoramiento ubicada en el área de JOSE, al Norte del Estado Anzoátegui, generando crudo sintético que se comercializa en el mercado internacional, coque grado combustible y azufre. El proyecto en su totalidad estaba conformado así por tres componentes: uno de producción, uno de transporte de crudo desde Hamaca hasta el área de JOSE, y otro de procesamiento en la Planta de Mejoramiento.

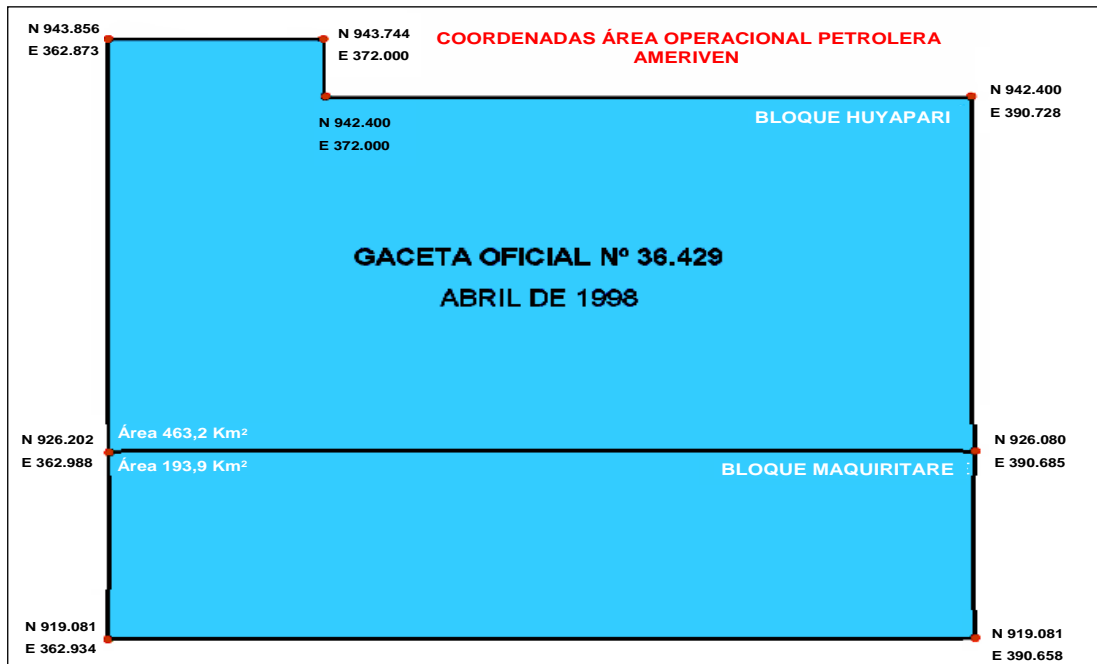


Figura 2 - Área total Petrolera Ameriven 1998 (657,1 Km²) (PDVSA Petropiar, 2010) ^[4]

En el año 2007, como parte del plan de nacionalización de la Faja Petrolífera del Orinoco, y en virtud de la aplicación de la Ley Orgánica de Hidrocarburos y de la promulgación del Decreto Ley N° 5.200 de Migración a Empresas Mixtas de los Convenios de Asociación de la Faja Petrolífera del Orinoco, el Estado Venezolano a través de la Corporación Venezolana de Petróleo (CVP), filial de PDVSA, debería migrar bajo el formato de empresa mixta el antiguo convenio que formaba la empresa Petrolera Ameriven S.A., asegurando al Estado Venezolano un mínimo de 60% de las acciones. Posteriormente el 13 de Noviembre de 2007, según Gaceta Oficial N° 38.809, el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo delimita el área que se denominará en adelante área PETROPIAR, con una superficie de 463,07 Km², dentro de la poligonal cerrada cuyos vértices están definidos por las coordenadas que se muestran en la figura 3.

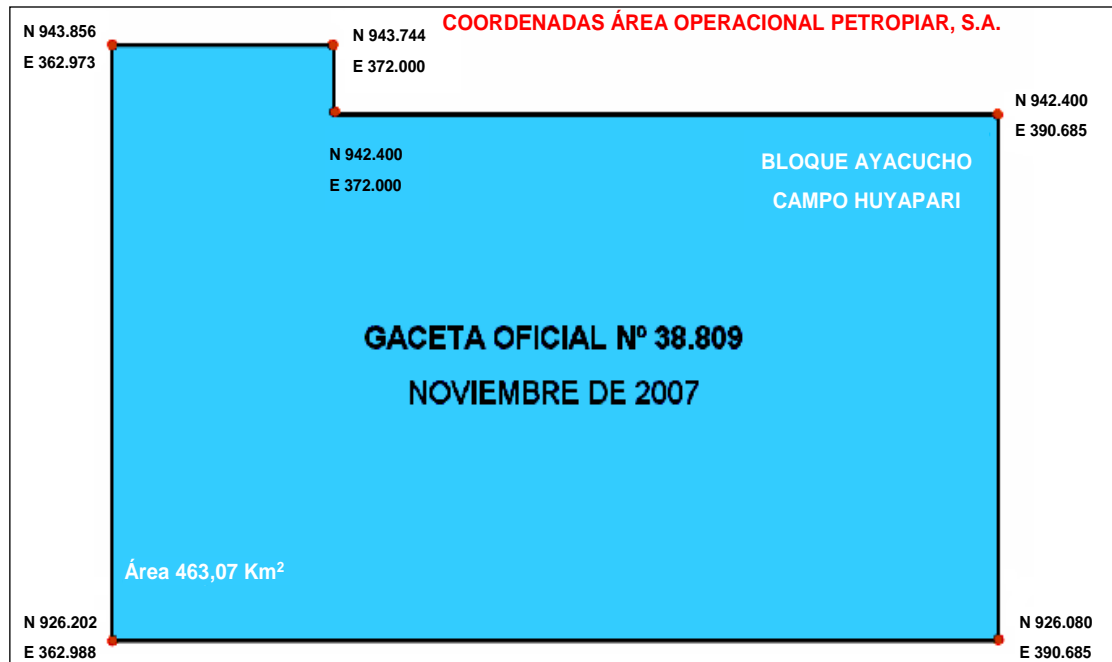


Figura 3 - Área PETROPIAR 2007 (463,07 Km²) (PDVSA Petropiar, 2010) [4]

El 9 de Enero de 2008, según Gaceta Oficial N°38.846, se autorizó la creación de la empresa mixta PETROPIAR S.A, en donde la Corporación Venezolana de Petróleo obtiene un capital accionario inicial de 70%, y la empresa Chevron Orinoco Holdings B.V. el restante 30%. En este decreto se especifica que PETROPIAR S.A. realizará las actividades primarias, actividades de mejoramiento, transporte y almacenamiento, efectuadas por la antigua Petrolera Ameriven, pero en el área geográfica delimitada por el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo, mediante la resolución N° 223 de fecha 09 de Noviembre de 2007, publicada en la Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N° 38.809 de fecha 13 de Noviembre de 2009.

PETROPIAR está profundamente comprometida con el País, la industria petrolera y el proceso revolucionario que lidera el Gobierno Nacional, construyendo con hechos la consolidación de las bases socialismo bolivariano, a través de la puesta práctica de una estructura laboral incluyente, en el marco del desarrollo económico y social de la Nación, establecido en el proyecto Nacional Simón Bolívar.

PETROPIAR está arraigada en el corazón de Anzoátegui. Nuestra Ciudad de producción se desarrolla al Sur de esta generosa ciudad, en la división Ayacucho de la Faja Petrolífera del Orinoco.

Al Sur de Anzoátegui se encuentran las oficinas administrativas de producción; el Centro Operativo Bare (COB), donde el petróleo extraído es sometido a su tratamiento inicial; el Patio de Tanques Oficina (PTO), lugar donde se almacena el crudo que luego es bombeado, a través del oleoducto Industrial de Jose propiedad de una asociación entre Petróleos de Venezuela, PDVSA PETROMONAGAS, PDVSA PETROPIAR y en Barcelona funciona la sede cooperativa de PDVSA PETROPIAR.

Misión de la empresa PDVSA PETROPIAR ^[4]

Preservar el patrimonio de PDVSA - PETROPIAR sus empresas filiales, mediante la ejecución de acciones preventivas y correctivas, enmarcada en el principio de corresponsabilidad, contribuyendo así a la continuidad del negocio y del desarrollo integral de la nación.

Maximizar el valor de los hidrocarburos al Estado venezolano, mediante una eficiente y eficaz administración y control de los negocios con terceros, generando nuevas oportunidades de inversión a través del desarrollo de proyectos y empresas relacionadas directa o indirectamente con la industria de los hidrocarburos, canalizando los recursos financieros necesarios para la ejecución de obras, servicios o cualquier otra inversión productiva vinculando los beneficios obtenidos con el bienestar colectivo, alineado con el plan de desarrollo de la nación.

Visión de la empresa PDVSA PETROPIAR ^[4]

Ser una Organización con propósitos especiales, apoyada en un excelente equipo humano, que cuente con tecnología de vanguardia y mantenga su independencia conservando inalterables sus valores éticos y el compromiso con el desarrollo de la comunidad.

MARCO GEOLÓGICO
PETROPIAR

Cuenca Oriental de Venezuela ^[5]

La Cuenca Oriental de Venezuela constituye una depresión topográfica y estructural localizada en la zona centro oriental del país, abarcando un área total de 165.000 Km² entre los estados Anzoátegui, Delta Amacuro, Guárico y Monagas. Está limitada al Norte por el Cinturón Móvil de la Serranía del Interior Central y Oriental; al Sur por el Río Orinoco, desde la desembocadura del Río Arauca hacia el Este hasta Boca Grande, siguiendo de modo aproximado el borde septentrional del Cratón de Guayana; al Este de la cuenca continúa por debajo del Golfo de Paria, incluyendo la parte situada al Sur de la Cordillera Septentrional de la Isla de Trinidad y se hunde en el Atlántico al este de la costa del Delta del Orinoco, y al Oeste, limita con el levantamiento de El Baúl y su conexión con el Cratón de Guayana, que sigue aproximadamente el curso de los ríos Portuguesa y Pao. En la figura 4 se representan las cuencas petrolíferas de Venezuela, donde es posible observar la Cuenca Oriental. Basándose en sus características sedimentológicas, tectónicas y estratigráficas, la Cuenca Oriental se subdivide en tres subcuencas, a saber: Subcuenca de Guárico, Subcuenca de Maturín y Subcuenca de Paria. Dentro de esta cuenca se encuentra la Faja Petrolífera del Orinoco, en la cual se produce petróleo considerado como pesado y extrapesado.



Figura 4 - Cuenas Petrolíferas de Venezuela (PDVSA, s.f) ^[6]

Faja Petrolífera del Orinoco ^[5]

La Faja ocupa el borde meridional de la Cuenca Oriental de Venezuela y cubre una extensión aproximadamente de 55.314 Km², en las áreas al Sur de los estados Guárico, Anzoátegui y Monagas, así como el Delta Amacuro, siendo considerada la acumulación más grande de petróleo pesado y extrapesado que existe en el mundo.

Las reservas de Petróleo Original En Sitio de la Faja, según PDVSA, alcanzan hasta ahora 4 billones de barriles, atrapados estratigráficamente en yacimientos marinos marginales y fluviales de edad del Mioceno

En el sentido Este-Oeste, la Faja se puede dividir en cuatro áreas (figura 5), que a su vez se dividen en 27 bloques; las cuales corresponden a un sistema deltaico que desde el punto de vista genético, tuvo su origen en los sistemas fluviales del mismo Macizo Guayanés y cuyas características de acumulaciones petrolíferas y estados de conocimiento geológico son diferentes:

- **Carabobo** (4 bloques) ubicada en la zona Centrosur del estado Monagas y Sureste del estado Anzoátegui.
- **Boyacá** (6 bloques) ubicada al Centrosur del estado Guárico.
- **Junín** (10 bloques) ubicada al Sureste del estado Guárico y el Suroeste del estado Anzoátegui.
- **Ayacucho** (7 bloques) ubicada al Centrosur del estado Anzoátegui.



Figura 5 - Divisiones de la FPO (PDVSA, s.f) ^[7]

Área Ayacucho ^[5]

El Área Ayacucho se localiza en la zona central de la FPO, al Sur la Cuenca Oriental de Venezuela en el estado Anzoátegui, esta región se encuentra ubicada entre la ciudad de El Tigre y el Río Orinoco, la misma está delimitada al Norte por los campos Yopales Sur, Miga, Melones, Adas y Lejos, al Sur por el Río Orinoco, al Este por el área de Carabobo y al Oeste por el área de Junín. Por razones operativas el Área de Ayacucho se divide en 25 bloques o cuadrángulos identificados con una letra que va desde la “A” hasta la “Y”, la cual representa el nombre de cada uno. Estos cuadrángulos son: Arecuna, Bare, Cariña, Dobokubi, Eñepa, Farante, Guahibo, Huyapari, Irapa, Japreria, Kuripaco, Lache, Makiritare, Ninan, Orechicano, Piaroa, Quiriquire, Rionegrino, Sanama, Taurepaco, Uaica, Viakchi, Warao, Xamatari y Yaruro. (figura 6).

Campo Huyapari ^[8]

El Campo Huyapari se encuentra ubicado en el Oriente de Venezuela, al Norte del Bloque Ayacucho a unos 40 kilómetros al Suroeste de la ciudad de El Tigre. Se ubica a su vez en la parte Oeste del municipio Miranda del Estado Anzoátegui (figura 6). Se localiza al norte del Río Orinoco, en una superficie de 463,07 Km2 en la zona central cratónica al Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, de la era Terciaria. Limita al Norte con el área asignada a PDVSA, División Faja, Distrito San Tome, Área Extra Pesado; al Sur con el Bloque Maquiritare, al Oeste con el Bloque Guahibo y al Este con el Bloque Irapa.

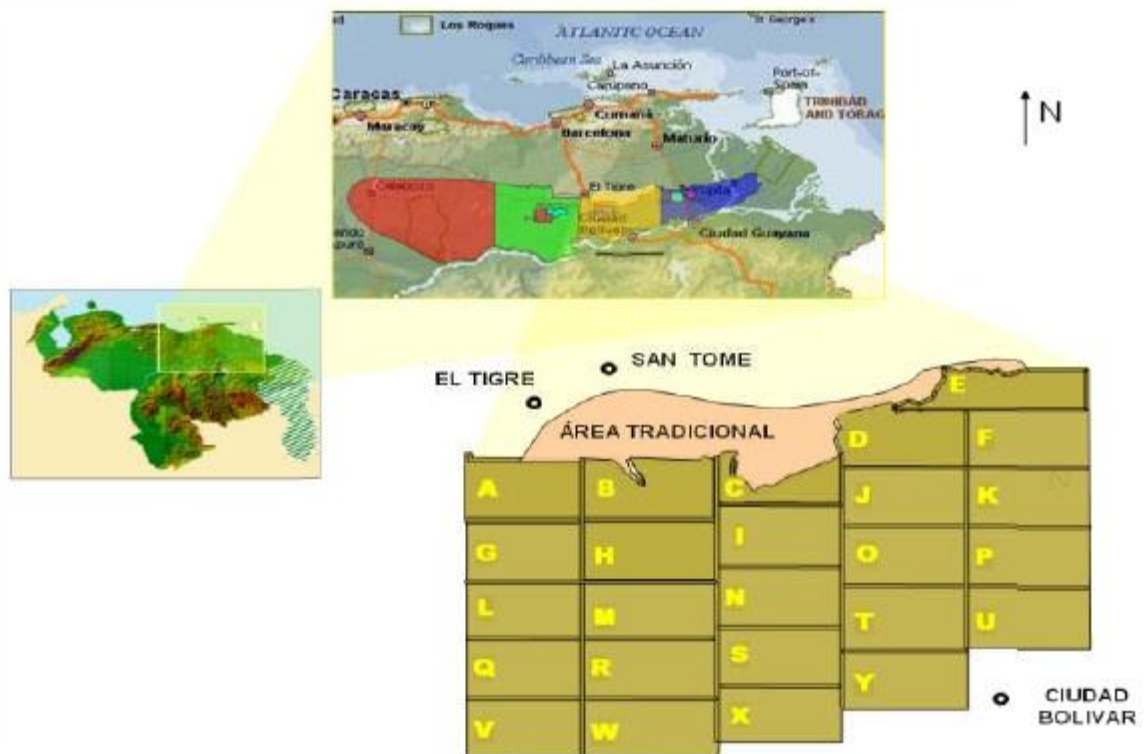


Figura 6 - Campos del Área Ayacucho (PDVSA, 2010) ^[5]

Formaciones Geológicas del Campo ^[9]

Formación Mesa

- **Edad:** Pleistoceno.
- **Descripción Litológica:** consiste en arenas de grano grueso y grava, con cemento ferruginoso cementado y muy duro; conglomerado rojo a casi negro, arenas blanco-amarillentas, rojo y púrpura, con estratificación cruzada; además contiene lentes discontinuos de arcilla fina arenosa y lentes de limolita.
- **Espesor:** El espesor de la Formación Mesa es muy variable, pero en términos generales disminuye de Norte a Sur, como consecuencia del cambio en la sedimentación fluvio-deltáica y aumenta de Oeste a Este, por el avance de los sedimentos deltáicos.

Formación Las Piedras

- **Edad:** Mioceno Tardío - Plioceno.
- **Descripción Litológica:** consiste en areniscas micáceas, friables, de grano fino y colores gris claro a gris verdoso, interlaminada con lutitas gris a verdoso, arcillitas sideríticas, grises, lutitas ligníticas y lignitos (Hedberg, 1950). También se encuentran algunas calizas arenosas duras y de color verde.
- **Espesor:** el cual aumenta hacia el eje de la cuenca de Maturín, hacia los flancos de la cuenca, el espesor disminuye aproximadamente a la mitad.

Formación Freites

- **Edad:** Mioceno Medio a Mioceno Tardío basal.
- **Descripción Litológica:** describen lutitas físciles verdes a gris verdoso, con areniscas en el tope y la base, que permiten la subdivisión de la unidad en tres intervalos: un intervalo superior de unos 100 m (328 pie), con capas delgadas de areniscas arcillosas de grano fino, de color blanco verdoso, algo glauconíticas y muy persistentes lateralmente.
- **Espesor:** Hedberg *et al.* (*op. cit.*) mencionaron espesores de 335 m a 610 m (1.099 pie a 2.001 pie) desde el campo Yopales hacia los campos de Guara Oeste, Nipa y Leona Norte. Funkhouser *et al.* (1.948) reportaron un espesor de 792 m (2.598 pie) en la carretera de Aragua de Barcelona. En el área Cerro Negro, la formación se reduce desde 550 m (1.804 pie) en el norte a 73 m (240 pie) en el Sur (Jam y Santos, 1987).

Formación Oficina

- **Edad:** Mioceno Temprano - Medio.
- **Descripción Litológica:** Hedberg *et al.* (*op. cit.*) describen la Formación Oficina como "una alternancia de lutitas grises, gris oscuro y gris marrón, intercaladas e interestratificadas con areniscas y limolitas de color claro y grano fino a grueso. Componentes menores, pero importantes de la unidad, son las capas delgadas de lignitos y lutitas ligníticas, arcillitas verde y gris claro, con esférulas de siderita, areniscas siderítico-glauconíticas y calizas delgadas con estructuras cono en cono.
- **Espesor:** el espesor de la Formación Oficina aumenta desde los bordes de la cuenca hacia su eje: 220-275 m (722-902 pie) en Temblador, 600 m (1969 pie) a más de 1.400 m (4.503 pie) en el área mayor de Oficina, más de 2.000 m (6.562 pie)

en Anaco y unos 1.000 m (3.281 pie) en Anzoátegui nororiental. Campos *et al.* (1985, *op. cit.*) mencionan que el espesor de la Formación Oficina en el área de Anaco.

Formación Mercuré

- **Edad:** Oligoceno - Mioceno Temprano.
- **Descripción Litológica:** Funkhouser *et al.* (*op. cit.*) la formación se compone más del 50% de areniscas, de color gris claro a oscuro, masivas, mal estratificadas y muy lenticulares, duras, de grano fino a grueso, incluso conglomerática, con estratificación cruzada y una variabilidad infinita de porosidad y permeabilidad; el crecimiento secundario de cuarzo es común.
- **Espesor:** Funkhouser *et al.* (1948) mencionaron un espesor máximo de 520 m (1.900 pie), ilustrado en el registro eléctrico del pozo Guarío N° 3. Mencher *et al.* (1953) señalaron un espesor total de 494 m (1.800 pie) en el campo Toco. (Léxico Estratigráfico de Venezuela, 1970). La formación se adelgaza hacia el Sur hasta acuñarse, por debajo de la Formación Oficina, en los límites Sur del área mayor de Oficina.

En la figura 7 se muestra la columna geológica de la cuenca oriental de Venezuela.

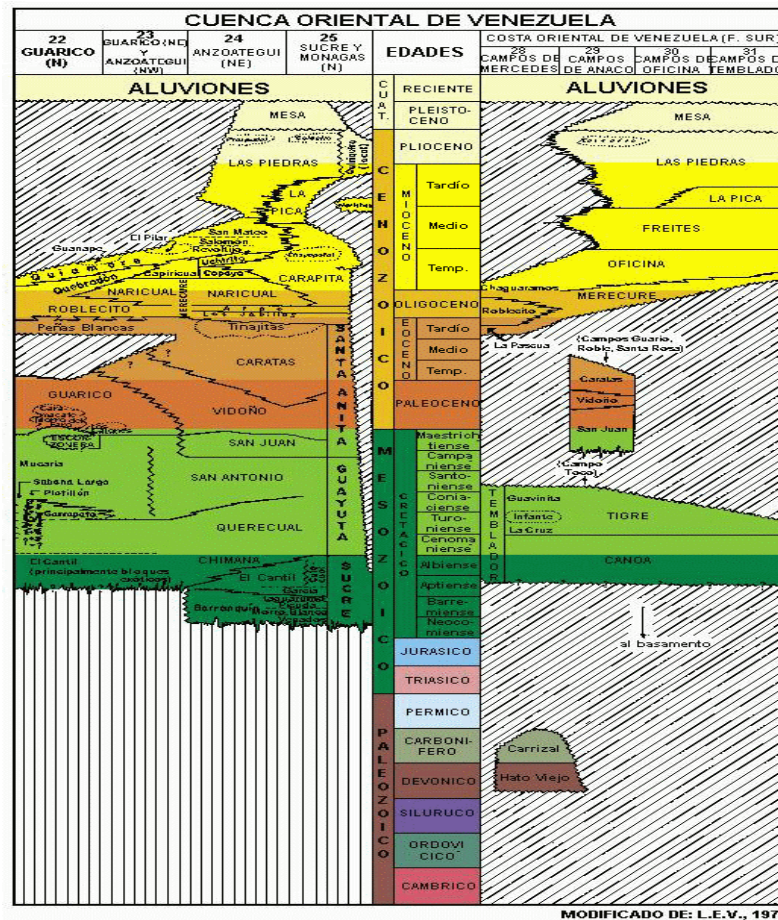


Figura 7 - Columna Geológica de la Cuenca Oriental de Venezuela (Marcelo, 2009) [10]

Características de los Yacimientos ^[8]

Los yacimientos del Campo Huyapari están constituidos por arenas no consolidadas conteniendo crudo extrapesado. La profundidad media de los yacimientos es de 2.800 pie, la porosidad oscila entre los 29 - 34%, y la permeabilidad entre 12.000 y 19.000 mD.

De acuerdo con resultados de laboratorio y datos de producción, la gravedad promedio del crudo en el área es de 8,5° API, su gravedad específica en el yacimiento y la superficie son 0.98 y 1.0116 respectivamente, la viscosidad del fluido en el yacimiento oscila entre 2.200 a 25.000 cP, la Relación Gas/Petróleo original es de 70 a 80 PCN/BN y el factor volumétrico del petróleo 1,04 BY/BN.

La presión original es de 1.012 lpc, la presión de saturación 850 lpc, un gradiente de presión de 0,459 lb/pie y la temperatura promedio de la formación es 129 °F.

Geología Estructural Regional ^[4]

La estructura del área asignada a PETROPIAR consiste de un monoclinal fallado, con buzamiento leve de 5 grados hacia el Norte. La estructura del Bloque Huyapari está dominada por tensiones regionales, las cuales se originan en el Norte de la Cuenca Oriental, específicamente, en el borde del desplazamiento de las placas Sur América y del Caribe.

Estratigrafía Local ^[4]

En el área asignada a PETROPIAR del Bloque Huyaparí (Gaceta Oficial N° 38.809), los intervalos productivos se agrupan en tres unidades importantes con acumulaciones de hidrocarburos, las cuales fueron denominadas **Intervalo Inferior (Formación Oficina y parte de la Formación Merecure), Medio y Superior (ambos Formación Oficina)**. Las principales unidades sellantes entre estas unidades de acumulaciones son lutitas marinas depositadas durante periodos de máxima superficie de inundación.

Los Intervalos Medio y Superior está conformado por las arenas **R0/R1, R2, R3/R4 y K, L, N/M, O/P** respectivamente, encontradas en la Formación Oficina, de edad Mioceno Medio, en donde los intervalos medio y superior representan un sistema encadenado de baja energía. **El intervalo inferior** está conformado por las arenas **S, T, U1** de la Formación Oficina, de edad Mioceno Inferior, y por las arenas **U2/U3** de la Formación Merecure, de edad Mioceno Inferior. El intervalo inferior representa un sistema transgresivo de baja energía que se acuña al basamento desde el Norte al Sur de la Cuenca Oriental.

En la figura 8 se muestra el modelo deposicional del bloque Huyaparí.

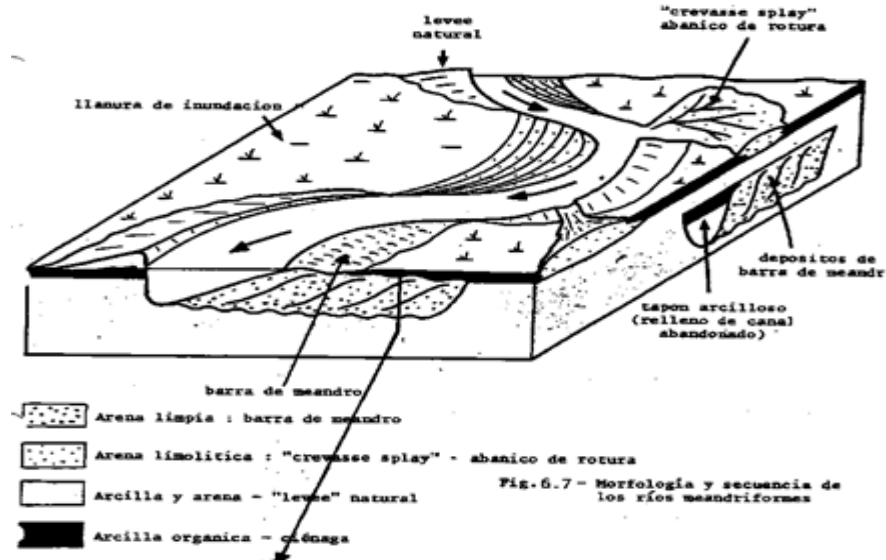


Figura 8 - Modelo deposicional del Campo Huyaparí (PDVSA, 2010) [5]

En la figura 9 se muestra la columna estratigráfica tipo para el área asignada a PetroPiar S.A. donde se muestran los tres intervalos productivos en los que se ha dividido la sección de acuerdo a las acumulaciones importantes de hidrocarburos.

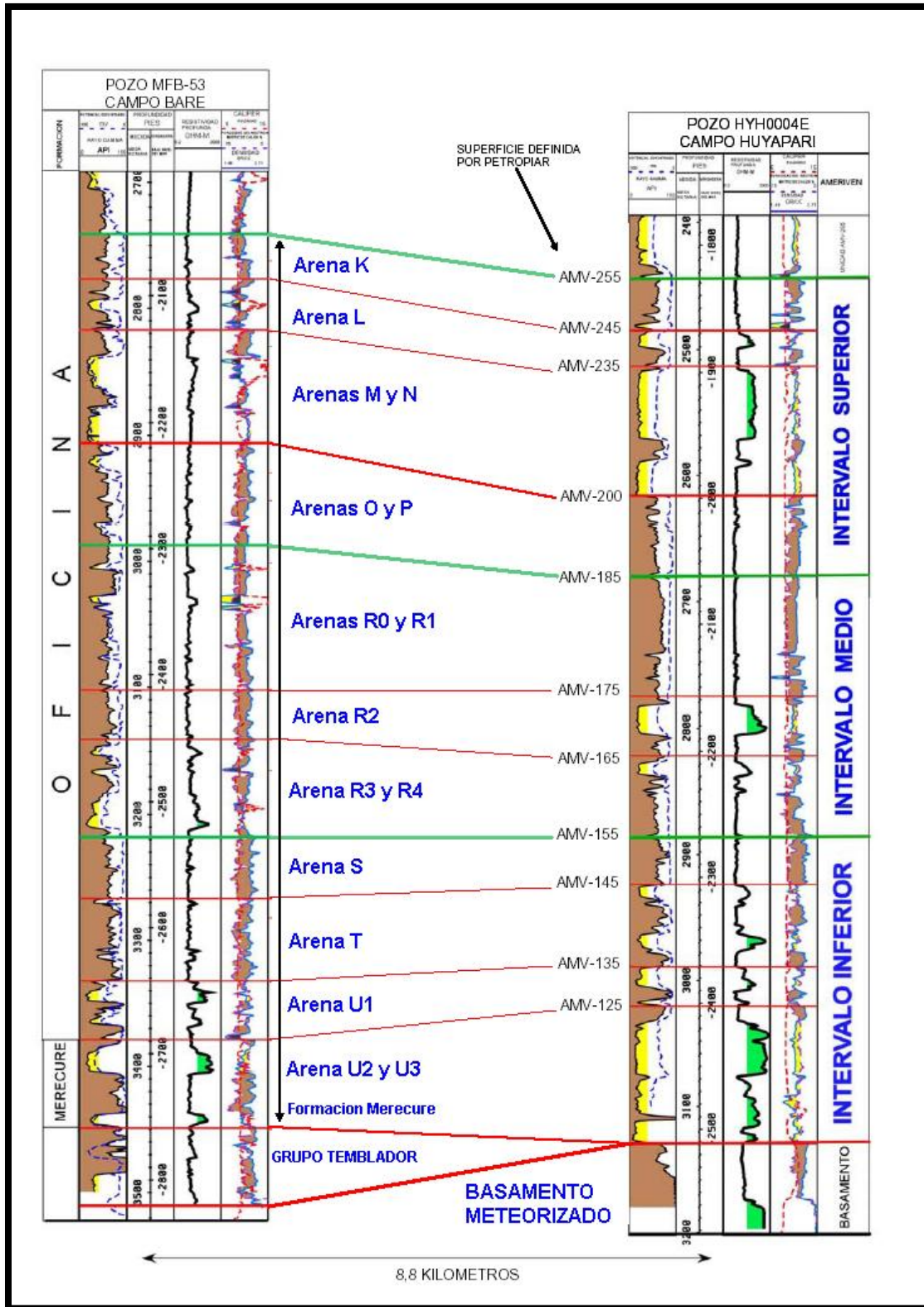


Figura 9 - Columna estratigráfica del Campo Huyaparí – PDVSA PETROPIAR, modelo estructural local (PDVSA Petropiar, 2010) [4]

MARCO TEÓRICO
PETROPIAR

TORRE DE PERFORACIÓN



TORRE DE PERFORACIÓN ^{[11], [12]}

Equipos de Perforación Rotatoria.

La función principal de la perforación rotatoria es perforar un hoyo en el subsuelo hasta penetrar una formación de potencial productivo de hidrocarburos. Este hoyo perforado, revestido con tubería y cementado, conecta la formación productora con la superficie y de esta manera es posible extraer los hidrocarburos. Estas operaciones de perforación son realizadas con un sofisticado y complejo equipo de perforación llamado Taladro de Perforación Rotatorio. Estos equipos, además de perforar el hoyo, bajar y cementar el revestidor en el pozo, proporcionan un medio para realizar varias funciones auxiliares como son tomar registros eléctricos, realizar pruebas de pozos, tomar muestras de fluidos y formaciones, etc.

Los taladros de hoy en día son equipos sofisticados y complicados, los mismos requieren personal con mucha experiencia y altamente calificados para que las operaciones sean eficientes.

Para perforar pozos en localizaciones en áreas terrestres, los taladros pueden ser:

Taladro estándar (*Standard Derrick*): es el tipo de taladro rotatorio más antiguo. Las cabrias o torres de perforación eran armadas o construidas en la localización antes que se comenzara la perforación del pozo y eran desmontadas antes de ser mudadas a otra localización, aunque a menudo la cabria era dejada en la localización parada sobre el pozo después de comenzada la producción en caso de necesitarse rehabilitaciones y/o reparaciones de los pozos. Sin embargo, debido a los altos costos de construcción y aparición de nuevos y modernos taladros de perforación terrestres, han permitido que estas cabrias puedan ser fácilmente removidas y reusadas.

Taladro portable (*Wheel Mounted*): en este tipo de equipos la cabria, equipos de potencia y de levantamiento y las bombas de lodo usualmente van montados sobre camiones; lo que permite optimizar los tiempos para levantar (vestir) y desmontar (desvestir) los equipos. Son comúnmente usados en trabajos de rehabilitación y reparación de pozos.

Taladro convencional (*Conventional Rig*): se consideran así aquellos equipos en los cuales los sistemas componentes son tan grandes que no pueden ser transportados en un sólo camión. Son los equipos de tierra mayormente disponibles.

Taladro modular (Modular Rig): Es un equipo que cuenta con un sistema de desplazamiento hidráulico que le permite deslizarse (literalmente caminar) sobre soportes especiales para esto. Este tipo de equipo es muy adecuado para realizar las operaciones de construcción de pozos en esquema de macolla, debido a la reducción de tiempo que brinda el desplazarse de un pozo perforado a otro por perforar sin necesidad de desvestir completamente el equipo.

Los taladros de Perforación Rotatoria están formados por cinco (05) componentes principales:

1. Sistema de Levantamiento.
2. Sistema de Rotación.
3. Sistema de Circulación.
4. Sistema de Potencia.
5. Sistema de Seguridad.

COMPONENTES DEL TALADRO DE PERFORACIÓN

1. SISTEMA DE LEVANTAMIENTO

Tiene como función servir de soporte al sistema de rotación en la perforación de un pozo, suministrando el equipo apropiado y las áreas de trabajo necesarias para levantar, bajar y suspender los grandes pesos requeridos por el sistema de rotación.

a) Estructura de Soporte: Es la armadura de acero ensamblada que se levanta sobre el sitio de perforación del pozo y soporta los enormes pesos de los equipos y sargas usados durante las actividades de perforación. Además provee los espacios de trabajo apropiados y requeridos para el uso de los equipos especializados de levantamiento.

Torre o Cabria de Perforación: proporciona soporte a la corona y al bloque viajero, los que a su vez sostienen, suben y bajan la sarga de perforación. Existen dos tipos básicos de torres de perforación: la torre y el mástil.



Figura 10 - Torre o cabria de perforación [Aristimuño y Briceño, 2012]

- ❖ Bolque Corona: En la figura 11 se observa el bloque corona, este contiene el juego de poleas que forma parte del sistema de levantamiento.

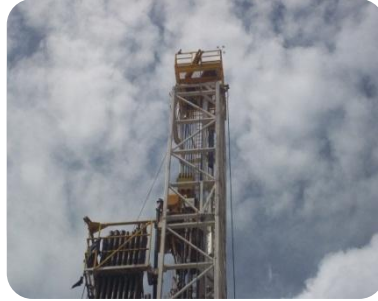


Figura 11 - Bloque corona [Aristimuño y Briceño, 2012]

- ❖ Encuelladero: En la figura 12 se observa el encuelladero, en este se dispone las tuberías paradas en cabria.

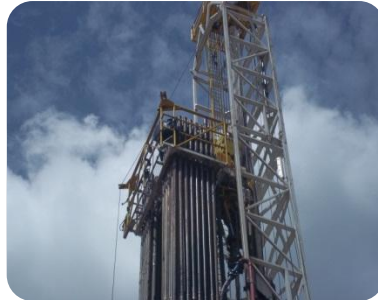


Figura 12 - Encuelladero [Aristimuño y Briceño, 2012]

Subestructura: es una armadura grande de acero que sirve de soporte a la torre y a los componentes del equipo de perforación. Igualmente proporciona un espacio bajo el piso de la torre para instalar el ensamblaje de las válvulas impidereventones. Está diseñada para soportar grandes pesos, incluyendo la torre o mástil, el equipo de levantamiento, la mesa rotatoria, la sarta de perforación y las cargas de las tuberías de revestimiento (figura 13).



Figura 13 – Subestructura del taladro [Aristimuño y Briceño, 2012]

- ❖ **Plataforma:** En la figura 14 se observa el piso del taladro o planchada.



Figura 14 - Piso del taladro [Aristimuño y Briceño, 2012]

- ❖ **Rampa de Tubería:** en la figura 15 se observa la rampa de tubería mediante esta se facilita en subir y bajar las tuberías o equipos hasta el piso del taladro o en caso contrario bajarlo desde este.



Figura 15 - Rampa de tubería [Aristimuño y Briceño, 2012]

- b) **Equipos de Levantamiento:** son equipos especializados que se utilizan para levantar, bajar y suspender la sarta de perforación.

Malacate: Es un potente ensamblaje de levantamiento, está formado por un tambor grande de enrollado, frenos manuales, hidráulicos o eléctricos, una serie de ejes, cadenas y engranajes de transmisión y un juego de carretes pequeños conocidos como carretos, como se muestra en la figura 16.



Figura 16 - Malacate [Aristimuño y Briceño, 2012]

Herramientas de Levantar: También llamadas “Equipos Superiores”. Son los equipos conectores dentro del sistema de levantamiento. Conectan la estructura de soporte y el malacate con la sarta de tubería, que se sube o baja dentro del hoyo que se perfora.

- ❖ Bloque Corona.
- ❖ Bloque Viajero.
- ❖ Ganchos.
- ❖ Elevadores.

Cable o Guaya de Perforación: es un cable metálico muy resistente que va enrollada en carretos muy grandes. Uno de sus extremos va enrollado al tambor del malacate y el otro, llamado "línea muerta", va enrollado en el tambor de reserva colocado a cierta distancia de la cabria. Su función es resistir el peso de la sarta de perforación durante las operaciones de levantamiento y descenso de la misma, así como el de las tuberías de revestimiento.

2. SISTEMA DE ROTACIÓN

Permite rotar la sarta de perforación y que la mecha perfora un hoyo hasta la profundidad programada. Este hoyo perforado conecta la formación con la superficie y esto representa el objetivo primario de la perforación rotatoria.

Mechas y Tuberías de Perforación

Explicadas más adelante.

Sistema de Rotación con *Top Drive*

Consta de un motor eléctrico o hidráulico para transmitir rotación a un eje inferior a través de un sistema planetario de engranaje. Este sistema tiene en su parte superior una unión giratoria que permite circular el fluido de perforación hacia el interior del eje en rotación y la velocidad de rotación puede ser controlada desde un panel de regulación de potencia eléctrica.

El sistema de perforación con *Top Drive* elimina el uso del cuadrante y la mesa rotatoria, ya que la sarta de perforación rota directamente por la acción del motor que va colgado del bloque viajero.



Figura 17 - *Top Drive* [Aristimuño y Briceño, 2012]

Componentes Básicos:

- ❖ **Enrosgador, Desenrosgador Planetario:** elimina el uso de una de las llaves de vapor.
- ❖ **Brazo Hidráulico:** mueve el elevador de tubería que facilita la labor del encuelladero y agiliza el trabajo de llevar un tubo en el hueco de ratón.
- ❖ **Válvulas de Seguridad Superior e Inferior:** protegen la manguera de cualquier presión repentina que venga del hoyo.

Beneficios

- Menor tiempo de conexión.
- Mayor facilidad para acomodar las parejas al sacar la sarta.
- Permite conectar o desconectar la tubería a cualquier altura de la cabria.
- Perforación direccional óptima, ya que disminuye el tiempo de orientación de la herramienta de navegación.
- Permite rotar y bombear continuamente mientras se repasa el hoyo metiendo o sacando tubería (Backreaming).
- Posibilidad de cortar núcleos en forma continua.
- Mayor rapidez para rectificar los últimos 60 ó 90 pies perforados.
- Cierre más rápido del pozo en caso de arremetidas durante un viaje.

Sistema de Rotación con Motor de Fondo

Los motores de fondo son equipos que transforman la fuerza hidráulica (fluido de perforación) en fuerza mecánica (rotación) aliviando el trabajo de la sarta de perforación, es decir, estos equipos tienen la particularidad de eliminar la rotación de la tubería mediante una fuerza de torsión pozo abajo, impulsada por el fluido de perforación, suministrando la rotación desde el fondo.

Este sistema de rotación ha sido utilizado principalmente en la perforación direccional, ya que permiten una rotación continua durante la geonavegación.

Beneficios:

- Disminuye el desgaste externo de la sarta de perforación.
- Disminuye el desgaste interno del revestidor.
- Un motor de fondo efectivo colocado con la mecha adecuada produce mejores tasas de penetración.
- Altas tasas de penetración = menos costo por pie perforado.
- La potencia que necesitan las bombas para poner a funcionar un motor de fondo y mecha es mucho menor que la requerida para una sarta rotativa.

3. SISTEMA DE CIRCULACIÓN

Tiene como función servir de soporte al sistema de rotación en la perforación de un pozo, proveyendo los equipos, materiales y áreas de trabajos necesarios para preparar, mantener y revisar el eje principal de la perforación rotatoria como es el fluido de perforación.

El sistema comprende las siguientes partes:

- Tanques: almacenan, reacondicionan y permiten la succión del lodo.
- Bombas: transmiten energía al fluido de perforación.

- Conexiones Superficiales: permiten conectar la bomba con la sarta de perforación. Están constituidas por el tubo vertical, la manguera de perforación, la unión giratoria y el cuadrante.
- Sarta de Perforación: conecta la superficie con el fondo del pozo, permitiendo la penetración y profundización del mismo.
- Espacio Anular: a través de él regresan a la superficie el fluido y los cortes o ripios de formación que produce la mecha.
- Equipos de Control de Sólidos: permite sacar del sistema los cortes o el ripio que produce la mecha.

Componentes

Fluido de Perforación: Es una mezcla líquida o gaseosa que se circula dentro del hoyo para cumplir una serie de funciones vitales en la perforación rotatoria. Este término está restringido a los fluidos que son circulados a través del hoyo y cumplen con los requisitos mínimos de eficiencia de limpieza y seguridad durante la perforación de un pozo.

Área de Preparación: Es el área donde se prepara el fluido de perforación y se mantienen sus propiedades de acuerdo con los requerimientos del pozo, que se encuentra localizada al comienzo del sistema de circulación.

- ❖ Casa de Química.
- ❖ Tanques de Lodo.
- ❖ Embudo de Mezclado.
- ❖ Tanque Mezclador de Química.
- ❖ Depósitos de Química a Granel.
- ❖ Tanque de Agua.
- ❖ Tanque de Reserva.



Figura 18 - Área de preparación [Aristimuño y Briceño, 2012]

Equipos de Circulación: movilizan el fluido de perforación a través de todo el sistema de circulación y permiten un mejor recorrido del mismo. Están localizados en sitios estratégicos alrededor de los sistemas componentes del taladro.

- ❖ Tanques de Lodo.
- ❖ Bombas de Lodo.
- ❖ Líneas de Descarga y de Retorno.
- ❖ Tubo Vertical (*Stand Pipe*).
- ❖ Bombas Especiales y Agitadores.



Figura 19 - Equipos de circulación [Aristimuño y Briceño, 2012]

Área de Acondicionamiento: Es el área donde el fluido de perforación se acondiciona, eliminándole los sólidos, ripios y gas no deseado que se han incorporado durante la perforación.

- ❖ Tanque de Asentamiento.
- ❖ Equipos Mecánicos de Control de Sólidos

Ciclo del Fluido de Perforación

- Tanque de succión.
- Bombas de lodo.
- Línea de descarga.
- Conexiones y equipos superficiales: Tubo vertical, manguera de perforación, *Top Drive*.
- Tubería de perforación.
- Ensamblaje de fondo: Herramientas especiales, mecha.
- Espacio anular.
- Línea de retorno.
- Separador de gas.
- Equipos de control de sólidos (zarandas, limpiadores de lodo, desarenadores, centrifugas decantadoras, etc).
- Tanques de almacenamiento, tratamiento y succión (desgasificadores).

4. SISTEMA DE POTENCIA

Un complejo equipo de perforación rotatoria no puede funcionar a menos que disponga de suficiente potencia o energía para operar los diferentes componentes del taladro. El Sistema de Potencia genera la fuerza primaria requerida para operar todos los otros componentes y soporta todas las operaciones de los sistemas de perforación rotatoria, genera la energía requerida en el sitio y la transmite a los diferentes componentes del taladro que necesiten energía para realizar sus respectivas funciones.

Componentes

Fuente Primaria de Potencia: Es la fuente de energía para el complejo de perforación rotatoria. La fuente de potencia generalmente se provee a través de grandes motores de combustión interna llamados también motores primarios, que son grandes máquinas de combustión interna que son colocados dentro de un arreglo de dos (02) o más motores y pueden estar o no provistos de generadores.

La fuente primaria de potencia requerida para perforar un pozo variará dependiendo de los requerimientos anticipados de energía para el pozo a perforar. La unidad de motores está conformada por los generadores primarios que suplen la potencia. Casi todos los taladros utilizan motores de combustión interna y se clasifican de acuerdo con el tipo de combustión en: gas, gasoil o gasoil-eléctrico.

- ❖ Motores Diesel de compresión.
- ❖ Motores de gas o ignición.

Transmisión de Potencia: Una vez que se genera la potencia en los motores primarios, ésta debe transmitirse a los principales sistema de trabajo en el taladro. La transmisión de potencia está constituida por los equipos que distribuyen o transmiten la potencia o energía a los demás sistemas.

- ❖ Transmisión de potencia mecánica.
- ❖ Transmisión de potencia eléctrica.

5. SISTEMA DE SEGURIDAD

Tiene como función principal controlar mecánicamente una arremetida y evitar que ésta se convierta en un reventón. Una arremetida es un flujo no deseado de fluidos de la formación al pozo, que ocurre cuando la presión ejercida por el fluido de perforación en un punto es menor que la presión de la formación mientras que un reventón es un flujo incontrolado de la formación a la superficie. Un reventón siempre comienza con una arremetida.

El Sistema de Seguridad tiene otras funciones tales como:

- Permitir un sello del hoyo cuando ocurre una arremetida.
- Mantener suficiente contrapresión en el hoyo para prevenir que continúe la entrada de fluidos desde la formación.

Componentes

Conjunto de Válvulas Impidereventones: Llamadas también VIR's o BOP's (*Blowout Preventers*).

Unidad Acumuladora: Llamada también Acumulador o Unidad de Cierre.

Múltiple de Estranguladores: Es un sistema de distribución de flujo constituido por un ensamblaje de tuberías de alta presión con varias salidas laterales controladas por válvulas manuales o automáticas.

Línea de Matar: Es una línea que va desde la bomba de lodo al conjunto de válvulas impidereventones, conectándose directamente a éstas últimas en el lado opuesto al distribuidor de flujo o línea de estrangulación.

Accesorios: Son equipos auxiliares que ayudan a llevar un mejor control del fluido de perforación y así evitar arremetidas (figura 20).

- ❖ Tanque de Viaje.
- ❖ Línea al Quemador.
- ❖ Separador de gas.
- ❖ Desgasificador.
- ❖ Válvula Superior del Cuadrante o Válvula de Seguridad de Tubería.



Figura 20 - Accesorios del sistema de seguridad [Aristimuño y Briceño, 2012]

FLUIDO DE PERFORACIÓN



FLUIDO DE PERFORACION ^{[13], [14]}

En el proceso de construcción de pozos, los fluidos de perforación se circulan dentro del hoyo para cumplir una serie de funciones vitales en la perforación rotatoria a medida que se profundiza el hoyo; y por lo tanto, este debe ser diseñado para obtener las condiciones óptimas del hoyo y protección de la formación a un costo aceptable. Este fluido es la columna vertebral de virtualmente todas las operaciones de perforación de un pozo.

“El fluido utilizado usualmente en las operaciones de perforación es una mezcla de agua y/o aceite con determinado porcentaje de sólidos que se caracteriza por no ser tóxico, corrosivo ni inflamable, pero si inerte a las contaminaciones de sales solubles o minerales y estable a las altas temperaturas. Además, un buen fluido debe estar exento a cualquier tipo de degradación” (Prieto, 2007).

El objetivo principal que se desea lograr con un fluido de perforación, es garantizar la seguridad y rapidez del proceso de perforación, mediante su tratamiento a medida que se profundizan las formaciones de altas presiones y a través del cumplimiento de una serie de funciones que describen las tareas que el fluido de perforación es capaz de desempeñar, aunque algunas de estas no sean esenciales en cada pozo; por lo que es responsabilidad del ingeniero de fluido de perforación realizar las pruebas necesarias a este, para verificar sus propiedades a la entrada y al salida del hoyo y realizar los cambios necesarios en su formulación en cada una de las fases del proceso de perforación.

FUNCIONES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

1. Limpieza del Fondo del Hoyo

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 embolamiento de la broca), aumentando así la vida de la mecha e incrementando la eficiencia de la perforación.

El transporte de sólidos desde el fondo hasta la superficie es función de dos parámetros: fluido e hidráulica. El fluido cumple ésta función a través de la viscosidad, la densidad y el punto cedente, y la hidráulica, mediante la velocidad anular.

2. Control de Presiones de Fondo

La presión ejercida por la columna de fluido en condiciones estáticas se llama presión hidrostática. Esta presión depende de dos parámetros: densidad y profundidad. La profundidad utilizada es la vertical o verdadera del pozo (TVD) y no la que corresponde a la longitud de la sarta (TMD). Esta profundidad es usada para calcular caídas de presiones y volumen de cemento.

La presión hidrostática es utilizada para controlar la presión de la formación con el fin de prevenir las arremetidas y lograr la estabilidad del hoyo. Generalmente ésta presión es mayor a la de la formación. Sin embargo, no necesariamente se debe cumplir esa condición para que un pozo esté bajo control, ya que el control de un pozo en perforación significa que no existe ningún flujo incontrolable de fluido de la formación dentro del pozo, bien sea gas, petróleo, condensado o agua.

Para controlar las presiones de la formación y la estabilidad del hoyo, sin sacrificar tasa de penetración, se debe mantener el peso del fluido en el mínimo valor posible.

3. Enfriar y Lubricar

Durante la circulación el fluido de perforación facilita la expulsión del calor generado por la fricción mecánica entre mecha y formación. Esto permite prolongar la vida útil de: la mecha, los motores de fondo y los componentes de la sarta de perforación.

La lubricidad minimiza los problemas de torque y arrastre y se mide a través del coeficiente de fricción. La lubricidad de los fluidos base aceite es mayor a la de los fluidos base agua, sin embargo la lubricidad de estos fluidos se puede mejorar mediante la adición de lubricantes líquidos o sólidos. La lubricación puede ser de especial importancia para los pozos de alcance extendido u horizontal, en los que la fricción entre la tubería de perforación, la broca y la superficie de la roca debe ser mínima.

4. Revestir la Pared del Pozo con Revoque 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 revoque de lodo que se consolida con la formación e impide que se siga perdiendo fluido.

Es de notar que una pérdida de filtrado excesiva tendrá como resultado una capa de revoque de lodo muy 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 el revoque, exponiendo nuevamente la pared del pozo.

5. Ayudar 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 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.

6. Transportar, Suspendir 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.

7. Transmitir Potencia Hidráulica a la Mecha

El fluido es el medio por el cual se transmite la potencia hidráulica desde la superficie hasta el fondo del pozo. Esta potencia se puede optimizar mediante un programa hidráulico y cuyo fin es el de seleccionar el caudal y los chorros de mecha más óptimos para perforar con la máxima tasa de penetración. Esta optimización está basada en los criterios de máxima potencia hidráulica y máximo impacto hidráulico.

Los fluidos viscosos y los de mayor densidad, originan mayores pérdidas de presión a través todo el sistema de circulación que aquellos fluidos que disminuyen la viscosidad con el esfuerzo de corte y contienen bajo porcentaje de sólidos. A menor viscosidad, mayor es la transmisión de la potencia hidráulica de superficie a mecha, porque el fluido ofrece menos resistencia a fluir.

Las propiedades del fluido, particularmente las reológicas, ejercen influencia considerable sobre la potencia hidráulica y por lo tanto deben mantenerse en valores aceptables de acuerdo a la densidad del fluido.

8. Mantener la Estabilidad del Hoyo

En las formaciones inestables los esfuerzos diferenciales alrededor del hoyo exceden la resistencia de la roca, originando su rompimiento o deformación y en consecuencia causando el ensanchamiento y/o reducción del hoyo. En estos casos, la tendencia a las pegadas de tubería por empaquetamiento/puente o diferencial y los problemas de incremento de presión, torque, arrastres, entre otros, son evidentes.

Las formaciones impermeables altamente presurizadas se logran estabilizar con peso, las permeables poco consolidadas como las arenas se estabilizan principalmente con revoques arcillosos que se caracterizan por ser lisos, delgados, flexibles, compresibles y prácticamente impermeables y las reactivas sensibles al agua con fluidos inhibidos. Las sales inorgánicas, los asfaltos, los glicoles, los polímeros, las fibras, entre otros, son aditivos químicos que resultan bastante efectivos para estabilizar formaciones reactivas.

PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Las propiedades de un fluido son valores preestablecidos que se ajustan en el campo de acuerdo al comportamiento de la perforación. Es responsabilidad del especialista tomar muestra del lodo a la entrada y salida del pozo para comparar valores y proceder a efectuar los ajustes necesarios si la situación lo amerita. Las propiedades están en función del tipo de fluido y pueden ser físicas o químicas.

El propósito de evaluar las propiedades de los fluidos de perforación, es determinar su habilidad para realizar ciertas funciones necesarias para hacer más eficiente y seguro el proceso de perforación, así como también para:

- Obtener las condiciones y niveles deseados de cada una de las propiedades.
- Mantener un control de las propiedades físicas y químicas del fluido de perforación.
- Identificar y estudiar los problemas que genera el fluido de perforación y determinar las causas de estos.
- Determinar los tratamientos efectivos para solucionar estos problemas.

Para hacer efectiva la evaluación de estas propiedades, han surgido métodos estándar para la realización de pruebas de campo y de laboratorio, cuyos procedimientos se pueden encontrar detallados en la Información Adjunta 1, posterior a los procedimientos operacionales.

Densidad del Fluido

La densidad de un fluido de perforación, es su peso en una unidad específica de volumen. Esta es una de las propiedades más importantes en el proceso de perforación, pues interviene en el cumplimiento de muchas de las funciones que debe llevar a cabo el fluido de perforación, definiendo la capacidad que este debe tener para:

- Mantener los fluidos dentro del yacimiento durante la perforación.
- Soportar las paredes del hoyo al transmitir la presión requerida por las mismas.
- Transportar los ripios desde el fondo del hoyo hasta la superficie.

Esta propiedad es determinada frecuentemente pesando en una balanza, un volumen conocido de fluido de perforación y en la escala de la misma se puede medir directamente la densidad del fluido, la cual puede ser expresada en libras por galón (lb/gal), libras por pie cúbico (lb/pe³) o gradiente de presión (lpc/pe). Existen balanzas convencionales y presurizadas usadas en el campo para medir la densidad de los fluidos de perforación y las lechadas de cemento, como se muestra en la figura 21.



Figura 21 - Balanza estándar y balanza presurizada (Modificado de Prieto, 2007) ^[13]

La balanza presurizada permite medir con mayor exactitud la densidad de un lodo que contiene aire o gas atrapado. Con éste tipo de balanza se miden densidades entre 6.0 y 22.5 lb/gal y con la convencional entre 6.5 y 23.0 lb/gal. Ambas balanzas deben ser calibradas frecuentemente con agua fresca a temperatura ambiente. En caso de no obtenerse lecturas de 1 g/cc ó 8,33 lb/gal. Se deben agregar o quitar balines de plomo, según sea el caso. Si no es posible lograr la calibración como lo establece API, la balanza debe ser desechada.

Una solución momentánea que da resultado hasta tanto se adquiera una balanza nueva, es sumar o restar la diferencia obtenida con el agua; por ejemplo, si la densidad del agua da mayor a 8.33 lb/gal, la diferencia se le resta a la densidad del lodo y si es menor, se le suma.

No es recomendable golpear la taza de la balanza con la tapa para sacarle el aire al lodo, porque se puede dañar y su función de enrasar puede ser afectada. La capacidad exacta de las balanzas varía según el fabricante y puede estar entre 140 y 190 cc.

Viscosidad de Embudo

Es una medida de la resistencia interna de un fluido a circular. Se define como la relación entre el esfuerzo de corte y la tasa de corte para un fluido determinado. Esta medida proporciona al fluido de perforación la capacidad de lograr una buena limpieza, de mantener en suspensión y desalojar los ripios del fondo del hoyo.

La viscosidad de embudo, también llamada viscosidad *Marsh* o viscosidad API, no debe ser muy grande para que el fluido de perforación sea fácilmente bombeable, pero tampoco tan pequeña que impida extraer los ripios. Es usada en el campo para detectar los cambios relativos en las propiedades del fluido.

Esta prueba de viscosidad debe realizarse con fluido de perforación recién agitado y se determina a pie de sondeo usando el Embudo Marsh, y según normas API, se expresa en segundos por cuarto (s/qt) o segundos por litro (s/1000cc) que tarda en salir por un orificio calibrado un determinado volumen de fluido de perforación.

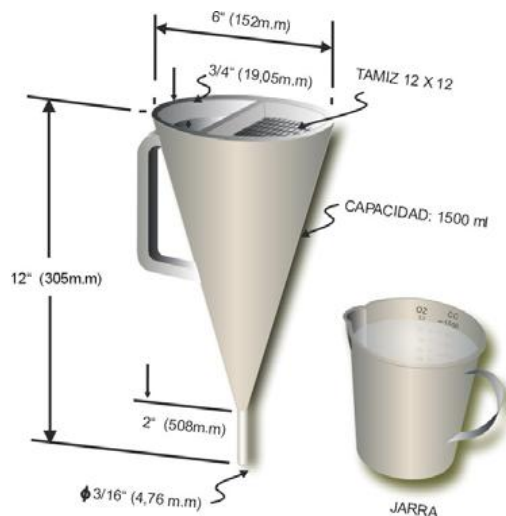


Figura 22 – Embudo Marsh con taza (Prieto, 2007) [13]

El agua es un fluido newtoniano cuya viscosidad embudo es 26 ± 0.5 seg. a 70°F (21°C). Para los no newtonianos no existe ningún valor en particular en cuanto a su viscosidad embudo; sin embargo, una guía práctica de campo que ha dado buenos resultados en los fluidos base arcilla, **es mantener esa viscosidad en un valor equivalente a cuatro veces la densidad del fluido (lb/gal).**

PROPIEDADES REOLÓGICAS

El fluido de perforación puede tener un comportamiento adecuado que le permita cumplir las diferentes funciones para las cuales ha sido diseñado, siempre y cuando se logre controlar las propiedades de flujo de dicho fluido; esto se logra a través de la reología.

La reología es la ciencia que estudia la deformación de un cuerpo sometido a esfuerzos externos; es decir, se encarga de estudiar el comportamiento de flujo de un fluido cuando circula a través de una tubería o conducto; el cual se realiza estableciendo la relación

existente entre el esfuerzo de corte y la tasa o velocidad de corte, que son las propiedades directamente relacionadas con el proceso de deformación de un fluido que se encuentra en movimiento.

Con el fin de lograr un mejor entendimiento, es importante dar a conocer como se definen los parámetros que intervienen en la determinación de las propiedades reológicas.

Viscosidad Aparente

Es la viscosidad correspondiente a la mitad de la lectura obtenida a 600 RPM en un viscosímetro rotatorio de lectura directa. Está en función de la viscosidad plástica y del punto cedente y se relaciona con la máxima concentración de sólidos arcillosos que acepta una mezcla de agua y bentonita sin alcanzar el estado de floculación. Es utilizada en el campo para determinar el rendimiento de una arcilla.

En un fluido newtoniano la viscosidad aparente es numéricamente igual a la viscosidad plástica.

Viscosidad Plástica

Es una medida de resistencia al flujo del fluido de perforación, atribuible a la cantidad, tipo, forma y tamaño de los sólidos presentes en el fluido; principalmente por la fricción mecánica que se genera entre estos, debida al esfuerzo de corte del líquido y a la viscosidad de la fase fluida. De esta forma, al aumentar el porcentaje de sólidos en el sistema, reducir el tamaño de las partículas de sólidos, un cambio de la forma de las partículas o una combinación de estos efectos, aumenta la viscosidad plástica.

Las variaciones de la viscosidad plástica, pueden producir cambios en la presión de bombeo. Así pues, también se ha verificado que es importante mantener la viscosidad plástica en el nivel más bajo posible, ya que esta condición puede proveer a la mecha mayor energía, proporcionar mejor flujo en el espacio anular para la limpieza del pozo y al mismo tiempo, reducir el uso y desgaste de los equipos, así como también el consumo de combustible.

La baja viscosidad plástica permite:

- Perforar más rápido
- Reducir los cambios de presión
- Aumentar la potencia suministrada a la mecha
- Mejorar el flujo del fluido en el anular
- Aminorar el uso y desgaste de los equipos

Punto Cedente

Esta propiedad es una medida de la fuerza de atracción entre partículas bajo condiciones dinámicas o de flujo. El punto cedente se relaciona con la capacidad de transporte del fluido y con las características de dilución por esfuerzo cortante, depende principalmente de la concentración volumétrica de los sólidos reactivos. En tal sentido, aumenta al incrementar la concentración de este tipo de sólido y disminuye a medida que las fuerzas de atracción son reducidas mediante el tratamiento químico.

Resistencia o Esfuerzo de Gel

Propiedad que mide las fuerzas de atracción entre partículas bajo condiciones estáticas. Se relaciona con la capacidad de suspensión que adquiere el fluido cuando se detiene la circulación. El esfuerzo de gel se puede medir a cualquier espacio de tiempo deseado y corresponde a la máxima lectura del dial obtenida a 3 RPM en un viscosímetro estándar. Comúnmente se mide después de intervalos de 10 segundos, 10 minutos y 30 minutos y se registra en lb/100 pie².

El gel puede ser progresivo o plano. El primero indica acumulación de sólidos y ocurre cuando la diferencia entre el valor del gel inicial y final es amplia. En cambio, resultan planos cuando los valores son altos y casi iguales, en este caso el fluido presenta una apariencia de floculación. Los sistemas bentoníticos desarrollan geles progresivos en función del tiempo y los viscoelásticos geles planos.

En cualquiera de los casos, sea progresivo o plano, el gel debe mantenerse en valores que sean lo suficientemente bajos, como para:

- Facilitar el asentamiento de los sólidos indeseables en la trampa de arena.
- Disminuir el efecto de suabeo al sacar tubería.
- Permitir el desprendimiento del gas.
- Lograr el buen funcionamiento de las bombas del taladro.
- Saber si se presentarán dificultades en la circulación.

El tratamiento aplicado al esfuerzo de gel es el mismo que se utiliza para el punto cedente, debido a que ambas propiedades son medidas de las fuerzas de atracción, con la diferencia de que el esfuerzo de gel está referido a las condiciones estáticas y el punto cedente a las condiciones dinámicas.

Filtrado

Es el volumen líquido forzado a través de un medio poroso durante el proceso de filtración. El filtrado indica la cantidad relativa de líquido que se filtra a través del revoque hacia las formaciones permeables cuando el fluido es sometido a una presión diferencial. Esta propiedad, afectada por la presión, la dispersión, la temperatura y el tiempo, se controla en formaciones permeables no productoras con sólidos arcillosos comerciales que forman revoques finos y de baja permeabilidad y con aditivos reductores de filtrado. En formaciones productoras el control se hace con sólidos dimensionados que constituyen sellos efectivos y con agentes reductores de filtrado.

El revoque está constituido por el material no soluble que se encuentra disperso en el fluido y por el líquido que ocupa los espacios porosos del revoque cuando se comporta como sólido suspendido, como es el caso del agua en las emulsiones inversas o el aceite en los lodos base agua.

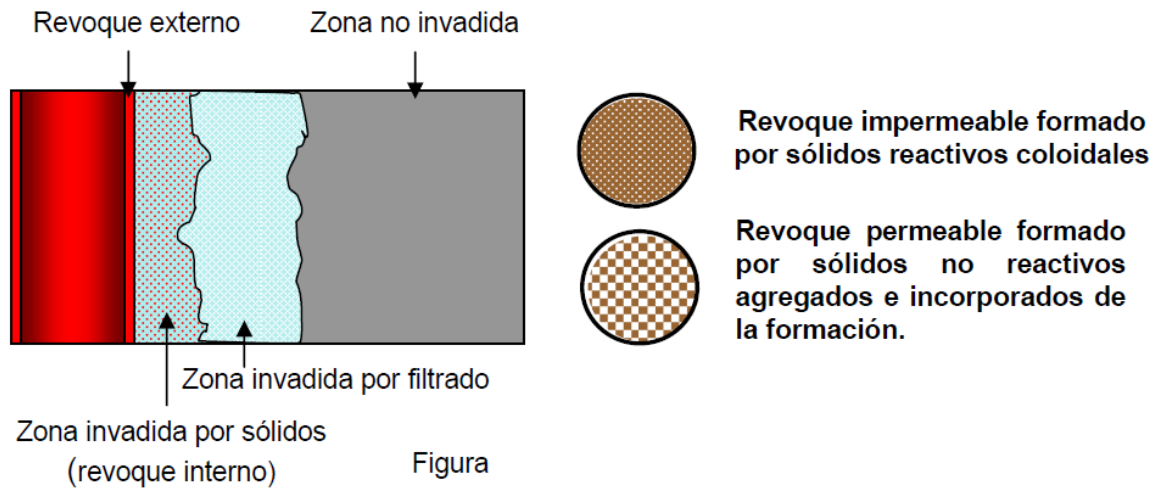


Figura 23 - Revoque (Prieto, 2007) ^[13]

El filtrado ocurre en condiciones estáticas y dinámicas. En el primer caso la velocidad de crecimiento del revoque disminuye con el tiempo y en el segundo caso, la fuerza erosiva del fluido en circulación limita el crecimiento del revoque.

En cuanto al proceso de filtrado, este se da en las siguientes etapas:

- En la primera etapa ocurre una pérdida inicial e instantánea de fluido, conocida como *Spurt loss*.
- En la segunda etapa se forma el revoque y se reduce la velocidad de filtrado hasta alcanzar el estado de equilibrio en el tiempo.
- En la tercera y última etapa, el espesor del revoque como el caudal de filtrado permanecen constantes.

El filtrado de los lodos base agua se corre a 100 lpc de presión y temperatura ambiente, con un filtro prensa API (figura 24).



Figura 24 - Filtro prensa API (Modificado de Prieto, 2007) ^[13]

Contenido de Arena

La cantidad de arena en un fluido de perforación, medida en porcentaje en volumen, se determina con un kit de arena (figura 25) compuesto de un recipiente de 2.5 pulgadas de diámetro con malla de bronce de 200 mesh, un embudo y una probeta graduada de 0 a 20% con indicación de nivel para lodo y agua. La arena es extremadamente abrasiva y causa serios problemas operacionales que ameritan un control preventivo con equipos mecánicos de control de sólidos.



Figura 25 - Kit de arena (Prieto, 2007) ^[13]

Contenido de Líquidos y Sólidos

Los porcentajes líquidos y sólidos de un fluido de perforación base agua o aceite, se calculan en una retorta de lodo con capacidad de 10, 20 y/o 50 cc (figura 26).



Figura 26 - Retorta (Modificado de Prieto, 20007) ^[13]

El funcionamiento de una retorta se basa en un proceso de destilación que consiste en calentar la muestra de lodo hasta que se evaporen los componentes líquidos para luego pasar a través de un condensador (figura 27). El líquido es recogido y medido en un cilindro graduado y el porcentaje de sólido, suspendido y disuelto, se obtienen por diferencia, es decir restándole a 100% el porcentaje líquido.

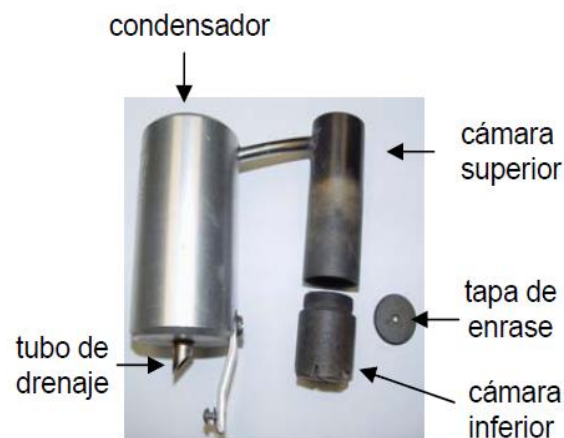


Figura 27 - Componente de la retorta (Prieto, 2007) ^[13]

Con los resultados de una retorta se pueden hacer análisis de sólidos para conocer las lb/bbl de arcilla agregada y aportada por la formación, así como también la concentración de los sólidos indeseables incorporados al sistema. Para realizar este análisis es necesario conocer el peso del lodo, el porcentaje total de sólidos y el resultado de una prueba de azul de metileno (MBT). En consecuencia, el análisis de sólidos aplica sólo para los lodos base agua y no para los base aceite, debido a que a estos lodos no se le hace MBT.

pH

La abreviatura pH significa potencial del ion hidrógeno e indica el grado de acidez o basicidad de una solución acuosa. La escala de pH va de cero (0) a catorce (14), siendo siete (7) el valor correspondiente a un pH neutro. Valores menores de siete (7) son índices de acidez y mayores de 7 de alcalinidad.

El pH no determina el ion o los iones responsables de la acidez o la alcalinidad del lodo, debido a que acidez y alcalinidad no es lo mismo a pesar de estar estrechamente relacionadas. El conocimiento de la relación entre pH y alcalinidad es un factor primordial en la determinación de los diferentes contaminantes de un fluido de perforación.

Métodos para determinar pH:

- **Colorimétrico**, usa tira de papel (figura 28).
- **Electrométrico**, usa electrodos de vidrio (figura 29).

El colorimétrico es confiable sólo cuando se tiene un lodo con una composición muy simple o cuando la concentración de cloruros es mayor a 10.000 mg/L. La presencia de sólidos, sales, productos químicos y hasta el color oscuro que adquiere el lodo, afecta el valor del pH obtenido con este método.



Figura 28 - Tiras de papel para pH (Modificado de Prieto, 2007) ^[13]

El método electrométrico es preciso y proporciona valores de pH confiables porque siempre está libre de interferencias; sin embargo, el instrumento requiere de calibración constante. Es necesario reemplazar los electrodos e iniciar el procedimiento de calibración con soluciones Buffer nuevas cuando el aparato no se pueda calibrar; además, se debe mantener sumergido el electrodo en una solución Buffer de pH 7 cuando el instrumento no esté en uso.



Figura 29 - pH electrónico (Modificado de Prieto, 2007) ^[13]

Propiedades químicas

Algunas de las propiedades químicas más comunes de los lodos base agua, objeto de análisis, incluye:

Alcalinidad

La alcalinidad de una solución se puede definir como la concentración de los iones solubles en agua que pueden neutralizar ácido. El hidróxido (OH^-), el carbonato (CO_3^{2-}) y el bicarbonato (HCO_3^-), son los tres iones responsables de la alcalinidad de un fluido.

Alcalinidad del filtrado

El fluido filtrado obtenido por medio de la prueba de pérdida de filtrado realizada con el filtro presa, es sometido a diversas pruebas químicas con el fin de determinar la presencia de algún contaminante, ayudar a controlar las propiedades del fluido de perforación y asistir en la determinación de los tratamientos que el mismo requiera. Entre los ensayos utilizados para tal fin se encuentran los siguientes:

Pf. Es la alcalinidad del filtrado determinada con la fenolftaleína. Se define como los cc de ácido sulfúrico N/50 que se requieren, por cc de filtrado, para llevar el pH del lodo a 8,3.

Mf. Es la alcalinidad del filtrado determinada con el anaranjado de metilo. Se define como los centímetros cúbicos de ácido sulfúrico N/50 que se requieren, por cc de filtrado, para llevar el pH del lodo a 4,3.

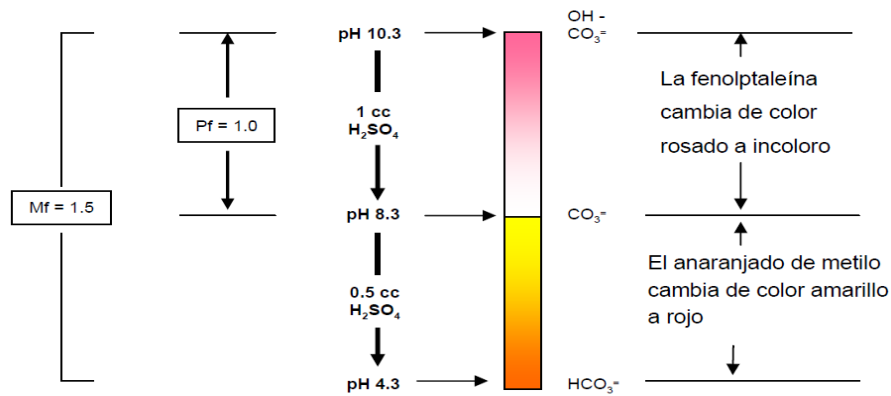


Figura 30 - Alcalinidad de filtrado (Prieto, 2007) ^[13]

El Pf se relaciona con los carbonatos y el Mf con los bicarbonatos. Una separación notable entre ambos valores confirma la presencia de esos iones. Los carbonatos predominan cuando el Pf es aproximadamente igual a la mitad del Mf y el pH del lodo mayor de 10,3, mientras que los bicarbonatos están presentes cuando se tiene un valor alto de Mf y el pH es menor de 10,3.

Pm. Es la alcalinidad del lodo determinada con la fenolftaleína.

Contenido de Cal

El exceso de cal en los sistemas calados es función de la alcalinidad del filtrado, de la alcalinidad del lodo y de la fracción de agua obtenida en la retorta.

Cloruros

Este ensayo reviste importancia sobre todo en aquellas áreas donde hay posibilidad de un influjo de agua salada o exista una contaminación por sal.

Calcio

El calcio soluble es extremadamente contaminante, particularmente para los fluidos que contienen arcillas. Este puede proceder del agua dura, del cemento o de la formación y se determina en el filtrado como ion solo o formando parte de la dureza total del agua.

LODOS BASE AGUA

En este tipo de fluido de perforación la fase continua es el agua; la cual proporciona el medio de suspensión de los sólidos (fase dispersa). El fluido de perforación más común está compuesto de agua y sustancia coloidal (arcilla).

El agua es uno de los mejores líquidos utilizados para perforar, por su abundancia y bajo costo. Sin embargo, esta debe ser de buena calidad ya que las sales disueltas que pueda tener, como calcio, magnesio, cloruros, tienden a disminuir las propiedades requeridas, debido a que ésta es sensible a las contaminaciones. Por tal razón, es aconsejable disponer de análisis químicos de las aguas que se escojan para preparar el fluido de perforación. Es importante destacar que este tipo de fluido es comúnmente utilizado para perforar zonas de bajas presiones.

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

Agua Gel generalmente son utilizados para perforar pozos poco profundos, en la mayoría de casos compuesto de agua dulce, bentonita y cal (hidróxido de calcio), donde primero se hidrata la bentonita y luego se agrega cal para aumentar el valor real de punto de cedencia, que le da la capacidad de transportar los ripios, a bajas tasas de corte. El objetivo de este sistema es reducir la cantidad total de sólidos arcillosos, resultando en una tasa de penetración alta. No son muy estables a altas temperaturas, aproximadamente 400°F y no toleran contaminaciones salinas ni contaminaciones de calcio.

Algunos lodos en base agua pueden ser clasificados como **lodos inhibidos**. Se le añaden productos químicos para evitar que lutitas 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 lutitas. Estos lodos son particularmente efectivos en evitar problemas de perforación asociados a lutitas hinchables.

Poliméricos, son aquellos fluidos base agua dulce o salada, que tienen incorporados compuestos químicos de cadena larga y peso molecular alto, que pueden contribuir: al control de pérdidas de filtrado y de propiedades reológicas, a la estabilidad térmica, a la resistencia ante contaminantes, a la protección de zonas potencialmente productoras, a mantener la estabilidad de las formaciones atravesadas, a dar lubricación a la sarta, prevenir pegas y corrosión, a mejorar la perforabilidad, a mantener un ambiente limpio, entre otros aspectos.

Los fluidos viscoelásticos, conocidos también con el nombre de fluidos de reología específica o fluidos biopoliméricos, son fluidos pseudoplásticos, es decir fluidos cuyo comportamiento es independiente del tiempo y se caracterizan por **tener propiedades viscoelásticas, son viscosos como un líquido y elásticos como un sólido**. La viscoelasticidad es difícil de obtener en el campo y es el grado de deformación o esfuerzo elástico alcanzado por un fluido antes de iniciar su transformación de un estado casi sólido a un estado líquido, de ahí se tiene que un fluido viscoso se deforma o fluye al aplicarle tanto un esfuerzo como una deformación, pero no se recupera cuando se suspende la fuerza, mientras que un fluido elástico recupera su forma original al remover el esfuerzo, siempre y cuando la deformación no exceda el límite elástico del material. El aceite es un material puramente viscoso, en cambio las soluciones poliméricas presentan ambos componentes pero su grado de elasticidad es significativo., especialmente al someterse a bajas tasas de deformación, que es cuando realmente se necesita obtener un comportamiento pseudo-sólido para lograr suspensión. La mayoría de los fluidos utilizados en perforación tienen propiedades tanto pseudo - sólidas (elásticas) como pseudo-líquida (viscosas), pero solamente aquellos que tienen un esfuerzo cedente real junto con un alto grado de elasticidad relativa, son los que en verdad imparten alta viscosidad y alta capacidad de arrastre.

Los fluidos viscoelásticos se caracterizan por dar altas viscosidades a bajas tasas de corte y desarrollar altos geles instantáneos pero frágiles y de fácil ruptura; además, ofrecen baja resistencia al flujo con mínima presión de bomba y exhiben un esfuerzo verdadero de cedencia elevado que indica la transición del estado casi sólido al estado casi líquido bajo condiciones de corte mínimo.

Los fluidos viscoelásticos se utilizan para perforar pozos direccionales y horizontales por su gran capacidad de acarreo y suspensión. Su capacidad de suspensión es tal que aún en condiciones estáticas minimiza la formación de lechos de ripio o camadas, que se forman usualmente en el punto de máxima desviación del pozo.

MECHA DE PERFORACIÓN



MECHAS ^{[11], [15]}

Mecha: También conocida como barrenas, “constituye herramienta básica del proceso de perforación y se utiliza para cortar y penetrar las formaciones. Está colocada en el extrema inferior de la sarta de perforación. Todos los componentes, funciones y operaciones que se ejecutan en el taladro están directa o indirectamente relacionados con la mecha. Sus principales funciones son perforar o hacer el hoyo hasta la profundidad requerida, rompiendo, triturando o fragmentando las diferentes formaciones que se van atravesando” (Díaz, 2009).

Partes de la Mecha



Figura 31 - Partes de la mecha [Aristimuño y Briceño, 2012]

Pin: Es el extremo enroscado que se incrusta dentro de la conexión caja en el fondo del portamechas o sustituto de la mecha.

Hombros: Son ensamblajes que soportan la rolinera, balastros y los conos.

Conos, Dientes o Insertos: Son los mecanismos rotatorios que ejecutan el corte en la mecha.

Chorros o Jets: Son los puntos por donde sale el fluido de perforación.

Selección de la Mecha

Según el Manual de Tecnología de Perforación de Schlumberger “el desempeño de la mecha es medido por la longitud total y el tiempo de perforación, antes de que la mecha deba ser sacada y reemplazada. Costo mínimo por metro (o pie), es el principal objetivo. Una revisión cuidadosa de la información del pozo vecino (o de prueba), debe ser realizada, cuando se selecciona una mecha, para una sección del agujero, en particular”. Las consideraciones principales para seleccionar una mecha son:

- Geología
 - Propiedades de la formación
- Fuerza de compresión
 - Se refiere a la fuerza intrínseca de la roca, la cual está basada en su composición, método de deposición y compactamiento. Es importante considerar la fuerza compresiva, “confinada” o “en sitio”, de una formación dada. Muchos fabricantes de mechas, proveen ahora un servicio suplementario de análisis de resistencia de rocas, como ayuda para la selección de mechas.
- Elasticidad
 - Afecta la forma en la que la roca falla. Una roca que falla en forma “plástica”, más que fracturarse, se deformará.
- Abrasión
- Presión de sobre-carga
 - Afecta la cantidad de compactación de sedimentos y por lo tanto la dureza de la roca.
- Atrapamiento.
- Presión de los poros
 - Afecta los requerimientos de peso del lodo y puede afectar la velocidad de perforación.
- Porosidad y Permeabilidad
 - Cambios de formación dentro de una sección dada del agujero.

Tipos de Mecha

De acuerdo con su diseño, las mechas de perforación se clasifican en 2 (dos) grandes grupos:

1. De Arrastre: En donde los cortadores forman parte integral de la mecha. Pueden ser:
 - Cortadores de Acero: en desuso, debido a problemas de desgaste rápido.
 - De Diamantes Naturales: usadas en formaciones no frágiles, de alta dureza y abrasivas.
 - De Diamantes Policristalinos (PDC).
 - Diamantes Policristalinos (PDC): Estructura cortante hecha de diamantes industriales fabricados, que son térmicamente estables hasta 700 °C. “Las mechas de PDC cortan la formación en una acción deslizante. Al contrario de los relativamente pequeños diamantes usados en mechas de diamantes naturales, el PDC puede ser adherido al cuerpo, como grandes y filosos elementos cortantes. Los elementos cortantes PDC están unidos a un sustrato o poste de carburo de tungsteno (que provee mayor resistencia de impacto), que se encuentra fijo en el cuerpo/hojas de la mecha” (Schlumberger, s.f.). El cuerpo puede ser de acero o tipo matriz (figura 32).



Figura 32 - Mecha PDC [Aristimuño y Briceño, 2012]

2. De Conos: también llamadas tricónicas, en donde los cortadores están unidos a dos o tres piezas cónicas, las cuales giran alrededor de su eje (figura 33), pueden ser:
 - De Dientes Maquinados: usadas en formaciones blandas.
 - De Insertos: usadas en formaciones duras.



Figura 33 - Mecha tricónica [Aristimuño y Briceño, 2012]

TUBERÍAS



TUBERÍAS ^{[11], [15], [16]}

Es un elemento cilíndrico hueco compuesto generalmente de acero, definido por diámetro nominal y espesor nominal constante en toda su longitud, “en la realidad no existe una tubería perfecta geoméricamente, debido a que adolecen de ciertas imperfecciones como la ovalidad y la excentricidad” (Chilon, s.f.). Las tuberías se clasifican según el objetivo que cumplan, de acuerdo a esto se tienen:

1. **Tuberías de Perforación.**

Son elementos tubulares utilizados durante todo la operación de perforación y están expuestas a múltiples esfuerzos durante las operaciones de perforación de pozos.

Sus principales funciones son:

- Permitir que la sarta alcance la profundidad deseada.
- Permitir bajar la mecha y sacarla cuando se haya desgastado.
- Transmitir la rotación de la mesa rotatoria a la mecha.
- Servir de conducto para el paso del fluido de perforación desde la unión giratoria hasta la mecha.
- Conectar el ensamblaje de fondo (BHA por sus siglas en inglés, *Bottom Hole Assemblies*).

Una de las tuberías de perforación más utiliza son llamadas *Drill Pipe*, son tuberías que trabajan por esfuerzos de tensión cuentan con una mayor flexibilidad en relación con las demás tuberías utilizadas.

El Ensamblaje de Fondo (BHA), es la sección de la sarta de perforación que agrupa el conjunto de herramientas entre la mecha y la tubería de perforación. “Este conjunto de equipos son diseñados con el objetivo de ayudar a mantener la trayectoria, buena calidad del hoyo, aplicar peso sobre la mecha, minimizar las vibraciones y atascamientos de tuberías” (Díaz, 2009). El BHA está compuesto por:

- Tubería Pesada (*Heavy Weight*): Constituye el componente intermedio del ensamblaje de fondo. Es un tubular de pared gruesa, cuya conexión posee las mismas dimensiones que las de tubería de perforación, para facilitar su manejo. La función más importante de la tubería pesada es servir de zona de transición entre las barras y la tubería de perforación, para minimizar los cambios de rigidez entre los

componentes de la sarta y, con ello, reducir las fallas originadas por la concentración de flexión cíclica en la conexión de la tubería de perforación.

- Portamechas (*Drill Collar*): Son tuberías especiales de acero o metal no magnético, pesadas y con paredes de gran espesor, colocadas en el fondo de la sarta de perforación, encima de la mecha. Proporciona la rigidez y el peso suficiente para producir la carga axial requerida por la mecha para una penetración más efectiva de la formación. Sus principales funciones son:
 - Proporcionar el peso sobre la mecha para la perforación, manteniendo el peso en la sección inferior de la sarta para hacer tensión en la misma.
 - Soportar y dar rigidez a la parte inferior de la sarta de perforación.
 - Permitir el paso del fluido de perforación hasta la mecha.

Hay cuatro tipos básicos de portamechas: Normales (de superficie recta y lisa), espirales (de ranuras en espiral hechas en el cuerpo del tubo), muescados (tienen muescas o rebajo en el extremo del tubo cerca de la caja) y cuadrados (se usan como herramientas especiales en el fondo del hoyo, proveyendo máximo contacto de pared para la estabilización).

En la figura 34 se muestran diferentes tipos de tubería de perforación.



Figura 34 - Tuberías de perforación [Aristimuño y Briceño, 2012]

- Herramientas Especiales: se llaman así varias herramientas usadas en la sección final de la sarta de perforación. Estas herramientas se utilizan para influenciar el comportamiento de la mecha durante las operaciones. Entre estas herramientas tenemos:
 - Substitutos
 - Estabilizadores
 - Escariador Rotatorio
 - Amortiguadores
 - Vibradores

La sarta de perforación puede subdividirse en: Sarta de Tubería de Perforación (incluye unión giratoria, y cuadrante), sarta de Tubería de Perforación Pesada y sarta de portamechas (incluye herramientas especiales).

La tubería de perforación se conecta y desconecta para viajes en secciones, para facilitar su uso y ganar tiempo. Estas secciones se llaman parejas. El número de tubos en una pareja están determinados por la altura de la torre y el rango de la tubería; pueden ser de dos (02), tres (03) o cuatro (04) tubos. De acuerdo a la longitud de estas parejas, se clasifican como: Rango I (18 – 22) pie, Rango II (27 – 30) pie y Rango III (38 – 45) pie.

“Debido a que las tuberías que se utilizan en los pozos tienen un límite de longitud, es necesario que estas tuberías queden unidas al introducirse al hoyo, con la premisa de que la unión sea hermética y capaz de soportar cualquier esfuerzo al que se someterá las tuberías. A esta unión o conexión efectuadas entre 2 tuberías se les conoce como junta o conexión (*Pup Joint*)” (Chilon, s.f.). Existen 2 tipos de juntas, de acuerdo con su forma de unión con la tubería, pueden ser:

- Acopladas: son las que integran un tercer elemento denominado cople, pequeño tramo de tubería de diámetro ligeramente mayor y roscado internamente que une los dos tramos de tubería (pin- pin), como se muestra en la figura 35.

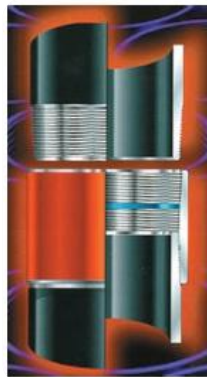


Figura 35 - Junta acoplada (Chilon, s.f.) ^[16]

- Integrales: son las que unen un extremo de la tubería roscado exteriormente como pin y conectándolo con el otro extremo de la tubería roscado internamente como caja, como se muestra en la figura 36.



Figura 36 - Junta integral (Chilon, s.f.) ^[16]

Las juntas pueden clasificarse de acuerdo el tipo de rosca como: API y Premium.

- API: Son aquellas que cumplen con las especificaciones API de elementos tubulares, existen cuatro tipo de roscas: tubería de línea, redondas, butress y extreme line.
- Premium: Son juntas mejoradas a las API y maquinadas por empresas fabricantes que patentan el diseño en cuanto en la rosca y/o en la integración de los elementos adicionales, y así cubrir con los requerimientos específicos de la actividad petrolera, tales como:
 - Mejorar la resistencia a presión interna y externa.
 - Disminuir esfuerzos tangenciales en coples.
 - Facilitar la introducción en agujeros reducidos.
 - Evitar turbulencia del flujo por el cambio de diámetro interior.
 - Sellos mejorados.

2. Tubería de Producción.

Son tuberías a través del cual se conducen hasta superficie los fluidos producidos por un pozo, o los fluidos inyectados en superficie hasta el yacimiento, también dentro de este tipo de tubería podemos encontrar tuberías especiales de producción como:

Liner Ranurado: Tubular especial para métodos de control de arena y producción del yacimiento. Según Martorano (2010) “son tubulares estándar que se utilizan en los pozos, abriendo una serie de ranuras longitudinales a través de la pared del tubo” (figura 37).



Figura 37 - *Liner* ranurado [Aristimuño y Briceño, 2012]

Para este tipo de tubería especial las ranuras son abiertas con máquinas mecánicas bajo el esquema que se requiere por ejemplo (figura 38), el número de ranuras por pie que se requieren para lograr un área abierta dada se calcula mediante la ec 35, ver sección de formulario.

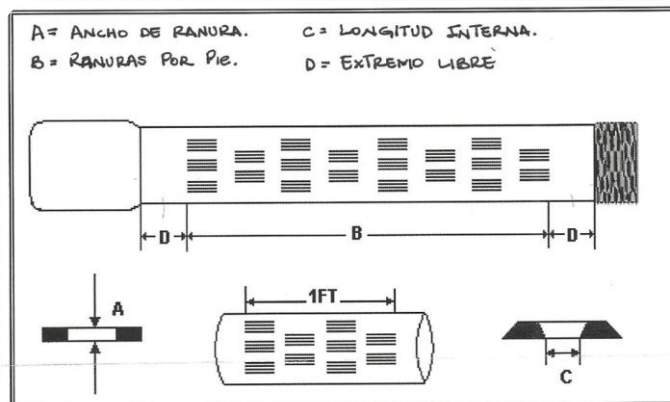


Figura 38 - Esquema de ranurado (Modificado de TIET, 2012) [18]

3. Tubería de Línea (Ductos).

Son tuberías utilizadas para conducir los fluidos producidos del pozo hacia los centros de recolección, separadores, compresores o tanques de almacenamiento.

4. Tubería de Revestimiento.

Según Díaz en 2009 “Son tuberías especiales que se introducen en el hoyo perforado y que luego son cementadas para lograr la protección del hoyo y permitir posteriormente el flujo de fluidos desde el yacimiento hasta superficie”.

La selección apropiada de las tuberías de revestimiento es uno de los aspectos más importantes en la programación, planificación y operaciones de perforación de pozos. La capacidad de la sarta de revestimiento seleccionada para soportar las presiones y cargas para una serie dada de condiciones de operación, es un factor importante en la seguridad y economía del proceso de perforación y en la futura vida productiva del pozo.

El objetivo es diseñar un programa de revestidores que sea confiable, sencillo y económico. La razón primaria de colocar una tubería de revestimiento en un pozo, es proporcionar protección al hoyo en una forma segura, confiable y económica. Tiene como funciones:

- Evitar derrumbes en el pozo durante la perforación.
- Evitar contaminaciones de aguas superficiales.
- Suministrar un control de las presiones de formación.
- Prevenir la contaminación de las zonas productoras con fluidos extraños.
- Al cementarlo, se puede aislar la comunicación de las formaciones de interés.
- Confinar la producción del pozo a determinados intervalos.
- Facilitar la instalación del equipo de superficie y de producción.

Las tuberías de revestimiento se fabrican de acero de la más alta calidad y bajo estrictos controles de seguridad en los procesos de fabricación. Son del tipo sin costura, obtenidas por fusión en horno y soldadas eléctricamente.

El API ha desarrollado especificaciones para la tubería de revestimiento, aceptadas internacionalmente por la industria petrolera. Entre las especificaciones tenemos:

- Rango (longitud aproximada de cada tramo).

Las tuberías de revestimiento se fabrican de diferente longitud. El API las ha clasificado en tres rangos, como se muestra en la tabla 1.

Tabla 1 - Clasificación de los revestidores según el rango (Díaz, 2009) ^[11]

Rango	Longitud total del rango (pie)	Longitud promedio (pie)
I (R-1)	16 – 25	22
II (R-2)	25 – 34	31
III (R-3)	34 – 48	42

Se deben preferir las juntas de rango III (R-3), con el fin de disminuir el número de conexiones en las sartas y consecuentemente el tiempo de bajada. La junta de rango I (R-1) puede usarse para ajustar la longitud total de las sartas y podrá usarse como una marca en los registros eléctricos.

- Tamaño (Diámetro en el cuerpo del tubo).

Se debe considerar los tres tipos de diámetro de un revestidor: externo, interno y *Drift*.

- Externo: El API recomienda diferentes tamaños:

4-1/2"	5"	5-1/2"	6-5/8"	7"	7-5/8"	8-5/8"
9-5/8"	10-3/4"	11-3/4"	13-3/4"	16"	18-5/8"	20"

Tuberías de diámetros superiores se pueden utilizar:

22"	24"	26"	30"	32"	36"	40"	42"
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

- Interno: Mínimo diámetro interno (*Drift*), es el diámetro interno máximo que tiene un revestidor para permitir el paso de una barra sólida (mandril) sin que se atasque en el revestidor. Llamado también diámetro libre, éste diámetro asegura el paso de una mecha con un diámetro menor o igual a él ($\phi_{DRIFT} < \phi_{INT}$). Las características de los mandriles usados para determinar el diámetro libre de los revestidores se muestra en la tabla 2.

Tabla 2 - Características de los mandriles (Díaz, 2009) ^[11]

Diámetro nominal del revestidor (plg)	Longitud del mandril (plg)	Diámetro del Mandril (plg)
4-1/2 – 8-5/8	6	d – 1/8
9-5/8 – 13-5/8	12	d – 5/32
16 – 20	12	d – 3/16

- **Peso** (Peso por unidad de longitud del tubular).

Normalmente se define en lb/pie. Es muy útil para propósitos de identificación como un peso por pie promedio aproximado

- **Conexión.**

Es una sección corta de revestidor utilizada para unir dos tubos a través de la rosca. Tienen grados de la misma manera que los revestidores con propiedades físicas similares. Varían de acuerdo al mecanismo de sellado, al diámetro externo y al espesor de la pared del revestidor que están uniendo, lo cual las hará más resistentes a la tensión y al mantenimiento de la presión. Entre las más comunes tenemos (figura 39):

- ♦ Rosca Redonda API: STC (*Short Thread Coupling*, por sus siglas en inglés) y LTC (*Long Thread Coupling*, por sus siglas en inglés).
- ♦ Rosca Buttres API (*Buttress thread*).
- ♦ Rosca de Sellos Metal-Metal: Hydrill 2-Step, XTC (*Extreme Line Thread*), ARMCO Seal Look.
- ♦ Rosca de Sellos Elásticos.

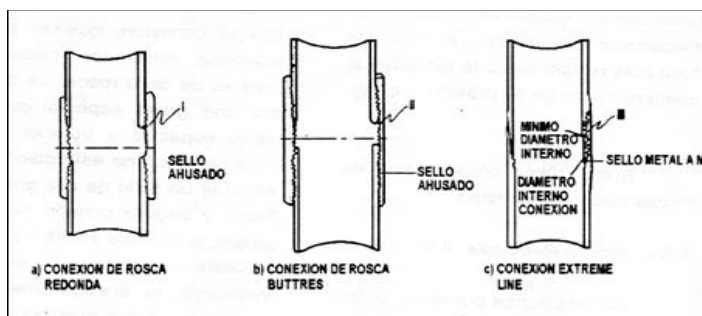


Figura 39 - Conexiones de revestidores más comunes (Díaz, 2009) ^[11]

- **Grado (Resistencia).**

El API adoptó la designación de grados de acero en los revestidores para definir las características de resistencias de las tuberías. El código de grado consiste de una letra seguida por un número. La letra es una designación arbitraria y el número representa la resistencia cedente mínima a la tensión en miles de libras por pulgada cuadrada (en la mayoría de los casos cuando la letra se aproxima al final del alfabeto, se incrementa el la resistencia de cedencia en la tubería). Estos son:

- Revestidores para Servicio General (Recomendados por el API):

H-40	J-55	K-55	C-75	L-80	N-80	C-90	C-95	P-110
------	------	------	------	------	------	------	------	-------

- Revestidores de Alta Resistencia:

P-110	Q-125	V-150
-------	-------	-------

- Revestidores de Alta Resistencia con Rango de Cedencia Controlada:

C-75	L-80	C-90	C-95
------	------	------	------

- Grado Especiales: Son revestidores de alta resistencia al colapso no son revestidores API, sino grados patentados, cuyas características varían de un fabricante a otro.

Mannesmann MWC95	Mannesmann MWVT95	SUMITOMO SM95TT
------------------	-------------------	-----------------

Tipos de Revestidores

El número de sarta de revestimiento que se colocan en un pozo se clasifica por la función que desempeñan, para así llegar a la profundidad deseada. Las diferentes sarts de revestimiento que se pueden colocar en un pozo son:

- Conductor marino / tubería hincada o pilote de fundación.
- Revestidor Conductor.
- Revestidor Superficial.
- Revestidor Intermedio.
- Revestidor de Producción. Camisa o “*Liner*”:
 - Intermedia o Protectora.
 - De producción.
- Revestidor removible o “*Tie back*” Tubería de Producción.
 - Revestidor Conductor.
 - Revestidor Superficial.
 - Revestidor Intermedio.
 - Revestidor de Producción.
 - Camisa o “*Liner*” Intermedia o Protectora.
 - Camisa o “*Liner*” de producción.
 - Tubería de Producción.
 - Conductor
 - *Tie back*.

Revestidor de Superficie: Tiene como objetivo fundamental proteger los acuíferos superficiales o someros. La profundidad de asentamiento varía entre 800 y 900 pie dependiendo del área operacional y generalmente se cementa hasta superficie. Entre sus funciones más importantes están:

- Evitar la contaminación de yacimientos de agua dulce.
- Proporcionar un gradiente de fractura suficiente para permitir la perforación del próximo hoyo
- Servir de soporte para la instalación del equipo de seguridad (VIR's).
- Soportar el peso del resto de las tuberías que serán colocadas en el pozo. Por esta razón se cementan hasta superficie.

Revestidor Intermedio: Este tipo de revestidor proporciona integridad de presión durante las operaciones de perforación subsecuentes. También se le llama protectora porque protege las formaciones de altos pesos de lodo, con profundidades de asentamiento entre 3000 y 4000 pie. Sus funciones más importantes son:

- Facilita el control del pozo si se encuentran zonas de presiones anormales.
- Aísla formaciones problemáticas, lutitas deleznales, flujos de agua salada o formaciones que contaminan el fluido de perforación.
- Permite bajar la densidad del lodo para perforar zonas de presiones normales que se encuentran debajo de zonas presurizadas.

Accesorios para los Revestidores

Centralizadores: se utilizan con el objetivo principal de lograr que la tubería de revestimiento quede centralizada en el hoyo, evitando que se recueste a las paredes, para lograr una cementación uniforme de ella (figura 40).



Figura 40 - Centralizadores [Aristimuño y Briceño, 2012]

Zapata: se coloca en el primer tubo de revestimiento que se mete al pozo y que tiene como función principal servir de guía a la tubería en su descenso hasta la profundidad total donde se va a cementar el revestidor (figura 41). Puede ser:

- ❖ Zapata Guía.
- ❖ Zapata Flotadora.
- ❖ Zapata Diferencial



Figura 41 - Zapata [Aristimuño y Briceño, 2012]

Cuello Flotador: Es una herramienta que tiene como función de impedir el regreso del fluido al interior del revestidor por intermedio de una válvula mecánica de retención, usualmente se colocan en el segundo o en tercer tubo desde el fondo hacia arriba. “El cuello tiene un asiento que sirve para que el tapón que se coloca después de bombear la lechada de cemento (tapón superior), al llegar a ese nivel no pueda pasar y al aumentar la presión es indicativo de que todo el cemento pasó por ahí y que el desplazamiento ha finalizado” (Díaz, 2009), como se muestra en la figura 42.



Figura 42 - Cuello flotador [Aristimuño y Briceño, 2012]

Colgador: Es una herramienta que proporciona la suspensión (colgar) de la sarta de revestimiento bajada al hoyo, a través de su disposición en el hombro de apoyo de la sección “A” (figura 43).



Figura 43 - Colgador [Aristimuño y Briceño, 2012]

Plato Base: Herramienta especialmente utilizada para asentar la sección “A”, al momento de bajar el revestidor superficial, también para una distribución más eficaz del peso (figura 44).



Figura 44 - Plato base [Aristimuño y Briceño, 2012]

Grasa Selladora: material cuya función tiene como lubricar las roscas en las conexiones de los tubulares, es conocida como *thread compound* o compuesto sellador para roscas. Su fórmula original está constituida por 36% grasa y 64% compuesto de metales como: zinc, hojuelas de cobre, polvo de plomo y polvo de grafito (figura 45).



Figura 45 - Grasa selladora [Aristimuño y Briceño, 2012]

CEMENTACIÓN



CEMENTACION ^{[11], [15], [16]}

“Es un proceso que consiste en mezclar cemento seco y ciertos aditivos con agua, para formar una lechada que es bombeada al pozo a través de la sarta de revestimiento y colocarlo en el espacio anular entre el hoyo y el diámetro externo del revestidor” (Díaz, 2009).

Entre los propósitos principales de la cementación se pueden mencionar los siguientes:

- Proteger y asegurar la tubería de revestimiento en el hoyo.
- Aislar zonas de diferentes fluidos.
- Aislar zonas de agua superficial y evitar la contaminación de las mismas por el fluido de perforación o por los fluidos del pozo.
- Evitar o resolver problemas de pérdida de circulación y pega de tuberías.
- Reparar pozos por problemas de canalización de fluidos.
- Reparar fugas en el revestidor.

Para la planificación para un trabajo de cemento consiste en evaluar cierta cantidad de características, incluyendo:

- Avalúo de condiciones del agujero abierto (limpieza de agujero, tamaño, desgastes del agujero, temperatura).
- Propiedades del lodo.
- Diseño de lechada.
- Posicionamiento de la lechada.
- Equipo adicional (equipo de flotación, centralizadores, equipos de cementación primaria).

Tipos de Cementación

Los procesos de cementación en los pozos se han clasificado en dos tipos básicos:

1. Cementación Primaria: se realiza al cementar los revestidores del pozo durante la perforación. Entre los objetivos principales de esta cementación se pueden mencionar los siguientes:
 - Adherir y fijar la sarta de revestimiento.
 - Restringir el movimiento de fluidos entre las formaciones productoras y el confinamiento de los estratos acuíferos.
 - Proteger la sarta contra la corrosión.
 - Reforzar la sarta contra el aplastamiento debido a fuerzas externas y reforzar la resistencia de la sarta a presiones de estallido.
 - Proteger la sarta durante los trabajos de cañoneo (completación).
 - Sellar la pérdida de circulación en zonas "ladronas".

2. Cementación Secundaria: es una cementación adicional realizada en una fase posterior, el propósitos principales de esta cementación son:
- Reparar trabajos de cementación primaria deficientes.
 - Reducir altas producciones de agua y/o gas.
 - Reparar filtraciones causadas por fallas del revestidor.
 - Abandonar zonas no productoras o agotadas.
 - Sellar zonas de pérdidas de circulación.
 - Proteger la migración de fluido hacia zonas productoras.

Cemento

Es el material cementante, el cemento más usado se llama Cemento Portland.

Lechada

Es la combinación del cemento usado con agua y ciertos aditivos.

Tipos de Cemento

Cada lechada de cemento debe cumplir con unas especificaciones API antes de ser utilizadas, para que sea aceptable al trabajo propuesto, tales como:

- Permeabilidad.
- Sedimentación.
- Perdida de Filtrado.
- Resistencia a la Compresión.
- Contenido de Agua.
- Densidad de la Lechada.
- Propiedades Reológicas.
- Determinación de Fluido Libre.
- Tiempo de Espesamiento.

La API define 9 diferentes clases de cemento (de A hasta H, como se muestra en la tabla 3) dependiendo de la proporción de los cuatro componentes químicos fundamentales (C3, C2S, C3A, C4AF siendo C = calcio, S = silicato, A = aluminato y F = fluoruro).

Tabla 3 - Clases de cemento según API (Modificado de Díaz, 2009 y Schulmberger, s.f.) ^{[11], [15]}

Clases API	Agua de Mezcla (gal/sxs)	Profundidad (pie)	BHST (°F)	Lechada		Características
				Peso (lb/gal)	Rendimiento (pc/sxs)	
A	5,2	0-6000	80-170	15,6	1,18	Usados en poca profundidad. Composición 50% C ₃ S, 25% C ₂ S, 10% C ₃ A, 10% C ₄ AF
B	5,2	0-6000	80-170	15,6	1,18	
C	6,3	0-6000	80-170	14,8	1,32	Produce alta resistencia temprana debido al alto contenido de C ₃ S
D	4,3	6000-10000	170-230	16,4	1,06	Cementos retardados debido a molienda gruesa o inclusión de retardadores orgánicos (lingsulfanatos)
E	4,3	6000-10000	170-230	16,4	1,06	
F	4,3	10000-16000	230-320	16,4	1,06	
G	5,0	0-8000	80-200	15,8	1,15	Comúnmente más utilizado.
H	4,3	0-8000	80-200	16,4	1,06	Cemento más grueso que el clase G

Nota:

Clase G y H: compatible con la mayoría de los aditivos y puede ser utilizado en un vasto rango de temperaturas y presiones

Otras variantes comunes del cemento, bajo las especificaciones de API, incluyen:

- Mezcla Pozolan de cemento
- Cal de cemento
- Diesel de cemento
- Polvo de Sílice

Aditivos de la lechada de cemento

- ❖ **Aceleradores:** se usan en pozos donde la profundidad y la temperatura son bajas. Para obtener tiempos de espesamiento cortos y buena resistencia a la compresión en corto tiempo. Pueden usarse: cloruro de calcio (CaCl₂, más usado), silicato de sodio (Na₂SiO₃), cloruro de sodio (NaCl), ácido oxálico (H₂C₂O₄), etc.
- ❖ **Retardadores:** hacen que el tiempo de fraguado y el desarrollo de resistencia la compresión del cemento sea más lento. Los más usados son: lignitos, lignosulfonato de calcio, ácidos hidroxicarboxílicos, azúcares, derivados celulósicos, etc.

- ❖ **Extendedores:** se añaden para reducir la densidad del cemento o para reducir la cantidad de cemento por unidad de volumen del material fraguado, con el fin de reducir la presión hidrostática y aumentar el rendimiento (pie^3/saco) de las lechadas. Entre los más usados se tienen: bentonita, silicato de sodio (Na_2SiO_3), materiales pozzolánicos, etc.
- ❖ **Densificantes:** aditivos que aumentan la densidad del cemento o que aumentan la cantidad de cemento por unidad de volumen del material fraguado, con el fin de aumentar la presión hidrostática. Los más usados: barita, hematita, ilmenita, etc.
- ❖ **Controladores de Filtrado:** aditivos que controlan la pérdida de la fase acuosa del sistema cementante frente a una formación permeable. Previenen la deshidratación prematura de la lechada. Los más usados son: polímeros orgánicos, reductores de fricción, etc.
- ❖ **Antiespumantes:** ayudan a reducir el entrapamiento de aire durante la preparación de la lechada. Los más usados son: éteres de poli-glicoles y siliconas.
- ❖ **Dispersantes:** se agregan al cemento para mejorar las propiedades de flujo, es decir, reducen la viscosidad de la lechada de cemento. Entre ellos tenemos: polinaftaleno sulfonado, polimelamina sulfonado, lignosulfonatos, ácidos hidrocarboxílicos, polímeros celulósicos.

Según Chilon, J. (s.f.). “Durante el desplazamiento parte de la lechada se contaminara con lodo residual y enjarre de la operación de la perforación. El efecto de la contaminación alterara las diferentes propiedades del cemento”.

Antes de bombear cualquier lechada, usualmente se bombearan una serie de espaciadores y lavadores químicos.

Lavadores químicos: son fluidos pocos densos que contienen surfactantes y adelgazadores del lodo, diseñados para dispersar el lodo y removerlo eficientemente del hoyo. Debido a su naturaleza, son esencialmente diseñados para ser usados en régimen turbulento.

Espaciadores: son fluidos de una viscosidad controlada, densidad y esfuerzo de gel que forman un tapón entre la lechada de cemento y el lodo de perforación, también ayudan en la remoción del lodo.

Equipos de Cementación

Los equipos de cementación se clasifican en dos (2) grupos:

1. Equipos de Superficie

Cabezal de cementación: también llamado conector de tapones, el cual conecta las líneas de cementación de la unidad de servicio al revestidor. Se pueden utilizar cabezales de 1 o de 2 tapones (figura 46).

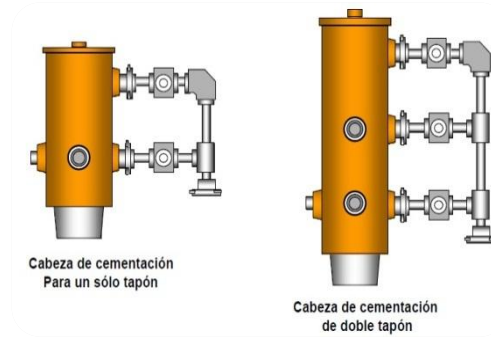


Figura 46 - Cabezal de cementación (Schlumberger, s.f.) [15]

Camión *Bulk*: también conocido como tolvas de cemento, es una unidad especial para el transporte de los volúmenes requeridos de cemento en el trabajo de cementación (ver figura 47).



Figura 47 - Camión bulk [Aristimuño y Briceño, 2012]

Unidad de bombeo: Unidad especial encargada de bombear los fluidos utilizados en la cementación (preflujos, lechadas) como se muestra en la figura 48.



Figura 48 - Unidad de bombeo [Aristimuño y Briceño, 2012]

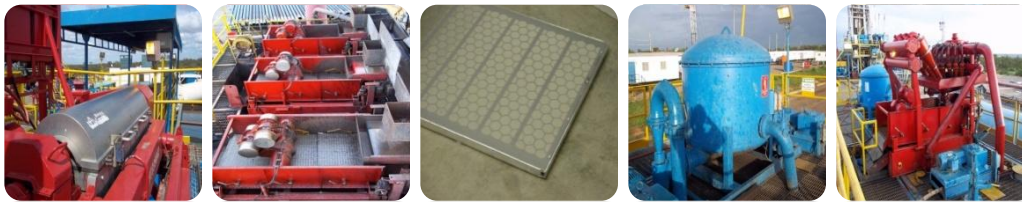
2. Equipos de Subsuelo

Tapones de cemento: son equipos que tienen como objetivo principal evitar la contaminación de la lechada de cemento (figura 49).



Figura 49 - Tapones de cementación [Aristimuño y Briceño, 2012]

CONTROL DE SÓLIDOS



CONTROL DE SÓLIDOS [11], [19], [20], [21]

Es mantener al mínimo porcentaje posible los sólidos no reactivos de formación dentro de un sistema de lodo.

Clasificación de los sólidos según API

- Coloidal 2 μ o menos.

Bentonita, arcillas y sólidos perforados ultra fino.

- Limo 2 – 74 μ

Barita, limo y sólidos perforados finos

- Arena 74 – 2,000 μ

Arena y sólidos perforados

- Grava Más de 2.000 μ

Sólidos perforados, grava y cantos rodados

Un micrón (μ) es la millonésima parte de un metro o la milésima parte de un milímetro.

Tipos de solidos encontrados en las formaciones:

- ❖ Arenas.
- ❖ Arcillas.
- ❖ Areniscas.
- ❖ Carbon.

Equipos mecánicos del control de sólidos

Son equipos especiales que tienen como función principal remover los sólidos indeseables del lodo, ya que éstos contribuyen al desgaste de las tuberías, bombas y del equipo en general y tienen mucha influencia en el costo general del pozo. Entre los equipos de control de sólidos tenemos:

Zarandas: Son considerados lo equipos primarios y más importantes de control de sólidos. Su función principal es separar los rípios o cortes realizados por la mecha del fluido de perforación, esto se realiza al hacer pasar el lodo que viene del pozo a través de una malla o tamiz vibrador que retiene estos sólidos grandes indeseables (figura 50).



Figura 50 - Zarandas [Aristimuño y Briceño, 2012]

Malla: Es el número de aperturas por malla lineal en un tamiz (figura 51).

El punto de corte de una malla: Se refiere al tamaño de las partículas descartadas por un equipo de control de sólidos (mallas)

El mesh de una malla: Es el número de orificio que existe en una pulgada lineal.

La malla tiene como función:

1. Maximizar la remoción del corte.
2. Minimizar la pérdida de lodo y/o aditivos comerciales.
3. Resistir el fluido impuesto y las cargas de corte sin fallar.
4. Manejar 100% del flujo sin pérdida excesiva del lodo.
5. Mantener un punto de corte definible durante la vida de servicio del tamiz.
6. Permitir una vida aceptable de los tamices.
7. Facilitar la seguridad y velocidad con las cuales los tamices pueden ser cambiados.



Figura 51 - Mallas [Aristimuño y Briceño, 2012]

Hidrociclones: Son conjuntos de conos que separan los sólidos por centrifugación, y pueden ser de dos (2) tipos:

- **Desarenador:** También conocido como *Desalter* y permiten separar partículas tamaño arena mayores a 74μ . (figura 52).



Figura 52 - Desarenador [Aristimuño y Briceño, 2012]

- **Desarcillador:** También conocido como *Desilter* y permite separar partículas tamaño sedimentos $2 - 74\mu$ (figura 53)



Figura 53 - Desarcillador [Aristimuño y Briceño, 2012]

Centrifugas Decantadoras: Son equipos constituidos por un tambor y un transportador que giran en una misma dirección pero a diferentes velocidades, lo que hace posible controlar la descarga y el estado de humedad y/o sequedad de los sólidos descartados, que permiten separar y sedimentar los sólidos de acuerdo a su densidad de masa (figura 54). Existen dos tipos de centrifugas de decantación:

- De Alta Velocidad: trabajan a altas R.P.M (3200 RPM) y eliminan sólidos ultrafinos (menores 5μ).
- De Baja Velocidad: trabajan a bajas R.P.M (1800 RPM) y eliminan sólidos con tamaños mayores a 5μ .



Figura 54 - Centrifuga [Aristimuño y Briceño, 2012]

Tres en Uno (*Mud Cleaner*): Es básicamente una combinación de un *Desilter* y un *Desalter* colocado encima de un tamiz de malla fina y alta vibración (zaranda). El proceso remueve los sólidos perforados tamaño arena aplicando primero el hidrociclón al fluido y posteriormente procesando el desagüe de los conos en una zaranda de malla fina (figura 55).



Figura 54 - Tres en uno [Aristimuño y Briceño, 2012]

Desgacificadores: es un equipo ubicado normalmente sobre los tanques de lodo y su función principal es separar continuamente pequeñas cantidades de gases del lodo (figura 56). Existen dos tipos de desgacificadores:

- Desgacificadores Atmosféricos.
- Desgacificadores de Vacío.



Figura 56 - Desgacificadores [Aristimuño y Briceño, 2012]

Equipos de control ambiental

Unidades de Vacío: son unidades con tareas específicas en la recolección y transporte de los efluentes generados en la perforación del pozo pueden ser de 2 tipos (ver figura 57):

- *Vacuum*.
- *Super Sucker*.



Figura 57 - Unidades de vacío [Aristimuño y Briceño, 2012]

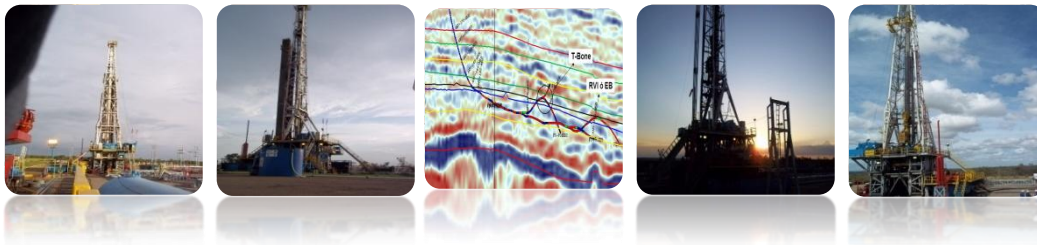
Otras unidades utilizadas en la recolección y transporte de los efluentes generados en la perforación del pozo son (figura 58):

- Unidad de volteo.
- Retroexcavadora.



Figura 58 - Volteo y retroexcavadora [Aristimuño y Briceño, 2012]

PERFORACIÓN DIRECCIONAL



PERFORACION DIRECCIONAL ^{[11], [14]}

La perforación direccional controlada es la ciencia que se ocupa de la desviación de un hoyo a lo largo de un rumbo planificado, es decir, el proceso de direccionar el pozo a lo largo de una trayectoria a un objetivo predeterminado. El control de la desviación es el proceso de mantener el pozo con unos límites pre-establecidos relacionados al ángulo de inclinación y *Azimuth*.

Durante el proceso de desviación se realiza la verificación y el control de la trayectoria del hoyo mediante la utilización de instrumentos y/o registros directos electrónicos que al instante relacionan el comportamiento de cada uno de los factores que influyen y permiten la desviación del hoyo.

Pozos Horizontales

Son pozos perforados horizontalmente o paralelos a los planos de estratificación de un yacimiento con la finalidad de tener mayor área de producción. La longitud de la sección horizontal depende de la extensión del yacimiento y del área a drenar en el mismo.

Según el radio de curvatura, existen cuatro tipos de pozos horizontales básicos, cada uno de los cuales poseen una técnica que va en función directa con la tasa de incremento de ángulo y del desplazamiento horizontal (figura59). Adicionalmente, se requiere un ensamblaje especial de la sarta de perforación para poder obtener los grados de inclinación máximo hasta el objetivo.

Tabla 4 - Tipos de pozos horizontales básicos (Díaz, 2009) ^[11]

Tipo	Radio de giro (pies)	Tasa de construcción de ángulo	Longitud de la sección horizontal
Ultracorto	1 a 2	45° – 60°/pie	100 – 200
Corto	20 – 60	1 – 3°/pie	200 – 700
Medio	300 – 700	6 – 20°/100 pies	2000 – 4000
Largo	600 – 2000	1 – 6°/100 pies	1000 – 6000

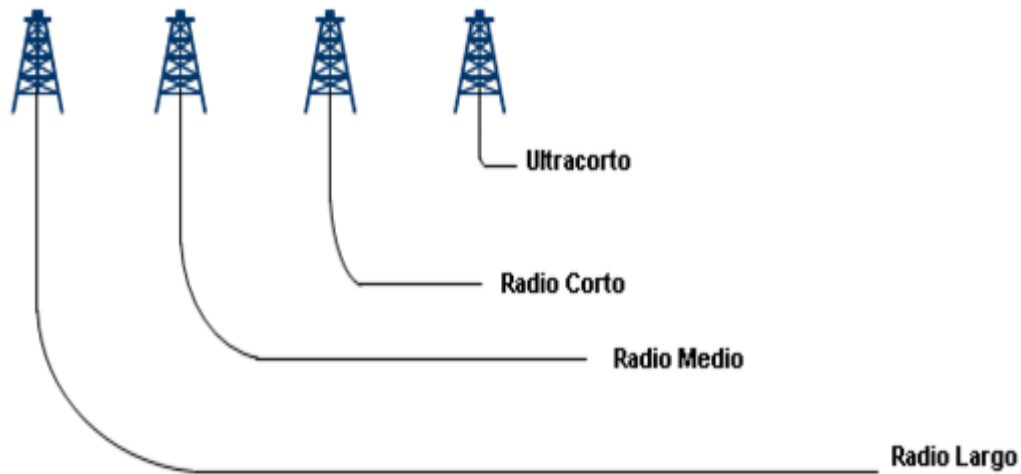


Figura 59 - Tipos de pozos horizontales (Díaz, 2009) ^[11]

NOCIONES BÁSICAS

En la planificación de un pozo direccional se deben tener claro ciertos conocimientos de la trayectoria de la dirección que se quiere que tenga el pozo, así como de los conceptos generales involucrados en la perforación direccional, figura 60.

- **Profundidad Medida (*Meassure Depth, MD*):** es la distancia o longitud del hoyo. Representa la distancia de la trayectoria del pozo o la medición de la tubería en el hoyo.
- **Profundidad Vertical Verdadera (*True Vertical Depth, TVD*):** es la proyección de la profundidad medida en la vertical. Representa la distancia vertical de cualquier punto del hoyo al sistema de referencia.
- **Desvío:** es la distancia horizontal de cualquier punto del hoyo al eje vertical de referencia, también se le conoce como desplazamiento o desviación horizontal.
- **Punto de arranque (*Kick Off Point, KOP*):** es la profundidad del hoyo en la cual se coloca la herramienta de deflexión inicial y se comienza el desvío.
- **Punto de aterrizaje:** es la profundidad final del hoyo intermedio, que a su vez es el punto de inicio de perforación de la sección horizontal (lateral).
- **Ángulo de inclinación:** es el ángulo formado del pozo con respecto a la vertical.
- **Tasa de aumento o disminución de ángulo:** es la cantidad de grados por unidad de longitud necesarios para incrementar o disminuir el ángulo.
- **Dirección u orientación:** ángulo fuera del Norte o Sur (hacia el Este u Oeste), que muestra la orientación y el desplazamiento.
- **Azimuth:** ángulo desde el norte, en dirección de las agujas del reloj, de la desviación del hoyo.
- **Sección aumentada:** sección del hoyo, después del KOP donde el ángulo de inclinación aumenta.
- **Sección tangencial:** sección del hoyo donde el ángulo de inclinación y dirección permanecen constante.
- **Sección de descenso:** sección del hoyo donde el ángulo de inclinación disminuye.
- **Giro:** es el movimiento necesario desde la superficie para obtener un cambio de dirección u orientación.

- **Registro:** es la medición por medio de instrumentos, del ángulo de inclinación y dirección en cierto punto del hoyo.
- **Coordenadas:** son las distancias en las direcciones N-S y E-O de un punto dado.
- **Rumbo:** es la intersección entre el estrato y un plano horizontal, medido desde el plano N-S.
- **Buzamiento:** es el ángulo entre el plano de estratificación de la formación y el plano horizontal, medido en un plano perpendicular al rumbo.
- **“Pata de Perro”:** cualquier cambio severo de ángulo y trayectoria del pozo.
- **Severidad de “Pata de Perro”:** es la tasa de cambio del ángulo entre dos secciones, expresado en grados por unidad de longitud.
- **Objetivo (Target):** es un punto fijo del subsuelo que corresponde a la formación que debe ser penetrada por el pozo.
- **Tolerancia del objetivo:** es la máxima distancia a la cual el objetivo puede ser errado.

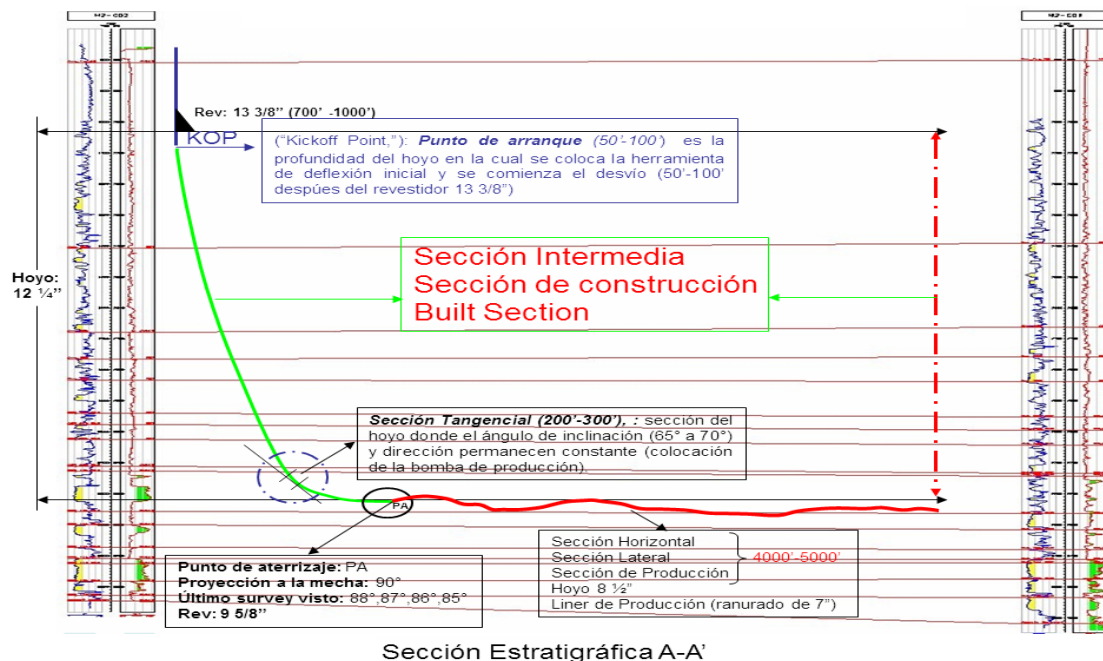


Figura 60 - Conceptos básicos de la perforación direccional (Ronny, 2010) ^[22]

- **Reentradas o “Reentry”:** son pozos perforados desde pozos ya existentes, pudiéndose reperforar un nuevo hoyo utilizando parte de un pozo perforado previamente. Este tipo de pozos se pueden reperforar con una sección vertical o direccional.
- **Ramales verticales de investigación (E Bone, T Bone):** Son desviaciones intencionales de la trayectoria original del pozo con el fin de identificar litologías adyacentes, figura 61.

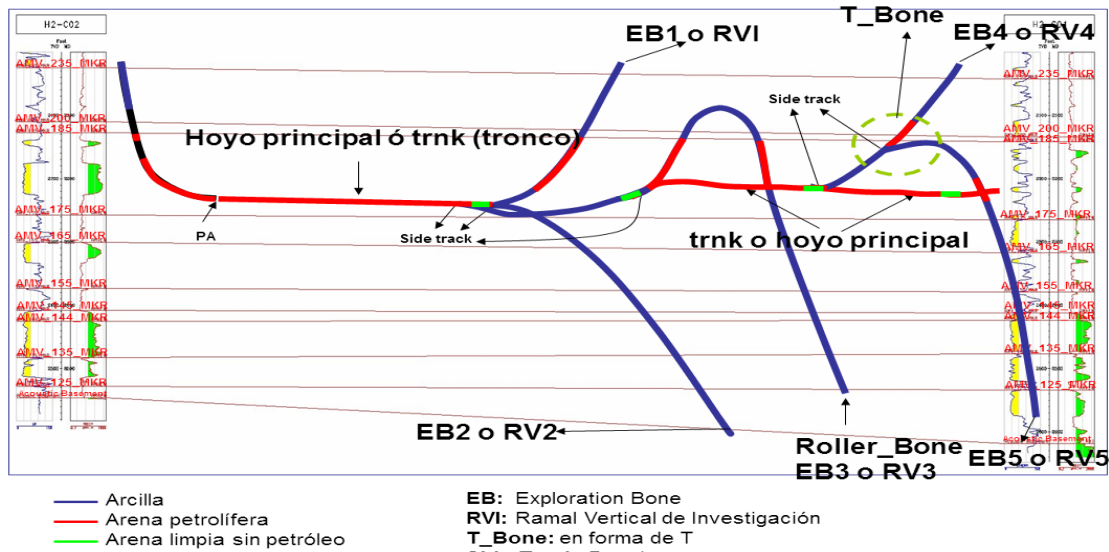


Figura 61 - Esquema de los diferentes ramales de investigación (Ronny, 2010) [22]

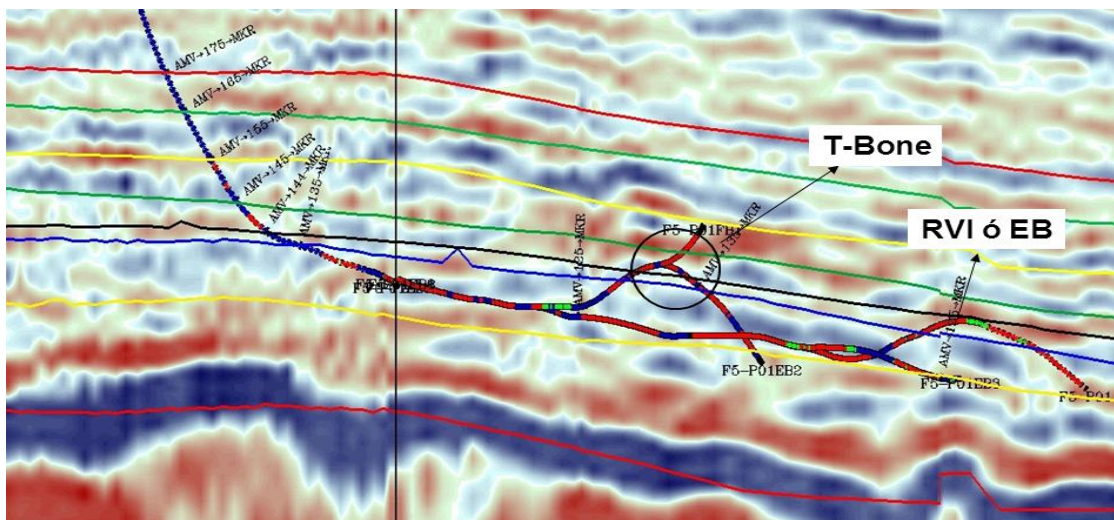


Figura 62 - Ejemplo real de ramales de investigación (Ronny, 2010) [22]

HERRAMIENTAS UTILIZADAS EN LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL

Existen en el mercado una gran variedad de herramientas que son útiles en la perforación direccional, que se pueden ser clasificadas en la forma siguiente:

Herramientas Deflectoras:

Son las encargadas de dirigir el hoyo en la dirección predeterminada, dentro de las cuales tenemos:

- Mecha:** constituye la herramienta básica del proceso de perforación, ya que permite cortar y penetrar las formaciones. En perforación direccional suelen utilizarse mechas de tamaño convencional con uno o dos chorros de mayor diámetro que el tercero, o dos chorros ciegos y uno especial, a través del cual sale el fluido de perforación a altas

velocidades y la fuerza hidráulica generada erosiona una cavidad en la formación, lo que permite a la mecha dirigirse en esta dirección. Este método se utiliza normalmente en formaciones blandas.

- **Cucharas Deflectoras (*Whipstocks*):** son piezas de acero en forma de cuchara con una punta cincelada colocada en el hoyo para iniciar la desviación del hoyo. Pueden ser de tres tipos:
 - a. Cucharas removible: consta de una larga cuña de acero, cóncava de un lado para sostener y guiar la sarta de perforación, posee una punta de cincel para evitar el giro y de un tubo portamecha para recuperar la herramienta.
 - b. Cuchara de circulación: su instalación es igual a la anterior, pero en este caso el fluido de perforación circula por un orificio en el fondo removiendo los ripios.
 - c. Cuchara permanente tipo revestidor: queda permanentemente en el pozo y su principal aplicación es desviar a causa de una obstrucción colapso del revestidor o para reingresar a un pozo existente con un pez.
- **Motores de Fondo:** tienen la particularidad de eliminar la rotación de la tubería, mediante una fuerza de torsión en el fondo, impulsada por el lodo de perforación. Pueden ser:
 - a. Tipo Turbina: es una unidad axial multietapa que demuestra ser muy eficiente y confiable, especialmente en formaciones duras.
 - b. De Desplazamiento Positivo: consta de un motor helicoidal de dos etapas, válvula de descarga, conjunto de bielas, conjuntos de cojinetes y ejes.

Herramientas de Medición:

Cuando se está perforando un pozo direccional, se deben tener los equipos de medición para determinar precisamente la dirección e inclinación del pozo. Estos equipos o instrumentos sirven para localizar posibles “patas de perro” o excesivas curvaturas.

Las herramientas de medición son los equipos disponibles para conocer la inclinación y dirección del pozo en el subsuelo. Las más usadas son:

- Péndulo invertido o Totco: es uno de los más elementales y sencillos instrumentos con los que se puede detectar la desviación.
- Toma sencilla o *Single Shot* y tomas múltiples o *Multishot*: son métodos magnéticos que requieren el uso de una barra no magnética (k-monel) y ofrecen la información simultánea del rumbo e inclinación del pozo. La información es obtenida después que la sección es perforada y arroja lecturas según la calibración de un cronómetro.
- Orientación giroscópica (*Gyro*): es un método que usa un instrumento de toma sencilla, proporciona la misma información del “single shot” pero no es afectada por el campo magnético ni la proximidad del hierro.
- Mediciones durante la perforación: *Measurement While Drilling* (MWD), *Logging While Drilling* (LWD), con estas herramientas se pueden conocer los parámetros tanto de desviación de registros y condiciones de operación en el fondo mientras se va perforando, compuesto por un sistema de telemetría. Las informaciones obtenidas pueden ser: rayos gamma, resistividad, temperatura del anular, inclinación, *Azimuth*, posición de la cara de la herramienta, parámetros de perforación en la mecha, tales como peso sobre la mecha, torque, rata de penetración, RPM del motor de fondo, presión, etc., aunado con el monitoreo en tiempo real de la litología que se perfora.

Herramientas Auxiliares:

Son aquellas que forman parte de la sarta de perforación. Su utilidad y posición en la misma sarta varían dependiendo de su uso en perforación.

- Portamechas: herramienta necesaria para aplicar el peso sobre la mecha el cual se ve reducido en pozos desviados debido al apoyo en el punto de tangencia. En pozos direccionales pueden usarse varios portamechas alternados con estabilizadores.
- Estabilizadores: se utilizan para controlar o modificar el ángulo de inclinación del pozo de acuerdo a lo deseado.
- Martillos: son herramientas que se colocan en la sarta de perforación para ser utilizadas en el caso de atascamientos de la tubería, que pueden golpear hacia arriba o hacia abajo para despegar la sarta.
- Tubería de transición (*Heavy Weigth*): componente de peso intermedio capaz de absorber los movimientos armónicos de la sarta rotacional, reduciendo la posibilidad de falla por fatiga.

PROBLEMAS EN LA PERFORACIÓN



PROBLEMAS EN LA PERFORACION [23], [24]

1. LIMPIEZA DEL HOYO

En pozos desviados los ripios y puentes (pedazos medianos y grandes de formación, cemento o desperdicios) se asientan en la parte más baja del hoyo formando capas denominadas Camas de Sólidos o Camas de Ripios, estas camas son de alto potencial para atasca el BHA (figura 63).

La buena limpieza del hoyo significa remover efectivamente los sólidos desde el fondo del hoyo, con el fin de proporcionar un paso sin restricción de la sarta de perforación y de revestimiento.

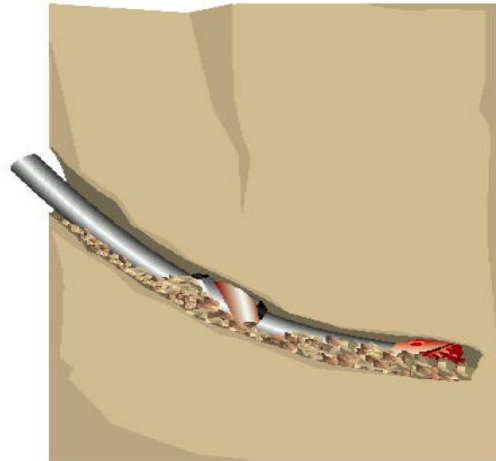


Figura 63 - Limpieza del hoyo (Schlumberger, s.f.) [23]

FACTORES BASICOS QUE AFECTAN LA LIMPIEZA DEL HOYO.

- 1) Velocidad de Penetración: Determina el volumen de los ripios en el lodo de retorno.
- 2) Estabilidad del Hoyo: La carga de material de derrumbe añadida al lodo de retorno.
- 3) Velocidad Anular: Levanta los ripios.
- 4) Reología del Lodo: Suspende y transporta los ripios.
- 5) Tiempo de Circulación: Transporta los ripios a la superficie.
- 6) Ángulo Del Hoyo: Reduce la habilidad de limpiar el hoyo.

RIPIOS SEDIMENTADOS EN HOYO VERTICAL (<math><35^\circ</math>)

Causas:

- Baja velocidad anular.
- Características inapropiadas del lodo.
- Interrupción de la circulación.

Condiciones de riesgo:

- Alta ROP.
- Baja velocidad de bombeo.

- Poco o ningún tiempo de circulación en las conexiones.
- Aumento de torsión, arrastre y presión de bombeo.
- *Overpull* desde las cuñas.
- Surgencia de la bomba para interrumpir la circulación.
- Relleno en el fondo.

Indicaciones:

- Probable que ocurra en las conexiones y posible durante el viaje.
- Circulación restringida o imposible.
- Transferencia pobre de peso a la mecha.

Medidas preventivas

- Controlar ROP.
- Maximizar la velocidad anular.
- Mantener suficiente resistencia de gel y punto cedente del lodo.
- Circular entre 5 ó 10 minutos antes de las conexiones.
- Limpiar el hoyo por circulación antes de sacar sarta fuera del hoyo.

RIPIOS SEDIMENTADOS EN HOYO DE ÁNGULO ELEVADO (>35°)

Causas:

- Los ripios se asientan en el lado bajo del hoyo.
- La capa de ripio se acumula y se desliza hoyo abajo obturando la sarta.
- Mientras se saca sarta fuera del hoyo, la capa de ripios es arrastrada hacia arriba por el BHA y obtura la sarta de perforación.

Condiciones de riesgo:

- Ángulo del hoyo mayor de 35°.
- Perforar con un motor hoyo abajo sin rotación de la sarta.
- Alta ROP
- Baja velocidad de bombeo.
- Aumento de torsión y arrastre.
- Presión errática de bombeo y retornos de ripios.

Indicaciones:

- Probable que ocurra mientras se saca sarta fuera del hoyo.
- Posible durante la perforación.
- Aumentar *Overpull* en los viajes.
- Presión de circulación restringida o imposible.

Medidas preventivas

- Controlar ROP.
- Maximizar la rotación de la sarta.
- Circular a velocidad máxima.
- Mantener las características apropiadas del lodo

- Limpiar el hoyo por circulación con rotación de la sarta antes de sacar fuera del hoyo.
- Establecer un límite de *Overpull*.
- Usar píldoras de barrido de baja viscosidad y alta densidad.

2. PEGA DIFERENCIAL

La pega diferencial ocurre cuando la sarta de perforación es empujada contra la pared del hoyo por una fuerza. Esta fuerza es generada por el desbalance entre la presión hidrostática en las paredes del hoyo y la presión de poro de una formación permeable. Cuando la presión hidrostática es mayor que la presión de poro, el diferencial es denominado Sobrebalance (figura 64).

La fuerza resultante del sobrebalance que actúa sobre un área de la sarta de perforación es la fuerza que pega la sarta.

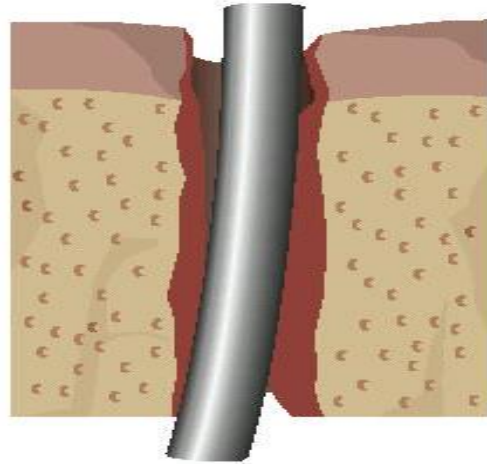


Figura 64 - Pega diferencial (Schlumberger, s.f.) ^[23]

Este mecanismo ocurre normalmente:

- 1) Con sartas estacionarias o con poco movimiento.

Al no haber movimiento de la sarta o la circulación se desarrolla un revoque estático.

El revoque estático incrementa el grosor del revoque del lodo, sellando la presión hidrostática del lado de atrás del tubo y así generando una fuerza diferencial (figura 65).

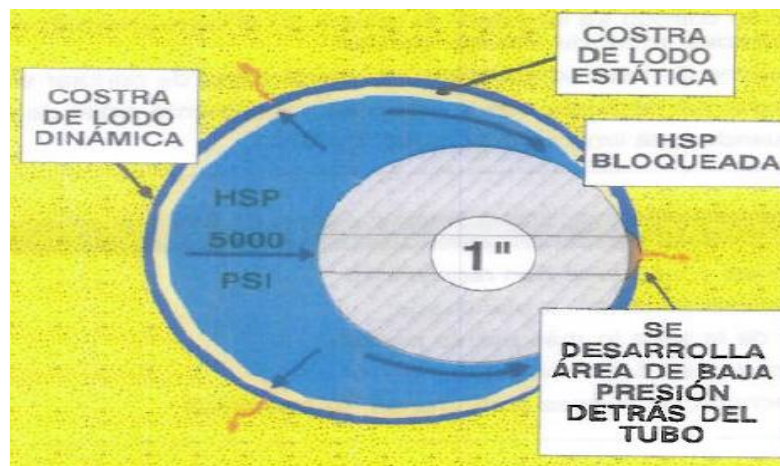


Figura 65 - Fuerza diferencial (BP Amoco, 2001) ^[24]

- 2) Cuando la sarta de perforación entra en contacto con zonas permeables (areniscas o caliza fracturada).
- 3) Cuando se presenta un sobrebalance.

- 4) Cuando la sarta de perforación entra en contacto con un delgado revoque de las paredes del hoyo.

Un BHA no estabilizado y los hoyos inclinados aumentan las posibilidades.

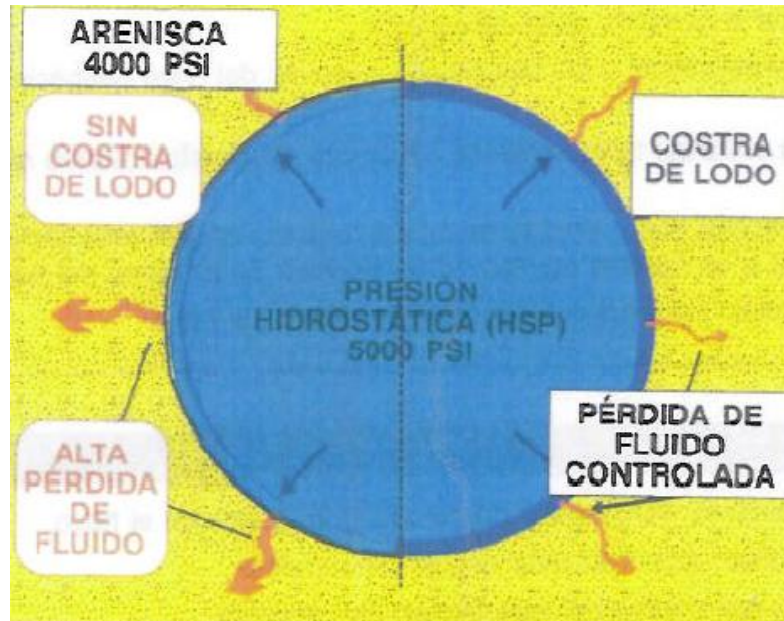


Figura 66 - Posibles causas de la pega diferencial (BP Amoco, 2001) [24]

Indicaciones:

- Ocurre después de un periodo sin movimiento de la sarta.
- No se puede rotar o mover la sarta.
- Circulación sin restricciones.
- Perdidas de circulación.
- Alto sobrebalance.
- *Overpulls* en conexiones y después de los Surveys.
- Tendencias del lodo: Incremento del peso del lodo, incremento de la viscosidad plástica y de los sólidos de baja gravedad. Alta pérdida API de agua, revoque grueso.

Medidas preventivas:

- Mantener el peso del lodo al nivel más bajo permitido, ya que las densidades excesivas aumentan la presión diferencial en el revoque y aumentan el riesgo de atascamiento.
- Mantener la sarta en movimiento cuando el BHA pasa por zonas potenciales de atascamiento.
- Minimizar la pérdida por filtración en zonas de baja presión.
- Minimizar las secciones del BHA no estabilizadas y reducir el área de contacto entre el hoyo y la tubería usando portamechas en espiral.

- Reducir el espesor del revoque, ya que los revoques gruesos aumentan el área de contacto entre la tubería y las paredes del hoyo, causando una reducción del diámetro del pozo.

Acciones para la liberación de la sarta.

- 1- Determinar cuál es la causa de la pega diferencial, por ejemplo, pega después de una conexión o Survey con circulación sin restricción en una zona permeable (Arenisca, Dolomita y posiblemente Limonita).
- 2- Inicialmente circular a la tasa máxima permitida, con el fin de erosionar el revoque.
- 3- Cimbrar la sarta hacia abajo con el máximo peso de recorrido, aplicando 50% de torque de la tubería de superficie.
- 4- Levantar la sarta con una carga un poco por encima del peso de levantamiento y ejecutar el paso 2 nuevamente.
- 5- Repetir los pasos 2 y 3 incrementando a 100% el torque de la tubería hasta que la sarta se libere.
- 6- Usar el martillo, si después de 5 a 10 impactos no queda libre se debe seguir golpeando hasta que se haya realizado la preparación para:
 - a) Introducir una píldora de despegue.
 - b) Operaciones del tubo "U" conductor.

3. FORMACIONES INCONSOLIDADAS

Una formación no consolidada cae al hoyo porque esta cuenta con un débil vínculo entre sus partículas y rocas, el colapso de la formación es causado por remover las rocas de soporte a medida que se perfora el pozo. Esto es muy similar a cavar un hoyo en la arena de la playa, tan rápido como sea cavado, rápido colapsa (figura 67).

Causas:

- 1) Perforar en una formación no adherida (arena, grava, etc.).
- 2) Perforar en formación que no puede ser sostenida por sobrebalance hidrostático.
- 3) Poco o ningún revoque de lodo.
- 4) La arena y grava caen dentro del hoyo y obturan la sarta de perforación.

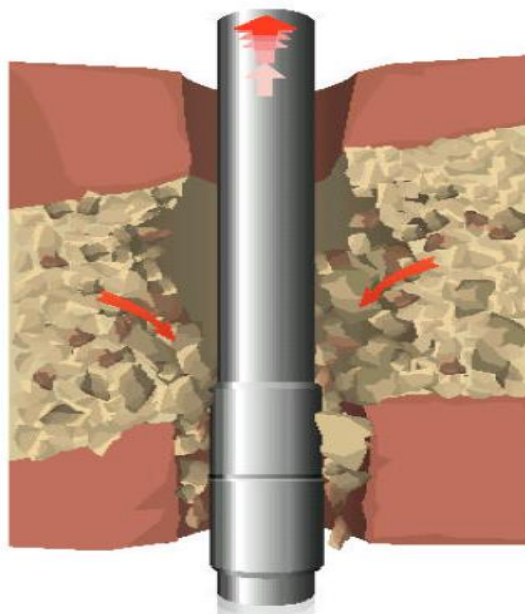


Figura 67 - Formaciones inconsolidadas (Schlumberger, s.f.) ^[23]

Condiciones de riesgo:

- Probable que ocurra cuando se está perforando la formación.
- Probable pérdida por filtración.
- Aumento en torsión y arrastre.
- fluctuaciones en presión de bombeo.
- Relleno del hoyo en conexiones y viajes.
- Sobrecarga de las Zarandas y el Desarenador.

Indicaciones:

- Ocurre generalmente en la perforación del hoyo de superficie.
- Puede ocurrir durante la introducción o sacada de tubería.
- Obturación repentina.
- Circulación imposible.
- *Overpulls* en las conexiones.
- Incremento de la presión de bombeo.
- Relleno del fondo del hoyo.
- Taponamiento de los equipos de control de sólidos.
- Indicaciones en el lodo: Aumento en el peso y viscosidad plástica, alto porcentaje de contenido de arena.

Medidas preventivas:

- Controlar la perforación en zonas sospechosas a colapsar.
- Controlar la pérdida de fluidos para proporcionar un revoque adecuado.
- Bombear píldora gelatinosa antes de sacar sarta fuera del hoyo.
- Minimizar la velocidad de los viajes.

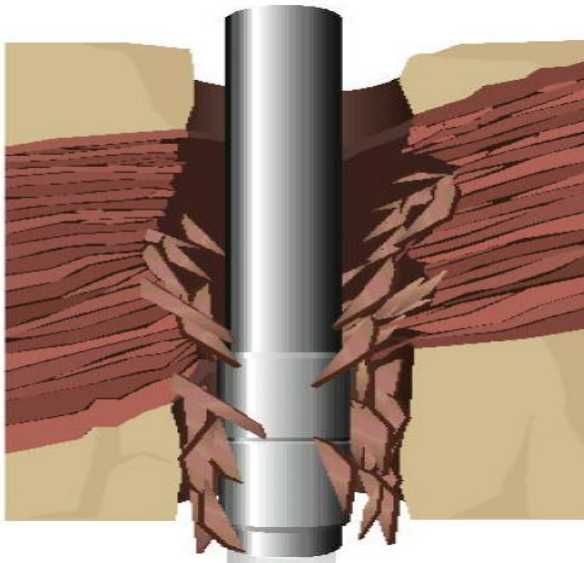


Figura 68 - Formaciones falladas (Schlumberger, s.f.) ^[23]

4. FORMACIONES FALLADAS

Un sistema natural de fracturas puede ser conseguido frecuentemente cerca de fallas geológicas, aquí la roca puede estar fracturada en pequeños o grandes pedazos, si estos son pobremente consolidados pueden caer al hoyo y así obstruir la sarta de perforación. Incluso si los pedazos están consolidados, impactos provenientes del BHA debido a las vibraciones de la sarta pueden causar que la formación caiga al hoyo (figura 68).

Causas:

- 1) Perforar en formaciones fracturadas naturalmente.
- 2) Perforar en zonas tectónicamente activas.
- 3) Pedazos de formación caen dentro del hoyo y atascan la sarta.
- 4) Fracturamiento inducido a través de la perforación.

Condiciones de riesgo:

- Probable que ocurra durante la perforación de la formación.
- Material de derrumbe en bloque en la Zaranda.
- Calizas, lutitas fracturadas y/o fallas pronosticadas.
- Relleno del hoyo en las conexiones y los viajes.

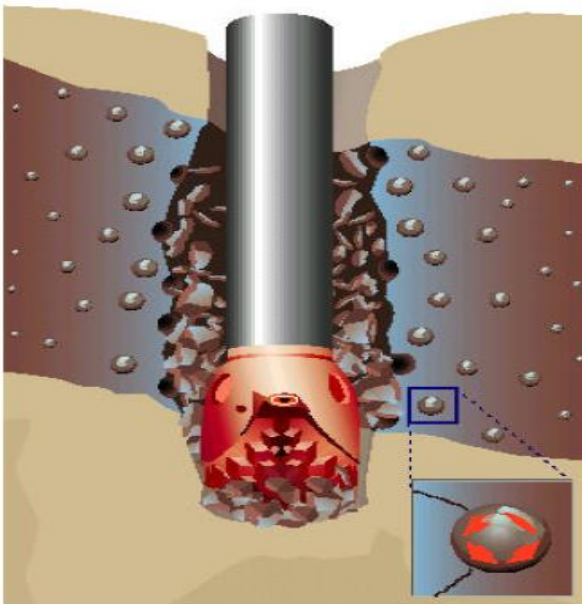
Indicaciones:

- Ocurre posiblemente durante la perforación.
- Probablemente ocurre durante los viajes.
- Torsión y arrastre repentinos y erráticos justo antes de la pega.
- La circulación puede estar restringida.
- Posible pérdida o ganancia de circulación.

Medidas preventivas:

- Controlar la perforación en zonas sospechosas a colapsar.
- Controlar la pérdida por filtración.
- Limpiar el hoyo por circulación antes de seguir perforando.
- Minimizar la velocidad de los viajes antes que el BHA entre en zonas sospechosas.

5. COLLAPSO DE LUTITAS INDUCIDO POR PRESURIZACIÓN



Ocurre cuando la lutita asume la presión hidrostática de los fluidos del hoyo después de estar días expuesta a esta presión. La lutita que ahora tiene una presión interna mayor colapsa por la reducción de la presión hidrostática en el hoyo (figura 69).

Causas:

- 1) A través del tiempo, el sobrebalance hidrostático carga la presión de los poros de la lutita.
- 2) El movimiento de la sarta y las surgencias de presión del hoyo rompen por tensión la lutita no estable.
- 3) La lutita cae dentro del hoyo y atasca la sarta.

Figura 69 - Colapso de lutitas inducido por presurización (Schlumberger, s.f.) ^[23]

Condiciones de riesgo:

- Generalmente ocurre después de una disminución en el peso del lodo.
- Aumento en la torsión y el arrastre.
- Material de derrumbe de lutita en la Zaranda.

Indicaciones:

- Ocurre posiblemente mientras se perfora, se introduce o saca tubería.
- Posible puenteo del hoyo u obturación completa.
- Circulación restringida o imposible.
- Los ripios no muestran señal de hidratación.

Medidas preventivas:

- Controlar minimizar las surgencias de presión en el hoyo.
- Si es necesaria una reducción de peso, reduzca gradualmente a través de varias circulaciones.

6. LUTITA REACTIVA

Cuando una lutita altamente sensible al agua es perforada con una inhibición menor a la requerida, esta lutita absorbe el agua y se hincha dentro del hoyo, causando la obstrucción y atascamiento de la sarta de perforación (figura 70).

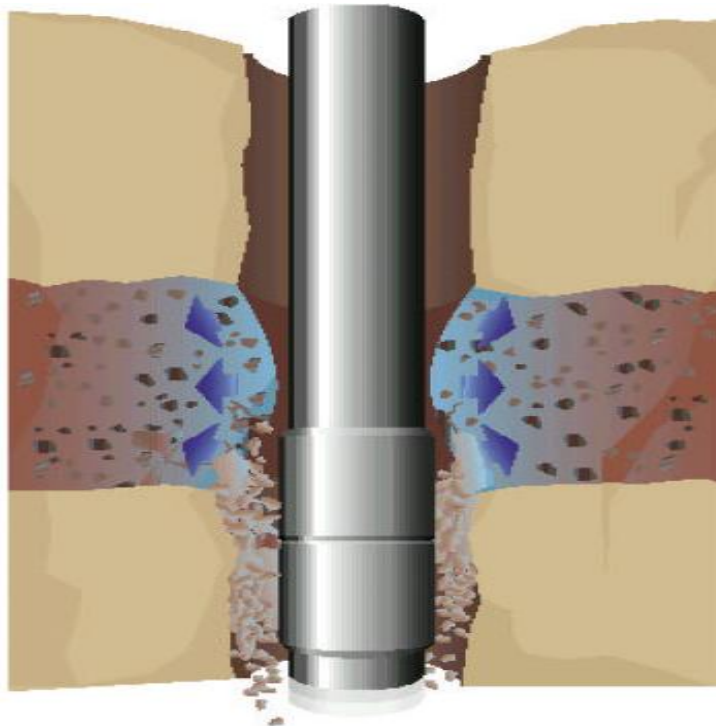


Figura 70 - Lutita reactiva (Schlumberger, s.f.) ^[23]

Causas:

- 1) Perforar lutitas sensibles al agua.
- 2) Perforar con especificaciones incorrectas del lodo, particularmente, una insuficiente o nula concentración de aditivos inhibidores como sales (cloruro de potasio o calcio, acetato de potasio, etc).
- 3) La reacción depende del tiempo de exposición, entre horas o días.

Indicaciones:

- Aumento de la torsión y arrastre.
- Aumento y fluctuaciones de la presión de bombeo.
- *Overpull* y suaveo.
- Embolamiento del BHA.
- Aumento de la viscosidad embudo, viscosidad plástica, punto cedente y MBT
- Aumento del grosos del revoque.
- Bolas de arcilla y/o rípios flexibles y blandos en las Zarandas.

Condiciones de riesgo:

- Generalmente ocurre durante la sacada de sarta del hoyo.
- Es posible durante la perforación.
- La circulación es suavemente restringida o imposible.

Medidas preventivas:

- Usar lodo inhibido.
- Mantener las características del lodo.
- Planear viajes con limpiador.
- Minimizar el tiempo de exposición del hoyo.

7. OJO DE LLAVE (KEY SEATING)

Es causado por la rotación de la sarta de perforación contra la pared del hoyo en un mismo punto generando un surco o como resultado de un cambio excesivo en la trayectoria del hoyo durante el proceso de perforación (figura 71).

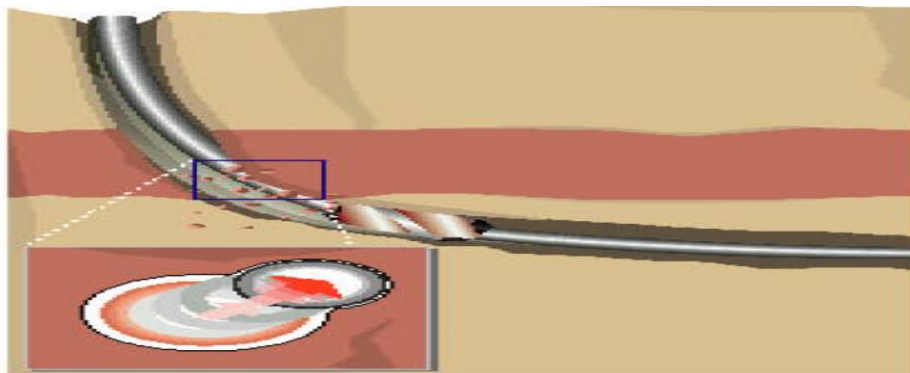


Figura 71 - Ojo de Llave (Schlumberger, s.f.) ^[23]

Causas:

- 1) Cambio abrupto en ángulo y dirección de la perforación en formación medianamente blanda a medianamente dura.
- 2) Alta tensión de la sarta y la rotación del tubo crea un surco en la formación.
- 3) Después de perforar por un periodo largo de tiempo sin efectuar viajes de limpieza en la sección de construcción de ángulo.
- 4) Al sacar sarta fuera del hoyo, los portamechas se atorán en el surco.

Indicaciones:

- Pata de perro (*Dog Leg*) de gran ángulo en sección superior del hoyo.
- Muchas horas de perforación sin recorridas de limpieza en sección de pata de perro.
- *Overpull* cíclico en intervalo de unión de tuberías vástagos durante viaje.

Condiciones de riesgo:

- Ocurre solamente al sacar sarta fuera del hoyo.
- *Overpull* rápido cuando BHA alcanza profundidad de pata de perro.
- Circulación sin restricciones.

Medidas preventivas:

- Minimizar severidad de la pata de perro.
- Minimizar la rotación a través de la zona perforando con motor de fondo.
- Limitar los *Overpull* a través de intervalos sospechosos.
- Planificar viajes de ensanchamiento y/o limpiador si hay pata de perro.

8. PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN

Es la pérdida cuantificable del fluido de perforación y/o lechada cuando estos invaden la formación. La pérdida de circulación puede ocurrir a cualquier profundidad y durante cualquier operación. La pérdida de circulación puede ser por:

- a) **Fractura inducida por presión:** La presión del hoyo excede la presión de fractura de la formación, haciendo que la roca se fracture.

Causas:

- Excesiva densidad del lodo.
- Presión de fricción en espacio anular.
- Presión atrapada.
- Presión de cierre.
- Baja presión de formación.

Indicaciones:

- Puede comenzar con pérdida filtración, posible pérdida total.
- Excesivo llenado del hoyo.
- En cierre, pérdida súbita de presión.

Medidas preventivas:

- Minimizar el peso del lodo.
- Maximizar eliminación de sólidos.
- Controlar la velocidad de penetración.
- Evitar presión atrapada.

b) **Fracturas naturales o formación de alta permeabilidad:** la presión de sobrebalance del pozo encuentra una formación con fracturas o de alta permeabilidad, permitiendo la invasión dentro de esta del fluido contenido en el hoyo.

Causas:

- Formación no consolidada.
- Fisuras y fracturas.
- Límite de fallas no sellados.
- Formación cavernosa.

Indicaciones:

- Puede comenzar con pérdida filtración, posible pérdida total.
- Pérdidas estáticas durante conexiones o estudios.

Medidas preventivas:

- Minimizar peso del lodo.
- Controlar velocidad de penetración.
- Tratar anticipadamente con material de pérdida de circulación (LCM, por sus siglas en inglés, *Lost Circulation Material*).

En la figura 72 se puede apreciar las zonas de pérdida de circulación, a) arenas no consolidadas y de altas permeabilidad, b) zonas cavernosas o fisuradas en carbonato (dolomita o caliza), c) fracturas naturales, fallas y zonas de transición en carbonatos o lutitas duras, d) fracturas inducidas por exceso de presión.

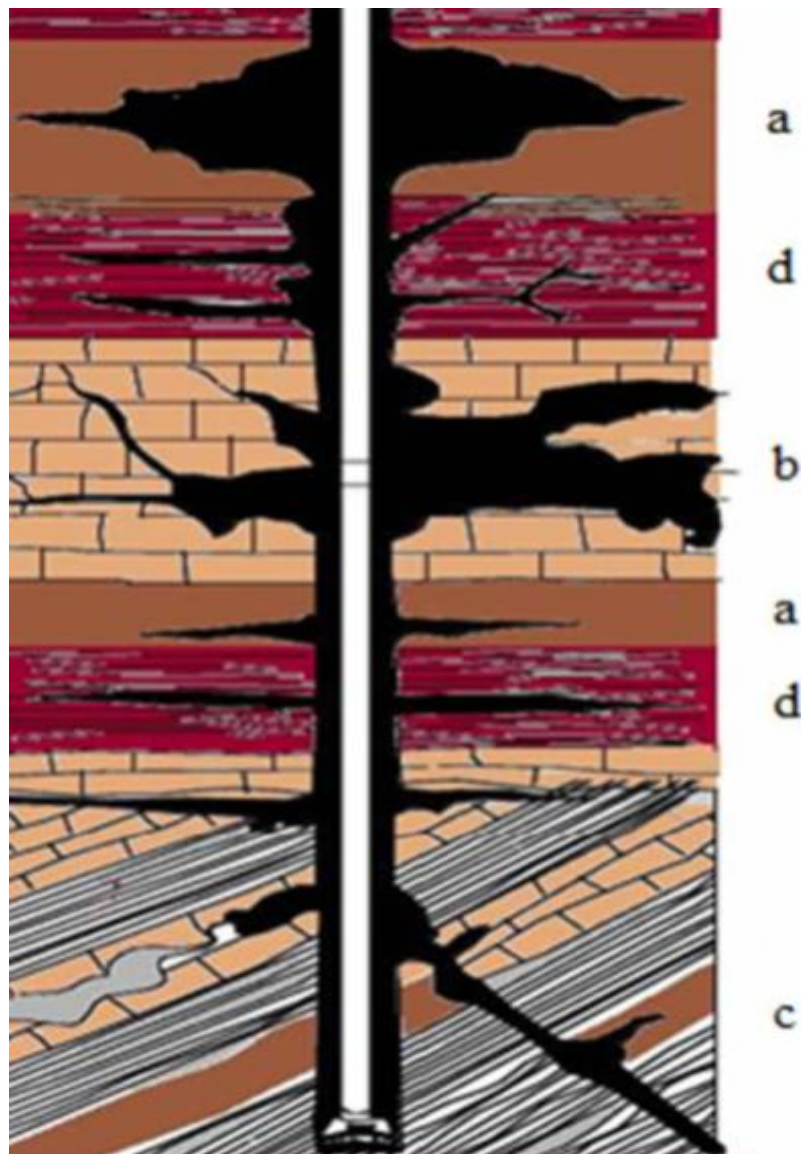


Figura 72 - Zonas de pérdidas de circulación (Díaz y Méndez, 2007) ^[14]

CLASIFICACIÓN DE SEVERIDAD DE PERDIDAS DE CIRCULACIÓN

1. Pérdida de filtración (< 20 bbl/hr)

- Pérdidas graduales.
- Posible advertencia de severidad de pérdida aumentada.
- Operación no interrumpida.

2. Pérdida parcial (> 20 bbl/hr)

- Inmediata caída del nivel de fluido en el hoyo cuando se detiene el bombeo.
- Lenta recuperación de retorno al comenzar la circulación.
- Usualmente interrupción de operaciones.
- Exige medida correctiva.

3. **Pérdida total** (no hay retorno)

- Flujo de retorno se detiene inmediatamente.
- Disminución de presión de bomba.
- Incremento de peso de la sarta.
- Operación suspendida.
- Exige medida correctiva.

PAUTAS PARA SOLUCIONAR LA PERDIDA DE CIRCULACIÓN

A) Minimizar peso del lodo

RESULTADOS: Menor presión en el hoyo, siendo esta la fuerza que impulsa al lodo hacia la zona de pérdida.

CONSIDERACIONES: Mejor resultado con fracturas inducidas por presión. Posible problema de control del pozo o de estabilidad del hoyo.

B) Material para pérdida de circulación (LCM)

RESULTADOS: Puentea, recubre y sella de manera efectiva fracturas pequeñas a medianas o formaciones permeables.

CONSIDERACIONES: Menos eficiente con fracturas grandes o fallas. No sirve en zonas cavernosas. La concentración de LCM en lb/bbl aumenta con la severidad de la pérdida.

C) Técnicas especializadas

RESULTADOS: Se bombea una base tapón en la zona de pérdida seguida de un activador químico, los dos materiales forman un tapón blando.

CONSIDERACIONES: Se puede utilizar en zonas productoras. Aumenta el riesgo de taponar el equipo. Los tapones se deshacen con el tiempo.

D) Cemento

RESULTADOS: Se comprime una lechada de cemento en la zona de pérdida bajo presión de inyección, al fraguar la lechada queda un tapón sólido.

CONSIDERACIONES: Crea un tapón sólido "a medida" en o cerca del punto de esfuerzo de la formaciones vecinas.

E) Perforación ciega

RESULTADOS: En algunos casos, la única solución práctica es perforar sin retornos.

CONSIDERACIONES: No es aplicable cuando hay potencial de problemas de control. Asentar revestimiento en la primera formación competente.

MATERIALES PARA PÉRDIDA DE CORCULACIÓN (LCM)

A) Grados:

- **Fino (F):** Parte del material pasa por los tamices de la zaranda.
- **Mediano (M):** La mayoría del material es retenido por las zarandas.
- **Grueso (G):** Todo el material es retenido por las zarandas, taponan los instrumentos y herramientas en el fondo del pozo. Se recomienda con tubo extremo abierto.

B) Fibroso y/o Escamoso: Materiales no rígidos que forman un recubrimiento para suministrar una base para la generación de un revoque normal.

C) Granular: materiales rígidos que puentean y taponan la permeabilidad de la zona de pérdida.

D) Mezcla de LCM: Combinación de materiales fibrosos, escamosos y granulados en un solo saco.

E) Celulósico: Derivados de madera dimensionados utilizados para prevenir filtración y/o pérdida parcial en zonas productoras.

F) Carbonato de Calcio: Caliza o mármol dimensionado (soluble en ácido) utilizados para prevenir filtración y/o pérdida parcial en zonas productoras.

G) Sal dimensionada: Sal granulada (soluble en agua) desarrollada para filtración y/o pérdida parcial en zonas productoras.

PAUTAS PARA EL ÉXITO CON LCM

- Consultar la guía de productos LCM antes de aplicar la píldora, la distribución de tamaños de partículas y la formulación de la píldora deben cumplir con los requisitos necesarios para puentear, recubrir y luego sellar la zona de pérdida.
- La localización de la zona de pérdida y la ubicación correcta de la píldora son importantes.
- Colocar la sarta a ± 100 pie por encima de la zona de pérdida, no dejar de bombear hasta que la píldora haya pasado por la mecha.
- Considerar el agregado de LCM en el anular.
- Asegurar que la viscosidad del lodo base suspenda el volumen de LCM agregado.
- Agregar gel fresco a la píldora de LCM premezclada inmediatamente antes de bombear.

CONTROL DE POZO



CONTROL DE POZOS [11], [16], [25]

Durante las Operaciones de perforación, es importante saber sobre el control de pozos, y así poder controlar mecánicamente una arremetida y evitar que esta se convierta en un reventón. Para ello es importante conservar la presión hidrostática mayor a la formación. De esta forma se previene el riesgo de que ocurra la arremetida. Sin embargo en ocasiones, la presión de formación excederá la hidrostática y ocurrirá la arremetida, esto se puede originar por los siguientes:

- Densidad insuficiente del lodo.
- Llenado insuficiente durante los viajes.
- Sondeo del Pozo al sacar la tubería rápidamente.
- Contaminación del lodo.
- Pérdidas de Circulación.

Equipos

Válvula Impidereventones

Llamadas también VIR's o BOP's (*Blowout Preventers*). Es un ensamblaje de un mecanismo especial que se utiliza para contrarrestar presiones y que se han diseñado para cerrar el hoyo en el espacio anular cuando un reventón es inminente (figura 73).

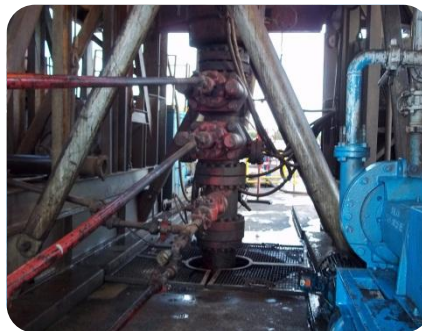


Figura 73 - Válvula impidereventones [Aristimuño y Briceño, 2012]

Este conjunto de válvulas está localizado sobre el revestidor o directamente sobre el cabezal del pozo, debajo de la mesa rotatoria. El conjunto de válvulas impidereventones es un ensamblaje especial que puede incluir:

Impidereventón (Preventor) Tipo Anular o Esférico: se coloca en la parte superior y normalmente es el primero en ser activado para cerrar el pozo. Presenta un elemento de empaque de goma elástica reforzada que se pliega radialmente para formar un sello alrededor de la sarta de perforación que se encuentre frente a él, no importa cuál sea el diámetro o forma de la tubería, es decir, está constituido por un elemento de empaque de acero reforzado con goma especial que cierra y sella la tubería, el cuadrante o el hoyo abierto. El tamaño y la capacidad deberán ser igual a los arietes (figura 74).



Figura 74 - Impidereventon [Aristimuño y Briceño, 2012]

Impidereventon (Preventor) de Arietes: A diferencia del esférico, sella únicamente alrededor de una tubería. Además de realizar un sello en el espacio anular entre el revestidor y la tubería, los arietes pueden soportar el peso de la sarta de ser necesario, y el sello puede ser manual gracias a los volantes manuales. Los arietes son de acero fundido y tienen un conjunto de sello diseñado para resistir la compresión, estos pueden ser de los siguientes tipos (figura 75):

- **De tubería:** los cuales cierran solamente el diámetro externo del tubo para el cual han sido diseñados.
- **Ciegos:** solamente cierran hueco abierto.
- **Cortantes:** los cuales cortan la tubería y cierran el hoyo en el caso de que los otros preventores fallen, y así poder cerrar el pozo en el caso de una arremetida.



Figura 75 - Preventor de arietes [Aristimuño y Briceño, 2012]

En el criterio para el arreglo del conjunto de preventores, se debe considerar la magnitud de las presiones a que están expuestos y el grado de protección requerido. API tiene una clasificación de conjunto de preventores adecuada para operar con las diferentes presiones de superficie máximas como condición más crítica.

Unidad Acumuladora: Este conjunto representa el centro de generación y distribución de energía o presión hidráulica necesaria para operar el sistema de válvulas de seguridad o preventores, así como las diferentes válvulas y accesorios operados hidráulicamente. Su principal función es cerrar rápidamente una, cualquiera o todas las válvulas impidereventones en una situación de emergencia. Usualmente se coloca a cierta distancia del taladro por razones de seguridad (figura 76).



Figura 76 - Unidad acumuladora [Aristimuño y Briceño, 2012]

Múltiple de Estranguladores: es un sistema de líneas, válvulas, estranguladores, manómetros y otros accesorios; utilizados para el adecuado manejo de fluidos provenientes del pozo, como se muestra en la figura 77. Tiene como funciones:

- Actuar como centro de recepción y distribución de los fluidos del influjo.
- Imponer contrapresión al flujo al ser cerrados completamente. Este efecto, detiene la entrada de fluido al hoyo.
- Servir de centro de monitoreo de control del pozo; en caso tal de que el estrangulador hidráulico falle.



Figura 77 - Múltiple de estranguladores [Aristimuño y Briceño, 2012]

Línea de Matar: Es una línea que esta conectadas de las bombas de lodo al conjunto de válvulas impidereventones, conectándose directamente a unas de las salidas laterales éstas últimas en el lado opuesto al distribuidor de flujo o línea de estrangulación. A través de esta

línea se bombea lodo pesado al pozo hasta que se haya restaurado la presión, lo cual ocurre cuando suficiente presión hidrostática se ejerza contra las paredes del hoyo para prevenir cualquier intrusión de fluido al pozo (figura 78).



Figura 78 - Línea de matar [Aristimuño y Briceño, 2012]

Separador de Gas: Dispositivo utilizado en superficie para el manejo de gas asociado en una arremetida (figura 79).



Figura 79 - Separador de gas [Aristimuño y Briceño, 2012]

Carreto de Perforación: Dispositivo que se utiliza básicamente para las siguientes funciones:

- Conectar a través de salidas laterales el arreglo de preventores con las líneas de estrangulamiento (*Choke lines*) y de matar el pozo (*kill line*).
- Provee un espacio de separación entre los componentes del sistema de preventores. Principalmente entre preventores de ariete; lo cual es prácticamente útil cuando se realiza un forzamiento de tubería con técnica arete- ariete (figura 80).



Figura 80 - Carreto de perforación [Aristimuño y Briceño, 2012]

Tubo campana: Tubo en forma de chimenea colocado debajo de la mesa rotaría, conectado sobre la válvula esférica y que permite la salida lateral de fluido durante las operaciones de perforación (figura 81).



Figura 81 - Tubo campana [Aristimuño y Briceño, 2012]

Tanque de Viaje: Son pequeños tanques calibrados que se utilizan normalmente para mantener el hoyo lleno y reemplazar el volumen ocupado por la sarta de perforación que se saca del hoyo, es decir, su función principal es detectar si la sarta de perforación está desplazando o manteniendo el volumen dentro del hoyo cuando se meta o se saque tubería del mismo (figura 82).



Figura 82 - Tanque de Viaje [Aristimuño y Briceño, 2012]

Línea al Quemador: Es una línea utilizada para desviar un flujo de gas hacia un sitio seguro, lejos del taladro (ver figura 83).



Figura 83 - Línea al quemador [Aristimuño y Briceño, 2012]

CABEZAL DE POZO

Es la base en la superficie sobre la cual se construye el pozo durante las operaciones de perforación. Es un accesorio que se coloca en el tope del revestimiento y sobre el cual se conecta el conjunto de válvulas impidereventones.

Equipos

Sección "A" (*Casing Head*): Primer componente del arreglo de cabezales de pozos (figura 84).



Figura 84 - Sección "A" [Aristimuño y Briceño, 2012]

Sección "B" (*Tubing Head*): Componentes del cabezal de pozo que se colocan a continuación de la sección "A", tantos como revestidores colgados se necesiten (figura 85).



Figura 85 - Sección "B" [Aristimuño y Briceño, 2012]

Accesorios

1. Herramientas para el mejor funcionamiento de los equipos de utilizados del cabezal de pozos, pueden ser (figura 86):
 - Candados (*Lock Dwon*): son llamados prisioneros, pueden llegar a ser de 2 tipos:
 - ❖ Candados verdes: utilizados en la sección "A".
 - ❖ Candados rojos: son más grandes (tamaño) que los verdes, utilizados en la sección B.
 - Válvula de aguja (*Querroteck*).
 - Válvula de salida.
 - Tapón Macho Hexagonal.
 - Niple.
 - Tornillos Hexagonales.



Figura 86 - Accesorio para los cabezales de pozos [Aristimuño y Briceño, 2012]

Herramientas para cerrar el pozo temporalmente (figura 87):

- *Well Cap*.
- Tapón de Abandono.



Figura 87 - Accesorios para cerrar el pozo [Aristimuño y Briceño, 2012]

INDICACIONES DE UNA ARREMETIDA

Durante la Perforación del hoyo.

A continuación se presentan los indicadores que reflejan la ocurrencia de una arremetida durante la perforación:

1. Aumento de flujo en la línea de retorno

Al perforar a una tasa de bombeo constante, el flujo en la línea de retorno (*Flow-Line*) debe permanecer igualmente invariable. Sin embargo, si se observa un incremento del flujo sin haber aumentado la tasa de bombeo, se podría concluir que fluidos de la formación están invadiendo el hoyo. No obstante, se debe realizar una “prueba de flujo”, es decir, desviar el retorno hacia el tanque de viaje, a fin de descartar eventuales lecturas falsas de los dispositivos de medición y monitoreo del flujo de entrada y salida.

2. Aumento de volumen en los tanques

Si un pozo fluye, el volumen de fluido de la formación que ha entrado al hoyo debe reflejar en superficie una “ganancia” de volumen en los tanques del sistema de lodo. Se debe estar absolutamente seguro que este aumento del volumen registrado no proviene de manipulaciones incorrectas en superficie, al agregar fluidos para densificar, diluir o preparar píldoras de gran volumen.

Es importante destacar que el monitoreo constante de los parámetros de los niveles en los tanques, variación del volumen de retorno y volumen total, constituyen un elemento clave para la detección temprana de las arremetidas y la toma de decisiones acertadas y a tiempo.

3. Pozo fluyendo con las bombas apagadas

Esta situación constituye la prueba final para concluir que ha ocurrido una arremetida del pozo, si el pozo fluye se debe proceder al cierre de este y anotar las presiones registradas en la tubería en el anular. De acuerdo a la magnitud de las presiones de cierre, se puede proceder a circular y densificar el lodo para continuar las operaciones, o simplemente el personal debe prepararse para una operación de control de arremetida.

Durante viajes

A continuación se presentan los indicadores que reflejan la ocurrencia de una arremetida durante viajes:

1. El pozo no toma el volumen de fluido correctamente

A medida que se mete o saca la tubería en el hoyo, se debe llevar una meticulosa contabilidad de los volúmenes en juego a fin de detectar cualquier anomalía que pudiera significar una arremetida del pozo u otro tipo de problema.

Si durante un viaje extrayendo la sarta se observa que el pozo no recibe o acepta el volumen de lodo equivalente al volumen de desplazamiento de la tubería extraída, y aun así se llena el hoyo, se puede inferir que hubo un desbalance hidrostático y el pozo está fluyendo.

Si la situación es diferente y el pozo requiere mayor volumen que el necesario para poder llenarse, entonces el problema es otro y significaría que se está perdiendo fluido de perforación hacia la formación.

Si se trata de un viaje metiendo la tubería, se debe observar que el volumen de lodo retorna al tanque de viaje a medida que se desarrolla la operación, se corresponde exactamente con el volumen de desplazamiento de las parejas introducidas al hoyo.

Si el retorno es mayor, la conclusión es que la diferencia de volumen debe corresponder a un aporte de la formación. Por otra parte si el volumen retornado es menor, esto se puede interpretar como una fuga de lodo hacia la formación.

2. Tubería llena de fluido

Si la tubería no sale seca, es decir, derramando fluido en algún momento durante el viaje (conexiones), la situación debe ser estudiada a fin de establecer conclusiones válidas y correctas.

En condiciones normales de operación la tubería debe salir sin derramar fluido en la planchada, sin embargo, si la tubería es extraída rápidamente se producirá suabeo de fluido de la formación hacia el hoyo. Si el fluido que entro es mayor mente gas, y si la fuerza de expansión que desarrolla este fluido en su ascenso hacia la superficie es suficientemente grande para impedir que el lodo en el interior de la sarta descienda o escurra, entonces la tubería saldría llena de fluido en superficie indicando que existió o existe un desbalance hidrostático y que el pozo podría fluir con mayor intensidad a medida que el gas se acerque a la superficie.

Cabe señalar que la situación de tubería llena de lodo se acentúa cuando existen portamechas u otros accesorios con diámetros iguales o mayores al máximo aceptable para el diámetro del hoyo que se perfora.

SEÑALES DE ADVERTENCIA DE UN INFLUJO

Parámetros que indican influjo

A continuación se analizan una serie de parámetros y/o situaciones que pudieran indicar que un influjo está ocurriendo o está por ocurrir, entre los cuales destacan los siguientes:

A. Incremento en la tasa de penetración (ROP)

Los incrementos bruscos y/o repentinos en el ritmo de avance de la perforación suelen ser asociados a una arremetida del pozo, sin embargo es necesario discernir si se trata de un aumento en la ROP generado por un cambio de formación o se debe a la penetración de estratos con gradientes de presión anormal que pudieran provocar una arremetida del pozo.

A través de un análisis del incremento en la ROP podemos mencionar dos factores importantes que ocurren durante este:

- Cambio litológico: Si se perfora manteniendo los parámetros de peso y rotación constante y se observa un incremento súbito, pero de poca duración en la tasa de penetración, se puede concluir que se penetraron lentes de poco espesor, pobremente consolidados y de composición litológica diferente a lo que se venía perforando. Estos incrementos o picos en la tasa de penetración no deben ser confundidos con una indicación de arremetida y deben ser interpretados en su justa dimensión.
- Incremento exagerado (*Drilling Break*): Al perforar el sello geológico que separa una zona de presión normal de otro con gradiente de presión elevada o anormal, se debe

observar que la ROP aumenta sustancialmente pero de forma gradual a medida que el diferencial de presión (ΔP) va disminuyendo, hasta llegar a un punto donde se produce el desbalance hidrostático y dependiendo de la magnitud del gradiente de presión encontrado y del valor de la presión diferencial impuesta, la tasa de penetración puede aumentar en forma dramática y sostenida. Esta situación se conoce como “*Drilling Break*” y constituye una indicación inequívoca de arremetida del pozo.

B. Fluido de perforación cortado por gas

La presencia en superficie de lodo cortado por gas constituye motivo de alarma hasta de pánico, que puede derivar en la toma de decisiones erróneas. En tales situaciones, lo que se debe hacer es interpretar correctamente el fenómeno y luego emprender las acciones correctivas pertinentes.

Existen dos factores importantes:

- Gas de conexión: Si se perfora con un diferencial de presión de bajo a moderado, es posible que cuando se levante la tubería para realizar una conexión se produzca un efecto de suabeo que permita la entrada de gas al hoyo.

A medida que se profundiza el hoyo, la cantidad de gas de conexión medida en términos de “unidades de gas” en la unidad de *Mud Logging*, puede alcanzar niveles que produzcan un corte en la densidad del fluido que genera inquietud entre el personal del taladro, sin embargo, al tener en cuenta que los cortes del lodo por gas producen una pobre reducción de presión hidrostática en la columna del lodo, es poco probable la ocurrencia de un influjo. Además si no se registra ninguna ganancia del fluido, no hay razones válidas para alarmarse, la acción correcta a tomar consiste en detener la perforación y circular suficientemente el lodo pasándolo a través del desgasificador hasta eliminar la presencia de gas en este.

- Gas de formación: Al penetrar estratos gasíferos encontrados durante la perforación, los ripios viajan hacia la superficie llevando encapsulada cierta cantidad de gas que se va liberando y contaminando paulatinamente el fluido de perforación hasta producir un corte en la densidad de este, lo cual pudiera inducir a tomar decisiones erróneas, tal como incrementar el peso del lodo. Si se aplica la misma lógica de análisis del caso de gas de conexión, se puede concluir igualmente que el efecto de lodo cortado por gas de formación se puede eliminar circulando adecuadamente el fluido de perforación a través del desgasificador, todo esto debe hacerse teniendo siempre en mente que mientras no se compruebe que el pozo fluye, no debe haber motivos de alarma ni de pánico.

C. Fluido de perforación cortado por agua salada

El incremento de iones cloruros en el lodo de perforación puede resultar una indicación valiosa para detectar acuíferos presurizados y eventuales arremetidas.

Al formular un lodo de perforación la concentración inicial de iones cloruros en partes por millón (ppm) se debe mantener a menos que se modifique el tratamiento de mantenimiento que se practica al fluido. El monitoreo correcto de este parámetro (ion Cl^-) puede poner en evidencia la presencia de agua salada de formación, al detectarse un incremento progresivo de iones cloruros en el lodo. En algunos casos, los acuíferos de esta manera detectados

pueden estar presurizados y se corre el riesgo de que ocurra una arremetida, en casos severos de contaminación por cloruros, la viscosidad del lodo es seriamente afectada.

D. Disminución de la presión de circulación

La confirmación definitiva de que una arremetida ocurrió o está en progreso, viene dada por una reducción significativa de la presión de bombeo y un incremento simultaneo de la velocidad de la bomba.

El momento preciso en que ocurre el desbalance hidrostático que provoca la arremetida, es registrado en superficie como un ligero incremento de la presión de circulación el cual es casi imperceptible debido a su corta duración.

Sin embargo, a medida que el influjo progresa, la columna de fluido se aligera debido a la perdida de presión hidrostática. En estas condiciones habrá menos pérdida de presión por fricción y la presión de circulación disminuirá. Paralelamente al tener un menor esfuerzo que vencer, la bomba incrementa su velocidad, es decir, aumenta el número de emboladas por minutos.

E. Forma y tamaño de los rípios o recortes

En ciertas condiciones durante la perforación del hoyo es posible observar en las zarandas que los rípios comienzan a salir de formas y tamaños irregulares, lo cual indica que el sobre balance hidrostático no es suficiente para contrarrestar las presiones de fondo y esto podría eventualmente ocasionar una arremetida.

F. Incremento del torque o arrastre rotacional

En zonas geológicas con un gradiente normal de presión, es común observar que el torque rotacional se incrementa con la profundidad del hoyo. Este incremento del torque se hace más notorio en las proximidades de la zona anormal de presiones ya que al aumentar la tasa de penetración, el volumen de rípios en exceso que se generan tiende a obturar la mecha y la sarta, produciéndose un torque rotacional excesivo.

En resumen, un incremento del torque seria indicador de altas presiones de formación y potencialmente de una arremetida.

G. Incrementa del peso de la sarta de perforación

Es de todo conocido que la sarta pesa menos cuando está sumergida en el hoyo lleno con el fluido de perforación. A mayor densidad del fluido, mayor será el efecto de flotación sobre la sarta y esta pesará menos. Cuando ocurre una arremetida y el peso del fluido de perforación se reduce sustancialmente, es posible observar en superficie un incremento en el peso de la sarta. Sin embargo esto es posible notarlo cuando un considerable volumen de lodo ha sido expulsado del hoyo, es por ello que a esta señal de arremetida no se le considera muy confiable.

H. Incremento de la temperatura del lodo en la línea de retorno (*Flow Line*)

Durante el proceso de perforación en la zona de presión normal, puede observarse que los cambios de temperatura en el lodo a la salida de la línea de retorno son pocos significativos, sin embargo, al penetrar la zona de presiones anormales, es posible detectar en superficie incrementos de temperatura de hasta 6 °F, si se dispone de sensores e instrumentos de alta precisión. No obstante, cabe señalar que estas mediciones muchas veces son difíciles de lograr, debido a las múltiples variables que afectan la temperatura del lodo a nivel de la línea de retorno, tales como densidad del lodo, contenido de sólidos, tipo y propiedades del flujo, tasa de circulación y geometría del hoyo.

SEGURIDAD INDUSTRIAL



SEGURIDAD INDUSTRIAL ^{[26],[27]}

La Ley Orgánica de Prevención, Condiciones y Medio Ambiente de Trabajo, **LOPCYMAT**, es una reforma promulgada el 26 de julio de 2005 en Gaceta Oficial 38.236.

El objeto de dicha ley aparece en su artículo 1, en resumen:

- Establecer las instituciones, normas y lineamientos en materia de seguridad y salud.
- Regular derechos y deberes de trabajadores y empleadores.
- Establecer sanciones por incumplimiento de esta normativa.

Derecho de los trabajadores y trabajadoras:

El artículo 53 de la LOPCYMAT expresa:

Los trabajadores (as) tendrán derechos a desarrollar sus labores en un ambiente de trabajo adecuado y propicio para el pleno ejercicio de sus facultades físicas y mentales, y que garantice condiciones de seguridad, salud y bienestar adecuadas.

En el ejercicio del mismo tendrán derecho a:

1. Ser informados con carácter previo al inicio de su actividad, de las condiciones en que esta se va a desarrollar, de la presencia de sustancias tóxicas en el área de trabajo, de los daños que las mismas puedan causar a su salud, así como los medios y medidas de prevención.
2. Recibir periódicamente adecuada información teórica y práctica suficiente para la ejecución de las funciones inherentes a su actividad, en la prevención de accidentes de trabajo y enfermedades ocupacionales, en la utilización del tiempo libre y aprovechamiento del descanso en el momento de ingresar al trabajo.
5. Rehusarse a trabajar, alejarse de una condición insegura o interrumpir una tarea o actividad de trabajo cuando basándose en su formación y experiencia, tenga motivos razonables para creer que existe un peligro inminente para su salud o vida sin que esto pueda ser considerado como un abandono de trabajo. El trabajador o trabajadora comunicara al delegado o delegada de prevención y al supervisor inmediato de la situación planteada. Se reanudara la actividad cuando el Comité de Seguridad y Salud Laboral lo determine.

6. Denunciar las condiciones inseguras o insalubres del trabajo ante el supervisor inmediato, el empleador (a), el sindicato, el Comité de Seguridad y Salud Laboral y el Instituto Nacional de Prevención, Salud y Seguridad Laborales (INPSASEL); y a recibir oportuna respuesta.

Deberes de los trabajadores y trabajadoras:

El artículo 54 de la LOPCYMAT expresa:

1. Ejercer las labores derivadas de su contrato de trabajo en sujeción a las normas de seguridad y salud en el trabajo, no sólo en defensa de su propia seguridad y salud sino también con respecto a los demás trabajadores y trabajadoras y en resguardo de las instalaciones donde labora.
2. Hacer uso adecuado y mantener en buenas condiciones de funcionamiento los sistemas de control de las condiciones inseguras de trabajo en la empresa o puesto de trabajo dando cuenta inmediata al supervisor o al responsable de su mantenimiento de los mismos.
3. Usar en forma correcta y mantener en buenas condiciones los Equipos de Protección Personal (EPP) de acuerdo a las instrucciones recibidas dando cuenta inmediata al responsable su suministro o mantenimiento, de la pérdida, deterioro, vencimiento o mal funcionamiento de los mismos.
4. Hacer buen uso y cuidar las instalaciones de saneamiento básico, así como también las instalaciones y comodidades para la recreación, utilización del tiempo libre, descanso, turismo social, consumo de alimentos, actividades culturales, deportivas y en general, de todas las instalaciones de servicio social.
5. Respetar y hacer respetar todos los avisos, carteles de seguridad e higiene y demás indicaciones de advertencias que se fijaren en diversos sitios, instalaciones y maquinarias de su centro de trabajo, en materia de seguridad y salud en el trabajo.
6. Mantener las condiciones de orden y limpieza en su puesto de trabajo.
7. Acatar las instrucciones, advertencias y enseñanzas que se le impartieren en materia de seguridad y salud en el trabajo.
8. Cumplir con las normas e instrucciones del Programa de Seguridad y Salud en el Trabajo establecido por la empresa.
9. Informar de inmediato cuando tuvieren conocimiento de la existencia de una condición insegura capaz de causar daño a la salud o vida, propia o de terceros, a las personas involucradas, al Comité de Seguridad y Salud Laboral y a su inmediato supervisor; absteniéndose de realizar la tarea hasta tanto no se dictamine sobre la conveniencia o no de su ejecución.

12. Cuando se desempeñen como supervisores o supervisoras, capataces, caporales, jefes o jefas de grupos o cuadrillas y en general, cuando de forma permanente u ocasional actúen como cabeza de grupo, plantilla o línea de producción, vigilar la observancia de las prácticas de seguridad y salud por el personal bajo su dirección.
15. Acatar las pautas impartidas por las supervisoras o supervisores inmediatos a fin de cumplir con las normativas de prevención y condiciones de seguridad manteniendo la armonía y respeto en el trabajo.

Derecho de los empleadores y empleadoras:

El artículo 55 de la LOPCYMAT expresa:

Los empleadores y empleadoras tienen derecho a:

1. Exigir de sus trabajadores y trabajadoras el cumplimiento de las normas de higiene, seguridad y ergonomía, y de las políticas de prevención y participar en los programas para la recreación, utilización del tiempo libre, descanso y turismo social que mejoren su calidad de vida, salud y productividad.
2. Participar activamente en los Comités de Seguridad y Salud Laboral.
7. Exigir a los trabajadores y trabajadoras el uso adecuado y mantener en buenas condiciones de funcionamiento los sistemas de control de las condiciones inseguras de trabajo instalados en la empresa o puesto de trabajo.
8. Exigir a los trabajadores y trabajadoras el uso adecuado y de forma correcta, y mantener en buenas condiciones los equipos de protección personal suministrados para preservar la salud.
16. Exigir a los trabajadores y trabajadoras el respeto y acatamiento de los avisos, las carteleras y advertencias que se fijaren en los diversos sitios, instalaciones y maquinarias de su centro de trabajo, en materia de salud, higiene y seguridad.

Proponer ante el Comité de Seguridad y Salud Laboral las amonestaciones a los trabajadores y trabajadoras que incumplan con los deberes establecidos en el artículo 54 de la presente Ley.

Deberes de los empleadores y empleadoras:

El artículo 56 de la LOPCYMAT expresa:

Los empleadores y empleadoras tienen deber de:

1. Informar por escrito a los trabajadores y trabajadoras de los principios de la prevención de las condiciones inseguras o insalubres, tanto al ingresar al trabajo como al producirse un cambio en el proceso laboral o una modificación del puesto de trabajo e instruirlos y capacitarlos respecto a la promoción de la salud y la seguridad, la prevención de accidentes y enfermedades profesionales así como también en lo que se refiere a uso de dispositivos personales de seguridad y protección.

2. Informar por escrito a los trabajadores y trabajadoras y al Comité de Seguridad y Salud Laboral de las condiciones inseguras a las que están expuestos los primeros, por la acción de agentes físicos, químicos, biológicos, meteorológicos o a condiciones disergonómicas o psicosociales que puedan causar daño a la salud, de acuerdo a los criterios establecidos por el Instituto Nacional de Prevención, Salud y Seguridad Laborales.

LA SEGURIDAD ES LA RESPONSABILIDAD DE TODOS

- ✓ ¡Nunca es la responsabilidad de otros, es nuestra!
- ✓ Cada uno tiene un papel que desempeñar.
- ✓ Cada uno tiene que ser líder, campeón de la seguridad
- ✓ Cada uno debe ser un modelo de comportamiento seguro, debe servir de ejemplo.

INCIDENTES

Sucesos acaecidos en el curso del trabajo o en relación con el trabajo que no implica daños a la salud, que interrumpe el curso normal de las actividades que pudieran implicar daño material o ambientales (NT 01 INPSASEL).

PELIGRO

Condición física, química, biológica y/o disergonómica de un sistema, planta o proceso que tiene potencial para causar daño a las personas, a las propiedades y/o al ambiente.

En la identificación de peligros, usted debe conocer:

1. El trabajo a realizar.
2. El ambiente de trabajo.
3. El procedimiento para ejecutar el trabajo.
4. Historial de accidentes.
5. Utilizar las hojas de datos de seguridad del material (MSDS, por sus siglas en ingles).
6. Estar al tanto de la salud del personal, equipo de trabajo.

RIESGO

Probabilidad existente de que ocurra un accidente de trabajo o enfermedad laboral.

SEÑALIZACIÓN DE SEGURIDAD

Señalización que relaciona un objeto o una situación determinada con una indicación relativa a la seguridad por medio de un color o de una señal de seguridad. La señal de seguridad a través de la combinación de una forma geométrica, un color y un símbolo, proporciona una indicación determinada relacionada con la seguridad (figura 88). Consultar norma CONVENIN 0187 colores, símbolos y dimensiones de señales de seguridad.

Colores de seguridad:

- a) Color **Rojo**:
 - ✓ Significado: Prohibición, parada (detención).
 - ✓ Aplicación: Señales de parada, señales de prohibición, dispositivos de desconexión de emergencia, designar a los equipos de lucha contra incendios.

- b) Color **Amarillo**:
 - ✓ Significado: Atención, peligro.
 - ✓ Aplicación: Señales de riesgos, señalización de umbrales, pasajes peligrosos, obstáculos.

- c) Color **Verde**:
 - ✓ Significado: Situación de seguridad, primeros auxilios.
 - ✓ Aplicación: Señalización de pasajes y salidas de emergencia, duchas de emergencia, puestos de primeros auxilios y salvamento.

- d) Color **Azul**:
 - ✓ Significado: Indicaciones, obligación.
 - ✓ Aplicación: Obligación de llevar equipos de protección personal.





COLOR DE SEGURIDAD	COLOR DE CONTRASTE	COLOR DE SIMBOLO	FORMA GEOMÉTRICA	SIGNIFICADO
ROJO	BLANCO	NEGRO		PROHIBICIÓN
AMARILLO	NEGRO	NEGRO		ADVERTENCIA PELIGRO
VERDE	BLANCO	BLANCO		SALVAMENTO INDICACIÓN OTRAS
AZUL	BLANCO	BLANCO		OBLIGACIÓN

Figura 88 - Código de señales de seguridad (CISHAC, 2011) ^[26]

EQUIPOS DE PROTECCIÓN PERSONAL (EPP)

Comprende todos aquellos dispositivos, accesorios y vestimentas de diversos diseños que emplea el trabajador para protegerse contra posibles lesiones. Estos equipos constituyen uno de los conceptos más básicos en cuanto a la seguridad en el lugar de trabajo.

Se calcula que cada año, cerca de 2 millones de trabajadores sufren heridas relacionadas con el trabajo que realizan. Más de una cuarta parte de estas heridas estarán relacionadas con la cabeza, los ojos, las manos o los pies.



Figura 89 - Etiquetas de requerimiento de EPP (Montanares, s.f.) [27]

Reglas básicas del uso del EPP:

- ✓ Utilice el EPP adecuado para el trabajo.
- ✓ Revise que el EPP no esté dañado.
- ✓ Limpie el EPP después de cada uso.
- ✓ Reemplace el equipo defectuoso.
- ✓ Siga las reglas de seguridad de la empresa.
- ✓ Reporte a su supervisor la pérdida y/o deterioro del EPP.

a) Protección de la Cabeza

Los elementos de protección a la cabeza, básicamente se reducen a los cascos de seguridad, como se muestra en la figura 90.



Figura 90 - Cascos de seguridad industrial (Montanares, s.f.) [27]

El casco de seguridad proporciona protección contra:

- a) Golpes.
- b) Caídas.
- c) Choques eléctricos.

Tipos de cascos de seguridad:

- a) Tipo I: Protege la parte superior de la cabeza.
- b) Tipo II: protege del impacto lateral, frontal, posterior y superior.

Los cascos deben soportar hasta 18 kilogramos de impacto y cumplir con las normas para la protección de la cabeza (norma COVENIN 0815: 1999 ANSI Z89.1)

La cinta de suspensión debe estar ajustada y debe mantener una distancia que la separa del caparazón entre 2,5 – 4 cm, esto permite amortiguar el golpe y refrescar el cuero cabelludo.

Clases de cascos de seguridad:

- a) Clase “C”: Protege contra el impacto de objetos que caen, esta clase no proporciona protección contra choques eléctricos.
- b) Clase “E”: Protege de los riesgos de impacto y alto voltaje (20.000 volts).
- c) Clase “G”: Protege de los riesgos de impacto y bajo voltaje (2.200 volts).

Optima protección:

- Use el casco paralelo al suelo, no inclinado.
- No utilice una gorra, tela, debajo del casco.
- No almacene ningún objeto dentro del casco.
- Para verificar la correcta colocación del casco, dóblese hacia el frente y sacuda la cabeza, el casco debe permanecer en su lugar.
- Lave el sistema de suspensión cada mes y replácela cada año.
- Nunca deje caer, arrojar, pintar o taladrar los cascos.

b) Protección de Ojos y Cara

Todos los trabajadores que ejecuten cualquier operación que pueda poner en peligro sus ojos, dispondrán de protección apropiada para estos órganos (figura 91).

Los anteojos protectores para trabajadores ocupados en operaciones que requieran empleo de sustancias químicas corrosivas o similares, serán fabricados de material blando que se ajuste a la cara, resistente al ataque de dichas sustancias.

Protéjase contra:

- Metales fundidos.
- Químicos líquidos.
- Atmósferas con gases.
- Partículas en el aire
- Energía radiante.

Existen 5 tipos principales de protección ocular y facial:

- a. Lentes (gafas) de seguridad
- b. Gafas protectoras.
- c. Caretas.
- d. Cascos para soldadura.
- e. Protección ocular láser.



Figura 91 - Equipo de protección ocular y facial (Montanares, s.f.) [27]

Los lentes de seguridad usados por el personal deben cumplir con la NC 0955 y la norma ANSI Z87.1 para la protección de ojos y cara.

c) Protección de los Oídos

Cuando el nivel del ruido exceda los 85 decibeles, punto que es considerado como límite superior para la audición normal, es necesario dotar de protección auditiva al trabajador (figura 92).

Si usted tiene que elevar el tono de su voz para que una persona que está a 60 cm de usted lo escuche, es necesario utilizar protección auditiva en esa área.

Protéjase contra:

- Sonidos irritantes.
- Ruido excesivo
- Ruido por más de 8 horas.

Los protectores auditivos, pueden ser: tapones de caucho u orejeras (auriculares).

a) Tapones, son elementos que se insertan en el conducto auditivo externo y permanecen en posición sin ningún dispositivo especial de sujeción.

b) Orejeras, son elementos semiesféricos de plástico, rellenos con absorbentes de ruido (material poroso), los cuales se sostienen por una banda de sujeción alrededor de la cabeza.



Figura 92 - Equipos de protección auditivo (Montanares, s.f.) [27]

Todo trabajador que sea expuesto a ruido excesivo le será entregado un protector de oídos para atenuar y bajar la dosis de ruido por debajo de 85 decibeles, y/o protección de acuerdo al programa de conservación auditiva y/o protección de acuerdo a la norma COVENIN 0871: y 1565 del programa de conservación auditiva.

La protección es necesaria en cualquier área con ruido excesivo, ¡úsela! Lo principal que deben recordar al usar este tipo de protección es el sello del protector en los oídos.

d) Protección Respiratoria

Ningún respirador es capaz de evitar el ingreso de todos los contaminantes del aire a la zona de respiración del usuario. Los respiradores ayudan a proteger contra determinados contaminantes presentes en el aire, reduciendo las concentraciones en la zona de respiración por debajo del Valor Límite Umbral u otros niveles de exposición recomendados. El uso inadecuado del respirador puede ocasionar una sobre exposición a los contaminantes provocando enfermedades o muerte.

Protéjase contra:

- Partículas que estén suspendida en el aire.
- Atmósferas que sean deficientes de oxígeno.
- Atmósferas con gases tóxicos.

Limitaciones generales de su uso.

- Estos respiradores no suministran oxígeno.
- No los use cuando las concentraciones de los contaminantes sean peligrosas para la vida o la salud, o en atmósferas que contengan menos de 16% de oxígeno.
- No use respiradores de presión negativa o positiva con máscara de ajuste facial si existe barbas u otras porosidades en el rostro que no permita el ajuste hermético.

Tipos de respiradores (figura 93):

- a. Purificador de aire: Utiliza un filtro para filtrar el aire que rodea al trabajador.
- b. Línea de aire: Provee aire al trabajador mediante una fuente que esta fuera del lugar de trabajo.
- c. Equipo de auto contenido (EPRAC): Utiliza una fuente de aire portátil llevada por el usuario.



Figura 93 - Equipos de protección respiratoria (Montanares, s.f.) ^[27]

Conozca cómo usar los equipos y protéjase de lo que no puede ver, pero que lo puede matar, de acuerdo a lo estipulado en las normas COVENIN: 3069; 1056-1; 1056-3.

e) Protección de las Manos

Los guantes que se doten a los trabajadores, serán seleccionados de acuerdo a los riesgos a los cuales el usuario este expuesto y a la necesidad de movimiento libre de los dedos.

Los guantes deben ser de la talla apropiada y mantenerse en buenas condiciones.

No deben usarse guantes para trabajar con o cerca de maquinaria en movimiento o giratoria.

Los guantes que se encuentran rotos, rasgados o impregnados con materiales químicos no deben ser utilizados.

Protéjase contra:

- Cortaduras.
- Raspaduras severas.
- Absorción de sustancias químicas.
- Perforaciones.
- Quemaduras.
- Choques eléctricos.

Tipos de guantes (figura 94):

- a. Nitrilo: Protegen contra solventes, químicos fuertes, grasas, productos derivados del petróleo, proveen protección contra cortaduras y abrasiones.
- b. Butilo: Proveen mayor resistencia de permeabilidad contra gases y vapores de agua.
- c. Cuero, Kevlar: Protegen contra cortaduras y abrasiones.
- d. Malla de metal inoxidable: Protegen contra cortaduras y laceraciones.



Figura 94 - Equipo de protección para las manos (Montanares, s.f.) ^[27]

De acuerdo a lo estipulado en las normas COVENIN 0761; 1927; 2165; 2166.

f) Protección de los Pies

El calzado de seguridad debe proteger el pie de los trabajadores. Las botas de seguridad usadas por el personal deben cumplir con la norma COVENIN 39 y las normas internacionales de ASTM, F2414 (métodos de prueba para protección de los pies) y F2413 (especificaciones sobre requisitos de rendimiento para calzado de protección) (figura 95).

Protéjase contra:

- Humedad.
- Sustancias calientes.
- Superficies ásperas.

- Pisadas sobre objetos filosos y agudos.
- Caída de objetos.
- Rodamiento de objetos.
- Riesgo eléctrico.
- Químicos.



Figura 95 - Equipos de protección de los pies (Montanares, s.f.) ^[27]

g) Ropa de Trabajo

Cuando se seleccione ropa de trabajo se deberán tomar en consideración los riesgos a los cuales el trabajador puede estar expuesto y se seleccionará aquellos tipos que reducen los riesgos al mínimo (figura 96).



Figura 96 - Ropa de Trabajo (Montanares, s.f.) ^[27]

Restricciones de Uso.

La ropa de trabajo no debe ofrecer peligro de engancharse o de ser atrapado por las piezas de las máquinas en movimiento. No se debe llevar en los bolsillos objetos afilados o con puntas, ni materiales explosivos o inflamables.

Es obligación del personal el uso de la ropa de trabajo dotado por la empresa mientras dure la jornada de trabajo.

De acuerdo a lo estipulado en la norma COVENIN 2237.

h) Ropa Protectora

Es la ropa especial que debe usarse como protección contra ciertos riesgos específicos y en especial contra la manipulación de sustancias cáusticas o corrosivas y que no protegen la ropa ordinaria de trabajo (figura 97).

Tipo de ropa protectora

Los vestidos protectores y capuchones para los trabajadores expuestos a sustancias corrosivas u otras sustancias dañinas serán de caucho o goma.



Figura 97 - Ropa Protectora (Montanares, s.f.) ^[27]

Para trabajos de función se dotan de trajes o mandiles de asbesto y últimamente se usan trajes de algodón aluminado que refracta el calor.

Para trabajos en equipos que emiten radiación (rayos x), se utilizan mandiles de plomo.

ANÁLISIS DE TRABAJO SEGURO (A.T.S)

El propósito del programa de Análisis de Trabajo seguro es identificar los peligros y riesgos, producidos por el ambiente y por las condiciones prevalecientes, inherente a los procedimientos del trabajo a realizar.

ANÁLISIS DE RIESGOS DEL TRABAJO (A.R.T)

Es el proceso documentado que consiste en la identificación de los peligros y evaluaciones de los riesgos, antes y durante la ejecución de un trabajo, para el establecimiento de medidas preventivas y de control que ayuden a evitar la ocurrencia de incidentes, accidentes, enfermedades ocupacionales y/o daños al ambiente, instalaciones o equipos.

Para la ejecución de cualquier trabajo de operación, mantenimiento, inspección, reparación, modificación o construcción, se debe elaborar previamente el A.R.T.

Es importante tomar en cuenta los trabajos que:

- ❖ Tiene el potencial de ocasionar lesiones graves o fatalidades, impactos ambientales y/o pérdidas de materiales.
- ❖ Consistentemente han causado lesiones, impacto ambiental, enfermedades o condiciones disergonómicas.
- ❖ Involucran nuevos equipos o maquinarias.
- ❖ Son rutinarios en la instalación, o por el contrario, extraordinarios o de alto riesgo.

Procedimientos para la elaboración de A.T.S y A.R.T.

1. Identificar actividades o pasos básicos del trabajo: Se debe descomponer el trabajo en las actividades que integran el proceso de los pasos básicos e individuales a tomar por el trabajador, en la secuencia lógica de ejecución.
2. Identificar los peligros y riesgos asociados a cada actividad: Luego de descomponer el trabajo en las actividades, se deben identificar los peligros y riesgos asociados a cada actividad que pueden causar daño a la persona, a las instalaciones o al ambiente.

Al identificar los peligros y riesgos, se deben tomar en cuenta todos los posibles receptores potenciales afectados: personal, visitante, comunidades, ambiente (aire, suelos, agua, biodiversidad), continuidad del proceso, activos, equipos/instrumentos, opinión pública, entre otros.

3. Establecer medidas de prevención y control.
4. Posterior a la identificación de los peligros y riesgos asociados a cada actividad, se debe registrar en formato del Análisis de Riesgo de Trabajo, las medidas de prevención y control que permitan reducir los riesgos.
5. Las medidas de prevención y control de peligros y riesgos deben orientarse, primero al control de esos riesgos en el origen, luego en el proceso o trayectoria y por último en el receptor.

En el origen o la fuente:

- ❖ Eliminar peligros a través del diseño o rediseño del sistema.
- ❖ Reducir riesgos al sustituir métodos y/o materiales por otros menos peligrosos.

En el proceso o trayectoria:

- ❖ Incorporar dispositivos de seguridad.
- ❖ Instalar sistemas de detección y alarma.

En el receptor:

- ❖ Aplicar controles administrativos: métodos y procedimientos de trabajo.
- ❖ Capacitación del personal, entre otros.

HOJAS DE DATOS QUÍMICOS DE SEGURIDAD (MSDS, por sus siglas en inglés)

Es un documento que contiene información detallada del producto químico, con información específica, entre otras:

- a) Las hojas de datos químicos de seguridad.
- b) Nombre del producto químico.
- c) Propiedades físicas y químicas del producto.
- d) Límites de exposición.
- e) Datos del fabricante.
- f) Peligros del material.
- g) Manejo de emergencia del material.
- h) EPP necesario.
- i) Composición e ingredientes del producto químico.
- j) Medidas de primeros auxilios.
- k) Medidas para combatir posible fuego y derrame.

- l) Manipulación y almacenamiento
- m) Estabilidad y reactividad.
- n) Información toxicológica.
- o) Información ecológica.
- p) Información sobre el transporte del producto.
- q) Consideraciones sobre disposición final del producto.
- r) Normas vigentes.
- s) Otras informaciones.

ETIQUETA NFPA 704

Etiqueta diseñada por La Asociación Nacional de Protección Contra Incendio (NFPA, por sus siglas en inglés), utilizada para la identificación fácil y rápida de peligros de salud, inflamabilidad, reactividad y especiales del producto químico que maneja el trabajador o este expuesto a este material.

Es muy importante poder identificar cada una de las secciones, ver figura 98.



Figura 98 - Etiqueta NFPA 704 (Montanares, s.f.) [27]

MANEJO DE DESECHOS DE LA PERFORACIÓN

PETROPIAR

MANEJO DE DESECHOS ^[28]

PDVSA PETROPIAR cuenta con un Centro de Tratamiento y Recobro de Desechos (C.T.R.D), donde se tratan los desechos generados durante la perforación de los pozos y el manejo de las actividades de operación en el Campo Huyaparí, está localizado dentro del área operativa de PDVSA PETROPIAR.

En esta planta (CTRD) se realiza el proceso de recuperación de lodos de perforación con el fin de la reutilización y disposición de los desechos sin degradar el ambiente. Los tipos de desechos tratados en esta planta son: rípios petrolizados y no petrolizados, desechos de lodo, arena y vegetación con hidrocarburo, lodo del fondo de tanques, efluentes remanentes provenientes del *Clean Up*.

El tratamiento y recobro de los desechos está constituido por los siguientes procesos realizados en el CTRD:

Deshidratación de Lodo (*Dewatering*)

Es el proceso químico-mecánico al que se somete el lodo de perforación base agua con la finalidad de deshidratarlo, es decir separar la fase acuosa de la fase sólida mediante la aplicación de coagulante (capturar coloides) y floculantes (capturar coágulos).

Tratamiento de Aguas

Proceso físico-químico que se realiza al agua para optimizarla, es decir cumplir los parámetros impuestos por las normativas ambientales (Decreto 883 artículo10).

Limpieza de Crudo

Proceso físico-químico-mecánico al que se somete los fluidos obtenidos del clean-up, con el fin de disminuir el porcentaje de sedimentos del crudo a menos de 3%, para poder ser entregado a la cadena de comercialización, los desechos sólidos resultado del proceso son tratados a través de los procesos del *Landfarming*.

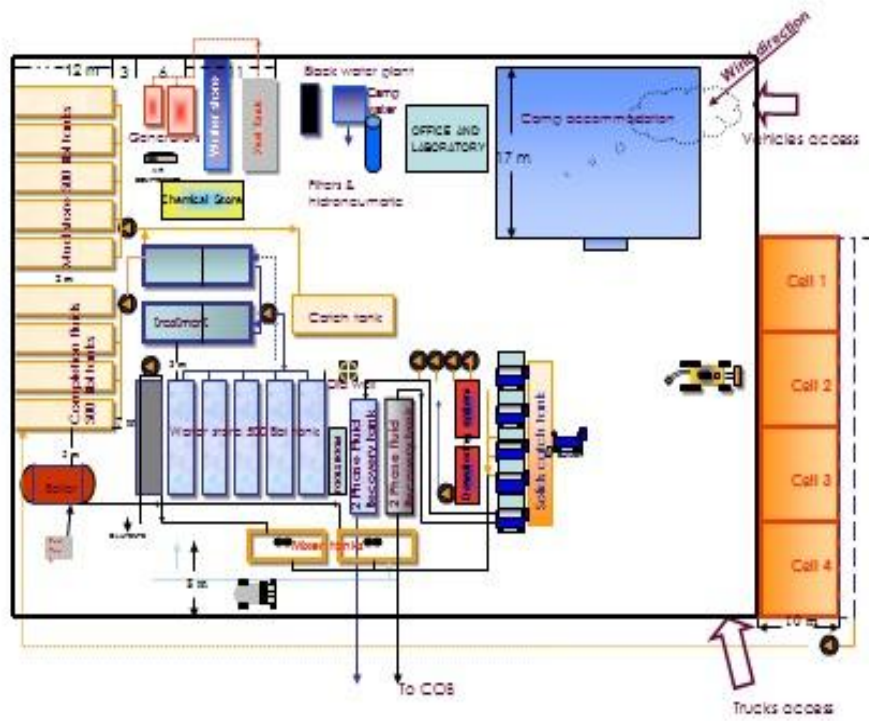
Landfarming

Proceso físico-químico que se le aplica a los desechos contaminados con derivados de hidrocarburos (aceites, grasas, nafta, diesel, etc.) mediante la biorremediación.

Landpreanding

Proceso físico mecánico que se aplica a los cortes de perforación con crudo agregando arena con la finalidad de disminuir el porcentaje de aceites de dilución buscando que el porcentaje en peso de aceite sea menor al 1%.

En la figura 99 se muestra el esquema general de CTRD.



CTR General Schematic

Figura 99 - Esquema general del CTRD [28]

PROCEDIMIENTOS OPERACIONALES

PETROPIAR

INFORMACION DEL CAMPO

Tabla 5 - Información del Campo Huyaparí [Aristimuño y Briceño, 2012]

PROPIEDADES	UNIDADES
Gradiente de Fractura promedio	0,72 lpc/pie
Gradiente de Presión promedio	0,459 lb/pie
Permeabilidad promedio	12 – 19 Darcy
Porosidad promedio	29 – 34 %
API	7,5 – 8,5 °API
RGP original	70 – 80 PCN/BN
RGP producción	+ 400 PCN/BN
Temperatura promedio	129 ° F

FASE SUPERFICIAL DE 17-1/2 plg

PETROPIAR

INDICE

Objetivos de la Fase Superficial de 17-1/2 plg	121
Herramientas y Equipos de la Fase Superficial de 17-1/2 plg	122
Perforación de Hoyo Superficial de 17-1/2 plg	
Objetivo	126
Alcance	126
Definiciones y Abreviaturas	126
Descripción de Proceso	126
Tiempo Promedio de Ejecución	127
Responsables	127
Aspectos de Ambiente, Higiene y Seguridad	127
Procedimientos	129
Acciones Previas	129
Perforación del Hoyo	131
Acciones Finales	134
Fluido de Perforación (Agua – Gel)	
Objetivo	136
Alcance	136
Definiciones y Abreviaturas	136
Descripción de Proceso	136
Responsables	137
Aspectos de Ambiente, Higiene y Seguridad	137
Materiales y Productos Químicos	138
Procedimientos	139
Acciones Previas	139
Preparación (Mezcla)	140
Mantenimiento	140
Manejo	141
Revestidor Superficial de 13-3/8 plg	
Objetivo	142
Alcance	142
Definiciones y Abreviaturas	142
Descripción de Proceso	142

Tiempo Promedio de Ejecución	143
Responsables	143
Aspectos de Ambiente, Higiene y Seguridad	143
Materiales y Equipos	145
Procedimientos	146
Acciones Previas.....	146
Bajada del Revestidor	147
Acciones Finales	149
Cementación del Revestidor de 13-3/8 plg	
Objetivo.....	150
Alcance	150
Definiciones y Abreviaturas	150
Descripción de Proceso.....	150
Tiempo Promedio de Ejecución	151
Responsables	151
Aspectos de Ambiente, Higiene y Seguridad	151
Materiales, Equipos y Productos.....	153
Procedimientos	154
Acciones Previas.....	154
Cementación del Revestidor.....	155
Acciones Finales	157

OBJETIVOS DE LA FASE SUPERFICIAL DE 17-1/2 plg

1. Perforar verticalmente hoyo de 17-1/2 plg hasta la profundidad (\pm 850 pie) o en su defecto la profundidad del *casing point*.
2. Utilizar fluido de perforación base agua con una densidad de 8,3 - 9,2 lpg.
3. Bajar y asentar revestidor de 13-3/8 plg a la profundidad planificada a fin de cubrir las aguas superficiales y garantizar la integridad necesaria para continuar perforando la zona de alta conductividad, permitiendo a su vez aislar zonas permeables además de soportar el peso de los revestidores de la siguiente fase.
4. Cementar revestidor de 13-3/8 plg desde fondo del hoyo perforado hasta superficie.

Como se muestra en la figura 100.

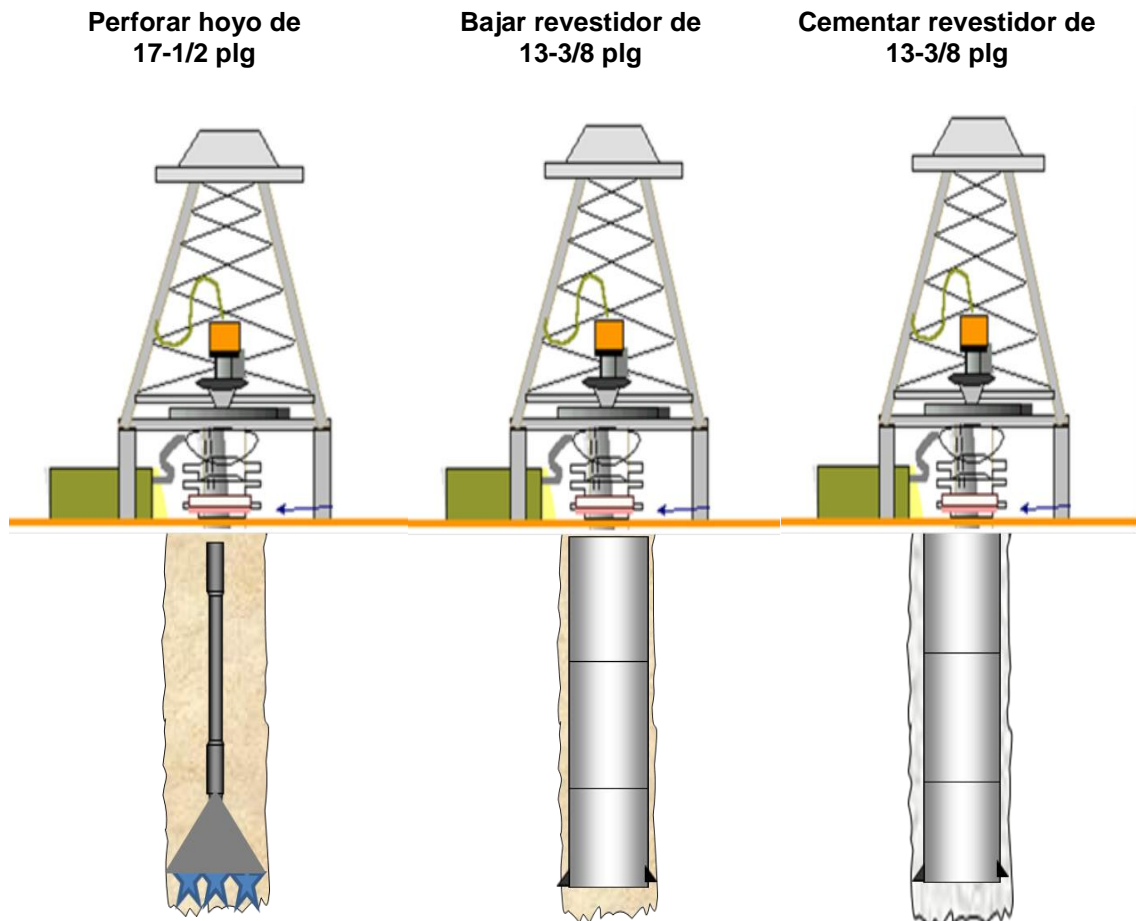


Figura 100 - Objetivos de la Fase Superficial 17-1/2 plg [Aristimuño y Briceño, 2012]

HERRAMIENTAS Y EQUIPOS

Tabla 6 - Herramientas y equipos de la Fase Superficial (parte I) [Aristimuño y Briceño, 2012]





MECHA		
Diámetro	17-1/2 plg	
Modelo	Tricónica	
Chorros (Jets)	3 x (18/32) plg, 1 x (15/32) plg	
QUIEBRA MECHA (BIT BREAKER)		
Diámetro	17-1/2 plg	
BIT SUB		
Diámetro	8 plg	
CROSS OVER		
Diámetro	6-5/8 plg regular PIN x 4-1/2 plg IF Box	

Tabla 6 - Herramientas y equipos de la Fase Superficial (parte II) [Aristimuño y Briceño, 2012]

ZAPATA		
Diámetro	13-3/8 plg	
Grado	J-55	
Peso	54,5 lb/pie	
REVESTIDORES		
Diámetro	13-3/8 plg	
Grado	J-55	
Peso	54,5 lb/pie	
SECCIÓN "A"		
Diámetro	13-5/8 plg	
Grado	J-55	
Peso	54,5 lb/pie	
CENTRALIZADORES FLEXIBLES		
Diámetro	13-3/8 plg x 17-1/2 plg	

Tabla 6 - Herramientas y equipos de la Fase Superficial (parte III) [Aristimuño y Briceño, 2012]

NIPLE DE MANIOBRA		
Diámetro	13-3/8 plg	
Grado	J-55	
Peso	54,5 lb/pie	
PLATO BASE		
Diámetro	13-3/8 plg	
TAPÓN MACHO HEXAGONALES		
Diámetro	2 plg	
NIPLE		
Diámetro	2 plg	

Tabla 6 - Herramientas y equipos de la Fase Superficial (parte IV) [Aristimuño y Briceño, 2012]

GRASA SELLADORA		
Composición	36% grasa 64% metales suaves	
Característica	5A3 API	
TORNILLOS HEXAGONALES		
Diámetro	1/16 plg	
VÁLVULA		
Diámetro	2 plg	
CANDADOS VERDES (LOCK DWON)		
Diámetro	2 plg	

PERFORACIÓN DEL HOYO SUPERFICIAL DE 17-1/2 plg Hoyo Superficial

OBJETIVO

Establecer y describir las acciones a seguir para la perforación del Hoyo de Superficie de 17-1/2 plg de diámetro y profundidad planificada o establecida en el programa de construcción de pozos horizontales aprobado por los niveles correspondientes de PDVSA PETROPIAR, de una manera segura, eficiente y en armonía con el medio ambiente.

ALCANCE

Este procedimiento es aplicable en las acciones previas a la actividad de perforación, durante la perforación y acciones finales después de la perforación del Hoyo de Superficie de 17-1/2 plg, para la construcción de los pozos horizontales en condiciones normales de operación, localizados en el Campo Huyaparí de PDVSA PETROPIAR.

DEFINICIONES Y ABREVIATURAS

Ver glosario de términos.

DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

Los pasos necesarios para desarrollar la perforación del Hoyo Superficial de 17-1/2 plg, se muestran en el siguiente esquema:



Figura 101 - Diagrama del proceso para la perforación del Hoyo Superficial 17-1/2 plg
[Aristimuño y Briceño, 2012]

A continuación se resume el significado de las etapas de este proceso.

- **Acciones Previas:** Establece las acciones que son realizadas antes de iniciar la labor de perforación del Hoyo Superficial de 17-1/2 plg.
- **Perforación del Hoyo:** Establece las acciones que son realizadas durante la perforación del Hoyo Superficial de 17-1/2 plg.
- **Acciones Finales:** Constituye las acciones que son realizadas para continuar con la construcción del Hoyo Superficial de 17-1/2 plg.

TIEMPO PROMEDIO DE EJECUCIÓN



11,52 Horas.

0,48 Días.

RESPONSABLES

- A) Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR.
- B) Ingenieros de Perforación de PDVSA PETROPIAR.
- C) Geólogos de Operaciones de PDVSA PETROPIAR.
- D) Personal de la Contratista del Taladro.
- E) Personal de la Empresa de Servicio de Mechas.
- F) Personal de la Empresa de Servicio de Fluidos de Perforación.
- G) Personal de la Empresa de Servicio de Control de Sólidos.
- H) Personal de la Empresa de Servicio de Control Ambiental.

ASPECTOS DE AMBIENTE, HIGIENE Y SEGURIDAD



IMPORTANTE

Todo el personal involucrado en la operación de construcción del pozo debe conocer y estar familiarizado con la **Política de Seguridad de PETROPIAR.**

**TODOS SOMOS RESPONSABLES DE
TRABAJAR EN FORMA SEGURA...**

¡LA SEGURIDAD NO ES UNA OPCIÓN!

RIESGOS ASOCIADOS	MEDIDAS DE PRECAUCIÓN
<p>Golpes o Aprisionamiento (Elevador, Tubería, Pin y caja de tubería, cuna, llave neumática)</p>	 <p>Maniobrar las llaves por las asas, mantener las manos alejados de las mordazas o quijadas, no pegar las 2 llaves al mismo tiempo. Alejarse del radio de acción cuando se esté utilizando las llaves, elevador abierto para que el encuelladero coloque la tubería.</p>
<p>Caída (por escaleras, por resbalamiento en el mismo nivel, encuelladero)</p>	 <p>Utilizar zapatos anti- resbalantes de seguridad. Mantenga limpio el lugar. El encuelladero debe utilizar el equipo anticaídas para trabajo en altura. Desplazarse con cuidado, utilizar los pasamanos, mantener la escalera libre de obstáculos.</p>
<p>Sobre esfuerzos a levantar y/o quitar equipos (Llave neumática, elevadores, tubería)</p>	 <p>Transportar la pareja de tubería entre 2 personas. Coordinación al momento de guiar el tubo y retirarse del radio de acción del mismo. Adoptar buena posición.</p>
<p>Superficies Calientes (contacto con el lodo momento de desenrosca la tubería)</p>	 <p>Utilizar guarda barro, estar atento a cualquier novedad. Notificar condiciones inseguras.</p>

IMPORTANTE: PORTAR EN TODO MOMENTO Y EN TODAS LAS ÁREAS OPERACIONALES, EL EQUIPO DE PROTECCION PERSONAL (CASCO, LENTES, BOTAS, GUANTES DE SEGURIDAD).



PROCEDIMIENTOS

ACCIONES PREVIAS

PASO 1. Disponer del programa de construcción del pozo detallado y aprobado por los niveles correspondientes de PDVSA PETROPIAR.

PASO 2. Disponer de las Empresas de Servicios con personal capacitado para las distintas operaciones y fases.

PASO 3. El Supervisor de Taladro PDVSA PETROPIAR convoca al personal involucrado en las operaciones de perforación a una reunión de pre-trabajo.

- Definir responsabilidades y/o funciones de cada persona, se analiza el procedimiento operacional, el programa de construcción del pozo, identificar las alertas que deben considerarse, los riesgos presentes, las maneras de prevenirlos y por último aclarar cualquier duda con respecto al trabajo a ejecutar.

PASO 4. Elaborar Análisis de Riesgos en el Trabajo (A.R.T.) por parte del personal de la Contratista del Taladro.

- El A.R.T. se debe elaborar cada 8 horas y/o cambio de guardia.

PASO 5. El Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR y el Supervisor de 24 hr de la empresa contratista de taladro, revisan y aprueban con su firma el A.R.T.

PASO 6. El taladro debe estar posicionado en las coordenadas exactas para el pozo a perforar (en el *Cellar* correspondiente). Los tanques, bombas, *Top Drive* y demás equipos a utilizar deben estar listos para su óptimo funcionamiento.

- El *Top Drive* (y guía) debe centrarse encima del agujero en toda la longitud de la guía de viaje.
- El suelo del *Cellar* debe estar nivelado.

PASO 7. Preparar los volúmenes requeridos del fluido de perforación Agua Gel a circular.

- Ver procedimiento de fluido de perforación Agua Gel, pág 136.

PASO 8. Previo a la ejecución del programa de perforación, El Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR realiza inventario de herramientas, equipos, materiales, revestidores de 13-3/8 plg, zapata, niple maniobra y Sección "A" en locación, así como el número de tuberías de perforación (DP, por sus siglas en inglés), tubería extrapesada (HWDP, por sus siglas en inglés) y tubería híbrida (HYB, por sus siglas en inglés) disponibles en cabria.

- A la falta de equipos o materiales, activar los mecanismos de solicitud de estos para comenzar la perforación.
- El Supervisor de 24 hr de la Empresa Contratista del Taladro debe proporcionar las medidas exactas de la longitud de cada pareja de tuberías de perforación (DP, HWDP, HYB) en la cabria del taladro.

PASO 9. El Supervisor de taladro de PDVSA PETROPIAR genera el *Tally* de perforación, donde se especifica las características del ensamblaje de fondo (BHA, por sus siglas en inglés), la cantidad y numeración de parejas de tuberías HWDP y HYB requeridas para el cumplimiento del plan de perforación.

- En promedio, se utilizan quince (15) parejas de tuberías HWDP y tres (3) parejas de tuberías HYB.

PASO 10. Verificar con Supervisor de 24 hr, Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR y Supervisor de Seguridad Industrial, Ambiente e Higiene Ocupacional (SIHAO), el buen funcionamiento del sistema de cuenta emboladas (*Strokes*) de las bombas, filtros y camisas limpias de estas.

- Las camisas de las bombas deben ser de 6,5 plg (4,53 gps).

PASO 11. Asegurar el óptimo funcionamiento de la instrumentación de lectura, registro de presión, caudal de bomba, retorno de fluido, peso de la sarta, nivel de los tanques y otros, así como del freno de emergencia *Crown o Matic* del malacate calibrado entre 8 pie y 10 pie por encima de la mesa rotaria con la pareja.

PASO 12. Verificar que los tapones levantadores de tubería, elevadores, cuñas de tubería, llaves de fuerza hidráulica o *Hawk Jaw* si el taladro lo dispone y collarín estén en buenas condiciones y sean los adecuados.

PASO 13. Realizar cálculo de capacidad anular del Hoyo Superficial, determinándose el incremento del volumen anular a desplazar mientras se perfora.

- La finalidad es evitar perforar más rápido que la capacidad de acarreo de los ripios, mitigando la posibilidad de empaquetamiento en el hoyo.
- Para este cálculo ver sección formulario de ecuaciones, ec 28.

PASO 14. Los equipos de control de sólidos deben contar con las mallas específicas para el óptimo descarte de los sólidos no deseados en el sistema de fluido de perforación, como se muestran en la tabla 7.

Tabla 7 - Mallas de los equipos de control de sólidos (Fase Superficial)

MALLAS	zarandas (mesh)	zaranda del tres en uno (mesh)
Impacto	175	250
Succión	175	250
Arrastre	175	250

PASO 15. Armar el sifón y probar su buen funcionamiento.

- El sifón debe succionar los ripios del *Cellar* y descargar estos en los equipos de zarandas, durante las operaciones de perforación, revestimiento y cementación.

PASO 16. Preparar píldora de fluido para esta fase de perforación.

- Recomendación píldora viscosa.
- Ver procedimiento de píldora, pág 266.

PASO 17. Posicionar unidad de vacío (*Vacuum*) en las adyacencias del *Cellar*.

- **IMPORTANTE:** Evitar el desbordamiento durante la perforación.

PASO 18. Solicitar equipos de llave hidráulica para revestidor de 13-3/8 plg.

- El segundo (2do) llamado a la empresa de servicios es al armar el ensamblaje de fondo.
- El tercer (3er) llamado a la empresa es a mediado de la perforación de la fase.
- El personal y equipo de la llave hidráulica debe estar al momento de quebrar el BHA.

PASO 19. Solicitar equipo de cementación para revestidor 13-3/8 plg.

- El segundo (2do) llamado a la empresa de servicios es al armar BHA.
- El tercer (3er) llamado a la empresa es a mediado de la perforación de la fase.

PERFORACIÓN DEL HOYO

PASO 20. El Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR da la orden para iniciar las actividades de perforación del Hoyo de Superficial de 17-1/2 plg.

PASO 21. Armar BHA por parte del personal de la contratista del taladro.

- a) Mecha Tricónica de 17-1/2 plg.
 - Rango de torque: (34 - 40) Klb/pie.
 - Verificar la correcta instalación de los chorros y el valor del área total de flujo (TFA, por sus siglas en inglés) especificados en el programa de construcción del pozo.
 - Para el cálculo del valor TFA ver sección de formulario de ecuaciones, ec 40.
- b) Bit Sub.
 - Rango de torque: (34 - 40) Klb/pie.
 - Verificar el buen funcionamiento de la válvula de seguridad (*Checker*).
- c) Cross over, 6-5/8 plg regular Pin x 4-1/2 plg IF Box.
 - Rango de torque: (28 - 32) Klb/pie.
- d) Conectar la primera pareja de tubería HYB.
 - Torque: 19 Klb/pie.
 - En promedio 3 parejas de HYB conforman el BHA de esta fase.



PASO 22. Bajar Mecha Tricónica de 17-1/2 plg de diámetro hasta obtener el apoyo en el fondo del *Cellar*.

- **IMPORTANTE:** Asegurar la centralización de la mecha con el fondo y evitar problemas posteriores.

PASO 23. Probar líneas de flujo con agua fresca (500 lpc – 1.000 lpc). A la vez verificar el buen funcionamiento del *Top Drive*, el sifón y chorros de la mecha.

- **IMPORTANTE:** Descartar cualquier fuga en el sistema.

SIMULTANEAMENTE: PASOS 24, 25, 26 y 27.

PASO 24. Disponer los revestidores 13-3/8 plg en los soportes (burros).

PASO 25. Calibrar los revestidores de 13-3/8 plg.

- Para verificar la homogeneidad del diámetro interno a lo largo de su longitud y eliminar residuos de manufactura.

PASO 26. Medir la longitud de los revestidores de 13-3/8 plg, verificar el tipo de rosca de cada uno y corroborar la perfecta condición de estas en el pin y caja (*Box*).

- Sí algún revestidor presenta alguna irregularidad en la rosca, descartar el revestidor para la medición de su longitud.
- Medir desde el borde del cuello hasta la base del triángulo impreso en el lado pin para obtener la longitud.
- Para calcular la cantidad de revestidores necesarios a bajar en base a la profundidad final planificada de perforación.
- Ver sección de Información Adjunta 5, *Casing Point*.

PASO 27. Comenzar la perforación del Hoyo Superficial de 17-1/2 plg, perforando los primeros 300 pie con bajo galonaje y baja tasa de penetración (ROP).

- Con la finalidad de evitar el socavamiento de las paredes del *Cellar* y/o pérdidas de circulación.
- Sin sobre cargar el espacio anular, con parámetros controlados: **50/100 rpm, 3/6 Klb psm, ±350 gpm, 150/350 lpc.**
- Estar preparados por sobrecargas en la zarandas, tanque trampa para arena y en el tres en uno (*Mud Cleaner*).
- Mantener un ritmo de flujo.
- Controlar el ritmo de penetración.
- Ver sección de recomendaciones.

PASO 28. Monitorear constantemente durante la perforación del Hoyo Superficial la limpieza de este; registrar pesos de rotación libre, peso colgado, peso muerto, torque lejos y cerca del fondo y presión de circulación.

- La mejor manera de estar lejos de los problemas es mirar las primeras señales de alarma y tomar los correctivos necesarios antes de que el problema se salga de las manos.

PASO 29. Repasar el hoyo mínimo 2 veces con circulación y rotación (80 rpm) después de perforar cada pareja de tubería HYB y HWDP.

- El primer repaso debe realizarse a una velocidad moderada (10 pie/ min).

PASO 30. Bombear píldora de fluido cada tres (3) parejas perforadas durante la construcción del Hoyo Superficial para optimizar la limpieza y minimizar el revoque de las paredes de este.

- Se recomienda píldora viscosa
- Volumen mínimo de píldora es de 30 bbl.
- Ver procedimiento de píldora, pág 266.

PASO 31. Manejar, transportar y disponer de los efluentes, sólidos indeseables y desechos de perforación durante la construcción del hoyo, por parte del personal de la Empresa de Servicio de Control Ambiental.

- El personal de las unidades de vacío (*Vacuum, Super Sucker*, volteo y retroexcavadora) debe verificar frecuentemente los niveles de rípios en las canoas del taladro para lograr el objetivo y descargar los residuos en el Centro de Tratamiento y Recobro de Desechos (C.T.R.D).
- Ver sección de manejo de desechos.

PASO 32. Continuar la perforación del Hoyo Superficial de 17-1/2 plg, aumentando gradualmente los parámetros de emboladas por minuto (EPM), galones por minuto (GPM), revoluciones por minuto (RPM), peso sobre la mecha (PSM) a partir de la profundidad de 300 pie como se muestra en la tabla 8.

Tabla 8 - Rango de valores de los parámetros de perforación @ 300 pie de profundidad

PARÁMETRO	RANGO	UNIDAD
RPM	100 - 120	rpm
PSM	10 - 30	Klb
EPM	100 - 170	spm
GPM	550 - 700	gpm

NOTA: Los parámetros reflejados en la tabla son en base las camisas de la bomba de 6,5 plg.

PASO 33. Monitorear durante la perforación las propiedades del fluido, por parte del personal de la Empresa de Servicios de Fluidos Perforación, ver tabla 9.

Tabla 9 - Rango de valores de las propiedades del fluido de perforación Agua Gel

PROPIEDAD	RANGO
Densidad	8,3 - 8,8 lpg
MBT	≤ 17,5 lb/bbl
pH	9 - 9,5

PASO 34. Mantener el fluido de perforación libre de sólidos indeseables durante la perforación del hoyo, por parte del personal de la Empresa de Control de Sólidos.

PASO 35. Adicionar directamente inhibidor (Acetato de Potasio) al tanque de succión si la formación es altamente arcillosa.

- Según la concentración indicada en el procedimiento de fluido de la fase, pág 136.

PASO 36. Monitorear a lo largo de la perforación el funcionamiento óptimo de los equipos, *Top Drive*, bombas, zarandas, mangueras, tanques, etc.

- De percibir alguna anomalía, tomar las acciones pertinentes e informar a las líneas supervisoras correspondiente.

PASO 37. Continuar la perforación del Hoyo Superficial hasta la profundidad final ajustada obtenida previamente a través de información adjunta 5, monitoreando constantemente las propiedades del fluido de perforación y el eficaz funcionamiento de los equipos de control de sólidos.

PASO 38. Perforar 10 pies más de formación.

- Este intervalo adicional perforado se denomina bolsillo (*Rat Hole*).

PASO 39. Bombear píldora de fluido hasta retorno limpio.

- Se recomienda píldora de barrido.
- Ver procedimiento de píldora, pág 266.

PASO 40. Reciprocarse la tubería en fondo con circulación y rotación por un intervalo de tiempo de 30 min mínimos o hasta obtener retornos limpios, asegurando que sea reciprocada la longitud total de la pareja.

PASO 41. Medir la densidad y realizar las pruebas de laboratorio al fluido de perforación en circulación, esto con el fin de saber el comportamiento de inhibición que presentan las arcillas, ($MBT \leq 17,5$ lb/bbl).

- Este análisis es muy importante, ya que las condiciones que presenta el lodo en este punto deben ser las óptimas para la bajada del revestidor 13-3/8 plg de la sección.

PASO 42. Acondicionar fluido de perforación al nivel óptimo para la bajada del revestidor de 13-3/8 plg de ser necesario.

PASO 43. Sacar BHA con *Backreaming* (@ 450 gpm) hasta superficie parando tubería en cabria.

- Ver procedimientos de *Backreaming*, información adjunta 5.
- En caso necesario realizar repaso en tramos con arrastre o apoyo (80 rpm al máximo caudal posible de las bombas del taladro).
- **IMPORTANTE:** La Empresa de Servicio de la Llave Hidráulica para 13-3/8 plg debe estar en sitio al momento de empezar a sacar el BHA.

ACCIONES FINALES

PASO 44. Confirmar arribo del personal y equipo de llave hidráulica para la bajada del revestidor de 13-3/8 plg, ver tabla 10 para verificar equipos.

Tabla 10 - Equipos del servicio de llave hidráulica para 13-3/8 plg

El servicio de llave hidráulica para 13-3/8 plg consta de:**Llave hidráulica para 13-3/8 plg y Equipo hidráulico.****Elevador de tapa para 120 toneladas.****Cuña para 120 toneladas.**

PASO 45. Lavar el *Cellar* y revisar que todas las herramientas para correr el revestidor estén en locación.

- Es importante acondicionar bien el *Cellar*, sin ninguna irregularidad para la posterior colocación del plato base de 13-3/8 plg.

PASO 46. Bajar elevador de tuberías, cambiar conchas a *Master Bushing* y acondicionar planchada para que Empresa de Servicio de Llave Hidráulica arme sus equipos.

PASO 47. Inspeccionar todos los equipos y herramientas utilizadas para asegurar el funcionamiento de estas para próximos trabajos.

PASO 48. Realizar operación bajada del revestidor superficial de 13-3/8 plg.

- Ver procedimiento de bajada de revestidor 13-3/8 plg, pág 142.

FLUIDO DE PERFORACIÓN Agua Gel

OBJETIVO

Establecer, describir los pasos y acciones que se deben seguir para realizar las actividades previas, preparación, mantenimiento y manejo del fluido de perforación base agua denominado **Agua Gel**, de una manera eficiente, segura y en armonía con el medio ambiente.

ALCANCE

Este procedimiento es aplicable en las acciones previas, preparación, mantenimiento y manejo del fluido de perforación Agua Gel de **8,3 lpg - 9,2 lpg** de densidad y es utilizado para la perforación del Hoyo Superficial de **17-1/2 plg**, durante la construcción de los pozos horizontales en condiciones normales de operación, localizados en el Campo Huyaparí de PDVSA PETROPIAR.

DEFINICIONES Y ABREVIATURAS

Ver glosario de términos.

DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

Los pasos necesarios para desarrollar el fluido utilizado en la perforación del Hoyo Superficial de 17-1/2 plg, se muestran en el siguiente esquema:



Figura 102 - Diagrama del proceso del fluido de perforación Agua Gel [Aristimuño y Briceño, 2012]

A continuación se resume el significado de las etapas de este proceso:

- **Acciones Previas:** Establece las acciones que son tomadas antes de iniciar la labor de preparación del fluido para la perforación del Hoyo Superficial de 17-1/2 plg.
- **Preparación:** Establece las acciones específicas que son realizadas al momento de preparar (mezcla) el fluido del Hoyo Superficial de 17-1/2 plg.
- **Mantenimiento:** Constituye las acciones que son realizadas para mantener en mejor condiciones las propiedades del fluido utilizado en el Hoyo Superficial de 17-1/2 plg.
- **Manejo:** Constituye en la administración de los volúmenes de fluido utilizados en el Hoyo Superficial 17-1/2 plg.

RESPONSABLES



- A) Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR.
- B) Ingeniero de Operaciones de PDVSA PETROPIAR.
- C) Personal de la Contratista del Taladro.
- D) Personal de la Empresa de Servicio de Fluidos de Perforación.

ASPECTOS DE AMBIENTE, HIGIENE Y SEGURIDAD



Importante

Todo el personal involucrado en la operación de la construcción del pozo debe conocer y estar familiarizado con la **Política de Seguridad de PETROPIAR.**

RIESGOS ASOCIADOS	MEDIDAS DE PRECAUCIÓN
<p>Sustancias químicas (Contacto con productos, quemaduras, irritaciones de piel)</p> 	<p>Ubíquese en el lado contrario de la dirección del viento. Utilice el equipo de protección respiratoria (tapa boca y mascarilla). Leer la hoja de seguridad del producto (MSDS). Mantener la cara alejada del embudo, evitar colocar objetos que puedan caer al embudo, incorporar primero los productos y después el solvente. Mantener orden y limpieza, estar atentos a cualquier eventualidad.</p>
<p>Caída por resbalamiento</p> 	<p>Utilizar zapatos anti- resbalantes de seguridad. Mantenga limpio el lugar.</p>
<p>Mordedura o picadura por animales ponzoñosos</p>	<p>Estar atento a cualquier eventualidad, alejarse e informar sobre el problema.</p>

IMPORTANTE: PORTAR EN TODO MOMENTO Y EN TODAS LAS ÁREAS OPERACIONALES, EL EQUIPO DE PROTECCION PERSONAL (CASCO, LENTES, BOTAS, GUANTES DE SEGURIDAD).

MATERIALES Y PRODUCTOS QUÍMICOS

- a) Agua fresca.
- b) Bentonita.
- c) Cal.
- d) Soda caustica.
- e) Acetato de Potasio (C₂H₃KO₂).

PROCEDIMIENTOS

ACCIONES PREVIAS

PASO 1. Disponer del programa de construcción del pozo detallado y aprobado por los niveles correspondientes de PDVSA PETROPIAR.

PASO 2. Disponer del programa de fluido y especificaciones de este a ser utilizado en la construcción de la fase superficial de 17-1/2 plg.

PASO 3. Limpiar las líneas de circulación y asegurar la operatividad de los equipos y sistemas para la mezcla de los productos químicos, por parte del Personal de la Contratista del Taladro.

PASO 4. Elaborar A.R.T. por parte del personal técnico de la Empresa de Servicio de Fluido de Perforación.

- El A.R.T. se debe elaborar cada 8 horas y/o cambio de guardia.

PASO 5. El Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR y el Supervisor de 24 hr de la empresa contratista de taladro, revisan y aprueban con su firma el A.R.T.

PASO 6. Disponer oportunamente de los equipos de medición (calibrados), materiales y productos químicos con su correcta certificación requerida para la preparación del fluido.

- Disponer como mínimo de un 20% adicional de los volúmenes y cantidades de los productos químicos requeridos para la preparación y mantenimiento del fluido Agua Gel.

PASO 7. Disponer en sitio de material (fibra, micas, etc.) de contingencia para pérdida de circulación.

PASO 8. Disponer en sitio de material absorbente para el control de derrames.

PASO 9. Limpiar los tanques apropiadamente e inspeccionarlos antes de iniciar la mezcla del fluido de perforación, por parte del Personal de la Contratista del Taladro.

PASO 10. Realizar reunión pre-trabajo para analizar el procedimiento operacional, el programa de fluidos del Hoyo Superficial de 17-1/2 plg y aclarar dudas referentes al trabajo a ejecutar.

PASO 11. El Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR da la orden para iniciar las actividades de preparación, mantenimiento y manejo del fluido de perforación al personal técnico de la empresa de servicio de este último.

PREPARACIÓN (MEZCLA)

PASO 12. Disponer en los tanques el volumen requerido de agua fresca de mezcla para la preparación del fluido de perforación.

- El volumen mínimo requerido es igual a la sumatoria de la capacidad del tanque trampa, asentamiento y succión.

PASO 13. Realizar análisis fisicoquímico (dureza) del agua para la preparación del fluido de perforación y así determinar la caracterización que permita el óptimo rendimiento de los aditivos químicos.

- EL pH del agua debe estar entre el rango de 9 - 10.

PASO 14. Agregar la cantidad requerida de Bentonita.

- Concentración de 7,00 - 12,00 lb/bbl.
- **IMPORTANTE:** permitir que hidrate por lo menos 6 horas.
- Su función es viscosificar el fluido.

PASO 15. Agregar la cantidad requerida de Cal.

- Concentración de 1,00 - 2,00 lb/bbl.
- Permitir que se mezcle por una hora más.
- De no disponer de Cal en sitio, se puede sustituir este por producto de Soda Caustica, concentración de 0,15 - 0,25 lb/bbl.
- Su función es aumentar el valor real del punto cedente.

PASO 16. Preparar y reservar un volumen adicional (10%) de fluido de perforación, como contingencia para pérdida considerable.

- Preparar con las mismas concentraciones de producto del fluido circulante. (2,00 lb/bbl ó 2% - 4% v/v de Acetato de Potasio).

MANTENIMIENTO

PASO 17. Realizar y reportar periódicamente pruebas del fluido de perforación al Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR, para observar el comportamiento de este.

- Densidad: 8,3 lpg – 9,2 lpg.
- Viscosidad embudo: 26 seg/qt – 35 seg/qt
- MBT: Máximo 17,5 lb/bbl.
- pH: 9 – 10.
- Cada 4 ó 8 horas.

PASO 18. Agregar la cantidad requerida del producto **Acetato de Potasio** ($C_2H_3KO_2$) para la inhibición de las arcillas que se pueda presentar durante la perforación de la fase.

- La cantidad de este producto dependerá del volumen de agua y las concentración exigidas por PDVSA PETROPIAR.
- Concentración de 2,00 lb/bbl ó 2% - 4% v/v.
- **IMPORTANTE:** Si la presentación del producto es en líquido, la densidad mínima de este debe ser 10,5 lpg.
- De registrar una densidad menor, informar al Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR y tomar las acciones correspondiente.
- Al poseer una densidad menor a la adecuada se debe agregar mayor volumen de acetato.

- Su función es inhibir las arcillas.

PASO 19. Mantener el nivel óptimo del tanque de succión con fluido Agua Gel, agregando agua fresca y bentonita con su respectiva concentración.

- Para compensar el fluido que se consume mientras se perfora el hoyo, el volumen que se pierde por filtración a la formación y humectación de los ripios.

PASO 20. Agregar agua y mantener la densidad si se presenta alta concentración de sólidos arcillosos en el sistema ($MBT \leq 17,5$ lb/bbl).

PASO 21. Probar en laboratorio cualquier nueva adición de producto al sistema de fluido de perforación, para determinar si existen efectos adversos.

MANEJO

PASO 22. Reportar diariamente volúmenes de lodo manejados al Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR.

PASO 23. Prestar mucha atención a cualquier pérdida de fluido mientras se perfora.

- Registrar todas las pérdidas de fluido presentadas como humectación de los ripios, fugas en las líneas, eventual pérdida de circulación, filtración a la formación.

REVESTIDOR SUPERFICIAL DE 13-3/8 plg

OBJETIVO

Establecer y describir las acciones a seguir para:

- ❖ Las acciones previas a la bajada del revestidor de 13-3/8 plg.
- ❖ La bajada del revestidor de 13-3/8 plg hasta la profundidad planificada o establecida en el programa de construcción de pozo.
- ❖ Las acciones finales de la operación de la bajada de revestidor de 13-3/8 plg en el Hoyo de Superficial de 17-1/2 plg de diámetro.

A fin de cubrir las acuíferos superficiales y garantizar la integridad necesaria para continuar perforando la zona de alta conductividad de la formación, de una manera segura, eficiente y en armonía con el medio ambiente.

ALCANCE

Este procedimiento es aplicable en las acciones previas, la bajada del revestidor de 13-3/8 plg, las acciones finales de dicha operación en el Hoyo Superficial de 17-1/2 plg, durante la construcción de los pozos horizontales en condiciones normales de operación, localizados en el Campo Huyaparí de PDVSA PETROPIAR.

DEFINICIONES Y ABREVIATURAS

Ver glosario de términos.

DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

Los pasos necesarios para desarrollar la bajada del revestidor de 13-3/8 plg para el Hoyo Superficial de 17-1/2 plg, se muestran en el siguiente esquema:



Figura 103 - Diagrama del proceso para la bajada del revestidor de 13-3/8 plg
[Aristimuño y Briceño, 2012]

A continuación se resume el significado de las etapas de este proceso:

- **Acciones Previas:** Establece las acciones que son tomadas antes de iniciar la labor de la bajada del revestidor 13-3/8 plg en el Hoyo Superficial 17-1/2 plg.
- **Bajada del Revestidor de 13-3/8 plg:** Establece las acciones específicas que son realizadas durante la bajada del revestidor 13-3/8 plg en el Hoyo Superficial 17-1/2 plg.
- **Acciones Finales:** Constituye las acciones para evaluar el siguiente paso a seguir en la construcción del Hoyo Superficial 17-1/2 plg.

TIEMPO PROMEDIO DE EJECUCIÓN



6,31 Horas.

0,26 Días.

RESPONSABLES





- A) Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR.
- B) Ingenieros de Operaciones de PDVSA PETROPIAR.
- C) Personal de la Contratista del Taladro.
- D) Supervisor de Seguridad de la Contratista del Taladro.
- E) Personal de la Empresa de Servicio de la Llave Hidráulica.

ASPECTOS DE AMBIENTE, HIGIENE Y SEGURIDAD



IMPORTANTE

Todo el personal involucrado en la operación de la construcción del pozo debe conocer y estar familiarizado con la **Política de Seguridad de PETROPIAR**.

RIESGOS ASOCIADOS	MEDIDAS DE PRECAUCIÓN
<p>Golpes o Aprisionamiento (elevador, revestidores, pin y caja de tubería, cuña, llave hidráulica, Winche)</p>	  <p>Maniobrar las llaves por las asas, mantener las manos alejados de las mordazas o quijadas. Alejarse del radio de acción cuando se esté utilizando la llave hidráulica. Salir del radio de acción cuando se esté subiendo los revestidores desde la corredera hasta la planchada</p>
<p>Caída (por escaleras, por resbalamiento en el mismo nivel)</p>	 <p>Utilizar zapatos anti- resbalantes de seguridad. Mantenga limpio el lugar. Desplazarse con cuidado, utilizar los pasamanos, mantener la escalera libre de obstáculos.</p>
<p>Sobre esfuerzos al levantar y/o quitar equipos (llave hidráulica, elevadores, tubería)</p>	 <p>Transportar el revestidor entre 2 personas. Coordinación al momento de guiar el revestidor y retirarse del radio de acción del mismo. Adoptar buena posición.</p>

IMPORTANTE: PORTAR EN TODO MOMENTO Y EN TODAS LAS ÁREAS OPERACIONALES, EL EQUIPO DE PROTECCION PERSONAL (CASCO, LENTES, BOTAS, GUANTES DE SEGURIDAD).

MATERIALES Y EQUIPOS

- a) Revestidores de 13-3/8 plg de diámetro.
- b) Zapata de 13-3/8 plg.
- c) Centralizadores flexibles de 13-3/8 plg.
- d) Niple de Maniobra de 13-3/8 plg (*Landing Joint*).
- e) Plato Base de 13-3/8 plg. (*Split Landing Plate*)
- f) Sección "A" (*Casing Head*).

Equipos de la Empresa de Servicio

- g) 2 llaves Hidráulicas para revestidor de 13-3/8 plg (máx 13 Klb/pie).
- h) 1 equipo hidráulico (2.500 lpc).
- i) 2 cuñas de 13-3/8 plg de diámetro. (120 ton).
- j) 1 elevador de tapa de 13-3/8 plg de diámetro (122 ton).

PROCEDIMIENTOS**ACCIONES PREVIAS**

PASO 1. Elaborar Análisis de Riesgos en el Trabajo (A.R.T) y obtener los permisos de trabajo por parte del personal de la Empresa de Servicio de la Llave Hidráulica.

PASO 2. El Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR y el Supervisor de 24 hr de la Empresa Contratista del Taladro, revisan y aprueban con su firma el A.R.T.

PASO 3. Disponer de un volumen adicional en sitio de fluido de perforación para contingencia de posible pérdida de circulación, control de influjos, equivalente a la capacidad del hoyo de 17-1/2 plg a revestir.

PASO 4. Inspeccionar la Sección "A", "O"- Rings respectivos y el niple de maniobra de 13-3/8 plg.

PASO 5. Confirmar arribo del personal técnico y equipos de la Empresa de Servicios de la Llave Hidráulica para la bajada del revestidor de 13-3/8 plg.

PASO 6. Realizar inspección básica de seguridad a los equipos para la bajada del revestidor de 13-3/8 plg, por parte de los Supervisores de Operaciones y SIAHO de la Contratista del taladro.

- El representante de la empresa de servicio deberá tomar las acciones correctivas, en caso de no aprobar la inspección.

SIMULTANEAMENTE: PASOS 7, 8, 9.

PASO 7. Armar en planchada el equipo de llave hidráulica, por parte del personal de la empresa de servicio. Ver tabla 10 de equipos del servicio de llave hidráulica para 13-3/8 plg, pág 135.

PASO 8. Untar grasa a cada caja de los revestidores.

- Nunca aplicar grasa cuando la rosca esté mojada.

PASO 9. Colocar tapa rosca al pin de cada revestidor.

- Con la finalidad de no dañar el pin cuando se está izando el revestidor hasta la planchada.

PASO 10. Verificar el óptimo funcionamiento de la llave hidráulica.

- Todos los equipos y herramientas deben estar preparados para su funcionamiento.

PASO 11. Asegurar el correcto funcionamiento y la perfecta visualización del sistema para medir el volumen del tanque de viaje desde la consola del perforador.

PASO 12. El Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR convoca al personal involucrado en la operación a la reunión de pre-trabajo.

- Se determinan responsabilidades de cada persona, analizan el procedimiento operacional y consultar las dudas referentes al trabajo a ejecutar.

BAJADA DEL REVESTIDOR

PASO 13. El Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR da la orden para iniciar las actividades de revestimiento del Hoyo de Superficie de 17-1/2 plg.

PASO 14. Izar el primer revestidor con el *Winche* hasta la *V-Door* de la planchada y así conectarlo con el elevador de tapa del *Top Drive*.

- Operación que se realiza para cada revestidor a Izar.

PASO 15. Bajar la primera junta de revestidor de 13-3/8 plg con la zapata conectada al hoyo por revestir.

- La zapata ya viene conectada con el torque requerido desde Centro Operativo Bare (COB), es decir, el valor indicado en el triángulo del tubo o a su defecto 7.000 lb/pie.
- En caso de que la zapata debe ser conectada en sitio, aplicar primeramente cemento frío al pin del revestidor y enroscar esta con el torque requerido.

PASO 16. Conectar el *Push Plate* al pin del *Top Drive*.

- Para proporcionar peso al revestidor en caso de ser necesario, evitando dañar el *Top Drive*.

PASO 17. Llenar internamente de fluido el revestidor para probar el funcionamiento de la zapata.

- Revisar el desplazamiento de fluido a través del espacio anular, debe descargar por la línea de flujo.
- Ejercer presión subiendo y bajando la tubería, verificando que el nivel de fluido interno descienda.

PASO 18. Seguir con la bajada del revestidor de 13-3/8 plg, en promedio son entre 18 - 22 revestidores.

- Conectar con torque de acuerdo al triángulo impreso en el tubo, sino el torque de conexión requerido 7.000 lb/pie.
- De 10 a 12 revestidores por hora (velocidad recomendada).
- Durante la conexión de la tubería evitar que el pin golpee la caja.
- Al iniciar el enrosque de la tubería, las primeras cinco vueltas deben realizarse a baja velocidad.
- Corroborar el enrosque efectivo de la conexión en la lectura del medidor de torque.
- Bajar a velocidad controlada para evitar efecto pistón en el pozo (surgencia) y mitigar posible pérdida de circulación.

PASO 19. Llenar cada 5 revestidores conectados con fluido de perforación, para evitar la flotabilidad de la sarta de revestimiento.

- Llenar completamente el volumen interno de la sarta.

PASO 20. Colocar los centralizadores según el programa de centralización generado en la simulación computarizada del revestimiento del Hoyo Superficial de 17-1/2 plg.

- La centralización de la tubería es un factor importante para obtener un eficiente desplazamiento de la lechada de cemento en la futura operación de cementación.

PASO 21. Continuar hasta bajar el último revestidor que contiene la Sección "A".

- La sección "A" ya viene enroscada desde COB con el torque necesario (7.000 lb/pie).
- La sección "A" ya viene con sus tapones hexagonales de 2 plg.

PASO 22. Orientar las válvulas de la Sección "A" de forma paralela al múltiple de producción (líneas de producción).

- Consultar con la Gerencia de Producción PDVSA PETROPIAR la orientación de las válvulas en caso de no existir las facilidades de producción en la locación.
- Recordar retirar los tapones hexagonales de la Sección "A" antes de entrar por los *Master Bushing*.

PASO 23. Colocar los respectivos "O"- Rings a la Sección "A".

PASO 24. Conectar el niple de maniobra de 13-3/8 plg a la Sección "A" previamente enroscada en el último revestidor.

- El niple de maniobra debe tener una longitud tal que permita instalar el cabezal de cementación a no más de 4 pies por encima del piso del taladro (mesa rotaria).

PASO 25. Asegurar la conexión del niple de maniobra con la Sección "A" a través de los respectivos tornillos hexagonales.

PASO 26. Levantar los *Master Bushing*.

- Para permitir la bajada del niple de maniobra conectada con la sección "A".

PASO 27. Bajar el niple de maniobra la mitad de su longitud.

PASO 28. Insertar nuevamente los *Master Bushing* en la mesa rotaria

PASO 29. Colocar el plato base en el fondo del *Cellar*, como se muestra en la figura 104.

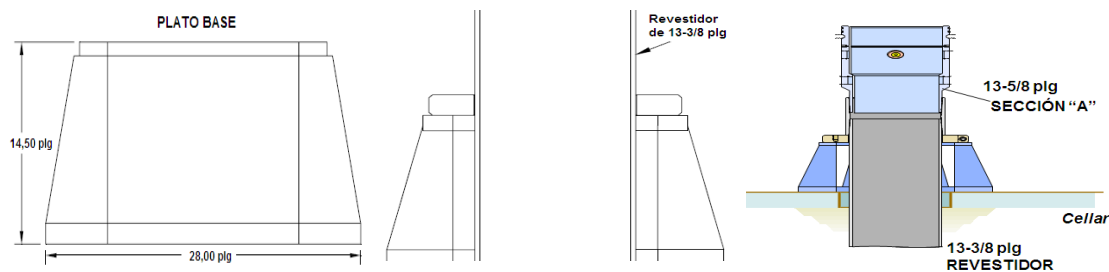


Figura 104 - Colocación del plato base (Cameron, 2002 y Cameron, s.f.) [34][35]

PASO 30. Continuar bajada del niple de maniobra, asentando la Sección "A" en el plato base.

PASO 31. Levantar niple de maniobra una (1) pulgada aproximadamente para facilitar el retiro del plato base posteriormente.

ACCIONES FINALES

PASO 32. Conectar los accesorios de la Sección "A".

- Dos (2) candados verdes, un (1) tapón hexagonal, y una válvula de 2 plg con el niple de 2 plg.

PASO 33. Acondicionar el fluido de perforación antes de la cementación del revestidor de 13-3/8 plg.

PASO 34. Circular el pozo hasta iniciar la instalación del cabezal de cementación.

- Galonaje a consideración del Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR.

PASO 35. Confirmar arribo del personal técnico y equipo de la Empresa de Servicio de Cementación para revestidor de 13-3/8 plg.

PASO 36. Acondicionar planchada desinstalando equipo de llave hidráulica y adecuar la locación para disposición de los camiones a utilizar en la cementación del revestidor de 13-3/8 plg.

PASO 37. Realizar operación de cementación del revestidor de 13-3/8 plg.

- Ver los procedimientos de la cementación del revestidor de 13-3/8 plg, pág 150.

CEMENTACIÓN DEL REVESTIDOR DE 13-3/8 plg (Primaria)

OBJETIVO

Establecer y describir las acciones que se deben seguir para realizar las acciones previas, cementación primaria y acciones finales después de esta del revestidor de 13-3/8 plg, de una manera eficiente, segura y en armonía con el medio ambiente.

A fin de empotrar la sarta de tubería de revestidor de 13-3/8 plg y protegerla de los efectos de la corrosión y de los esfuerzos generados en las paredes del hoyo.

ALCANCE

Este procedimiento es aplicable en las acciones previas, cementación primaria y acciones finales después de esta para el revestidor de 13-3/8 plg, durante la construcción del Hoyo Superficial de 17-1/2 plg para la construcción de pozos horizontales en condiciones normales de operación, localizados en el Campo Huyaparí de PDVSA PETROPIAR.

DEFINICIONES Y ABREVIATURAS

Ver glosario términos.

DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

Los pasos necesarios para desarrollar la cementación del revestidor de 13-3/8 plg para el Hoyo Superficial de 17-1/2 plg, se muestran en el siguiente esquema:



Figura 105 - Diagrama del proceso de cementación del revestidor de 13-3/8 plg
[Aristimuño y Briceño, 2012]

A continuación se resume el significado de las etapas de este proceso:

- **Acciones Previas:** Establece las acciones que son tomadas antes de iniciar la labor de cementación del Revestidor de 13-3/8 plg en el Hoyo Superficial de 17-1/2 plg.
- **Cementación del Revestidor:** Establece las acciones específicas que son realizadas durante la cementación del revestidor de 13-3/8 plg en el Hoyo Superficial de 17-1/2 plg.
- **Acciones Finales:** Constituye las acciones para evaluar el siguiente paso a seguir para la construcción del Hoyo Intermedio de 12-1/4 plg.

TIEMPO PROMEDIO DE EJECUCIÓN



5,28 Horas.

0,22 Días.

RESPONSABLES


- A) Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR.
- B) Ingeniero de Operaciones de PDVSA PETROPIAR.
- C) Personal de la Contratista del Taladro.
- D) Personal de la Empresa de Servicio de Cementación
- E) Personal de la Empresa de Servicio de Fluidos de Perforación.
- F) Personal de la Empresa de Servicio de Control de Sólidos.
- G) Personal de la Empresa de Servicio de Control Ambiental.

ASPECTOS DE AMBIENTE, HIGIENE Y SEGURIDAD



IMPORTANTE

Todo el personal involucrado en la operación de la construcción del pozo debe conocer y estar familiarizado con la **Política de Seguridad de PETROPIAR.**

RIESGOS ASOCIADOS		MEDIDAS DE PRECAUCIÓN
Presión alta (Líneas presurizadas)		Colocar guayas de seguridad en las uniones de la líneas de cementación. Alejarse de las líneas presurizadas. No exceder los parámetros de prueba. Estar atento a las operaciones.
Golpeado (objetos, aprisionamientos)		Orden y limpieza en el área de trabajo. Verificar que los equipos posean sus respectivas protecciones (guarda protectoras) antes de iniciar la tarea.
Sustancias químicas (contacto con productos, aditivos)		Ubíquese en el lado contrario de la dirección del viento. Utilice el equipo de protección respiratoria (tapa boca y mascarilla). Leer la hoja de seguridad del producto (MSDS). Reportar cualquier fuga o daño visible en recipientes contenedores o tanques.
Caída por resbalamiento		Utilizar zapatos anti- resbalantes de seguridad. Mantenga limpio el lugar.
Vibraciones		Estar en movimiento constante para evitar la exposición a la vibración por periodo constante. Usar apropiadamente los equipos de protección contra vibraciones.

IMPORTANTE: PORTAR EN TODO MOMENTO Y EN TODAS LAS ÁREAS OPERACIONALES, EL EQUIPO DE PROTECCION PERSONAL (CASCO, LENTES, BOTAS, GUANTES DE SEGURIDAD).

MATERIALES, EQUIPOS Y PRODUCTOS

- a) Un (1) cabezal de cementación doble.
- b) Un (1) registrador de presión.
- c) Un (1) camión de bombeo.
- d) Un (1) camión *Bulk*.
- e) Dos (2) balanzas presurizadas.
- f) Unidades de vacío (*Vacuum* y *Super Sucker*).
- g) Camión cisterna.
- h) Cinco (5) radios portátiles.
- i) Material retardante de fraguado.

PROCEDIMIENTO

ACCIONES PREVIAS

PASO 1. Confirmar arribo a la locación de las unidades, equipos y personal de la Empresa de Servicios de Cementación.

PASO 2. Realizar inspección básica de seguridad a los equipos y unidades de cementación.

- El representante de la empresa de servicio deberá tomar las acciones correctivas, en caso de no aprobar la inspección.

PASO 3. Elaborar A.R.T y obtener los permisos de trabajo por parte del personal técnico de la Empresa de Servicio de Cementación.

PASO 4. El Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR y el Supervisor de 24 hr de la Empresa Contratista del Taladro, revisan y aprueban con su firma el A.R.T.

PASO 5. Discutir programa de cementación generado por el ingeniero de la empresa de servicios de cementación y quien en conjunto con el Supervisor de taladro de PDVSA PETROPIAR están encargados de la supervisión de la operación.

- Este programa contiene los cálculos de volúmenes de la lechada, preflujos, características reológicas de las lechadas, pruebas de laboratorio y demás información pertinente.
- **IMPORTANTE:** Establecer el porcentaje de exceso de la lechada a bombear, este valor dependerá de que tan homogéneo es el diámetro a lo largo del hoyo perforado.
- **IMPORTANTE:** Confirmar la compatibilidad del tipo de rosca del cabezal de cementación, con la caja del niple de maniobra.

SIMULTANEAMENTE: PASOS 6, 7, 8.

PASO 6. Conectar el cabezal de cementación al niple de maniobra y posteriormente al sistema de circulación de fluidos del taladro.

- Para proporcionar circulación de lodo al pozo y así mantener el hoyo estable.

PASO 7. Vestir las unidades y equipos de cementación, e instalar las líneas de cementación del camión bomba al cabezal e instrumentos de medición.

- **IMPORTANTE:** Se debe colocar avisos, señales de seguridad y extintores de fuegos en el área de trabajo.

PASO 8. Airear mezcla.

PASO 9. El Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR convoca al personal involucrado en la operación a la reunión de pre-trabajo.

- Se determinan responsabilidades de cada persona, analizan el procedimiento operacional y aclaran cualquier duda referente al trabajo a ejecutar.

PASO 10. Posicionar unidad de vacío (*Super Sucker*) en las adyacencias del *Cellar*.

- Personal debe estar muy atento para achicar volumen de cemento que se deposita en el *Cellar*.

PASO 11. Circular el pozo por lo mínimo un ciclo completo y luego detener la circulación.

- Circular a la velocidad anular obtenida durante la perforación previa, monitoreando las presiones y la estabilidad de esta.

PASO 12. Chequear:

- a) Eficiencia de las bombas del camión para un mejor control del desplazamiento.
- b) Líneas de suministro de cemento seco.
- c) Conexiones de suministro de agua.
- d) Compresor y accesorios.
- e) Integridad del equipo.

CEMENTACIÓN DEL REVESTIDOR

PASO 13. Probar por 5 minutos las líneas de cementación con agua fresca @ 3.000 lpc.

- Se emitirá una (1) alarma al momento de realizar esta prueba y dos (2) para indicar que ya han sido despresurizada las líneas.
- Todo el personal debe estar ubicado en sitio seguro durante la prueba.
- En caso de fuga chequear líneas, reparar y volver a realizar la prueba.

PASO 14. Abrir válvulas del cabezal de cementación.

- Para activar las líneas de bombeo de las unidades de cementación.

PASO 15. Bombear volumen requerido de agua fresca a una tasa de 4 bpm.

- Volumen 5 bbl.

PASO 16. Mezclar y bombear lechada única (de llenado) de forma continua a una tasa de 4 bpm.

- Un volumen promedio de 130 bbl de lechada con una densidad de 15,6 lpg.

PASO 17. Desplazar volumen teórico con agua fresca a través de las bombas de la Empresa de Servicios de Cementación, como se muestra en la tabla 11.

Tabla 11 - Desplazamiento con agua fresca en la cementación superficial

PORCENTAJE DEL VOLUMEN TOTAL DEL DESPLAZAMIENTO	TASA (bpm)
80%	4 - 5,0
20%	2 - 2,5

PASO 18. Chequear constantemente los niveles del suministro de agua para la mezcla.

- Tomar las previsiones para un posible agotamiento.
- El taladro cuenta con un tanque de agua para tal contingencia.

PASO 19. DURANTE EL DESPLAZAMIENTO: Monitorear por parte del personal (el químico) de la Empresa de Servicio de Fluido de Perforación, las propiedades del fluido que se deposita en el *Cellar*.

- **IMPORTANTE:** El monitoreo comienza cuando se haya bombeado el 40% del volumen de agua para desplazar la lechada.
- **IMPORTANTE:** Verificar el aumento de la densidad (peso) del fluido.
- **IMPORTANTE:** Verificar contenido de cemento en el fluido desplazado a través de la reacción de este con fenolftaleína, como se muestra en la tabla 12.

Tabla 12 - Colores de reacción con fenolftaleína

Colores de reacción con FENOLFTALEÍNA:	
Cemento	Morado
Lodo con trazas de cemento	Fucsia
Lodo puro	INCOLOR

PASO 20. AL LLEGAR LECHADA A SUPERFICIE: Comenzar a succionar con las unidades de vacío y eliminar la proporcionada por el sifón.

- El químico debe avisar al personal de la Empresa de Servicio de Cementación la llegada de la lechada a superficie.
- **IMPORTANTE:** Agregar al cemento el retardador de fraguado uniformemente hasta finalizar la succión.
- Un saco de azúcar común o melaza se puede disponer como retardador para los retornos de cemento.

PASO 21. Seguir desplazando lechada hasta bombear la totalidad del volumen teórico de agua.

- El volumen teórico de agua está diseñado para dejar ± 50 pie internos de cemento por encima de la zapata.

PASO 22. Mantener presurizado el sistema durante 2 minutos y despresurizar al culminar el tiempo.

PASO 23. Cuantificar volumen de agua retornada (RETORNO) a la unidad de cementación.

- Sí el retorno es considerable (>10 bbl), indica que la zapata (*Válvula Checker*) está fallando, para esto:
 - Se procede a bombear nuevamente el volumen de retorno para verificar la zapata (*Válvula Checker*), puede haber sucio en esta.
 - **SÍ PERSISTE EL RETORNO CONSIDERABLE:** Bombear nuevamente el volumen de retorno, dejar el sistema presurizado con 500 lpc y esperar el fraguado del cemento.

PASO 24. ¿Operación de cementación satisfactoria?

NEGATIVO

Realizar una revisión de la metodología de la operación y así encontrar la falla.

- Ver detección de problemas en la operación de cementación, en información adjunta 6.

AFIRMATIVO

Dejar el pozo cerrado durante 12 - 16 hr para esperar fraguado.

ACCIONES FINALES

PASO 25. Desinstalar cabezal y líneas de cementación, desvestir las unidades y equipos.

PASO 26. Sanear el área por parte del personal de la Empresa de Servicio de Cementación, para dejarla en las mismas condiciones como la recibieron.

SIMULTANEAMENTE: PASOS 27, 28, 29, 30.

PASO 27. Fraguado del cemento.

- Esperar fraguado, se recomienda esperar entre 12 - 16 hr.

PASO 28. **IMPORTANTE:** Limpiar y acondicionar todos los tanques de fluidos de perforación para las operaciones de la siguiente fase (INTERMEDIA).

PASO 29. Soltar los tornillos hexagonales de la Sección "A".

PASO 30. Retirar niple de maniobra.

FASE INTERMEDIA DE 12-1/4 plg

PETROPIAR

INDICE

Objetivos de la Fase Intermedia de 12-1/4 plg	161
Herramientas y Equipos de la Fase	163
Perforación de hoyo Intermedio de 12-1/4 plg	
Objetivo	166
Alcance	166
Definiciones y Abreviaturas	166
Descripción de Proceso	166
Tiempo Promedio de Ejecución	167
Responsables	167
Aspectos de Ambiente, Higiene y Seguridad	167
Procedimientos	169
Acciones Previas	169
Perforación del Hoyo	171
Acciones Finales	178
Fluido de Perforación (Agua Inhibida - Polimérico Inhibido)	
Objetivo	179
Alcance	179
Definiciones y Abreviaturas	179
Descripción de Proceso	179
Responsables	180
Aspectos de Ambiente, Higiene y Seguridad	180
Materiales y Productos Químicos	181
Procedimientos	182
Acciones Previas	182
Preparación (Mezcla)	182
Mantenimiento	184
Manejo	186
Revestidor Intermedio de 9-5/8 plg	
Objetivo	187
Alcance	187
Definiciones y Abreviaturas	187
Descripción de Proceso	187
Tiempo Promedio de Ejecución	188
Responsables	188
Aspectos de Ambiente, Higiene y Seguridad	188
Materiales y Equipos	189
Procedimientos	190
Acciones Previas	190
Bajada del Revestidor	190
Acciones Finales	192

Cementación del Revestidor de 9-5/8 plg

Objetivo.....	194
Alcance	194
Definiciones y Abreviaturas	194
Descripción de Proceso.....	194
Tiempo Promedio de Ejecución	195
Responsables	195
Aspectos de Ambiente, Higiene y Seguridad	195
Materiales, Equipos y Productos.....	197
Procedimientos	198
Acciones Previas.....	198
Cementación del Revestidor.....	199
Acciones Finales	202

Vestida de VIR

Objetivo.....	203
Alcance	203
Definiciones y Abreviaturas	203
Descripción de Proceso.....	203
Tiempo Promedio de Ejecución	204
Responsables	204
Aspectos de Ambiente, Higiene y Seguridad	204
Materiales y Equipos	205
Procedimientos	206
Acciones Previas.....	206
Vestida del Conjunto	206

OBJETIVO DE LA FASE INTERMEDIA DE 12-1/4 plg

1. Perforar direccionalmente el hoyo de 12-1/4 plg hasta la profundidad planificada de aterrizaje.
2. Proveer punto de partida para la sección horizontal a través del aterrizaje en la arena objetivo (productora).
3. Proveer aislamiento de zonas entre las arenas superiores a la arena objetivo.
4. Utilizar sistema de lodo base agua con una densidad de 8.6 – 9.2 lpg.
5. Construir la sección tangencial del pozo que proveerá la disposición de la bomba de producción (método artificial de producción).

Como se muestra en la figura 106.

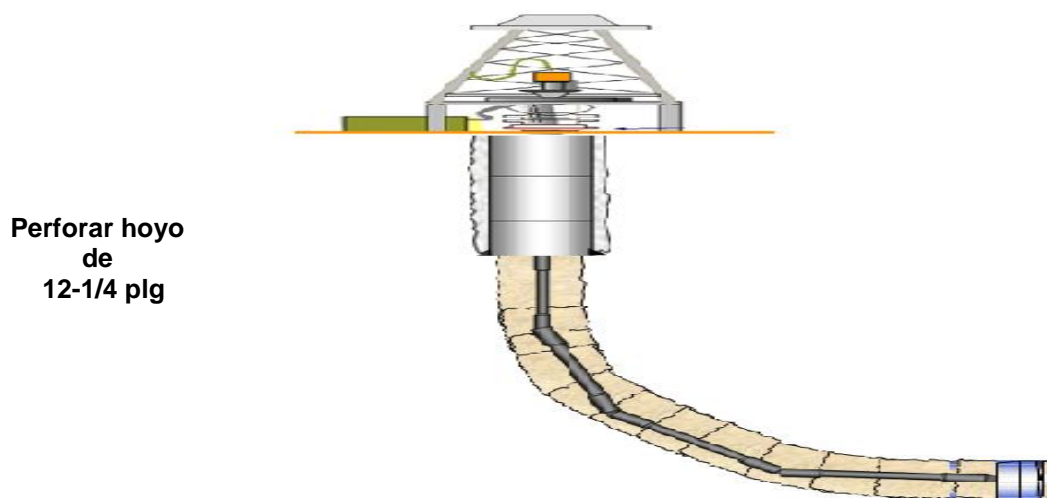
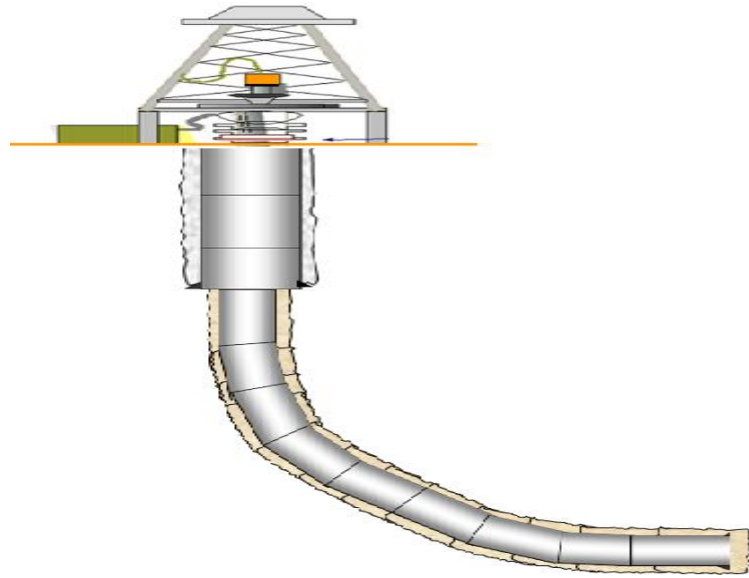


Figura 106 - Objetivos de la Fase Intermedia de 12-1/4 plg (parte I) [Aristimuño y Briceno, 2012]

**Bajar revestidor
de
9-5/8 plg**



**Cementar
revestidor
de
9-5/8 plg**

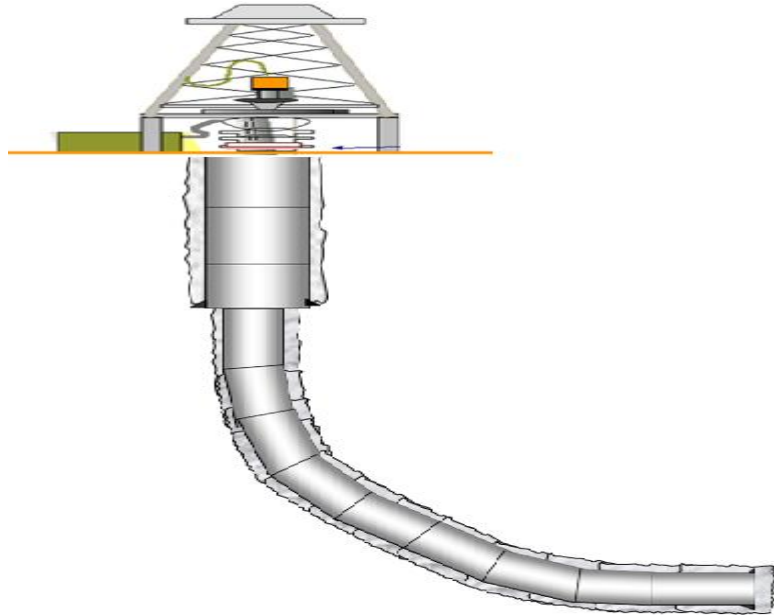


Figura 106 - Objetivos de la Fase Intermedia de 12-1/4 plg (parte II) [Aristimuño y Briceno, 2012]

HERRAMIENTAS Y EQUIPOS DE LA FASE

Tabla 13 - Herramientas y equipos de la fase Intermedia (parte I) [Aristimuño y Briceño, 2012]

MECHA		
Diámetro	12-1/4 plg	
Modelo	PDC	
Chorros (Jets)	3x(13/32), 3x(12/32), 2x(15/32)	
QUIEBRA MECHA (BIT BREAKER)		
Diámetro	12-1/4 plg	
WEAR BUSHING		
Diámetro	13-3/8 plg	
ZAPATA		
Diámetro	9-5/8 plg	
Grado	J-55	
Peso	43,5 lb/pie	

Tabla 13 - Herramientas y equipos de la fase Intermedia (parte II) [Aristimuño y Briceño, 2012]

CUELLO FLOTADOR				
Diámetro	9-5/8 plg			
Grado	SGL Valve			
Peso	43,5 lb/pie			
REVESTIDORES				
Diámetro	9-5/8 plg			
Grado	J-55			
Peso	40 lb/pie	43,5 lb/pie	47 lb/pie	
COLGADOR				
Diámetro	13-3/8 plg			
Grado	J-55			
CENTALIZADORES RIGIDOS				
Diámetro	9-5/8 x 12 x 6 plg			

Tabla 13 - Herramientas y equipos de la fase Intermedia (parte III) [Aristimuño y Briceño, 2012]

NIPLE DE MANIOBRA		
Diámetro	9-5/8 plg	
Grado	J-55	
Peso	44 lb/pie	
TAPÓN DE CEMENTACIÓN BLANDO		
Diámetro	9-5/8 plg	
Rango	40 - 47 lb/pie	
		Típicamente color NARANJA
TAPÓN DE CEMENTACIÓN DURO		
Diámetro	9-5/8 plg	
Rango	40 - 47 lb/pie	
		Siempre color NEGRO
GRASA SELLADORA		
Composición	36% grasa	
	64% metales suaves	
Característica	5A3 API	

PERFORACIÓN DEL HOYO INTERMEDIO DE 12-1/4 plg Hoyo Intermedio

OBJETIVO

Establecer y describir las acciones a seguir para la perforación del Hoyo Intermedio de 12-1/4 plg de diámetro y profundidad planificada o establecida en el programa de construcción de pozos horizontales aprobado por los niveles correspondientes de PDVSA PETROPIAR, de una manera segura, eficiente y en armonía con el medio ambiente.

ALCANCE

Este procedimiento es aplicable en las acciones previas a la actividad de perforación, durante la perforación y acciones finales después de la perforación del Hoyo de Intermedio de 12-1/4 plg, durante la construcción de los pozos horizontales en condiciones normales de operación, localizados en el Campo Huyaparí de PDVSA PETROPIAR.

DEFINICIONES Y ABREVIATURAS

Ver glosario de términos.

DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

Los pasos necesarios para desarrollar la perforación del Hoyo Intermedio de 12-1/4 plg, se muestran en el siguiente esquema:



Figura 107 - Diagrama del proceso para la perforación del Hoyo Intermedio
[Aristimuño y Briceño, 2012]

A continuación se resume el significado de las etapas de este proceso:

- **Acciones Previas:** Establece las acciones que son realizadas antes de iniciar la labor de perforación del Hoyo Intermedio de 12-1/4 plg.
- **Perforación del Hoyo:** Establece las acciones que son realizadas durante la perforación del Hoyo Intermedio de 12-1/4 plg.
- **Acciones Finales:** Constituye las acciones que son realizadas para continuar con la construcción del Hoyo Intermedio de 12-1/4 plg.

TIEMPO PROMEDIO DE EJECUCIÓN



63,12 Horas.

2,63 Días.

RESPONSABLES

- A) Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR.
- B) Ingenieros de Operaciones de PDVSA PETROPIAR.
- C) Geólogos de Operaciones de PDVSA PETROPIAR.
- D) Personal de la Contratista del Taladro.
- E) Personal de la Empresa de Servicio de Mechas.
- F) Personal de la Empresa de Servicio de Fluidos de Perforación.
- G) Personal de la Empresa de Servicio de Control de Sólidos.
- H) Personal de la Empresa de Servicio de Control Ambiental.
- I) Personal de Servicios del control de Direccional.

ASPECTOS DE AMBIENTE, HIGIENE Y SEGURIDAD



IMPORTANTE

Todo el personal involucrado en la operación de construcción del pozo debe conocer y estar familiarizado con la **Política de Seguridad de PETROPIAR.**

**TODOS SOMOS RESPONSABLES DE
TRABAJAR EN FORMA SEGURA...**

¡LA SEGURIDAD NO ES UNA OPCIÓN!

RIESGOS ASOCIADOS	MEDIDAS DE PRECAUCIÓN
<p>Golpes o Aprisionamiento (Elevador, Tubería, Pin y caja de tubería, cuna, llave neumática)</p>	 <p>Maniobrar las llaves por las asas, mantener las manos alejados de las mordazas o quijadas, no pegar las 2 llaves al mismo tiempo. Alejarse del radio de acción cuando se esté utilizando las llaves, elevador abierto para que el encuelladero coloque la tubería.</p>
<p>Caída (por escaleras, por resbalamiento en el mismo nivel, encuelladero)</p>	 <p>Utilizar zapatos anti- resbalantes de seguridad. Mantenga limpio el lugar. El encuelladero debe utilizar el equipo anticaídas para trabajo en altura. Desplazarse con cuidado, utilizar los pasamanos, mantener la escalera libre de obstáculos.</p>
<p>Sobre esfuerzos a levantar y/o quitar equipos (llave neumática, elevadores, tubería)</p>	 <p>Transportar la pareja entre 2 personas. Coordinación al momento de guiar el tubo y retirarse del radio de acción del mismo. Adoptar buena posición.</p>
<p>Superficies Calientes (contacto con el lodo momento de desenrosca la tubería)</p>	 <p>Utilizar guarda barro, estar atento a cualquier novedad.</p>

IMPORTANTE: PORTAR EN TODO MOMENTO Y EN TODAS LAS ÁREAS OPERACIONALES, EL EQUIPO DE PROTECCION PERSONAL (CASCO, LENTES, BOTAS, GUANTES DE SEGURIDAD).



PROCEDIMIENTOS**ACCIONES PREVIAS**

PASO 1. El Supervisor de Taladro PDVSA PETROPIAR convoca al personal involucrado en las operaciones de perforación a una reunión de pre-trabajo.

- Definir responsabilidades y/o funciones de cada persona, se analiza el procedimiento operacional, el plan de construcción del pozo, identificar las alertas que deben considerarse, los riesgos presentes, las maneras de prevenirlos y por último aclarar cualquier duda con respecto al trabajo a ejecutar.

PASO 2. Elaborar Análisis de Riesgos en el Trabajo (A.R.T.) por parte del personal de la Contratista del Taladro.

- El A.R.T. se debe elaborar cada 8 horas y/o cambio de guardia.

PASO 3. El Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR y el Supervisor de 24 hr de la empresa contratista de taladro, revisan y aprueban con su firma el A.R.T.

PASO 4. Vestir VIR (BOP'S).

- Ver procedimiento de vestida de VIR, pag 203.

PASO 5. Insertar *Wear Bushing* de 13-3/8 plg.

- Ver procedimiento para el *Wear Bushing*, información adjunta 9.

PASO 6. Los tanques, bombas, *Top Drive* y demás equipos a utilizar deben estar listos para su óptimo funcionamiento.

PASO 7. Preparar los volúmenes requeridos de fluido de perforación, Agua Inhibida y Polimérico Inhibido.

- Ver procedimientos de fluido de perforación Agua Inhibida - Polimérico Inhibido, pág 179.

PASO 8. Previo a la ejecución del programa de perforación, El Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR realiza inventario de herramientas, equipos, materiales y revestidores de 9-5/8 plg en locación, así como el número de tuberías DP, HWDP y HYB disponibles en cabria.

- A la falta de equipos o materiales, activar los mecanismos de solicitud de estos para comenzar la perforación.

PASO 9. El personal de la Empresa de Servicio de Perforación Direccional y el Supervisor del Taladro de PDVSA PETROPIAR generan el *Tally* de perforación.

- Se especifica las características del BHA y la cantidad de parejas de tuberías DP, HWDP y HYB requeridas para el cumplimiento del plan de perforación.
- El *Tally* debe ser suministrado al Supervisor de 12 hr de la Empresa Contratista del Taladro.

PASO 10. Verificar con Supervisor de 24 hr, Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR y Supervisor de Seguridad Industrial, Ambiente e Higiene Ocupacional (SIHAO), el buen funcionamiento del sistema de cuenta emboladas (*Strokes*) de las bombas, filtros y camisas limpias de estas.

- Las camisas de las bombas deben ser de 6 plg (4,19 gps).

PASO 11. Realizar cálculo de capacidad anular del Hoyo Intermedio de 12-1/4 plg, determinándose el incremento del volumen anular a desplazar mientras se perfora.

- Para este cálculo ver sección formulario de ecuaciones, Ec 28.

PASO 12. Los equipos de control de sólidos deben contar con las mallas específicas para el óptimo descarte de los sólidos no deseables en el sistema de fluido de perforación, como se muestran en la tabla 14.

Tabla 14 - Mallas de los equipos de control de sólidos (Fase Intermedia)

MALLAS	zarandas (mesh)	zaranda del tres en uno (mesh)
Impacto	210	250
Succión	175	250
Arrastre	175	250

PASO 13. Verificar con Supervisor de 24 hr, Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR y Supervisor SIHAO, el buen funcionamiento del sistema de cuenta *Strokes de las bombas*, filtros limpios.

PASO 14. Verificar que los tapones levantadores de tubería, elevadores, cuñas de tubería, llaves de fuerza hidráulica o *Hawk Jaw* si el taladro lo dispone y collarín estén en buenas condiciones y sean los adecuados.

PASO 15. Preparar píldora de fluido para esta fase de perforación.

- Se recomienda bombear 30 bbl mínimo de píldora viscosa.
- Ver procedimiento de píldoras, pág 266.

PASO 16. Disponer de aproximadamente 70 bbl de agua fresca.

- Para la futura utilización del agua en la limpieza de la columna de cemento.

PASO 17. Solicitar equipos de llave hidráulica para revestidor de 9-5/8 plg.

- El segundo (2^{do}) llamado a la empresa de servicios es al armar BHA.
- El tercer (3^{er}) llamado a la empresa es a mediado de la perforación de la fase.
- El personal y equipo de la llave hidráulica debe estar al momento de quebrar el BHA.

- Rango de torque especificado por el personal técnico de la empresa de servicio.
- f) MWD " *Measurement While Drilling*".
 - Control direccional del pozo, proporciona los valores respectivos de inclinación y la dirección (*Azimuth*).
 - Rango de torque especificado por el personal técnico de la empresa de servicio.
- g) Cargar memoria y realizar el proceso de calibración de las herramientas LWD Y MWD
 - La calibración se realiza a circuito cerrado de los tanques del taladro.
- h) *K-Monel*.
 - Un collar hecho de material no magnético, su función es proveer espaciamento entre las herramientas del BHA direccional, debido a que estas son afectadas por el magnetismo de la sarta, perturbando las mediciones.
 - Rango de torque especificado por el personal técnico de la empresa de servicio.
- i) *Cross Over*.
 - Su función principal es lograr la conexión entre 2 tuberías de distintos tipos de rosca y diámetro. (IF a regular o viceversa).
 - Rango de torque especificado por el personal técnico de la empresa de servicio.

NOTA:

1. Rango de torque solo para herramientas de 8 plg (Direccional).
2. Rango de torque promedio para MWD y LWD está entre 53 - 58 Klb/pie.
3. Rango de torque promedio para Motor de fondo, *Float Sub*, *K-Monel* y *Cross Over* está entre 48 – 50 Klb/pie.

PASO 21. Verificar cantidad de parejas de tuberías de DP, HWDP y HYB.

- Según en el *Tally* suministrado por el equipo de direccional y el Supervisor del Taladro de PDVSA PETROPIAR. Se utilizan DP después del BHA seguidamente HWDP hasta la profundidad dada en el programa de perforación.
- Se utilizan DP después del BHA para proporcionar flexibilidad durante la construcción del ángulo y HWDP para proveer peso necesario a la sarta.

PASO 22. Bajar la mecha PDC de 12-1/4 plg hasta obtener el apoyo de esta con la profundidad del tope del cemento interno en el revestidor de 13-3/8 plg.

- Estimar la profundidad teórica del tope del cemento.
- Al tocar el tope de cemento se experimenta una reducción brusca del peso en el gancho.

- Disminuir la velocidad del viaje antes que el BHA entre a una profundidad relativamente cerca de la profundidad estimada (teórica) del tope del cemento.

PASO 23. Limpiar cemento interno del revestidor de 13-3/8 plg con perforación controlada, bombeando agua fresca.

- Romper cemento con un circuito cerrado en los tanques, ya que el fluido utilizado es agua.
- Generalmente los tanques utilizados son transferencia y píldora.
- RPM (30 – 60) rpm y PSM (15 Klb).

PASO 24. Seguir limpiando cemento hasta perforar completamente el hoyo de ratón (*Rat Hole*).

- El hoyo de ratón debe ser entre 15 pie y 10 pie.

PASO 25. Subir la mecha hasta 5 pie por encima de la zapata del revestidor de 13-3/8 plg.

- Mantener con rotación de 5 rpm.
- Para evitar una posible pega mecánica dentro de la formación.

PASO 26. Desplazar agua fresca con agua inhibida.

PASO 27. Bombear hasta obtener retornos limpios.

- En esta operación se desplaza el agua de cemento del anular con el agua inhibida.

PASO 28. Parar circulación.

SIMULTANEAMENTE: PASOS 29, 30, 31, 32 y 33.

PASO 29. Achicar y limpiar en su totalidad con las unidades de vacío los tanques y canoas utilizada para la limpieza de la columna de cemento.

- Para evitar la contaminación entre un volumen considerable de agua inhibida con el agua utilizada en la limpieza de la columna de cemento.

PASO 30. Realizar reunión de pre-perforación conformada por el Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR, personal de la Empresa de Servicio Control Direccional y Equipo de Geólogos Operacionales, para:

- a) Exponer el plan de perforación diseñado para el Hoyo Intermedio de 12-1/4 plg y confirmar los datos suministrados en el plan de perforación (profundidad del *Kick Off Point (KOP)*, intervalo de la sección tangencial y profundidad de aterrizaje, todas junto su respectivo valor de coordenadas, inclinación y dirección).
- b) Revisar el *Rig Kit* del Hoyo Intermedio de 12-1/4 plg a perforar.
- c) Unificar criterios sobre el plan direccional.

PASO 31. Disponer los revestidores 9-5/8 plg en los burros.

PASO 32. Calibrar los revestidores de 9-5/8 plg.

- Para verificar la homogeneidad del diámetro interno a lo largo de su longitud y eliminar residuos de manufactura.

PASO 33. Medir la longitud de los revestidores de 9-5/8 plg, verificar el tipo de rosca de cada uno y corroborar la perfecta condición de estas en el pin y caja (*Box*).

- Sí algún revestidor presenta alguna irregularidad en la rosca, descartar el revestidor para la medición de su longitud.
- Medir desde el borde del cuello hasta la base del triángulo impreso en el lado pin para obtener la longitud.
- Para calcular la cantidad de revestidores necesarios a bajar en base a la profundidad final planificada de perforación.
- Ver sección Adjunta 5, *Casing Point*.

PASO 34. Reiniciar la perforación con parámetros controlados, perforar hasta la profundidad planificada del *KOP*, ver tabla 15.

- Mantener el ritmo de perforación.
- Controlar el ritmo de flujo.
- Ver sección de recomendaciones.

Tabla 15 - Parámetros al reiniciar la perforación de Hoyo Intermedio de 12-1/4 plg

PARÁMETROS CONTROLADOS	
RPM	35 rpm
PSM	(3-10) Klb
EPM	(70 - 75) Emboladas/Bomba
GPM	550 gpm
Presión Bomba	(100 - 200) lpc de diferencial

PASO 35. Monitorear constantemente durante la perforación del Hoyo Intermedio de 12-1/4 plg la limpieza de este; registrar pesos de rotación libre, peso colgado, peso muerto, torque lejos y cerca del fondo y presión de circulación.

- La mejor manera de estar lejos de los problemas es mirar las primeras señales de alarma y tomar los correctivos necesarios antes de que el problema se salga de las manos.

PASO 36. Monitorear durante la perforación las propiedades del fluido de Agua Inhibida, por parte del personal de la Empresa de Servicios de Fluidos Perforación, como se muestra en la tabla 16.

Tabla 16 - Rango de valores de las propiedades del fluido de perforación Agua Inhibida
(Fase Intermedia)

PROPIEDADES	RANGO
Densidad	8,3 lpg - 8,8 lpg
MBT	26 - 32 seg/qt
pH	9 - 10
Cloruros	600 - 800 ppm

NOTA: Los parámetros reflejados en la tabla son en base las camisas de la bomba de 6 plg.

PASO 37. Manejar, transportar y disponer de los efluentes, sólidos indeseables y desechos de perforación durante la construcción de la fase intermedia, por parte del personal de la Empresa de Servicio de Control Ambiental.

- El personal de las unidades de vacío debe verificar frecuentemente estos niveles en las canoas del taladro para lograr el objetivo y descargar los residuos en el **CTRD**.

PASO 38. Mantener el fluido de perforación libre de sólidos indeseables durante la perforación del hoyo, por parte del personal de la Empresa de Control de Sólidos.

PASO 39. Repasar mínimo 2 veces cada pareja perforada a lo largo de la construcción del Hoyo Intermedio 12-1/4 plg.

- El primer repaso debe realizarse a una velocidad y rotación moderada.
- Los criterios (velocidad y rotación) de los repasos serán a consideración del Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR, que a su vez son tomados basándose en la naturaleza de la operación.

PASO 40. Bombear píldora de fluido después de la perforación de cada tres (3) parejas, para optimizar la limpieza del hoyo y así reducir los conatos de pega.

- Se recomienda bombear 30 bbl mínimo de píldora viscosa.
- Ver procedimiento de píldoras, pág 266.

PASO 41. Seguir perforando hasta la profundidad planificada del *KOP*.

PASO 42. Orientar el BHA direccional y comenzar la perforación de la Sección de **Ángulo 1**, manteniendo los parámetros y límites operacionales establecidos en el programa de construcción del pozo.

- Generalmente durante la perforación de toda la fase intermedia, la desviación tolerada es de cinco (5) pie centro-centro.
- Ver la sección de recomendaciones.

PASO 43. Desplazar fluido de Agua inhibida con fluido Polimérico Inhibido a ± 100 pie de anterioridad a la profundidad planificada, **primeramente:**

Medir la densidad (peso) del Agua inhibida manejada en el tanque de succión, ver los preparativos en la tabla 17.

- Habitualmente la profundidad planificada de este desplazamiento es 2.500 pie.

Tabla 17 - Preparativo para el desplazamiento del Agua inhibida por fluido Polimérico Inhibido

CASO	ACCIÓN
A) Si la densidad del Agua inhibida es relativamente BAJA (<8,9 lpg)	Pasar directamente al paso 43
B) Si la densidad del Agua inhibida es relativamente ALTA (≥8,9 lpg)	Ver procedimientos de cambio de fluidos de perforación en información Adjunta 11

PASO 44. Seguir perforando hasta la profundidad final planificada de la Sección de **Ángulo 1**.

- Severidad de pata de perro (*Dog Leg*) < 4°/100 pie; Máximo 6°/100 pie.

PASO 45. Monitorear durante la perforación de la fase las propiedades del fluido, por parte del personal de la Empresa de Servicios de Fluidos Perforación, como se observa en la tabla 18.

Tabla 18 - Rango de valores de las propiedades del fluido Polimérico Inhibido

PROPIEDADES	RANGO
Densidad	8,6 - 9,2 lpg
Vis. Embudo	35 - 45 seg/qt
MBT	< 20 lb/bbl
pH	9 - 10

PASO 46. Comenzar la perforación de la **Sección Tangencial**, manteniendo los parámetros y límites operacionales establecidos en el programa de construcción del pozo.

- Ver la sección de recomendaciones.

PASO 47. Seguir perforando hasta la profundidad final planificada de la **Sección Tangencial**.

- El rango de inclinación de la **Sección Tangencial** debe estar entre 50° a 75°, debido a que la bomba de producción (completación) será colocada en esta sección.

PASO 48. Comenzar la perforación de la Sección de **Ángulo 2**, manteniendo los parámetros y límites operacionales establecidos en el programa de construcción.

- Severidad de pata de perro < 6° / 100 pie; Máximo 8°/100 pie.
- Ver la sección de recomendaciones.

PASO 49. Culminar la perforación de la Sección de **Ángulo 2** a la profundidad final planificada de la sección intermedia (**profundidad de aterrizaje**).

- El aterrizaje se efectúa dentro de la arena objetiva (productora de hidrocarburo).
- Lo ideal es aterrizar 10 pies por debajo del tope de la arena para su futura navegación.

PASO 50. Perforar adicionalmente 10 pie de formación.

- Los 10 pie constituyen el bolsillo (*Rat Hole*)

“Llegando a Profundidad Planificada”

PASO 51. Realizar *Survey* a la profundidad de aterrizaje.

- Se recomienda circular el hoyo antes de realizar el *survey*.

PASO 51. Bombear tren de píldora y circular con fluido Polimérico Inhibido hasta obtener retorno limpio en superficie.

- Se recomienda 70 bbl (30 bbl Dispersa (inhibida) y 40 bbl Viscosa)
- Volumen igual a la capacidad del tanque de píldora.
- Ver procedimiento de píldoras, pág 266.
- Con rotación de la sarta (Aproximadamente 40 RPM).

PASO 53. Medir la densidad y realizar las pruebas de laboratorio al fluido de perforación en circulación, esto con el fin de saber el comportamiento de inhibición que presentan las arcillas, (MBT < 20 lb/bbl).

- Este análisis es muy importante, ya que las condiciones que presenta el lodo en este punto deben ser las óptimas para la corrida del revestidor de 9-5/8 plg de la sección.

PASO 54. Acondicionar de ser necesario el fluido de perforación al nivel óptimo para la bajada del revestidor de 9-5/8 plg.

PASO 55. Sacar BHA direccional con mecha PDC de 12-1/4 plg en *Backreaming* hasta la profundidad de la zapata de superficie.

- En caso necesario realizar repaso en tramos con arrastre o apoyo (80 rpm al máximo caudal posible).
- Ver procedimientos de *Backreaming*, información adjunta 6.
- La Empresa de Servicio de la Llave Hidráulica debe estar en locación.

PASO 56. Bombear píldora y circular con el fluido de perforación hasta obtener retorno limpio.

- Se recomienda píldora viscosa, volumen 30 bbl.
- Ver procedimiento de píldora, pág 266.

PASO 57. Sacar BHA direccional con mecha PDC de 12-1/4 plg convencionalmente hasta superficie, recuperar memoria y quebrar BHA direccional.

- Sacar un mínimo de 10 parejas/horas y un máximo de 15 parejas/horas.
- Recuperación de memoria tiene un tiempo estimado de 40 min.
- Quebrar BHA direccional mínimo 3 horas.

ACCIONES FINALES

PASO 58. Confirmar llegada del personal y equipos de llave hidráulica para la bajada del revestidor de 9-5/8 plg, ver tabla 19.

Tabla 19 - Equipos del servicio de llave hidráulica para 9-5/8 plg

El servicio de llave hidráulica para 9-5/8 plg consta de:

Llave hidráulica para 9-5/8 plg y Equipo hidráulico.

Elevador de tapa para 120 toneladas.

Cuña para 120 toneladas.

PASO 59. Bajar elevador de tuberías, cambiar conchas a *Master Bushing* y acondicionar planchada para que la Empresa de Servicio de la Llave Hidráulica arme sus equipos.

PASO 60. IMPORTANTE: Pescar *Wear Bushing* de 13-3/8 plg.

- Ver procedimiento para el *Wear Bushing*, Información Adjunta 9.

PASO 61. Inspeccionar todos los equipos y herramientas utilizadas para asegurar el funcionamiento de estas para próximos trabajos.

PASO 62. Realizar operación bajada del revestidor intermedio de 9-5/8 plg.

- Ver procedimientos de bajada del revestidor de 9-5/8 plg, pág 187.

FLUIDO DE PERFORACIÓN Agua Inhibida - Polimérico Inhibido

OBJETIVO

Establecer, describir los pasos y acciones que se deben seguir para realizar las actividades previas, preparación, mantenimiento y manejo de los fluidos de perforación base agua denominados **Agua Inhibida** y **Polimérico Inhibido**, de una manera eficiente, segura y en armonía con el medio ambiente.

ALCANCE

Este procedimiento es aplicable en las acciones previas, preparación, mantenimiento y manejo de los fluidos de perforación **Agua Inhibida** de **8,3 lpg - 8,8 lpg** y **Polimérico Inhibido** de **8,3 lpg - 9 lpg** de densidad, utilizados para la perforación del Hoyo Intermedio de **12-1/4 plg** de diámetro, durante la construcción de los pozos horizontales en condiciones normales de operación, localizados en el Campo Huyaparí de PDVSA PETROPIAR.

DEFINICIONES Y ABREVIATURAS

Ver glosario de términos.

DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

Los pasos necesarios para desarrollar el fluido utilizado en la perforación del Hoyo Intermedio de 12-1/4 plg, se muestran en el siguiente esquema:



Figura 108 - Diagrama del proceso del fluido de perforación para el Hoyo Intermedio
[Aristimuño y Briceño, 2012]

A continuación se resume el significado de las etapas de este proceso:

- **Acciones Previas:** Establece las acciones que son tomadas antes de iniciar la labor de preparación del fluido para la perforación del Hoyo Intermedio de 12-1/4 plg.
- **Preparación:** Establece las acciones específicas que son realizadas al momento de preparar (mezcla) los fluidos de perforación del Hoyo Intermedio de 12-1/4 plg.
- **Mantenimiento:** Constituye las acciones que son realizadas para mantener en mejor condiciones las propiedades del fluido utilizado en el Hoyo Intermedio de 12-1/4 plg.
- **Manejo:** Constituye en la administración de los volúmenes de fluido utilizados en el Hoyo Intermedio de 12-1/4 plg.

RESPONSABLES



- A) Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR.
- B) Ingeniero de Operaciones de PDVSA PETROPIAR.
- C) Personal de la Contratista del Taladro.
- D) Personal de la Empresa de Servicio de Fluidos de perforación.

ASPECTOS DE AMBIENTE, HIGIENE Y SEGURIDAD



IMPORTANTE

Todo el personal involucrado en la operación de construcción del pozo debe conocer y estar familiarizado con la **Política de Seguridad de PETROPIAR**.

RIESGOS ASOCIADOS	MEDIDAS DE PRECAUCIÓN
<p>Sustancias químicas (Contacto con productos, quemaduras, irritaciones de piel)</p> 	<p>Ubíquese en el lado contrario de la dirección del viento. Utilice el equipo de protección respiratoria (tapa boca y mascarilla). Leer la hoja de seguridad del producto (MSDS). Mantener la cara alejada del embudo, evitar colocar objetos que puedan caer al embudo, incorporar primero los productos y después el solvente. Mantener orden y limpieza, estar atentos a cualquier eventualidad.</p>
<p>Caída por resbalamiento</p> 	<p>Utilizar zapatos anti- resbalantes de seguridad. Mantenga limpio el lugar.</p>
<p>Mordedura o picadura por animales ponzoñosos</p>	<p>Estar atento a cualquier eventualidad, alejarse e informar sobre el problema.</p>

IMPORTANTE: PORTAR EN TODO MOMENTO Y EN TODAS LAS ÁREAS OPERACIONALES, EL EQUIPO DE PROTECCION PERSONAL (CASCO, LENTES, BOTAS, GUANTES DE SEGURIDAD).

MATERIALES Y PRODUCTOS QUÍMICOS

- a) Goma Xántica.
- b) Soda Caustica (NaOH).
- c) Pac LV (*Low Viscosity*).
- d) Acetato de Potasio ($C_2H_3KO_2$).
- e) Cal Hidratada.
- f) Agua.

PROCEDIMIENTOS**ACCIONES PREVIAS**

PASO 1. Disponer del programa de fluido y especificaciones de este a ser utilizado en la construcción de la fase intermedia de 12-1/4 plg.

PASO 2. Elaborar Análisis de Riesgos en el Trabajo (A.R.T.) por parte del personal Técnico de la Empresa de Servicio de Fluido de Perforación.

- El A.R.T se debe elaborar cada 8 horas y/o cambio de guardia.

PASO 3. El Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR y el Supervisor SIAHO de la Empresa Contratista de Taladro, revisan y aprueban con su firma el A.R.T.

PASO 4. Disponer oportunamente de los equipos de medición (calibrados), materiales y productos químicos con su correcta certificación requerida para la preparación del fluido.

- Disponer como mínimo de un 20% adicional de los volúmenes y cantidades de los productos químicos requeridos para la preparación y mantenimiento de los fluidos para esta fase.

PASO 5. Disponer en sitio de material (fibra, micas, etc.) de contingencia para pérdida de circulación.

PASO 6. Realizar reunión pre-trabajo para analizar el procedimiento operacional y el programa de fluidos del hoyo a perforar, como también aclarar dudas referentes al trabajo a ejecutar.

PASO 7. Confirmar la previa limpieza e inspección de los tanques antes de iniciar la mezcla del fluido de perforación.

PASO 8. El Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR da la orden para iniciar las actividades de preparación, mantenimiento y manejo del fluido de perforación al personal técnico de la empresa de servicio de este último.

PREPARACIÓN (MEZCLA)**A) Lodo (Agua Inhibida) de perforación desde la profundidad de la zapata de 13-3/8 plg hasta la profundidad de 2.500 pie habitualmente.**

PASO 9. Disponer en los tanques del volumen requerido de agua de mezcla para la preparación del fluido de perforación.

- El volumen mínimo requerido es igual a la sumatoria de la capacidad del tanque trampa, asentamiento y succión.

PASO 10. Realizar análisis fisicoquímico (dureza) del agua para la preparación del fluido de perforación y así determinar la caracterización que permita el óptimo rendimiento de los aditivos químicos.

- EL pH del agua debe estar entre el rango de 9 – 10.

PASO 11. Agregar la cantidad requerida de **Cal**.

- Concentración de 4,00 - 6,00 lb/bbl o 3,5 v/v.
- Su función es aumentar el valor real del punto cedente.

PASO 12. Agregar la cantidad requerida del producto **Acetato de Potasio** ($C_2H_3KO_2$).

- La cantidad de este producto dependerá del volumen de agua y las concentración exigidas por PDVSA PETROPIAR.
- 2% - 4% v/v; 2,00 lb/bbl.
- **IMPORTANTE:** Sí la presentación del producto es en líquido, la densidad de este debe ser mínimo 10,5 lpg.
- De registrar una densidad menor, informar al Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR y tomar las acciones correspondiente.
- Su función es inhibir las arcillas.

PASO 13. Preparar y reservar un volumen adicional (10%) de fluido de perforación agua inhibida, como contingencia para pérdida considerable.

- Preparar con las mismas concentraciones de producto del fluido circulante (2,00 lb/bbl de acetato de Potasio).

B) Lodo Polimérico Inhibido a ser bombeado a partir de la profundidad de 2.500 pie habitualmente.

PASO 14. Disponer en los tanques de reserva volumen requerido de agua de mezcla para la preparación del fluido de perforación Polimérico Inhibido.

- El volumen mínimo requerido es igual a la sumatoria de la capacidad del tanque trampa, asentamiento y succión.

PASO 15. Agregar la cantidad requerida del producto **Pac LV**.

- La cantidad de este producto dependerá del volumen de agua y las concentraciones exigidas por PDVSA PETROPIAR.
- Concentración: 1,00 - 2,00 lb/bbl.
- Su función es controlar el filtrado

PASO 16. Agregar la cantidad requerida del producto **Goma Xántica**.

- La cantidad de este producto dependerá del volumen de agua y las concentraciones exigidas por PDVSA PETROPIAR.
- Concentración: 1,00 - 2,00 lb/bbl.
- Su función es proporcionar viscosidad al lodo.

PASO 17. Agregar la cantidad requerida del producto **Acetato de Potasio**.

- La cantidad de este producto dependerá del volumen de agua y las concentraciones exigidas por PDVSA PETROPIAR.
- Concentración: 4,00 - 6,00 lb/bbl.
- Su función es inhibir las arcillas

PASO 18. Agregar la cantidad requerida del producto **Soda Caustica**.

- La cantidad de este producto dependerá del volumen de agua y las concentraciones exigidas por PDVSA PETROPIAR.
- Concentración: 0,25 - 1,00 lb/bbl.
- Su función es controlar el pH.
- **IMPORTANTE:** Leer el MSDS, Producto **“ALTAMENTE PELIGROSO”**, Si el taladro cuenta con el mezclador especial, hacer uso de este, ver figura 109.



Figura 109 - Mezclador Especial para Producto de Soda Caustica [Aristimuño y Briceño, 2012]

MANTENIMIENTO

PASO 18. Realizar y reportar periódicamente pruebas del fluido de perforación (Agua Inhibida) al Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR, para observar el comportamiento de este.

- Densidad: 8,3 lpg – 8,8 lpg.
- Viscosidad embudo: 26 seg/qt – 32 seg/qt
- Cloruros: 600 ppm – 800 ppm.

PASO 20. Realizar pruebas de laboratorios al fluido de perforación Polimérico Inhibido, para determinar que las propiedades y las concentraciones cumplan con lo establecido según programa de construcción de pozo, como se observa en la tabla 20.

- Realizar pruebas de laboratorio al fluido a las 4:00 am, 12:00 pm y 8:00 pm, reportar respectivos resultados al Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR.

Tabla 20 - Propiedades del fluido Polimérico Inhibido

PROPIEDADES	RANGO	UNIDADES
Densidad	8,4 – 9,2	Lb/gal
Viscosidad embudo	35 - 45	seg/qt
Viscosidad plástica	10 – 20	cP
Punto cedente	12 – 20	Lb/100
Geles	6/12 – 12/24	Lb/100
Lectura 6 / 3	8/7 – 14/12	Lb/100
Filtrado API	5 - < 8	cc/30min
MBT	< 20	Lb/bbl
% de Sólidos	< 8	%
% de Arena	< ½	%
pH	9,0 – 10,0	pH

PASO 21. Mantener los niveles óptimos de los tanques de reserva con fluido de perforación Polimérico Inhibido.

- Preparando con las concentraciones de los productos antes mencionados.

PASO 22. Realizar y reportar periódicamente pruebas de fluidos al Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR, para observar el comportamiento del mismo.

PASO 23. Agregar agua y mantener la densidad sí se presenta alta concentración de sólidos arcillosos, (MBT > 20 lb/bbl).

PASO 24. Mantener las propiedades del fluido de perforación en el rango recomendado durante la perforación del Hoyo Intermedio de 12-1/4 plg.

PASO 25. Probar en laboratorio cualquier nueva adición de producto al sistema de fluido de perforación, para determinar si existen efectos adversos.

PASO 26. Efectuar pruebas de compresibilidad del revoque con 100 lpc al perforar el 25%, 50%, 75% y 100% de la profundidad planificada del Hoyo Intermedio 12-1/4 plg.

- Tomar las acciones correctivas sí el revoque presenta baja calidad en cuanto a la flexibilidad, grosor, permeabilidad y lubricidad de este, revoque $\geq 1/32$ plg.

“Al culminar la perforación del Hoyo Intermedio”

PASO 27. Efectuar pruebas de progresividad de geles.

- Para estimar el comportamiento de resistencia del fluido al momento de correr el revestidor de 9-5/8 plg.
- Un gel muy progresivo con diferencia mayor de 5 seg entre gel y gel, crea problemas de flotabilidad (resistencia) al momento de revestir y puede fracturar la formación.
- De presentar altas diferencias informar a las líneas supervisoras y realizar acciones correctivas.

MANEJO

PASO 28. Reportar diariamente volúmenes de lodo manejados.

PASO 29. Prestar mucha atención a cualquier pérdida de fluido mientras se perfora.

- Registrar todas las pérdidas de fluido presentadas.

REVESTIDOR INTERMEDIO DE 9-5/8 plg

OBJETIVO

Establecer y describir las acciones a seguir para:

- ❖ Las acciones previas a la bajada del revestidor de 9-5/8 plg
- ❖ La bajada del revestidor de 9-5/8 plg hasta la profundidad planificada o establecida en el programa de construcción de pozo.
- ❖ Las acciones finales de la operación de bajada del revestidor de 9-5/8 plg en el Hoyo de Intermedio de 12-1/4 plg de diámetro.

A fin de garantizar la integridad necesaria para continuar perforando, de una manera segura, eficiente y en armonía con el medio ambiente.

ALCANCE

Este procedimiento es aplicable en las acciones previas, la bajada del revestidor de 9-5/8 plg, las acciones finales de dicha operación en el Hoyo Intermedio de 12-1/4 plg, durante la construcción de los pozos horizontales en condiciones normales de operación, localizados en el Campo Huyaparí de PDVSA PETROPIAR.

DEFINICIONES Y ABREVIATURAS

Ver glosario de términos.

DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

Los pasos necesarios para desarrollar la corrida del revestidor de 9-5/8 plg para el Hoyo Intermedio de 12-1/4 plg, se muestran en el siguiente esquema:



Figura 110 - Diagrama del proceso para la bajada del revestidor 9-5/8 plg Intermedia
[Aristimuño y Briceño, 2012]

A continuación se resume el significado de las etapas de este proceso:

- **Acciones Previas:** Establece las acciones que son tomadas antes de iniciar la labor de bajada del revestidor de 9-5/8 plg en el Hoyo Intermedio de 12-1/4 plg.
- **Corrida del Revestidor:** Establece las acciones específicas que son realizadas durante la bajada del revestidor de 9-5/8 plg en Hoyo Intermedio de 12-1/4 plg.
- **Acciones Finales:** Constituye las acciones para evaluar el siguiente paso a seguir en la construcción del Hoyo Intermedio de 12-1/4 plg.

TIEMPO PROMEDIO DE EJECUCIÓN



11,95 Horas.

0,50 Días.

RESPONSABLES



- A) Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR.
- B) Ingenieros de Operaciones de PDVSA PETROPIAR.
- C) Personal de la Contratista del Taladro.
- D) Supervisor de Seguridad de la Contratista del Taladro.
- E) Personal de la Empresa de Servicio de la Llave Hidráulica.

ASPECTOS DE AMBIENTE, HIGIENE Y SEGURIDAD



IMPORTANTE

Todo el personal involucrado en la operación de la Unidad debe conocer y estar familiarizado con la **Política de Seguridad, de PETROPIAR.**

RIESGOS ASOCIADOS	MEDIDAS DE PRECAUCIÓN
<p>Golpes o Aprisionamiento (elevador, revestidores, pin y caja de tubería, cuña, llave hidráulica, Winche)</p>  	<p>Maniobrar las llaves por las asas, mantener las manos alejados de las mordazas o quijadas. Alejarse del radio de acción cuando se esté utilizando la llave hidráulica. Salir del radio de acción cuando se esté subiendo los revestidores desde la corredera hasta la planchada</p>
<p>Caída (por escaleras, por resbalamiento en el mismo nivel)</p> 	<p>Utilizar zapatos anti- resbalantes de seguridad. Mantenga limpio el lugar. Desplazarse con cuidado, utilizar los pasamanos, mantener la escalera libre de obstáculos.</p>
<p>Sobre esfuerzos al levantar y/o quitar equipos (llave hidráulica, elevadores, tubería)</p> 	<p>Transportar el revestidor entre 2 personas. Coordinación al momento de guiar el revestidor y retirarse del radio de acción del mismo. Adoptar buena posición.</p>

IMPORTANTE: PORTAR EN TODO MOMENTO Y EN TODAS LAS ÁREAS OPERACIONALES, EL EQUIPO DE PROTECCION PERSONAL (CASCO, LENTES, BOTAS, GUANTES DE SEGURIDAD).

MATERIALES Y EQUIPOS

- a) Revestidor de 9-5/8 plg.
- b) Zapata de 9-5//8 plg.
- c) Cuello Flotador de 9-5/8 plg.
- d) Centralizadores rigidos de 9-5/8 plg.
- e) Niple de Maniobra de 9-5/8 plg (*Landing Joint*).
- f) Colgador de revestidor de 9-5/8 plg (*Casing Hanger*)
- Equipos de la Empresa de Servicio**
- g) 2 llaves Hidráulicas de bajo torque para revestidor 9-5/8 plg (13 klb/pie).
- h) 1 equipo hidráulico (2.500 lpc).
- i) 2 cuñas (120 ton).
- j) 1 elevador de tapa (122 ton).

PROCEDIMIENTOS**ACCIONES PREVIAS**

PASO 1. Elaborar Análisis de Riesgos en el Trabajo (A.R.T.) y obtener los permisos de trabajo por parte del personal técnico de la Empresa de Servicio de la Llave Hidráulica.

PASO 2. El Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR y el Supervisor 24 de la Empresa Contratista de Taladro, revisan y aprueban con su firma el A.R.T.

PASO 3. Confirmar arribo del personal y equipos de llave hidráulica para la corrida del revestidor de 9-5/8 plg.

PASO 4. Realizar inspección básica de seguridad a los equipos para la corrida del revestidor de 9-5/8 plg, por parte de los Supervisores de Operaciones y SIAHO de la Contratista del Taladro.

PASO 5. Realizar cambio de arietes de tubería 5 plg por los arietes de revestidor de 9-5/8 plg.

PASO 6. Armar en planchada equipo de llave hidráulica, por parte del personal de la empresa de servicio (ver tabla 19, pág 178)

PASO 7. Untar grasa a cada pin y caja de los revestidores.

- Nunca aplicar grasa cuando las roscas estén mojadas.

PASO 8. Cerrar la válvula ciega del VIR.

- Como medida de seguridad, para evitar que cualquier herramienta objeto caiga al fondo del hoyo.

PASO 9. Verificar el óptimo funcionamiento de la llave hidráulica y equipo hidráulico.

- Asegurarse que el indicador de torque tenga la escala adecuada y este calibrado para realizar la operación.

PASO 10. El Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR convoca al personal involucrado en la operación a la reunión de pre-trabajo.

- Se determinan responsabilidades de cada persona, analizan el procedimiento operacional y aclaran cualquier duda referente al trabajo a ejecutar.

BAJADA DEL REVESTIDOR

PASO 11. El Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR da la orden para iniciar las actividades de la corrida del revestidor de 9-5/8 plg.

PASO 12. Abrir la válvula ciega del VIR.

PASO 13. Izar los revestidores con el *Winche* hasta la *V-Door* de la planchada, y así conectarlo con el elevador del *Top Drive*.

- Operación que se realiza para cada revestidor a izar.
- Colocar guarda rosca al pin del revestidor, con la finalidad de no dañarlo cuando se está izando hasta la planchada.

PASO 14. Bajar al hoyo por revestir la primera junta de revestidor con la zapata de 9-5/8 plg conectada.

- La zapata ya viene conectada con el torque requerido desde **COB**, es decir, el valor indicado en el triángulo del tubo o a su defecto 7.000 lb/pie.
- En caso contrario esta debe ser conectada en sitio, aplicar primeramente cemento frío al pin del revestidor y enroscar esta con el torque requerido.

PASO 15. Untar el producto cemento frio (*Baker lock*) en la conexión de la segunda junta (esta última tiene conectado el cuello flotador).

- Para evitar por experiencia de campo que al romper los tapones de cementación (posteriormente) se desenrosca el revestidor.

PASO 16. Bajar la segunda Junta de revestidor con el cuello flotador conectado.

- El cuello flotador ya viene conectada con el torque requerido desde **COB**, es decir, el valor indicado en el triángulo del tubo o a su defecto 7.000 lb/pie.
- En caso contrario esta debe ser conectada en sitio, aplicar primeramente cemento frío al pin del revestidor y enroscar esta con el torque requerido.

PASO 17. Conectar el *Push Plate* al pin del *Top Drive*.

- Para proporcionar peso al revestidor en caso de ser necesario, evitando dañar el *Top Drive*.

PASO 18. Llenar internamente de fluido los revestidores para probar el funcionamiento de la zapata y cuello flotador.

1. Revisar el desplazamiento de fluido a través del espacio anular, debe descargar por las líneas de flujo.
2. Ejerce presión subiendo y bajando la tubería, verificando que el nivel de fluido interno descienda.

NOTA: Si el nivel de fluido no baja, indica que la zapata o el cuello flotador está dañado, de ser así tomar las acciones correctivas.

PASO 19. Colocar los centralizadores según el programa de centralización generado en la simulación computarizada del revestimiento del Hoyo Intermedio.

- La centralización de la tubería es un factor importante para obtener un eficiente desplazamiento de la lechada de cemento en la futura operación de cementación.

PASO 20. Continuar con la bajada del revestidor de 9-5/8 plg, en promedio son entre 110 - 120 revestidores.

- De acuerdo al triángulo impreso en el tubo.
- Torque de conexión requerido 6.000 lb/pie.
- **IMPORTANTE:** A una velocidad controlada, de 10 a 12 revestidores por hora aproximadamente.
- Durante la conexión de la tubería evitar que el pin golpee la caja.
- Al iniciar a enroscar la tubería, las primeras cinco vueltas deben enroscarse en baja velocidad.
- Corroborar el enrosque efectivo de la conexión en la lectura del medidor de torque.
- Bajar a velocidad controlada para evitar efecto pistón en el pozo (surgencia) y mitigar posible pérdida de circulación.

PASO 21. Bajar revestidor que contiene el mandril colgador.

- Su función es colgar la sarta de revestidores de 9-5/8 en la sección "A".
- El mandril colgador ya viene conectada con el torque requerido desde **COB**, es decir, el valor indicado en el triángulo del tubo o a su defecto 7.000 lb/pie.
- En caso contrario este debe ser conectada en sitio, aplicar primeramente cemento frío al pin del revestidor y enroscar esta con el torque requerido.

PASO 22. Conectar el niple de maniobra para 9-5/8 plg al revestidor que contiene el mandril colgador.

- El niple de maniobra debe tener una longitud tal que permita instalar el cabezal de cementación a no más de 4 pie por encima del piso del taladro (mesa rotaria).

PASO 23. Bajar el niple de maniobra y verificar el correcto asentamiento de la sarta de revestidores de 9-5/8 plg.

- Se puede verificar por medio de los orificios de la Sección "A" el correcto asentamiento del colgador.

PASO 24. Circular el pozo hasta iniciar la instalación del cabezal de cementación.

- Galonaje a consideración del Supervisor del Taladro de PDVSA PETROPIAR

PASO 25. Desvestir equipos de llave hidráulica y realizar los preparativos para la cementación de revestidor de 9-5/8 plg.

ACCIONES FINALES

PASO 26. Acondicionar el fluido de perforación antes de la cementación del revestidor de 9-5/8 plg.

PASO 27. Confirmar arribo del personal y equipo de cementación para revestidor de 9-5/8 plg.

PASO 28. Adecuar la locación para disposición de los camiones a utilizar en la cementación del revestidor de 9-5/8 plg.

PASO 29. Realizar operación cementación del revestidor de 9-5/8 plg.

- Ver procedimiento de cementación del revestidor 9-5/8 plg, pág 194.

CEMENTACIÓN DEL REVESTIDOR DE 9-5/8 plg (Primaria)

OBJETIVO

Establecer y describir las acciones que se deben seguir para realizar las acciones previas a la cementación primaria, cementación primaria y acciones finales después de esta de los revestidores de 9-5/8 plg, de una manera eficiente, segura y en armonía con el medio ambiente. A fin de empotrar la sarta de tubería de revestimiento de 9-5/8 plg, protegerla de los efectos de la corrosión y de los esfuerzos generados en las paredes del hoyo.

ALCANCE

Este procedimiento es aplicable en las acciones previas, cementación primaria y acciones finales después de esta para el revestidor de 9-5/8 plg, durante la construcción del Hoyo Intermedio de 12-1/4 plg de los pozos horizontales en condiciones normales de operación, localizados en el Campo Huyaparí de PDVSA PETROPIAR.

DEFINICIONES Y ABREVIATURAS

Ver glosario de términos.

DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

Los pasos necesarios para desarrollar la cementación de los revestidores de 9-5/8 plg para el Hoyo Intermedio de 12-1/4 plg, se muestran en el siguiente esquema:



Figura 111 - Diagrama del proceso de cementación del revestidor 9-5/8 plg
[Aristimuño y Briceño, 2012]

A continuación se resume el significado de las etapas de este proceso:

- **Acciones Previas:** Establece las acciones que son tomadas antes de iniciar la labor de cementación del revestidor de 9-5/8 plg en el Hoyo Intermedio de 12-1/4 plg.
- **Cementación del Revestidor:** Establece las acciones específicas durante la cementación del revestidor de 9-5/8 plg en Hoyo Intermedio de 12-1/4 plg
- **Acciones Finales:** Constituye las acciones para evaluar el siguiente paso a seguir para la construcción del Hoyo Horizontal de 8-1/2 plg.

TIEMPO PROMEDIO DE EJECUCIÓN



6,61 Horas.

0,28 Días.

RESPONSABLES

- A) Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR.
- B) Ingeniero de Operaciones de PDVSA PETROPIAR.
- C) Personal de la Contratista del Taladro.
- D) Personal de la Empresa de Servicio de Cementación
- E) Personal de la Empresa de Servicio de Fluidos de Perforación.
- F) Personal de la Empresa de Servicio de Control de Sólidos.
- G) Personal de la Empresa de Servicio de Control Ambiental.

ASPECTOS DE AMBIENTE, HIGIENE Y SEGURIDAD



IMPORTANTE

Todo el personal involucrado en la operación de construcción de pozos debe conocer y estar familiarizado con la **Política de Seguridad de PETROPIAR**.

RIESGOS ASOCIADOS		MEDIDAS DE PRECAUCIÓN
Presión alta (Líneas presurizadas)		Colocar guayas de seguridad en las uniones de la líneas de cementación. Alejarse de las líneas presurizadas. No exceder los parámetros de prueba. Estar atento a las operaciones.
Golpeado (objetos, aprisionamientos)		Orden y limpieza en el área de trabajo.
Sustancias químicas (contacto con productos, aditivos)		Ubíquese en el lado contrario de la dirección del viento. Utilice el equipo de protección respiratoria (tapa boca y mascarilla). Leer la hoja de seguridad del producto (MSDS).
Caída por resbalamiento		Utilizar zapatos anti- resbalantes de seguridad. Mantenga limpio el lugar.
Vibraciones		Estar en movimiento constante para evitar la exposición a la vibración por periodo constante.

IMPORTANTE: PORTAR EN TODO MOMENTO Y EN TODAS LAS ÁREAS OPERACIONALES, EL EQUIPO DE PROTECCION PERSONAL (CASCO, LENTES, BOTAS, GUANTES DE SEGURIDAD).

MATERIALES, EQUIPOS Y PRODUCTOS

- j) Un (1) cabezal de cementación doble.
- k) Un (1) registrador de presión.
- l) Tres (3) tolvas con cemento.
- m) Un (1) camión bomba.
- n) Dos (2) balanzas presurizadas.
- o) Unidades de vacío (*Vacuum y Super Sucker*).
- p) Camión cisterna.
- q) Cinco (5) radios portátiles.
- r) Tapón de limpieza (blando).
- s) Tapón de desplazamiento (duro).
- t) Material Retardador de fraguado.

PROCEDIMIENTOS

ACCIONES PREVIAS

PASO 1. Confirmar arribo del personal y equipo de cementación para revestidor de 9-5/8 plg.

PASO 2. Realizar inspección básica de seguridad a los equipos y unidades de cementación.

- El representante de la empresa de servicio deberá tomar las acciones correctivas, en caso de no aprobar la inspección.

PASO 3. Elaborar Análisis de Riesgos en el Trabajo (A.R.T.) y obtener los permisos de trabajo por parte del personal técnico de la Empresa de Servicio de Cementación.

PASO 4. El Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR y el Supervisor SIAHO de la Empresa Contratista de Taladro, revisan y aprueban con su firma el A.R.T.

PASO 5. Discutir programa de cementación generado por el ingeniero de la empresa de servicios de cementación y quien en conjunto con el Supervisor de taladro de PDVSA PETROPIAR están encargados de la supervisión de la operación.

- Este programa contiene los cálculos de volúmenes de la lechada, preflujos, características reológicas de las lechadas, pruebas de laboratorio y demás información pertinente.
- **IMPORTANTE:** Establecer el porcentaje de exceso de la lechada a bombear, este valor dependerá de que tan homogéneo es el diámetro a lo largo del hoyo perforado.
- **IMPORTANTE:** Confirmar la compatibilidad del tipo de rosca del cabezal de cementación, con la caja del niple de maniobra.
- **IMPORTANTE:** Confirmar la presión de ruptura de la membrana en tapón blando.

PASO 6. Instalar, en planchada:

- A) PRIMERAMENTE dentro del cabezal EL TAPÓN DE LIMPIEZA (Blando), junto con su respectivo pin.
- B) Cargar el cabezal con EL TAPÓN DE DESPLAZAMIENTO (Duro), junto con su respectivo pin.

- **IMPORTANTE:** El Ingeniero de Operaciones o el Supervisor de PDVSA PETROPIAR está presente y se asegura de la correcta instalación de los tapones.

PASO 7. Conectar el cabezal (doble clic) de cementación al niple de maniobra de 9-5/8 plg.

SIMULTANEAMENTE: PASOS 7, 8, 9.

PASO 8. Conectar el cabezal de cementación al sistema de circulación de fluidos del taladro.

- Para proporcionar circulación de fluido al pozo y así mantener el hoyo estable.

PASO 9. Vestir las unidades y equipos de cementación, instalar las líneas de cementación del camión bomba al cabezal de cementación, instrumentos de medición.

- **IMPORTANTE:** Se debe colocar avisos, señales de seguridad y extintores de fuegos en el área de trabajo.

PASO 10. Airear la mezcla.

PASO 11. El Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR convoca al personal involucrado en la operación a la reunión de pre-trabajo.

- Se determinan responsabilidades de cada persona, analizan el procedimiento operacional y aclaran cualquier duda referente al trabajo a ejecutar.

PASO 12. Posicionar unidades de vacío en las canoas de descarte de ripio.

- *Super Sucker y Vacuum.*

PASO 13. Circular el pozo por lo mínimo un ciclo completo parando circulación.

- Circular a la velocidad anular obtenida durante la perforación previa, monitoreando las presiones y la estabilidad de esta.

PASO 14. Chequear:

- a) Eficiencia de las bombas del camión para un mejor control del desplazamiento.
- b) Líneas de suministro de cemento seco.
- c) Conexiones de suministro de agua.
- d) Compresor y accesorios.
- e) Integridad del equipo.

CEMENTACIÓN DEL REVESTIDOR

PASO 15. Probar líneas de cementación, con 3.000 lpc por 5 min.

- Se emitirá una (1) alarma al momento de realizar esta prueba y dos (2) para indicar que ya ha sido despresurizada.
- Todo el personal debe estar ubicado en sitio seguro durante la prueba.
- En caso de fuga chequear líneas, reparar y volver a realizar la prueba.

PASO 16. Preparar preflujos, lechadas de cemento acorde a las especificaciones establecidas en el programa final de cementación.

- Los preflujos se requieren para permitir limpiar y acarrear a su paso por el hoyo abierto el revoque, para así optimizar la adherencia del cemento con la formación y el revestidor.

PASO 17. Parar circulación, cerrando las líneas (*Standpipe*) del taladro.

PASO 18. Abrir válvulas del cabezal de cementación.

- Para activar las líneas de bombeo de las unidades de cementación.

PASO 19. Soltar tapón de limpieza (blando).

- Color típico del tapón: **Naranja**.
- Su función es remover residuos dentro del revestidor y evitar la contaminación del cemento con el lodo.
- **IMPORTANTE:** El Personal de PDVSA PETROPIAR debe verificar la liberación del tapón a través del indicador del cabezal de cementación.

NOTA: PASOS 20, 21 “PREFLUJOS”.

PASO 20. Bombear lavador base agua.

- Su función es separar el lodo de perforación de la fase de cemento y proporcionar un medio humectado para crear adherencia a la lechada.
- Densidad = 8,4 lpg.
- Volumen = 20 bbl.
- Tasa = 4 bpm.

PASO 21. Bombear lechada de espaciador (*Scavenger*).

- Ayuda a remover, limpiar y acarrear todos los sólidos, y a la vez humectar la formación para proporcionar mayor soporte y adherencia a la lechada.
- Densidad = 11,5 lpg.
- Volumen = 30 bbl.
- Tasa = 4 bpm.

PASO 22. Bombear lechada de llenado.

- Es una lechada con filtrado moderado y mediana resistencia a la compresión.
- Cuando se haya bombeado entre 50 bbl y 60 bbl de la lechada de llenado ($\rho = 13,5$ lpg), se comienza la pre-mezcla de lechada de cola.

PASO 23. Bombear lechada de cola.

- De bajo filtrado y alta resistencia a la compresión, también posee rápido desarrollo de geles ($\rho = 15,6$ lpg).

PASO 24. Soltar tapón de desplazamiento (Duro).

- Color típico del tapón: **Negro**.
- Su función es desplazar la lechada dentro del revestidor y evitar la contaminación de esta con el agua.
- **IMPORTANTE:** El Personal de PDVSA PETROPIAR debe verificar la liberación del tapón a través del indicador del cabezal de cementación.

PASO 25. Desplazar volumen teórico con agua fresca a través de las bombas de la Empresa de Servicios de Cementación, como se observa en la tabla 21.

Tabla 21 - Desplazamiento con agua fresca en la cementación intermedia

PORCENTAJE DEL VOLUMEN TOTAL DEL DESPLAZAMIENTO	TASA (bpm)
(65 a 68)%	6
(25 a 28)%	4
(5 a 8)%	2

PASO 26. DURANTE EL DESPLAZAMIENTO:

- A) Monitorear por parte del personal (el químico) de la Empresa de Servicio de Fluido de Perforación, las propiedades del fluido que se deposita en el *Cellar*.
 - B) Verificar el aumento de la densidad (peso) del fluido.
 - C) Verificar contenido de cemento en el fluido desplazado a través de la reacción de este con FENOLFTALEINA (ver Tabla 12, pág 156).
- El monitoreo comienza cuando se haya bombeado el 40% del volumen de agua para desplazar la lechada.

PASO 27. Chequear constantemente los niveles del suministro de agua para la mezcla.

- Tomar las previsiones para un posible agotamiento.
- El taladro cuenta con un tanque de agua para tal contingencia.

PASO 28. Asentar tapón de desplazamiento con 500 lpc por encima de la presión de desplazamiento.

PASO 29. Mantener presurizado el sistema durante 5 minutos y despresurizar al culminar el tiempo.

PASO 30. Cuantificar volumen de agua retornada (RETORNO) a la unidad de cementación.

- Sí el retorno es considerable (> 4,5 bbl indica que la zapata (*Válvula Checker*) está fallando, para esto:
 - Se procede a bombear nuevamente el volumen de retorno para verificar la zapata (*Válvula Checker*), puede haber sucio en esta.
 - SÍ PERSISTE EL RETORNO CONSIDERABLE: Bombear nuevamente el volumen de retorno, dejar el sistema presurizado con 500 lpc y esperar el fraguado del cemento.

PASO 31. ¿Operación de cementación satisfactoria?

NEGATIVO

Realizar una revisión de la metodología de la operación y así encontrar la falla.

- Ver detección de problemas en la operación de cementación, en información adjunta 7.

AFIRMATIVO

Dejar el pozo cerrado durante 12 - 16 hr para esperar fraguado.

ACCIONES FINALES

PASO 32. Agregar al cemento descargado en la canoa de ripios el retardador de fraguado.

- Un saco de azúcar común se puede disponer como retardador de fraguado del cemento.

PASO 33. Desinstalar cabezal y líneas de cementación, desvestir las unidades y equipos.

PASO 34. Sanear el área por parte del personal de la Empresa de Servicio de Cementación, para dejarla en las mismas condiciones como la recibieron.

SIMULTANEAMENTE: PASOS 35, 36.

PASO 35. Esperar fraguado del cemento.

PASO 36. Limpiar y acondicionar todos los tanques de fluido de perforación para las operaciones de la siguiente fase (HORIZONTAL).

PASO 37. Retirar niple de maniobra (rosca inglesa).

VESTIDA DE VIR Para Fase Intermedia

OBJETIVO

Establecer y describir las acciones a seguir para desarrollar las actividades que engloban la vestida del conjunto VIR para poder dar inicio a la perforación del Hoyo Intermedio de 12-1/4 plg de una forma segura y eficiente. A fin de proporcionar seguridad operacional del pozo y controlar mecánicamente una posible arremetida evitando que ésta se convierta en un reventón.

ALCANCE

Este procedimiento es aplicable en las acciones de la vestida del conjunto VIR para poder dar inicio a la perforación del Hoyo Intermedio de 12-1/4 plg, durante la construcción de los pozos horizontales en condiciones normales de operación, localizados en el Campo Huyaparí de PDVSA PETROPIAR.

DEFINICIONES Y ABREVIATURAS

Ver glosario de términos.

DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

Los pasos necesarios para desarrollar la vestida del conjunto VIR y así dar inicio a la perforación del Hoyo Intermedio de 12-1/4 plg, se muestran en el siguiente esquema:



Figura 112 - Diagrama del proceso de la vestida del conjunto VIR [Aristimuño y Briceño, 2012]

A continuación se resume el significado de las etapas de este proceso:

- **Acciones Previas:** Establece las acciones que son tomadas antes de iniciar la labor de vestida del conjunto VIR.
- **Vestida del Conjunto:** Establece las acciones específicas que son realizadas en la vestida del conjunto VIR y así poder comenzar con la construcción del Hoyo Intermedio de 12-1/4 plg.

TIEMPO PROMEDIO DE EJECUCIÓN




9,45 Horas.

0,31 Días.

RESPONSABLES

- A) Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR.
- B) Personal de la Contratista del Taladro.
- C) Supervisor de Seguridad de la Contratista del Taladro.

ASPECTOS DE AMBIENTE, HIGIENE Y SEGURIDAD

 IMPORTANTE
<p>Todo el personal involucrado en la operación de construcción del pozo debe conocer y estar familiarizado con la Política de Seguridad de PETROPIAR.</p>

RIESGOS ASOCIADOS	MEDIDAS DE PRECAUCIÓN
<p>Golpes (por líneas, por llave de golpe o mandarrea)</p>	<p></p> <p>Estar atento a las operaciones. Alejarse de cargas suspendidas. Usar herramientas en buen estado.</p>
<p>Caída por resbalamiento.</p>	<p></p> <p>Utilizar zapatos anti- resbalantes de seguridad. Mantenga limpio el lugar.</p>
<p>Sobre esfuerzos a levantar equipos.</p>	<p></p> <p>Cumplir con procedimientos de trabajo seguro. Adoptar posición adecuada.</p>

IMPORTANTE: PORTAR EN TODO MOMENTO Y EN TODAS LAS ÁREAS OPERACIONALES, EL EQUIPO DE PROTECCION PERSONAL (CASCO, LENTES, BOTAS, GUANTES DE SEGURIDAD).

MATERIALES Y EQUIPOS

- a) Niple campana.
- b) Preventor anular (*Hydrill*) 13-5/8 plg 5.000 lpc.
- c) Ranos doble (*Rams*) 13-5/8 plg 5.000 lpc.
- d) Carreto de control (*Mud Cross*) 13-5/8 plg 5.000 lpc
- e) Carreto Espaciador (*Spool*) 13-5/8 plg 5.000 lpc X 13-5/8 plg 3.000 lpc.
- f) Anillo R-57.

PROCEDIMIENTOS

ACCIONES PREVIAS

PASO 1. Elaborar Análisis de Riesgos en el Trabajo (A.R.T.), obtener los permisos de trabajo por parte del personal técnico de la Empresa Contratista del Taladro y PDVSA PETROPIAR.

- El A.R.T se debe elaborar cada 8 horas y/o cambio de guardia.

PASO 2. El Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR y el Supervisor 24 de la Empresa Contratista del Taladro, revisan y aprueban con su firma el A.R.T.

PASO 3. El Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR convoca al personal involucrado a la reunión de pre-trabajo para el inicio de la operación para establecer responsabilidades de cada uno de los involucrados durante esta.

PASO 4. Asegurar que los puntos tratados queden asentados en una minuta, distribuir y archivar el documento.

VESTIDA DEL CONJUNTO

PASO 5. Deslizar el conjunto de la VIR.

- El montacargas debe deslizar el carrito que transporta al conjunto VIR.
- El carrito contiene armados el preventor anular, ranes y carrito de control (*Mud Cross*) del conjunto VIR.

PASO 6. Colocar dos guayas en las orejeras del preventor anular, para poder levantar la VIR.

- Utilizar las guayas del *Top Drive* y levantar el preventor Anular (*Hydri*) – Ranes – Carreto de control.

PASO 7. Levantar y colgar VIR de las orejeras del preventor anular.

PASO 8. Conectar el carrito espaciador (*Spool*) a la Sección "A".

PASO 9. Bajar la VIR y conectarlo con el carrito espaciador.

- Antes conectar el anillo R-57, para así tener la conexión metal-metal.
- **IMPORTANTE:** No es recomendable utilizar los anillos más de 2 veces.

SIMULTANEAMENTE: PASOS 10, 11.

PASO 10. Vestir el Niple campana.

PASO 11. Ajustar la conexión del carrito espaciador con el carrito de control a través de los respectivos espárragos y tuercas.

- Apretar según orden de apriete (en cruz), aplicando el torque requerido utilizando la llave de torque.

PASO 12. Instalar volantes a los ranes y válvula para matar el pozo.

PASO 13. Instalar las líneas hidráulicas del acumulador de presión (HCR, siglas en inglés) a las válvulas del conjunto de VIR y probar sistema.

- Prueba de funcionamiento de apertura y cierre de VIR, regulando la presión de trabajo en el acumulador de 1.500 lpc.

FASE HORIZONTAL DE 8-1/2 plg

PETROPIAR

INDICE

Objetivos de la Fase Horizontal de 8-1/2 plg	211
Herramientas y Equipos de la Fase	212
Perforación de hoyo Horizontal de 8-1/2 plg	
Objetivo.....	217
Alcance.....	217
Definiciones y Abreviaturas.....	217
Descripción de Proceso.....	217
Tiempo Promedio de Ejecución.....	218
Responsables.....	218
Aspectos de Ambiente, Higiene y Seguridad.....	218
Procedimientos.....	220
Acciones Previas.....	220
Perforación del Hoyo.....	221
Acciones Finales.....	226
Fluido de Perforación (Viscoelástico)	
Objetivo.....	227
Alcance.....	227
Definiciones y Abreviaturas.....	227
Descripción de Proceso.....	227
Responsables.....	228
Aspectos de Ambiente, Higiene y Seguridad.....	228
Materiales y Productos Químicos.....	229
Procedimientos.....	230
Acciones Previas.....	230
Preparación (Mezcla).....	230
Mantenimiento.....	232
Manejo.....	233
Liner de Producción 7 plg	
Objetivo.....	234
Alcance.....	234
Definiciones y Abreviaturas.....	234
Descripción de Proceso.....	243
Tiempo Promedio de Ejecución.....	235
Responsables.....	235
Aspectos de Ambiente, Higiene y Seguridad.....	235
Materiales y Equipos.....	236
Procedimientos.....	237
Acciones Previas.....	237
Bajada del <i>Liner</i>	238
Acciones Finales.....	239

Desvestida y Vestida VIR

Objetivo.....	241
Alcance	241
Definiciones y Abreviaturas	241
Descripción de Proceso.....	241
Tiempo Promedio de Ejecución	242
Responsables	242
Aspectos de Ambiente, Higiene y Seguridad	242
Materiales Y Equipos.....	243
Procedimientos	244
Acciones Previas.....	244
Desvestida	244
Vestida	244

Desvestida Convencional de VIR

Objetivo.....	246
Alcance	246
Definiciones y Abreviaturas	246
Descripción de Proceso.....	246
Tiempo Promedio de Ejecución	247
Responsables	247
Aspectos de Ambiente, Higiene y Seguridad	247
Materiales y Equipos	248
Procedimientos	249
Acciones Previas.....	249
Desvestida	249

Desvestida NO Convencional de VIR

Objetivo.....	251
Alcance	251
Definiciones y Abreviaturas	251
Descripción de Proceso.....	251
Responsables	252
Aspectos de Ambiente, Higiene y Seguridad	252
Materiales Y Equipos.....	253
Procedimientos	254
Acciones Previas.....	254
Desvestida	254

OBJETIVOS DE LA FASE HORIZONTAL DE 8-1/2 plg

1. Explotar las reservas probadas, principalmente en la arena objetivo.
2. Perforar direccionalmente la sección horizontal de 8-1/2 plg a lo largo de la(s) arena(s) productora(s) usando lodo base agua.
3. Incorporar los datos del pozo y mejorar el modelo estructural del Campo.
4. Obtener información adicional de las propiedades del yacimiento para incorporarla al modelo del yacimiento.
5. Limitar la tortuosidad del pozo para permitir que el *Liner* ranurado de 7 plg llegue al fondo del pozo satisfactoriamente.

Como se muestra en la figura 112.

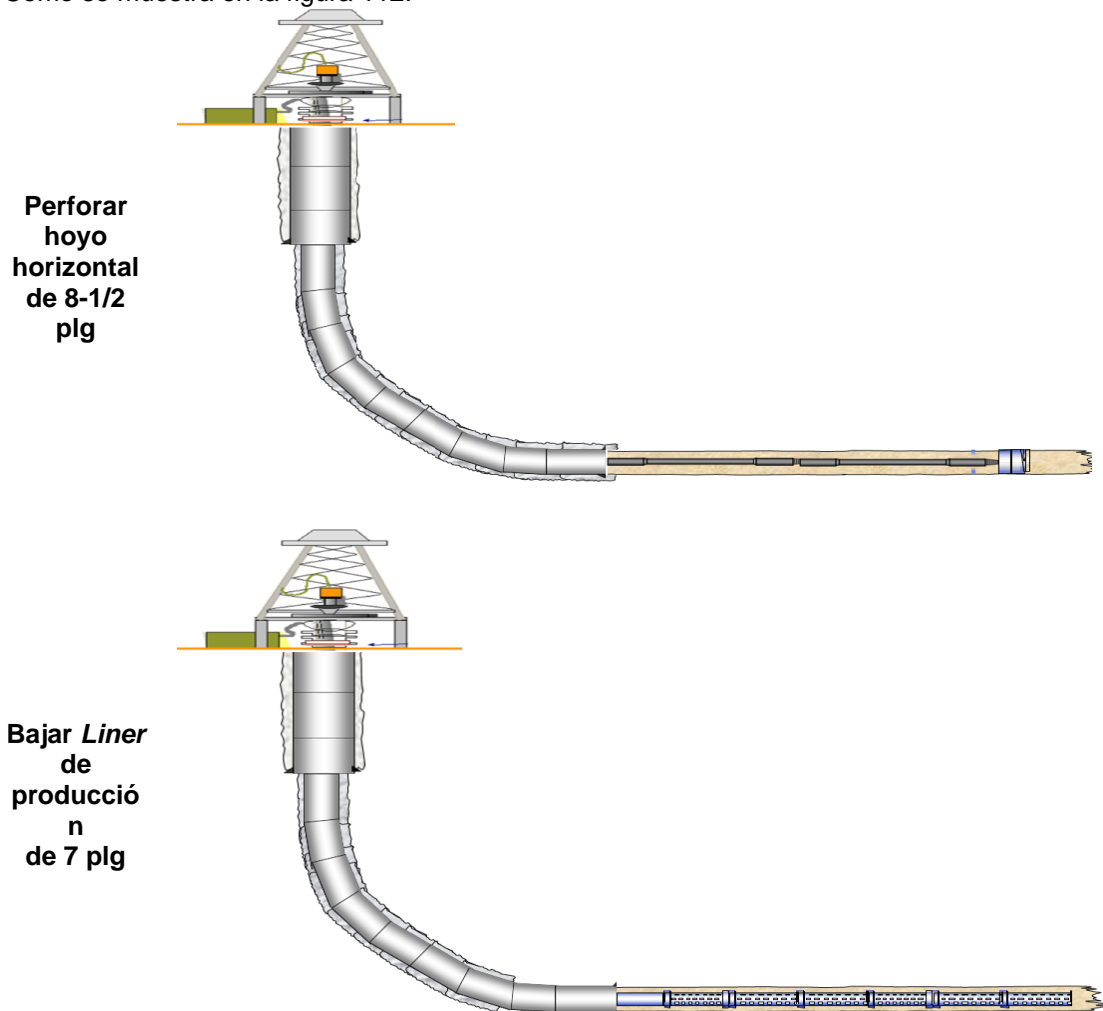


Figura 112 - Objetivos de la Fase Horizontal de 8-1/2 plg

HERRAMIENTAS Y EQUIPOS DE LA FASE

Tabla 22 - Herramientas y equipos de la Fase Horizontal (parte I) [Aristimuño y Briceño, 2012]




MECHA		
Diámetro	8-1/2 plg	
Modelo	PDC	
Chorros (Jets)	3x18	
BIT BREAKER		
Diámetro	8-1/2 plg	
CROSS OVER		
Diámetro	7 plg BC Box X 5-1/2 plg BC Pin	
ZAPATA		
Diámetro	5-1/2 plg	
Grado	J-55	
Peso	17 lb/pie	

Tabla 22 - Herramientas y equipos de la Fase Horizontal (parte II) [Aristimuño y Briceño, 2012]

LINER RANURADO		
Diámetro	5-1/2 plg	
Grado	J-55 API 5CT	
Ancho de Ranura	0,020 plg	
Peso	15,5 lb/pie	
Ranuras por pie	240 RPP	
LINER RANURADO		
Diámetro	7 plg	
Grado	J-55 API 5CT	
Ancho de Ranura	0,020 plg	
Peso	23 lb/pie	
Ranuras por pie	240 RPP	
LINER LISO		
Diámetro	7 plg	
Grado	J-55 API 5CT	
Peso	23 lb/pie	
EMPACADURA		
Diámetro	8 plg	






Tabla 22- Herramientas y equipos de la Fase Horizontal (parte III) [Aristimuño y Briceño, 2012]

ASSY BIT GUIDE		
Diámetro	9-5/8 plg	
ENSAMBLAJE DE SELLOS (PACK OFF)		
Diámetro	9-5/8 plg	
SECCION 'B'		
Diámetro	11 plg	
Grado	J-55	
VALVULA DE AGUJA		
Diámetro	2 plg	

Tabla 22 - Herramientas y equipos de la Fase Horizontal (parte IV) [Aristimuño y Briceño, 2012]

TAPÓN MACHO HEXAGONALES		
Diámetro	2 plg	
NIPLA		
Diámetro	2 plg	
TORNILLOS HEXAGONALES		
Diámetro	1/16 plg	
VALVULA		
Diámetro	2 plg	

Tabla 22- Herramientas y equipos de la Fase Horizontal (parte V) [Aristimuño y Briceño, 2012]

CANDADOS VERDES (LOCK DOWN)		
Diámetro	2 plg	
CANDADOS ROJOS (LOCK DOWN)		
Diámetro	2 plg	
WELL CAP		
Diámetro	11 plg	
TAPÓN DE ABANDONO		
Diámetro	11 plg	
GRASA SELLADORA		
Composición	36% grasa 64% metales suaves	
Característica	5A3 API	

PERFORACIÓN DEL HOYO HORIZONTAL DE 8-1/2 plg Hoyo de Producción

OBJETIVO

Establecer y describir las acciones a seguir para la perforación del Hoyo Horizontal de 8-1/2 plg de diámetro y profundidad planificada o establecida en el programa de construcción de pozos horizontales aprobado por los niveles correspondientes de PDVSA PETROPIAR, de una manera segura, eficiente y en armonía con el medio ambiente.

ALCANCE

Este procedimiento es aplicable en las acciones previas a la actividad de perforación, durante la perforación y acciones finales después de la perforación del Hoyo Horizontal de 8-1/2 plg, durante la construcción de los pozos horizontales en condiciones normales de operación, localizados en el Campo Huyaparí de PDVSA PETROPIAR.

DEFINICIONES Y ABREVIATURAS

Ver glosario de términos.

DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

Los pasos necesarios para desarrollar la perforación del Hoyo Horizontal de 8-1/2 plg, se muestran en el siguiente esquema:

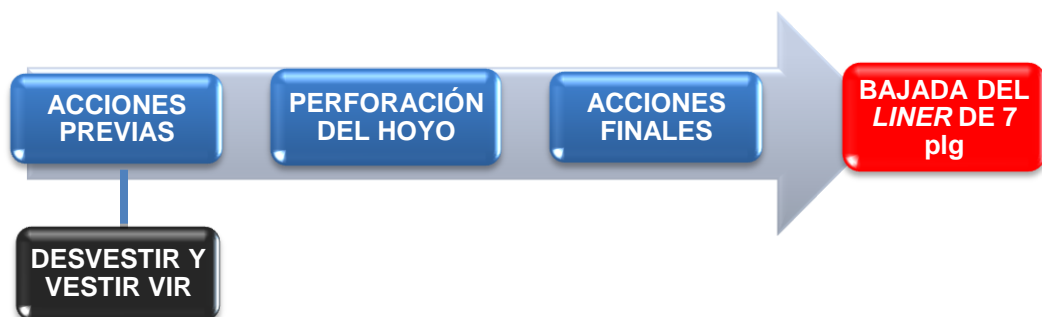


Figura 114 - Diagrama del proceso para la perforación del Hoyo Horizontal de 8-1/2 plg
[Aristimuño y Briceño,2012]

A continuación se resume el significado de las etapas de este proceso:

- **Acciones Previas:** Establece las acciones que son realizadas antes de iniciar la labor de perforación del Hoyo Horizontal de 8-1/2 plg.
- **Perforación del Hoyo:** Establece las acciones que son realizadas durante la perforación del Hoyo Horizontal de 8-1/2 plg.
- **Acciones Finales:** Constituye las acciones que son realizadas para continuar con la construcción del Hoyo Horizontal de 8-1/2 plg.

TIEMPO PROMEDIO DE EJECUCIÓN



107,9 Horas.

4,5 Días.

RESPONSABLES

- A) Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR.
- B) Ingeniero de Operaciones de PDVSA PETROPIAR.
- C) Geólogo de Operaciones de PDVSA PETROPIAR.
- D) Personal de la Contratista del Taladro.
- E) Personal de la Empresa de Servicio de Mechas.
- F) Personal de la Empresa de Servicio de Fluidos de Perforación.
- G) Personal de la Empresa de Servicio de Control de Sólidos.
- H) Personal de la Empresa de Servicio de Control Ambiental.
- I) Personal de la Empresa de Servicio de Control Direccional.

ASPECTOS DE AMBIENTE, HIGIENE Y SEGURIDAD



IMPORTANTE

Todo el personal involucrado en la operación de la construcción del pozo debe conocer y estar familiarizado con la **Política de Seguridad de PETROPIAR.**

**TODOS SOMOS RESPONSABLES DE
TRABAJAR EN FORMA SEGURA...**

¡LA SEGURIDAD NO ES UNA OPCIÓN!

RIESGOS ASOCIADOS		MEDIDAS DE PRECAUCIÓN
Golpes o Aprisionamiento (Elevador, Tubería, Pin y caja de tubería, cuna, llave neumática)		<p>Maniobrar las llaves por las asas, mantener las manos alejados de las mordazas o quijadas, no pegar las 2 llaves al mismo tiempo.</p> <p>Alejarse del radio de acción cuando se esté utilizando las llaves, elevador abierto para que el encuelladero coloque la tubería.</p>
Caída (por escaleras, por resbalamiento en el mismo nivel, encuelladero)		<p>Utilizar zapatos anti- resbalantes de seguridad.</p> <p>Mantenga limpio el lugar.</p> <p>Utilizar un sistema anticaidas (encuelladero).</p> <p>Desplazarse con cuidado, utilizar los pasamanos, mantener la escalera libre de obstáculos.</p>
Sobre esfuerzos a levantar y/o quitar equipos (llave neumática, elevadores, tubería)		<p>Transportar la pareja entre 2 personas.</p> <p>Coordinación al momento de guiar el tubo y retirarse del radio de acción del mismo.</p> <p>Adoptar buena posición.</p>
Superficies Calientes (contacto con el lodo momento de desenrosca la tubería)		<p>Utilizar guarda barro, estar atento a cualquier novedad.</p>

IMPORTANTE: PORTAR EN TODO MOMENTO Y EN TODAS LAS ÁREAS OPERACIONALES, EL EQUIPO DE PROTECCION PERSONAL (CASCO, LENTES, BOTAS, GUANTES DE SEGURIDAD).



PROCEDIMIENTOS

ACCIONES PREVIAS

PASO 1. Elaborar Análisis de Riesgos en el Trabajo (A.R.T.) por parte del personal la Contratista del Taladro.

PASO 2. El Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR y el Supervisor de 24 hr de la Empresa Contratista del Taladro, revisan y aprueban con su firma el A.R.T.

PASO 3. El Supervisor de Taladro e Ingenieros de Operación de PDVSA PETROPIAR convocan al personal involucrado en las operaciones de perforación a una reunión de pre-trabajo.

PASO 4. Desvestir y Vestir VIR.

IMPORTANTE: Continuar con el PASO 5. (Convencional)

NO CONVENCIONAL

PASO 4. Insertar *Pack Off* y el *Assy Bit Guide*.

- Utilizando tubería y pescante de la herramienta.
- Ver procedimiento del Ensamblaje de Sellos y *Assy Bit Guide*, Información Adjunta 10.

IMPORTANTE: Seguir con la continuidad de pasos.

PASO 5. Los tanques, bombas, *Top Drive* y demás equipos a utilizar deben estar listos para su óptimo funcionamiento.

PASO 6. Previo a la ejecución del programa de perforación, el Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR realiza inventario de equipos, materiales, *Liner* ranurados y lisos de 5-1/2 plg y 7 plg en locación, así como el número de tuberías DP, HWDP y HYB disponibles en cabria.

PASO 7. El personal de la Empresa de Servicio de Perforación Direccional y el Supervisor del Taladro de PDVSA PETROPIAR generan el *Tally* de perforación.

PASO 8. Realizar cálculo de capacidad anular del Hoyo Horizontal de 8-1/2 plg, determinándose el incremento del volumen anular a desplazar mientras se perfora.

- Para este cálculo ver sección formulario de ecuaciones, Ec 28.

PASO 9. Los equipos de control de sólidos deben contar con las mallas específicas para el óptimo descarte de los sólidos no deseables en el sistema de fluido de perforación, como se observa en la tabla 22.

Tabla 23 - Mallas para el óptimo descarte de los sólidos (Fase Horizontal)

MALLAS	zarandas (mesh)	zaranda del 3 en 1 (mesh)
Impacto	210	250
Succión	175	250
Arrastre	175	250

PASO 10. Verificar con Supervisor de 24 hr, Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR y Supervisor SIHAO, el buen funcionamiento del sistema de cuenta *Strokes*, filtros limpios y las bombas.

PASO 11. Contar con los volúmenes requeridos del fluido Viscoelástico a bombear en los tanques de reserva.

PASO 12. Disponer de aproximadamente 70 bbl de agua fresca.

PASO 13. Solicitar equipo de llave hidráulica para la bajada del *Liner* de 7 plg.

PASO 14. Solicitar el personal técnico de la Empresa de Servicio de Empacadura (*Packer*).

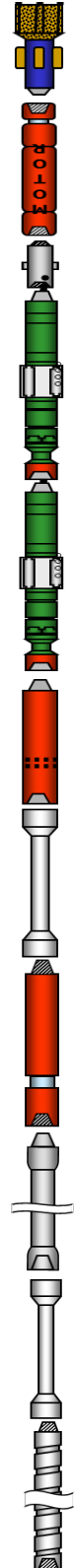
PERFORACIÓN DEL HOYO

PASO 15. El Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR da la orden para iniciar las actividades de perforación del Hoyo de Horizontal de 8-1/2 plg.

PASO 16. Armar BHA, por parte del personal de la Contratista del Taladro y personal de la Empresa de Control Direccional.

- a) Mecha PDC de 8-1/2 plg.
 - Rango de torque: (34 - 40) Klb/pie.
 - Verificar la correcta instalación de los chorros y el valor del área total de flujo (TFA, por sus siglas en inglés) especificados en el programa de construcción del pozo.
 - Para el cálculo del valor TFA ver sección de formulario de ecuaciones, Ec 40.
- b) Motor de fondo.
 - Motor 6/7 – *Bent Housing* de 1,5.
 - Rango de torque especificado por el personal técnico de la empresa de servicio.
- c) Float Sub.
 - Dentro de esta herramienta se encuentra una válvula de seguridad (*Checker*). Sólo permite la circulación en un sentido (superficie - mecha).

- Rango de torque especificado por el personal técnico de la empresa de servicio.
- d) Realizar la prueba de calibración del motor de fondo.
- Se prueba con 2 tipos de galonaje y se ratifica el aumento de la presión a través de su registro:
 3. Con 50 gpm por debajo del galonaje de trabajo de la herramienta para esta fase.
 4. Con 50 gpm por encima del galonaje de trabajo de la herramienta para esta fase.
- e) Pony K-Monel.
- Un *Collar* hecho de material no magnético, herramienta de poca longitud, su función es proveer espaciamento entre las herramientas del BHA direccional, debido a que estas son afectadas por el magnetismo de la sarta. Es colocada a consideración del personal de direccional.
 - Rango de torque especificado por el personal técnico de la empresa de servicio.
- f) LWD "*Logging While Drilling*".
- Registra toda la data del pozo (dependiendo de los sensores que esté usando la herramienta, generalmente el *Gamma Ray* y Resistividad), que sirve para correlacionar e identificar las zonas que se perforan.
 - Rango de torque especificado por el personal técnico de la empresa de servicio.
- g) PWD "*Pressure While Drilling*".
- Herramienta que mide la presión interna y externa con respecto a la profundidad (TVD), de acuerdo a la densidad del lodo la herramienta hace el cálculo de la ECD.
 - Rango de torque especificado por el personal técnico de la empresa de servicio.
- h) MWD "*Measurement While Drilling*".
- Control direccional del pozo, proporciona los respectivos valores de *Inclinación* y *Azimuth*.
 - Rango de torque especificado por el personal técnico de la empresa de servicio.
- i) Cargar memoria y realizar el proceso de calibración de las herramientas LWD Y MWD
- La calibración se realiza a circuito cerrado.
- j) K-Monel.
- Es una tubería especial de material no magnético, su función es proveer espaciamento entre las herramientas del BHA direccional, debido a que



estas son afectadas por el magnetismo de la sarta, perturbando las mediciones.

- Rango de torque especificado por el personal técnico de la empresa de servicio.

k) *Heavy Weight*

- Tubería que se coloca para no dañar las herramientas que se encuentran debajo de esta, si se necesita accionar el martillo en una posible pega.

l) *Martillo (Jar)*

- Herramienta de doble acción, para ser utilizada en caso de atascamiento de la tubería.
- Rango de torque especificado por el personal técnico de la empresa de servicio.

NOTA:

4. Rango de torque solo para herramientas de 6-3/4 plg (Direccional).
5. Rango de torque promedio para MWD, LWD y PWD está entre 30 - 33 Klb/pie.
6. Rango de torque promedio para Motor de fondo, *Float Sub*, *K-Monel*, *Ponny Monel* y *Martillo* está entre 30 - 32 Klb/pie.

PASO 17. Conectar el resto de tuberías, DP, HW e HYB según el *Tally* de perforación,

- La cantidad de parejas bajadas de cada tipo de tubería va a depender del *Tally* suministrado por el personal de la Empresa de Servicio de Perforación Direccional y el Supervisor del Taladro de PDVSA PETROPIAR.

PASO 18. Bajar la mecha PDC de 8-1/2 plg hasta obtener el apoyo de esta con la profundidad del tope del cemento interno en el revestidor de 9-5/8 plg.

- Estimar la profundidad teórica del tope del cemento.
- Al tocar el tope de cemento se experimenta una reducción brusca del peso en el gancho.
- Disminuir la velocidad del viaje antes que el BHA entre a una profundidad relativamente cerca de la profundidad estimada (teórica) del tope del cemento.

PASO 19. Limpiar cemento interno del revestidor de 9-5/8 plg con perforación controlada, bombeando agua fresca.

- Romper cemento con un circuito cerrado en los tanques, ya que el fluido utilizado es agua fresca.
- Generalmente los tanques utilizados son transferencia y píldora.
- RPM (30 – 60) rpm y PSM (2-15 Klb).

PASO 20. Seguir limpiando cemento hasta perforar completamente el hoyo de ratón (*Rat Hole*).

- El hoyo de ratón debe ser entre 10 pie y 15 pie.

PASO 21. Subir la mecha hasta 5 pie por encima de la zapata del revestidor de 9-5/8 plg.

- Para evitar una posible pega mecánica dentro de la formación.
- Mantener con rotación de 5 rpm.

PASO 22. Desplazar agua fresca con fluido de perforación Viscoelástico hasta obtener retornos limpios.

- En esta operación se desplaza el agua de cemento del anular con el Fluido de Perforación Viscoelástico.

PASO 23. Parar Circulación.

SIMULTANEAMENTE: PASOS 24, 25.

PASO 24. Achicar y lavar en su totalidad con las unidades de vacío los tanques y canoa utilizada para la limpieza de la columna de cemento.

- Para evitar la contaminación entre un volumen considerable de fluido Viscoelástico con el agua utilizada en la limpieza de la columna de cemento.

PASO 25. Realizar reunión de pre-perforación conformada por el Supervisor de Taladro PDVSA PETROPIAR, personal de la Empresa de Servicio de Perforación Direccional y Equipo de Geólogos Operacionales, para:

- Exponer el plan de perforación diseñado para el Hoyo Horizontal de 8-1/2 plg y confirmar los datos suministrados en este.
- Revisar el *Rig Kit* del Hoyo Horizontal de 8-1/2 plg a perforar.
- Unificar criterios sobre el plan direccional.

PASO 26. Reiniciar la perforación con parámetros controlados como se observa en la tabla 24.

Tabla 24 - Parámetros de perforación del Hoyo Horizontal de 8-1/2 plg

PARÁMETROS CONTROLADOS	
RPM	35 rpm
PSM	(10- 20) Klb
EPM	(70 - 75) Emboladas/Bomba
GPM	550 gpm
Presión Bomba	(100 - 200) lpc de diferencial

NOTA: Los parámetros reflejados en la tabla son en base las camisas de la bomba de 6 plg.

PASO 27. Monitorear durante la perforación del hoyo las propiedades del fluido Viscoelástico, por parte del personal de la Empresa de Servicios de Fluidos Perforación, ver tabla 25.

Tabla 25 - Rango de valores de las propiedades del fluido de perforación Viscoelástico

PROPIEDADES	RANGO
Densidad	8,3 lpg – 9,0 lpg
MBT	< 5 lb/bbl
Visc. Embudo	40 – 60 sg/qt
Arena	< 1 %
pH	9 – 10

PASO 28. Repasar mínimo 2 veces cada pareja perforada a lo largo de la construcción del Hoyo Horizontal de 8-1/2 plg.

- El primer repaso debe realizarse a una velocidad y rotación moderada.
- Los criterios (velocidad y rotación) de los repasos serán a consideración del Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR.

PASO 29. Bombear píldora de fluido cada \pm 270 pie perforados, para mayor limpieza del hoyo.

- Se recomienda bombear 30 bbl mínimo de píldora viscosa.
- Ver procedimiento de píldoras, pág 266.

PASO 30. Mantener el fluido de perforación libre de sólidos indeseables durante la perforación del hoyo, por parte del personal de la Empresa de Control de Sólidos.

- En esta fase, la producción de hidrocarburo mientras se perfora genera taponamiento de las mallas de las zarandas, para mitigar esto se debe limpiar las mallas con cepillo y solvente (Gasoil).

PASO 31. Manejar, transportar y disponer de los efluentes, sólidos indeseables y desechos de perforación durante la construcción del hoyo, por parte del personal de la Empresa de Servicio de Control Ambiental.

- El personal de las unidades de vacío debe verificar frecuentemente estos niveles en las canoas del taladro para lograr el objetivo y descargar los residuos en el C.T.R.D.

PASO 32. Circular hasta aligerar peso de la columna anular de fluido en caso de observar carga por exceso de ripios debido a alta tasa de penetración (ROP).

PASO 33. Agregar porcentaje de Solvente (gasoil) al fluido de perforación en caso de registrar valores de torque por encima de los adecuados (20.000 lb/pie) y así disminuir este último.

- El porcentaje es a consideración del Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR.
- Generalmente el porcentaje no es mayor al 5%.
- El gasoil actúa como reductor de torque.

PASO 34. Perforar hasta la profundidad final planificada para la sección horizontal (arena productora objetivo) del pozo, manteniendo los parámetros y límites operacionales establecidos en el programa de construcción de este.

“Llegando a la Profundidad Planificada y Culminación”

PASO 35. Perforar de 5 pie a 10 pie de formación.

- A fin de disponer de un margen para contingencias.

PASO 36. Bombear un tren de píldora de fluido y circular con fluido Viscoelástico hasta obtener retorno limpio en superficie.

- Se recomienda 70 bbl (30 bbl Dispersa (inhibida) y 40 bbl Viscosa)
- Volumen igual a la capacidad del tanque de píldora.
- Ver procedimiento de píldoras, pág 266.
- Con rotación de la sarta (Aproximadamente 40 RPM).

PASO 37. Acondicionar el fluido de perforación antes de la bajada del *Liner* de 7 plg.

PASO 38. Sacar BHA direccional con *Backreaming* hasta la profundidad donde la perforación del Hoyo Intermedio de 12-1/4 plg registro inclinación entre 50° y 60°.

- Repasando en puntos donde se ofrezca arrastre o apoyo.
- Ver procedimientos de *Backreaming*, información adjunta 6.

PASO 39. OPCIONAL: Bombear píldora para optimizar la limpieza del hoyo.

- Se recomienda bombear 30 bbl mínimo de píldora viscosa.
- Ver procedimiento de píldoras, pág 266.

PASO 41. Sacar BHA direccional convencionalmente hasta superficie.

- Repasando en puntos donde se ofrezca arrastre o apoyo.

ACCIONES FINALES

PASO 42. Confirmar llegada del personal y equipos de llave hidráulica para la bajada del *Liner* de 7 plg como se observa en la tabla 26.

Tabla 26 - Servicio de llave hidráulica para el *Liner* de 7 plg

El servicio de llave hidráulica para 7 plg consta de:
Llave hidraulica para <i>Liner</i> 7 plg y Equipo hidráulico.
Elevador de tapa para 120 Toneladas.
Cuña para 120 Toneladas.

PASO 43. Confirmar llegada del personal técnico de la Empresa de Servicio de Empacadura.

PASO 44. Bajar elevador de tuberías, cambiar conchas a *Master Bushing* y acondicionar planchada para que empresa de llave hidráulica arme sus equipos.

PASO 45. Realizar operación de bajada del *Liner* de 7 plg.

- Ver procedimientos de la bajada del *Liner* de 7 plg, pág 234.

FLUIDO DE PERFORACIÓN Viscoelástico

OBJETIVO

Establecer, describir los pasos y acciones que se deben seguir para realizar las actividades previas a la preparación (mezcla), preparación, mantenimiento y manejo del fluido de perforación base agua denominado **Viscoelástico**, de una manera eficiente, segura y en armonía con el medio ambiente.

ALCANCE

Este procedimiento es aplicable en las acciones previas, preparación, mantenimiento y manejo del fluido de perforación Viscoelástico de **8,3 lpg - 9 lpg** de densidad y es utilizado para la perforación del Hoyo Horizontal de **8-1/2 plg** diámetro, durante la construcción de los pozos horizontales en condiciones normales de operación, localizados en el Campo Huyaparí de PDVSA PETROPIAR.

DEFINICIONES Y ABREVIATURAS

Ver glosario de términos.

DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

Los pasos necesarios para desarrollar el fluido utilizado en la perforación del Hoyo Horizontal de 8-1/2 plg, se muestran en el siguiente esquema:



Figura 115 - Diagrama del proceso del fluido de perforación Viscoelástico [Aristimuño y Briceño, 2012]

A continuación se resume el significado de las etapas de este proceso:

- **Acciones Previas:** Establece las acciones que son tomadas antes de iniciar la labor de preparación del fluido para la perforación del Hoyo Horizontal de 8-1/2 plg.
- **Preparación:** Establece las acciones específicas que son realizadas al momento de preparar (mezcla) el fluido del Hoyo Horizontal de 8-1/2 plg.
- **Mantenimiento:** Constituye las acciones que son realizadas para mantener en mejor condiciones las propiedades del fluido utilizado en el Hoyo Horizontal de 8-1/2 plg.
- **Manejo:** Constituye en la administración de los volúmenes de fluido utilizados en el Hoyo Horizontal de 8-1/2 plg.

RESPONSABLES



- A) Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR.
- B) Ingeniero de Operaciones de PDVSA PETROPIAR.
- C) Personal de la Contratista del Taladro.
- D) Personal de la Empresa de Servicio de Fluidos de perforación.

ASPECTOS DE AMBIENTE, HIGIENE Y SEGURIDAD



IMPORTANTE

Todo el personal involucrado en la operación de la construcción del pozo debe conocer y estar familiarizado con la **Política de Seguridad de PETROPIAR.**

RIESGOS ASOCIADOS		MEDIDAS DE PRECAUCIÓN
Sustancias químicas (Contacto con productos, quemaduras, irritaciones de piel)		Ubíquese en el lado contrario de la dirección del viento. Utilice el equipo de protección respiratoria (tapa boca y mascarilla). Leer la hoja de seguridad del producto (MSDS). Mantener la cara alejada del embudo, evitar colocar objetos que puedan caer al embudo, incorporar primero los productos y después el solvente. Mantener orden y limpieza, estar atentos a cualquier eventualidad.
Caída por resbalamiento		Utilizar zapatos anti- resbalantes de seguridad. Mantenga limpio el lugar.
Mordedura o picadura por animales ponzoñosos		Estar atento a cualquier eventualidad, alejarse e informar sobre el problema.

IMPORTANTE: PORTAR EN TODO MOMENTO Y EN TODAS LAS ÁREAS OPERACIONALES, EL EQUIPO DE PROTECCION PERSONAL (CASCO, LENTES, BOTAS, GUANTES DE SEGURIDAD).

MATERIALES Y PRODUCTOS QUÍMICOS

- a) Goma Xántica.
- b) Soda Caustica (NaOH).
- c) Pac LV (*Low Viscosity*).
- d) Acetato de Potasio ($C_2H_3KO_2$).
- e) Cal Hidratada.
- f) Agua Fresca.

PROCEDIMIENTOS

ACCIONES PREVIAS

PASO 1. Elaborar Análisis de Riesgos en el Trabajo (A.R.T.) por parte del personal técnico de la Empresa de Servicio de Fluido de Perforación.

- El A.R.T. se debe elaborar cada 8 horas y/o cambio de guardia.

PASO 2. El Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR y el Supervisor SIAHO de la Empresa Contratista de Taladro, revisan y aprueban con su firma el A.R.T.

PASO 3. Realizar reunión pre-trabajo para analizar el procedimiento operacional y el programa de fluidos del hoyo a perforar, como también aclarar dudas referentes al trabajo a ejecutar.

PASO 4. Confirmar la previa limpieza e inspección de los tanques antes de iniciar la mezcla del fluido de perforación.

PASO 5. Disponer oportunamente de los equipos de medición (calibrados), materiales y productos químicos con su correcta certificación requerida para la preparación del fluido.

- Disponer como mínimo de un 20% adicional de los volúmenes y cantidades de los productos químicos requeridos para la preparación y mantenimiento del fluido Viscoelástico.

PASO 6. Disponer en sitio de material (fibra, micas, etc.) de contingencia para pérdida de circulación.

PASO 7. El Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR da la orden para iniciar las actividades de preparación, mantenimiento y manejo del fluido de perforación al personal técnico de la empresa de servicio de este último.

PREPARACIÓN (MEZCLA)

PASO 8. Disponer en los tanques del volumen requerido de agua fresca de mezcla para la preparación del fluido de perforación.

- El volumen mínimo requerido es igual a la sumatoria de la capacidad del tanque trampa, asentamiento y succión.

PASO 9. Realizar análisis fisicoquímico (dureza) del agua fresca para la preparación del fluido de perforación y así determinar la caracterización que permita el óptimo rendimiento de los aditivos químicos.

- EL pH del agua fresca debe estar entre el rango de 9 - 10.

PASO 10. Agregar la cantidad requerida del producto **Pac LV**.

- La cantidad de este producto dependerá del volumen de agua fresca y las concentraciones exigidas por PDVSA PETROPIAR.
- Concentración: 1,50 - 2,50 lb/bbl.
- Su función es controlar el filtrado.

PASO 11. Agregar la cantidad requerida del producto **Goma Xántica**.

- La cantidad de este producto dependerá del volumen de agua fresca y las concentraciones exigidas por PDVSA PETROPIAR.
- Concentración: 1,50 - 2,50 lb/bbl.
- Su función es viscosificar el lodo.

PASO 12. Agregar la cantidad requerida del producto **Acetato de Potasio**.

- La cantidad de este producto dependerá del volumen de agua fresca y las concentraciones exigidas por PDVSA PETROPIAR.
- Concentración: 2,00 lb/bbl.
- Si lo requiere por los lentes de arcilla.

PASO 13. Agregar la cantidad requerida del producto **Soda Caustica**.

- La cantidad de este producto dependerá del volumen de agua fresca y las concentraciones exigidas por PDVSA PETROPIAR.
- Concentración: 0,10 - 0.30 lb/bbl.
- Su función es controlador de pH.
- **IMPORTANTE:** Leer el MSDS, Producto **“ALTAMENTE PELIGROSO”**, Si el taladro cuenta con el mezclador especial, hacer uso de este, ver figura 116.



Figura 116 - Mezclador especial para producto caustico [Aristimuño y Briceño, 2012]

- De no disponer de soda caustica en sitio, se puede sustituir este por producto de Potasa caustica, concentración de 0,10 - 0,30 lb/bbl.

MANTENIMIENTO

PASO 14. Realizar pruebas de laboratorios al fluido de perforación preparado, para determinar que las propiedades y las concentraciones cumplan con lo establecido según programa de construcción del pozo, como se observa en la tabla 27.

- Realizar pruebas de laboratorio al fluido a las 4:00 am, 12:00 pm y 8:00 pm, reportar respectivos resultados al Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR.

Tabla 27 - Propiedades del fluido de perforación Viscoelástico

PROPIEDADES	RANGO	UNIDADES
Densidad	8,3 – 9,0	Lb/gal
Viscosidad embudo	40 - 60	seg/qt
Viscosidad plástica	5 - 10	Cps
Punto cedente	20 - 30	Lb/100
Geles	8/12 – 12/16	Lb/100
Lectura 6 / 3	9/8 – 14/12	Lb/100
Filtrado API	5 - < 8	cc/30min
MBT	<5	Lb/bbl
% de Sólidos	6 - <8	%
% de Arena	<1	%
pH	8,5 – 9,5	pH

PASO 15. Mantener constantemente en agitación el fluido viscoelástico durante 2 horas mínimo antes de iniciar la perforación.

- Es de suma importancia lograr la homogenización de los productos agregados antes de comenzar a perforar.
- Sí se inicia la perforación con un fluido poco homogenizado y frío, se obtendrá perdida de este por el taponamiento de las mallas de las zarandas y descarte considerable de los productos (sólidos) químicos agregados en la preparación.

PASO 16. Mantener los niveles óptimos de los tanques de reserva con fluido de perforación Viscoelástico.

- Preparando con las concentraciones de los productos antes mencionados.

PASO 17. Realizar y reportar periódicamente pruebas de fluidos al Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR, para observar el comportamiento del mismo.

PASO 18. Agregar agua y mantener la densidad sí se presenta alta concentración de sólidos arcillosos, (MBT > 5 lb/bbl).

PASO 19. Probar en laboratorio cualquier nueva adición de producto al sistema de fluido de perforación, para determinar si existen efectos adversos.

PASO 20. Efectuar pruebas de compresibilidad del revoque con 100 lpc al perforar el 25%, 50%, 75% y 100% de la profundidad planificada del Hoyo Horizontal de 8-1/2.

- Tomar las acciones correctivas sí el revoque presenta baja calidad en cuanto a la flexibilidad, grosor, permeabilidad y lubricidad de este (>1/32 de espesor).

“Al Culminar la Perforación del Hoyo Horizontal”

PASO 21. Efectuar pruebas de progresividad de geles.

- Para estimar el comportamiento de resistencia del fluido al momento de bajar el *Liner* de producción de 7 plg.
- Un gel muy progresivo con diferencia mayor de 5 seg entre gel y gel, crea problemas de flotabilidad (resistencia) al momento de revestir.
- De presentar altas diferencias informar a las líneas supervisoras y realizar acciones correctivas.

MANEJO

PASO 22. Reportar diariamente volúmenes de lodo manejados.

PASO 23. Prestar mucha atención a cualquier pérdida de fluido mientras se perfora.

- Registrar todas las pérdidas de fluido presentadas.

BAJADA DEL *LINER* DE PRODUCCIÓN DE 7 plg

OBJETIVO

Establecer y describir los pasos y acciones a seguir para:

- ❖ Las acciones previas a la bajada del *Liner* de producción de 7 plg.
- ❖ La bajada del *Liner* de producción de 7 plg hasta la profundidad planificada o establecida en el programa de construcción del pozo.
- ❖ Las acciones finales de la operación de bajada del *Liner* de producción de 7 plg en el Hoyo Horizontal de 8-1/2 plg de diámetro.

ALCANCE

Este procedimiento es aplicable en las acciones previas, la bajada del *Liner* de 7 plg, las acciones finales de dicha operación en el Hoyo Horizontal de 8-1/2 plg, durante la construcción de los pozos horizontales en condiciones normales de operación, localizados en el Campo Huyaparí de PDVSA PETROPIAR.

DEFINICIONES Y ABREVIATURAS

Ver glosario de términos.

DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

Los pasos necesarios para desarrollar la bajada del *Liner* de 7 plg para el Hoyo Horizontal de 8-1/2 plg, se muestran en el siguiente esquema:



Figura 117 - Diagrama del proceso para la bajada del *Liner*
[Aristimuño y Briceño, 2012]

A continuación se resume el significado de las etapas de este proceso:

- **Acciones Previas:** Establece las acciones que son tomadas antes de iniciar la labor de bajada del *Liner* de producción de 7 plg en el Hoyo Horizontal de 8-1/2 plg.
- **Bajada de *Liner*:** Establece las acciones específicas que son realizadas durante la bajada de *Liner* de producción de 7 plg en el Hoyo Horizontal de 8-1/2 plg.
- **Acciones Finales:** Constituye las acciones para evaluar los paso finales a seguir en la construcción del Hoyo Horizontal de 8-1/2 plg.

TIEMPO PROMEDIO DE EJECUCIÓN



22,28 Horas.

0,93 Días.

RESPONSABLES


- F) Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR.
- G) Ingenieros de Operaciones de PDVSA PETROPIAR.
- H) Personal de la Contratista del Taladro.
- I) Supervisor de Seguridad de la Contratista del Taladro.
- J) Personal de la Empresa de Servicio de la Llave Hidráulica.
- K) Personal de la Empresa de Servicio de la Empacadura.

ASPECTOS DE AMBIENTE, HIGIENE Y SEGURIDAD



IMPORTANTE

Todo el personal involucrado en la operación de la construcción del pozo debe conocer y estar familiarizado con la **Política de Seguridad, de PETROPIAR.**

RIESGOS ASOCIADOS		MEDIDAS DE PRECAUCIÓN
Golpes o Aprisionamiento (elevador, revestidores, pin y caja de tubería, cuña, llave hidráulica, Winche)	 	<p>Maniobrar las llaves por las asas, mantener las manos alejados de las mordazas o quijadas.</p> <p>Alejarse del radio de acción cuando se esté utilizando la llave hidráulica.</p> <p>Salir del radio de acción cuando se esté subiendo los revestidores desde la corredera hasta la planchada.</p>
Caída (por escaleras, por resbalamiento en el mismo nivel)		<p>Utilizar zapatos anti- resbalantes de seguridad.</p> <p>Mantenga limpio el lugar.</p> <p>Desplazarse con cuidado, utilizar los pasamanos, mantener la escalera libre de obstáculos.</p>
Sobre esfuerzos al levantar y/o quitar equipos (llave hidráulica, elevadores, tubería)		<p>Transportar el revestidor entre 2 personas.</p> <p>Coordinación al momento de guiar el revestidor y retirarse del radio de acción del mismo.</p> <p>Adoptar buena posición.</p>

IMPORTANTE: PORTAR EN TODO MOMENTO Y EN TODAS LAS ÁREAS OPERACIONALES, EL EQUIPO DE PROTECCION PERSONAL (CASCO, LENTES, BOTAS, GUANTES DE SEGURIDAD).

MATERIALES Y EQUIPOS

- a) *Liner* 7 plg, J-55/ BTC, 23 lb/pie
 - b) *Liner* 5-1/2, plg J-55/ BTC, 15,5 lb/pie
 - c) Zapata guía 5-1/2 plg.
 - d) Un (1) *Crossover* 5-1/2 plg BC pin x 7 plg BC Box.
- Equipos de la Empresa de Servicio**
- e) 2 llaves Hidráulicas de bajo torque para *Liner* de 7 plg (13 klb/pie).
 - f) 1 equipo hidráulico (2.500 lpc).
 - g) 2 cuñas (120 ton).
 - h) 1 elevador de tapa (122 ton).

PROCEDIMIENTOS

ACCIONES PREVIAS

PASO 1. El Supervisor de Taladro PDVSA PETROPIAR realiza inventario de *Liner* de 5-1/2 plg y 7 plg (liso y ranurado), zapata guía de 5-1/2 plg y herramientas necesarias para la bajada del *Liner*.

- La cantidad de *Liner* va a depender de la longitud del Hoyo Horizontal de 8-1/2 plg perforado.

PASO 2. Disponer los *Liner* de 5-1/2 plg y 7 plg (lisos y ranurados) en los burros.

PASO 3. Verificar el tipo de rosca de cada *Liner* y corroborar la perfecta condición de estas en el pin y la caja (*box*).

- Sí la rosca presenta irregularidad alguna, descartar el *Liner* para la medición de su longitud.

PASO 4. Medir la longitud de los *Liner* de 5-1/2 plg y 7 plg (lisos y ranurados).

- Para la generación del *Tally* de revestidores por parte del Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR.
- Medir desde el borde del cuello hasta la base del triángulo para obtener la longitud.

PASO 5. Calibrar los *Liner* de 5-1/2 plg y 7 plg (lisos y ranurados).

- Para verificar lo homogeneidad del diámetro interno a lo largo de su longitud y eliminar residuos de manufactura.

PASO 6. Confirmar arribo del personal y equipos de llave hidráulica para la bajada de *Liner* de 7 plg.

PASO 7. Confirmar arribo del personal técnico de la Empresa de Servicio de Empacadura.

PASO 8. Medir la longitud y diámetro de cada herramienta que conforman la empacadura, por parte del técnico respectivo y el Supervisor de taladro de PDVSA PETROPIAR.

PASO 9. Generar *Tally* de revestimiento por parte del Supervisor de taladro de PDVSA PETROPIAR.

- Especificando la configuración de la sarta de tuberías a utilizar para el asentamiento de la empacadura.

PASO 10. Realizar inspección básica de seguridad a los equipos de llave hidráulica para la bajada del *Liner* de 7 plg, por parte de los Supervisores de Operaciones y SIAHO de la Contratista del Taladro.

- El representante de la empresa de servicio deberá tomar las acciones correctivas, en caso de no aprobar la inspección.

PASO 11. Elaborar Análisis de Riesgos en el Trabajo (A.R.T.) y obtener los permisos de trabajo por parte del personal técnico de la Empresa de Servicio de la Llave Hidráulica.

PASO 12. El Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR y el Supervisor de 24 hr de la Empresa Contratista del Taladro, revisan y aprueban con su firma el A.R.T.

PASO 13. Realizar cambio de arietes de tubería por los arietes del *Liner* según sea el diámetro.

PASO 14. Armar en planchada equipo de llave hidráulica, por parte del personal de la empresa de servicio (ver tabla 26, pág 226).

PASO 15. Untar grasa a cada pin y caja de los *Liner*.

- Nunca aplicar grasa cuando las roscas estén mojadas.

PASO 16. Colocar tapa rosca al pin de cada *Liner*.

- Con la finalidad de no dañar el pin cuando se está izando el *Liner* hasta la planchada.

PASO 17. Cerrar la válvula ciega del VIR.

- Medida de seguridad, para evitar que cualquier herramienta u objeto caiga al fondo del hoyo.

PASO 18. Calibrar y verificar el buen funcionamiento de la llave hidráulica y asegurar que el indicador de torque tenga la escala adecuada.

PASO 19. El Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR convoca al personal involucrado en la operación a la reunión de pre-trabajo.

- Se determinan responsabilidades de cada persona, analizan el procedimiento operacional y aclaran cualquier duda referente al trabajo a ejecutar.

BAJADA DEL LINER

PASO 20. El Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR da la orden para iniciar las actividades de revestimiento del Hoyo Horizontal de 8-1/2 plg (Hoyo de Producción).

PASO 21. Abrir válvula ciega del VIR.

PASO 22. Conectar la zapata guía de 5-1/2 plg al pin del primer *Liner* de 5-1/2 plg a bajar, aplicando el torque necesario.

- Torque aproximado de 2.200 lb/pie.

PASO 23. Bajar el primer *Liner* de 5-1/2 plg con la zapata Guía de 5-1/2 plg conectada.

PASO 24. Conectar el *Push Plate* al pin del *Top Drive*.

- Para proporcionar peso al revestidor en caso de ser necesario, evitando dañar el *Top Drive*.

PASO 25. Correr la cantidad de *Liner* de 5-1/2 plg de acuerdo al *tally* suministrado por el supervisor del taladro PDVSA PETROPIAR.

- Generalmente son entre tres (3) y cinco (5) *Liner* de 5-1/2 plg.
- Torque aproximado de 2.200 lb/pie.
- Los *Liner* de 5-1/2 plg son utilizados para proporcionar mayor flexibilidad en la punta de la sarta de revestimiento.

PASO 26. Conectar *Cross Over* al último *Liner* de 5-1/2 plg.

PASO 27. Ajustar la válvula de presión de la llave hidráulica para suministrar mayor torque en las conexiones de los *Liner* de 7 plg, por parte del personal de la empresa que proporciona el servicio.

PASO 28. Conectar el primer *Liner* de 7 plg al *Cross over*.

- Torque de 4.000 lb/pie.

PASO 29. Seguir con la bajada de *Liner* de 7 plg según el *Tally* suministrado por el Supervisor del Taladro de PDVSA PETROPIAR.

- Durante la conexión de la tubería evitar que el pin golpee la caja.
- Al iniciar a enroscar la tubería, las primeras cinco vueltas deben enroscarse en baja velocidad.
- Corroborar el enrosque efectivo de la conexión en la lectura del medidor de torque.

PASO 30. Correr últimos *Liner* especificado en el *Tally* y desconectar el *Push Plate*.

- Generalmente son tres (3) *Liner* lisos, utilizados para proporcionar hermeticidad contra la arena a la profundidad de la zapata de 9-5/8 plg.

PASO 31. Conectar la empacadura de asentamiento a la sarta del *Liner*.

- El técnico de la Empresa de Servicio de la Empacadura debe estar presente para verificar la correcta conexión.
- **IMPORTANTE:** Asegurar que las cuñas no sean colocadas en ningún momento en la camisa de asentamiento de la empacadura de tope.

PASO 34. Asentar empacadura en profundidad planificada.

- Ver procedimiento de asentamiento de la empacadura en la información adjunta 12.

ACCIONES FINALES

PASO 35. Circular el pozo con agua a través de la botella de circulación, desplazando el fluido Viscoelástico interno en el este.

- Para dejar el pozo limpio y lleno de agua fresca.

IMPORTANTE: Pasar al paso 37 (**Modo Convencional**).

NO CONVENCIONAL

PASO 36. Recuperar Assy *Bit Guide*.

- Ver procedimiento de Ensamblaje de sellos y *Assy Bit Guide*, Información Adjunta 9.

IMPORTANTE: Seguir con paso 37 (**Modo NO Convencional**).

PASO 37. Desvestir VIR, ver tabla 28 para seleccionar el caso.

Tabla 28 - Desvestida de VIR

IMPORTANTE	
CASO	ACCIÓN
A) Convencional	Ver procedimiento de desvestida convencional de VIR, pág 246.
B) NO Convencional	Ver procedimiento de desvestida NO convencional de VIR, pág 251.

DESVESTIDA Y VESTIDA DE VIR Para Fase Horizontal

OBJETIVO

Establecer, describir los pasos y acciones a seguir para desarrollar las actividades que engloban la desvestida del conjunto VIR, para lograr conectar la **Sección “B”** al pozo y proceder a vestir nuevamente el conjunto VIR, para así poder dar inicio a la perforación del Hoyo Horizontal de 8-1/2 plg de una forma segura y eficiente. A fin de proporcionar seguridad operacional del pozo y controlar mecánicamente una posible arremetida evitando que ésta se convierta en un reventón.

ALCANCE

Este procedimiento es aplicable en las acciones previas a la desvestida del conjunto VIR y posterior vestida de dicho conjunto para poder dar inicio a la perforación del Hoyo Horizontal de 8-1/2 plg, durante la construcción de los pozos horizontales en condiciones normales de operación, localizados en el Campo Huyaparí de PDVSA PETROPIAR.

DEFINICIONES Y ABREVIATURAS

Ver glosario de términos.

DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

Los pasos necesarios para desarrollar la desvestida y vestida del conjunto VIR y así iniciar la perforación del Hoyo Horizontal de 8-1/2 plg, se muestran en el siguiente esquema:



Figura 118 - Diagrama del Proceso de la Desvestida y Vestida del Conjunto VIR
[Aristimuño y Briceño, 2012]

A continuación se resume el significado de las etapas de este proceso:

- **Acciones Previas:** Establece las acciones que son realizadas antes de iniciar la labor de la desvestida del conjunto VIR.
- **Desvestida de VIR:** Establece las acciones que son realizadas en la desvestida del conjunto VIR.
- **Vestida de VIR:** Establece las acciones específicas que son realizadas en la vestida del conjunto VIR y así comenzar con la construcción del Hoyo Horizontal de 8-1/2 plg.

TIEMPO PROMEDIO DE EJECUCIÓN



7,55 Horas.

0,31 Días.

RESPONSABLES

- A) Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR.
- B) Personal de la Contratista del Taladro.
- C) Supervisor de Seguridad de la Contratista del Taladro.

ASPECTOS DE AMBIENTE, HIGIENE Y SEGURIDAD



IMPORTANTE

Todo el personal involucrado en la operación de la construcción del pozo debe conocer y estar familiarizado con la **Política de Seguridad de PETROPIAR.**

RIESGOS ASOCIADOS		MEDIDAS DE PRECAUCIÓN
Golpes (por líneas, por llave de golpe o mandarrea)		Estar atento a las operaciones. Alejarse de cargas suspendidas. Usar herramientas en buen estado.
Caída por resbalamiento		Utilizar zapatos anti- resbalantes de seguridad. Mantenga limpio el lugar.
Sobre esfuerzos a levantar equipos		Cumplir con procedimientos de trabajo seguro. Adoptar posición adecuada.

IMPORTANTE: PORTAR EN TODO MOMENTO Y EN TODAS LAS ÁREAS OPERACIONALES, EL EQUIPO DE PROTECCION PERSONAL (CASCO, LENTES, BOTAS, GUANTES DE SEGURIDAD).

MATERIALES Y EQUIPOS

- a) Niple campana.
- b) Preventor anular (*Hydri*) 13-5/8 plg 5.000 lpc.
- c) Rams (Doble) 13-5/8 plg 5.000 lpc.
- d) Carrete de control (*Mud Cross*) 13-5/8 plg 5.000 lpc X 13-5/8 plg 5.000 lpc.
- e) Carrete espaciador (*Spool*) 13-5/8 plg 5.000 lpc X 13-5/8 plg 5.000 lpc.
- f) Conector rápido (*Quick Connector*) 11 plg 3.000 lpc X 13-3/8 plg 3.000 lpc.
- g) Carrete adaptador (*Adapter Flanche*) 13-3/8 plg 5.000 lpc X 13-5/8 plg 3.000 lpc.
- h) Sección "B" 13-5/8 plg X 11 plg.
- i) Anillo R-53 y Anillo R-57.

PROCEDIMIENTOS**ACCIONES PREVIAS**

PASO 1. Elaborar Análisis de Riesgos en el Trabajo (A.R.T), obtener los permisos de trabajo por parte del personal técnico de la Empresa Contratista del Taladro.

- El A.R.T se debe elaborar cada 8 horas y/o cambio de guardia.

PASO 2. El Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR y el Supervisor de 24 hr de la Empresa Contratista del Taladro, revisan y aprueban con su firma el A.R.T.

PASO 3. El Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR convoca al personal involucrado a la reunión de pre-trabajo para el inicio de las operaciones de desvestida y vestida de VIR, para establecer responsabilidades de cada uno de los involucrados durante la operación.

PASO 4. Asegurar que los puntos tratados queden asentados en una minuta, distribuir y archivar el documento.

DESVESTIDA

PASO 5. Desconectar accesorios de VIR.

- Línea de *Choke*, línea de matar, volantes manuales de *Rams*, HCR.

PASO 6. Desvestir niple de campana.

PASO 7. Colocar dos guayas en las orejeras del preventor anular.

PASO 8. Aflojar los tornillos del carrete espaciador 13-5/8 plg 5.000 lpc X 13-5/8 plg 5.000 lpc.

- Utilizando la llave de torque.

PASO 9. Levantar y colgar VIR de las orejeras del preventor Anular.

- Levantando el carrete de control (*Mud Cross*), preventor anular, *Rams* (Doble).

PASO 10. Retirar el carrete espaciador de 13-5/8 plg 5.000 lpc X 13-5/8 plg 5.000 lpc.

- No olvidar retirar el Anillo R-57.

VESTIDA

PASO 11. Conectar la Sección "B", después de haber quitado completamente el carrete espaciador (*Spool*).

- Limpiar el tope de la Sección "A" y se coloca el anillo.

PASO 12. Insertar *Pack Off*.

PASO 13. Conectar conector rápido (*Quick Connector*) de 11 plg X13-3/8 plg 3.000 lpc y ajustar los tornillos.

- Ajustar tornillos con la Sección "B".

PASO 14. Conectar el carrete adaptador (*Adapter Flanche*) de 13-3/8 plg 5.000 lpc X 13-5/8 plg 3.000 lpc.

- **IMPORTANTE:** Normalmente el carrete adaptador y el conector rápido ya vienen conectados como una sola pieza.
- **IMPORTANTE:** No olvidar colocar el anillo R-53.

PASO 14. Bajar la VIR para conectarla con el carrete adaptador (*Adapter Flanche*).

- Ajustar con el torque necesario utilizando la llave de torque.

PASO 15. Colocar el niple campana.

PASO 16. Instalar volantes a los Rams y válvula para matar el pozo.

PASO 17. Instalar las líneas hidráulicas del acumulador de presión (HCR, siglas en inglés) a las válvulas del conjunto de VIR y probar sistema.

- Prueba de funcionamiento de apertura y cierre de VIR, regulando la presión de trabajo en el acumulador de 1.500 lpc.

DESVESTIDA CONVENCIONAL DE VIR Para Fase Horizontal

OBJETIVO

Establecer, describir los pasos y acciones a seguir para desarrollar las actividades que engloban la desvestida **convencional** del conjunto VIR posterior al asentamiento de la empacadura para el *Liner* de producción de 7 plg, de una forma segura y eficiente. A fin de finiquitar las operaciones de construcción del pozo horizontal.

ALCANCE

Este procedimiento es aplicable en las acciones previas a la desvestida del conjunto para poder culminar las actividades de construcción de los pozos horizontales en condiciones normales de operación, localizados en el Campo Huyapari de PDVSA PETROPIAR.

DEFINICIONES Y ABREVIATURAS

Ver glosario de términos.

DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

Los pasos necesarios para desarrollar la desvestida del conjunto VIR y así poder cerrar las operaciones de construcción del pozo horizontal, se muestran en el siguiente esquema:



Figura 119 - Diagrama del proceso de la desvestida convencional del conjunto VIR
[Aristimuño y Briceño, 2012]

A continuación se resume el significado de las etapas de este proceso:

- **Acciones Previas:** Establece las acciones que son tomadas antes de iniciar la labor de desvestida del conjunto VIR.
- **Desvestida del Conjunto:** Establece las acciones específicas que son realizadas durante la desvestida del conjunto VIR con el fin de cerrar las operaciones de construcción del pozo horizontal.

TIEMPO PROMEDIO DE EJECUCIÓN




7,45 Horas.

0,31 Días.

RESPONSABLES

- A) Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR.
- B) Personal de la Contratista del Taladro.
- C) Supervisor de Seguridad de la Contratista del Taladro.

ASPECTOS DE AMBIENTE, HIGIENE Y SEGURIDAD

 IMPORTANTE	<p>Todo el personal involucrado en la operación de la construcción del pozo debe conocer y estar familiarizado con la Política de Seguridad de PETROPIAR.</p>
---	--

RIESGOS ASOCIADOS		MEDIDAS DE PRECAUCIÓN
Golpes (por líneas, por llave de golpe o mandarrea)		Estar atento a las operaciones. Alejarse de cargas suspendidas. Usar herramientas en buen estado.
Caída por resbalamiento.		Utilizar zapatos anti- resbalantes de seguridad. Mantenga limpio el lugar.
Sobre esfuerzos a levantar equipos.		Cumplir con procedimientos de trabajo seguro. Adoptar posición adecuada.

IMPORTANTE: PORTAR EN TODO MOMENTO Y EN TODAS LAS ÁREAS OPERACIONALES, EL EQUIPO DE PROTECCION PERSONAL (CASCO, LENTES, BOTAS, GUANTES DE SEGURIDAD).

MATERIALES Y EQUIPOS

- a) Niple campana.
- b) Preventor anular (*HydriI*) 13-5/8 plg 5.000 lpc.
- c) *Rams* (Doble) 13-5/8 plg 5.000 lpc.
- d) Carrete de control (*Mud Cross*) 13-5/8 plg 5.000 lpc X 13-5/8 plg 5.000 lpc.
- e) Conector rápido (*Quick Connector*) 11 plg X13-5/8 plg 3.000 lpc.
- f) Carrete adaptador (*Adapter Flanche*) 13-3/8 plg 5.000 lpc X 13-5/8 plg 3.000 lpc.
- g) Tapón de abandono.
- h) Anillo R-53.
- i) *Well Cap*

PROCEDIMIENTOS

ACCIONES PREVIAS

PASO 1. Elaborar Análisis de Riesgos en el Trabajo (A.R.T.), obtener los permisos de trabajo por parte del personal técnico de la Empresa Contratista del Taladro.

- El A.R.T. se debe elaborar cada 8 horas y/o cambio de guardia.

PASO 2. El Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR y el Supervisor de 24 hr de la Empresa Contratista del Taladro, revisan y aprueban con su firma el A.R.T.

PASO 3. El Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR Convoca al personal involucrado a la reunión de pre-trabajo para el inicio de las operaciones de desvestida convencional de VIR, para establecer responsabilidades de cada uno de los involucrados durante la operación.

PASO 4. Asegurar que los puntos tratados queden asentados en una minuta, distribuir y archivar el documento.

DESVESTIDA

PASO 5. Desconectar accesorios de VIR.

- Línea de *Choke*, línea de matar, volantes manuales de *Rams*.

PASO 6. Desvestir niple de campana.

PASO 7. Colocar guayas a las orejeras del preventor anular (*Hydril*).

- Utilizar las Guayas del *Top Drive* para posteriormente levantar: preventor anular – *Rams* (Doble) - *Mud Cross*.

PASO 8. Desajustar los tornillos del carrete adaptador (*Adapter Flanche*) y conector rápido (*Quick Connector*).

- Desajustar con la llave de torque.

PASO 9. Levantar y colgar VIR de las orejeras del preventor anular (*Hydrill*).

PASO 10. Retirar carrete adaptador (*Adapter Flanche*) y conector rápido (*Quick Connector*).

- No olvidar retirar el anillo R-53.
- No es recomendable usar el anillo más de 2 veces.

PASO 11. Disponer del carrito debajo del conjunto VIR.

- Para no desarmar el conjunto VIR parte por parte y a la vez facilitar la movilización a través del montacargas.

PASO 12. Bajar el conjunto de VIR.

PASO 13. Desvestir guayas de las orejeras del preventor anular (*Hydrill*).

PASO 14. Deslizar el conjunto de la VIR.

- Deslizado el conjunto VIR con el montacargas.

PASO 15. Colocar tapón de abandono temporal.

- Instalando espárragos, válvulas, sellos, prisioneros, “O”-Rings.

PASO 16. Cerrar operaciones.

DESVESTIDA NO CONVENCIONAL DE VIR Para Fase Horizontal

OBJETIVO

Establecer, describir los pasos y acciones a seguir para desarrollar las actividades que engloban la desvestida **NO convencional** del conjunto VIR posterior al asentamiento de la empacadura para el *Liner* de producción de 7 plg, de una forma segura y eficiente. A fin de finiquitar las operaciones de construcción del pozo horizontal.

ALCANCE

Este procedimiento es aplicable en las acciones previas a la desvestida **NO convencional** del conjunto VIR para poder culminar las actividades de construcción de los pozos horizontales en condiciones normales de operación, localizados en el Campo Huyapari de PDVSA PETROPIAR.

DEFINICIONES Y ABREVIATURAS

Ver glosario de términos.

DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

Los pasos necesarios para desarrollar la desvestida del conjunto VIR y así poder cerrar las operaciones de construcción del pozo horizontal, se muestran en el siguiente esquema:



Figura 120 - Diagrama del proceso de la desvestida No convencional del conjunto VIR
[Aristimuño y Briceño, 2012]

A continuación se resume el significado de las etapas de este proceso:

- **Acciones Previas:** Establece las acciones que son tomadas antes de iniciar la labor de desvestida del conjunto VIR.
- **Desvestida del Conjunto:** Establece las acciones específicas que son realizadas durante la desvestida del conjunto VIR con el fin de cerrar las operaciones de construcción del pozo horizontal.

RESPONSABLES

- A) Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR.
- B) Personal de la Contratista del Taladro.
- C) Supervisor de Seguridad de la Contratista del Taladro.

ASPECTOS DE AMBIENTE, HIGIENE Y SEGURIDAD



IMPORTANTE

Todo el personal involucrado en la operación de la construcción del pozo debe conocer y estar familiarizado con la **Política de Seguridad de PETROPIAR**.

RIESGOS ASOCIADOS	MEDIDAS DE PRECAUCIÓN
<p>Golpes (por líneas, por llave de golpe o mandarrea).</p>	 <p>Estar atento a las operaciones. Alejarse de cargas suspendidas. Usar herramientas en buen estado.</p>
<p>Caída por resbalamiento.</p>	 <p>Utilizar zapatos anti- resbalantes de seguridad. Mantenga limpio el lugar.</p>
<p>Sobre esfuerzos a levantar equipos.</p>	 <p>Cumplir con procedimientos de trabajo seguro. Adoptar posición adecuada.</p>

IMPORTANTE: PORTAR EN TODO MOMENTO Y EN TODAS LAS ÁREAS OPERACIONALES, EL EQUIPO DE PROTECCION PERSONAL (CASCO, LENTES, BOTAS, GUANTES DE SEGURIDAD).

MATERIALES, EQUIPOS Y PRODUCTOS

- a) Niple Campana.
- b) Preventor anular (*HydriI*) 13-5/8 plg 5.000 lpc.
- c) Rams (Doble) 13-5/8 plg 5.000 lpc.
- d) Carrete de Control (*Mud Cross*) 13-5/8 plg 5.000 lpc X 13-5/8 plg 5.000 lpc.
- e) Carrete espaciador (*Spool*) 13-5/8 plg 5.000 lpc X 13-5/8 plg 5.000 lpc.
- f) Tapón de Abandono.
- g) Anillo R-57.
- h) Seccion "B".
- i) *Well Cap*.

PROCEDIMIENTOS**ACCIONES PREVIAS**

PASO 1. Elaborar Análisis de Riesgos en el Trabajo (A.R.T.), obtener los permisos de trabajo por parte del personal técnico de la Empresa Contratista del Taladro.

- El A.R.T se debe elaborar cada 8 horas y/o cambio de guardia.

PASO 2. El Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR y el Supervisor de 24 hr de la Empresa Contratista del Taladro, revisan y aprueban con su firma el A.R.T.

PASO 3. El Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR Convoca al personal involucrado a la reunión de pre-trabajo para el inicio de las operación de desvestida no convencional de VIR para establecer responsabilidades de cada uno de los involucrados durante la operación.

PASO 4. Asegurar que los puntos tratados queden asentados en una minuta, distribuir y archivar el documento.

PASO 5. Armar conjunto de Sección “B”, con sus sellos y prisioneros respectivos.

PASO 6. Colocar tapón de abandono en su respectivo lugar de la Sección “B”.

- Colocar los “O”-Rings respectivos.

DESVESTIDA

PASO 7. Desconectar accesorios de VIR.

- Línea de *Choke*, línea de matar, volantes manuales de *Rams*,

PASO 8. Desvestir niple de campana

PASO 9. Colocar guayas a las orejeras del preventor anular (*Hydri*l).

- Se utilizan las guayas del *Top Drive* para posteriormente levantar: preventor anular - *Rams* (Doble) - *Mud Cross*.

PASO 10. Desajustar los tornillos del *Quick Conector* de 13 plg.

PASO 11. Levantar y colgar VIR de las orejeras del preventor anular (*Hydri*l).

PASO 12. Retirar carrete espaciador (*Spool*).

- No olvidar retirar el anillo R-57.
- No es recomendable utilizar el anillo más de 2 veces.

PASO 13. Colocar el carrito debajo del conjunto VIR.

- Para no desarmar el conjunto VIR parte por parte y a la vez facilitar la movilización a través del montacargas.

PASO 14. Bajar el conjunto de VIR.

PASO 15. Desvestir guayas de las orejeras del preventor anular (*Hydri*).

PASO 16. Deslizar el conjunto de la VIR.

- Deslizando el conjunto VIR a través del montacargas.

PASO 17. Conectar Sección "B" con el tapón de abandono al pozo.

- **IMPORTANTE:** Conectar lo más rápido posible debido a que el pozo está abierto.

PASO 18. Cerrar operaciones.

CONTROL DE SÓLIDOS

PETROPIAR

INDICE

Control de Sólidos

Objetivo.....	258
Alcance	258
Definiciones y Abreviaturas	258
Descripción de Proceso.....	258
Responsables	259
Aspectos de Ambiente, Higiene y Seguridad	259
Herramientas y Equipos	261
Procedimientos	263
Acciones Previas.....	263
Perforación del Hoyo	265
Cementación del Revestidor.....	265

CONTROL DE SÓLIDOS

OBJETIVO

Establecer y describir los pasos y acciones a seguir para las actividades que engloban el **control de sólidos**, es decir, la separación de los recortes y sólidos no deseados de los distintos lodo de perforación utilizados en la construcción del Hoyo de Superficie de 17-1/2 plg, Intermedio de 12-1/4 plg y Horizontal de 8-1/2 plg de diámetro y profundidad planificada o establecida en el programa de construcción de pozos horizontales aprobado por los niveles correspondientes de PDVSA PETROPIAR, de una manera segura, eficiente y en armonía con el medio ambiente.

ALCANCE

Este procedimiento es aplicable en las acciones previas de operación, perforación y cementación de los revestidores de cada fase, durante la construcción de los pozos horizontales en condiciones normales de operación, localizados en el Campo Huyapari de PDVSA PETROPIAR.

DEFINICIONES Y ABREVIATURAS

Ver glosario de términos.

DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

Los pasos necesarios para desarrollar el sistema de control de sólidos, se muestran en el siguiente esquema:



Figura 121 – Diagrama del proceso para el sistema de control de sólidos
[Aristimuño y Briceño, 2012]

A continuación se resume el significado de las etapas de este proceso:

- **Acciones Previas:** Establece las acciones que son tomadas antes de iniciar la labor de operación de los equipos de control de sólidos.
- **Perforación del Hoyo:** Establece las acciones específicas para el control de sólidos que son realizadas durante la perforación de las distintas fases del pozo.
- **Cementación del revestidor:** Establece las acciones específicas para el control de sólidos que son realizadas durante la cementación del revestidor de 13-3/8 plg y 9-5/8 plg.

RESPONSABLES

- I) Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR.
- J) Ingenieros de Operaciones de PDVSA PETROPIAR.
- K) Personal de la Empresa de Servicio de Control de Sólidos.

ASPECTOS DE AMBIENTE, HIGIENE Y SEGURIDAD



IMPORTANTE

Todo el personal involucrado en la operación de la construcción del pozo debe conocer y estar familiarizado con la **Política de Seguridad de PETROPIAR**.

**TODOS SOMOS RESPONSABLES DE
TRABAJAR EN FORMA SEGURA...**

¡LA SEGURIDAD NO ES UNA OPCIÓN!

RIESGOS ASOCIADOS		MEDIDAS DE PRECAUCION
Golpes o Aprisionamiento (por equipos, zarandas y 3 en 1, cambio de mallas)		Colocar con cuidado las mallas cuando se cambian de fase, ya sea por malas condiciones o por la fase lo requiere.
Caída (por escaleras, por resbalamiento en el mismo nivel)		Utilizar zapatos anti- resbalantes de seguridad. Mantenga limpio el lugar. Desplazarse con cuidado, utilizar los pasamanos, mantener la escalera libre de obstáculos.
Sustancias químicas		Utilice el equipo de protección respiratoria (tapa boca y mascarilla). Reportar cualquier fuga o daño visible en recipientes contenedores o tanques. Leer la hoja de seguridad del producto (MSDS).
Superficies calientes (contacto con el lodo momento de limpiar las mallas)		Utilizar guarda barro, estar atento a cualquier novedad. Notificar condiciones inseguras.
Vibraciones		Estar en movimiento constante para evitar la exposición a la vibración por periodo constante. Usar apropiadamente los equipos de protección contra vibraciones.

IMPORTANTE: PORTAR EN TODO MOMENTO Y EN TODAS LAS ÁREAS OPERACIONALES, EL EQUIPO DE PROTECCION PERSONAL (CASCO, LENTES, BOTAS, GUANTES DE SEGURIDAD).







EQUIPOS UTILIZADOS

Tabla 29 - Equipos de control de sólidos (parte I) [Aristimuño y Briceño, 2012]

TRES EN UNO		
Compuesto por:	Zaranda Lineal Desarenador Deslimador	
DESARENADOR (DESARTER)		
Punto de corte	30 - 74 micrones	
Diametro	10 plg	
Capacidad	400 -- 500 gal/min	
DESARCILLADOR (DESILTER)		
Punto de corte	15 – 30 micrones	
Diametro	4 plg	
Capacidad	50 -- 75 gal/min	
CENTRIFUGA		
Punto de Corte	> 2 micrones	

Tabla 28 - Equipos de control de sólidos (parte II) [Aristimuño y Briceño, 2012]

ZARANDA LINEAL		
Tipo de Movimiento	Lineal	
DES-GASIFICADOR		
		
MALLAS		
Tipo	Pre-tensionada	
Mesh	Punto de corte	
175	> 74 μ	
210	> 74 μ	
250	< 74 μ	
		

PROCEDIMIENTOS

ACCIONES PREVIAS

PASO 1 Elaborar Análisis de Riesgos en el Trabajo (A.R.T.) y obtener los permisos de trabajo por parte personal de la Empresa de Servicio de Control de Sólidos.

- El A.R.T se debe elaborar cada 8 horas y/o cambio de guardia.

PASO 2. El Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR y el Supervisor 24 hr de la Empresa Contratista del Taladro, revisan y aprueban con su firma el A.R.T.

PASO 3. Vestir los equipos de control de sólidos según los procedimientos operacionales propios de la Empresa de Servicio de Control de Sólidos.

PASO 4. . Instalar en la zarandas las mallas adecuadas antes de iniciar la perforación de cada fase (Ver tablas 7, 14, 23 según sea el caso)

- **IMPORTANTE:** El Ingeniero de Operaciones o el Supervisor de PDVSA PETROPIAR debe está presente y se asegura de la correcta instalación.

PASO 5. Instalar en el 3 en 1 (*Mud Cleaner*) las mallas adecuadas antes de iniciar la perforación de cada fase (Ver tablas 7, 14, 23 según sea el caso)

- **IMPORTANTE:** El Ingeniero de Operaciones o el Supervisor de PDVSA PETROPIAR debe está presente y se asegura de la correcta instalación.

PASO 6. Realizar las pruebas de calibración respectivas a las zarandas (*Shale Shaker*) y a la zaranda del 3 en 1 para asegurar el funcionamiento óptimo de los equipos.

- **IMPORTANTE:** calcular la fuerza G del equipo, a través de la ecuación 1

$$G = \frac{(RPM^2 \times STK)}{70414} \quad \text{Ec. 1}$$

Dónde:

G: Fuerza G

RPM: Rotación del motor

STK: Longitud del movimiento axial de la zaranda (*Strokes*)

IMPORTANTE: El valor de los *Strokes* se obtiene de la lectura de la calcomanía que está pegada en la base del equipo, al momento que este vibra, en la calcomanía se genera un efecto visual en el cual dos de los círculos convergerán formando un ocho (8), el número de *Strokes* será el valor donde mejor se pueda apreciar esta forma (8) (los dos círculos deberían apenas tocarse en un punto. Se trata del diámetro que más se aproxima a la longitud de la carrera). Realizar las pruebas de calibración respectivas a las zarandas (*Shale Shaker*) y a la zaranda del 3 en 1 para asegurar el funcionamiento óptimo de los equipos, ver figura 122 y 123.

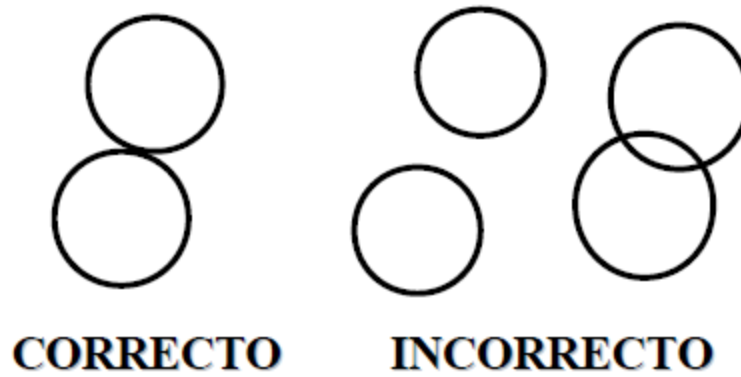
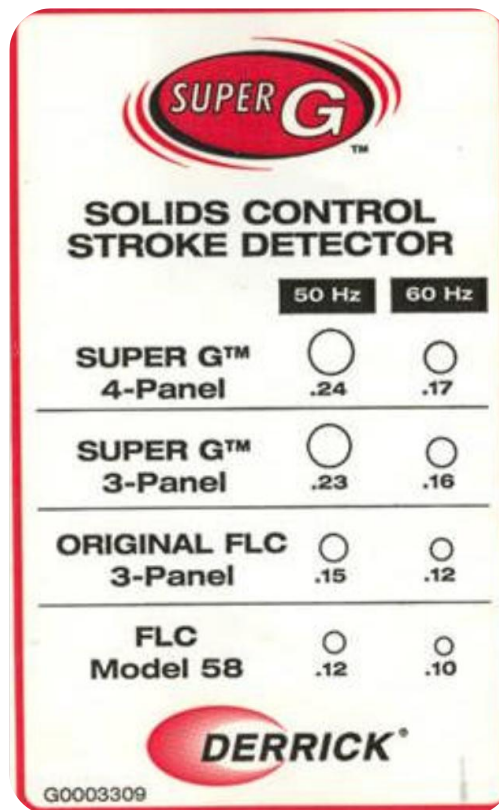


Figura 122 - Indicador de movimiento para el cálculo de *Strokes* de la zaranda (Mi Swaco, 2004) ^[21]



	50 Hz	60 Hz
SUPER G™ 4-Panel	.24	.17
SUPER G™ 3-Panel	.23	.16
ORIGINAL FLC 3-Panel	.15	.12
FLC Model 58	.12	.10

DERRICK®
G0003309

Figura 123 – Calcomanía para equipos *Derrick*, cálculo de *Strokes* de la zaranda (Mi Swaco, 2004) ^[21]

PASO 6. Realizar las pruebas a los conos respectivos del desarenador (*Desalter*) y desarcillador (*Desilter*) del 3 en 1 para asegurar el mejor funcionamiento de este.

- Los ripsos deben ser descargados de los conos en forma similar a un *Spray*.

PERFORACIÓN DEL HOYO

PASO 7. Monitorear constante las mallas cada vez que se perfora una pareja de tuberías.

PASO 8. Lavar las mallas con abundante agua a presión (*Hidrojet*) para mitigar taponamiento de estas al perforar formación arcillosa.

PASO 9. Lavar las mallas con gasoil y abundante agua a presión al momento de perforar lentes de arenas petrolizados (Fase Intermedia) y al momento de navegar la arena productora (Fase Horizontal).

- La función del gasoil es diluir el crudo proveniente de los ripios y así mitigar el taponamiento de las mallas de los equipos.

PASO 10. Monitorear constante los alimentadores del 3 en 1 y los conos de este (desarenador y el desarcillador).

PASO 11. Elaborar la prueba de retorta durante la perforación, con el fin de determinar el volumen de fase líquida que humecta los ripios sólidos.

- Se elabora la prueba diariamente o cada 2 días.

PASO 12. Elaborar reporte de 24 horas, especificando los reportes de humectación de ripios y los volúmenes de ripios procesados por los equipos.

CEMENTACIÓN DE REVESTIDOR

PASO 13. Sustituir las mallas de la zaranda por mallas ciegas para el descarte directo a la canoa de ripio del fluido anular durante el desplazamiento con cemento y el exceso de cemento.

- Por lo general se utiliza una (1) de las zarandas para el descarte.

PÍLDORAS

PETROPIAR

INDICE

Píldoras

Objetivo.....	268
Alcance	268
Definiciones y Abreviaturas	268
Descripción de Proceso.....	268
Responsables	269
Aspectos de Ambiente, Higiene y Seguridad	269
Materiales y Productos Químicos	269
Procedimientos	270
Acciones Previas.....	270
Preparación (Mezcla)	270
Manejo	271

PÍLDORAS Construcción del Hoyo

OBJETIVO

Establecer, describir los pasos y acciones que se deben seguir para realizar las actividades previas, preparación (mezcla) y manejo de las píldoras utilizadas en la perforación de las distintas fases, con fluido base agua de una manera eficiente, segura y en armonía con el medio ambiente.

ALCANCE

Este procedimiento es aplicable en las acciones previas, preparación, mantenimiento y manejo de las píldoras de perforación, durante la construcción de los pozos horizontales en condiciones normales de operación, localizados en el Campo Huyaparí de PDVSA PETROPIAR.

DEFINICIONES Y ABREVIATURAS

Ver glosario de términos.

DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

Los pasos necesarios para desarrollar las píldoras utilizadas durante la construcción de pozo, se muestran en el siguiente esquema:



Figura 124 - Diagrama del proceso de los tipos de píldoras utilizados [Aristimuño y Briceño, 2012]


A continuación se resume el significado de las etapas de este proceso.

- **Acciones Previas:** Establece las acciones que son tomadas antes de iniciar la labor de preparación de la píldora para la perforación del hoyo específico.
- **Preparación:** Establece las acciones específicas que son realizadas al momento de preparar (mezcla) de la píldora.
- **Manejo:** Constituye en la administración de los volúmenes de píldora utilizados en la perforación del hoyo específico.

RESPONSABLES

- E) Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR.
- F) Ingeniero de Operaciones de PDVSA PETROPIAR.
- G) Personal de la Contratista del Taladro.
- H) Personal de la Empresa de Servicio de Fluidos de perforación.

ASPECTOS DE AMBIENTE, HIGIENE Y SEGURIDAD

 Importante
<p>Todo el personal involucrado en la operación de la construcción del pozo debe conocer y estar familiarizado con la Política de Seguridad de PETROPIAR.</p>

RIESGOS ASOCIADOS	MEDIDAS DE PRECAUCIÓN
<p>Sustancias químicas (Contacto con productos, quemaduras, irritaciones de piel).</p>	<div style="text-align: center;"></div> <p>Ubíquese en el lado contrario de la dirección del viento. Utilice el equipo de protección respiratoria (tapa boca y mascarilla). Leer la hoja de seguridad del producto (MSDS). Mantener la cara alejada del embudo, evitar colocar objetos que puedan caer al embudo, incorporar primero los productos y después el solvente. Mantener orden y limpieza, estar atentos a cualquier eventualidad.</p>
<p>Caída por resbalamiento.</p>	<div style="text-align: center;"></div> <p>Utilizar zapatos anti- resbalantes de seguridad. Mantenga limpio el lugar.</p>
<p>Mordedura o picadura por animales ponzoñosos.</p>	<p>Estar atento a cualquier eventualidad, alejarse e informar sobre el problema.</p>

IMPORTANTE: PORTAR EN TODO MOMENTO Y EN TODAS LAS ÁREAS OPERACIONALES, EL EQUIPO DE PROTECCION PERSONAL (CASCO, LENTES, BOTAS, GUANTES DE SEGURIDAD).

MATERIALES Y PRODUCTOS QUÍMICOS

- f) Agua fresca.
- g) Acetato de Potasio ($C_2H_3KO_2$).
- h) Goma Xántica.
- i) Soda Caustica (NaOH).
- j) Carbonato.

PROCEDIMIENTOS

ACCIONES PREVIAS

PASO 1. Elaborar A.R.T. por parte del personal técnico de la Empresa de Servicio de Fluido de Perforación.

- El A.R.T. se debe elaborar cada 8 horas y/o cambio de guardia.

PASO 2. El Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR y el Supervisor de 24 de la Empresa Contratista del Taladro, revisan y aprueban con su firma el A.R.T.

PASO 3. Realizar reunión pre-trabajo para analizar el procedimiento operacional y el programa de fluidos del hoyo, como también aclarar dudas referentes al trabajo a ejecutar.

PASO 4. Disponer del programa de construcción del pozo detallado y aprobado por los niveles correspondientes de PDVSA PETROPIAR.

PASO 5. Disponer del programa de fluido y especificaciones de este a ser utilizado en la construcción de cada una de las fases.

PASO 6. Disponer oportunamente de los equipos de medición, materiales y productos químicos con su correcta certificación requerida para la preparación del fluido.

PASO 7. Disponer en sitio de material absorbente para el control de derrames.

PASO 8. Limpiar los tanques de píldoras apropiadamente e inspeccionarlos antes de iniciar la mezcla de las píldoras utilizadas de perforación, por parte del personal de la Empresa Contratista del Taladro.

PASO 9. Limpiar las líneas de circulación y asegurar la operatividad de los equipos y sistemas para la mezcla de los productos químicos, por parte del personal de la Empresa Contratista del Taladro.

PASO 10. El Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR da la orden para iniciar las actividades de preparación, y manejo del fluido (píldora) al personal técnico de la empresa de servicio de este último.

PREPARACIÓN (MEZCLA)

PASO 11. Disponer en los tanques del volumen requerido de agua de mezcla para la preparación de la píldora a utilizar.

- El volumen mínimo requerido es igual a la capacidad del tanque de píldora.

PASO 12. Realizar análisis fisicoquímico (dureza) del agua para la preparación del fluido (píldora) y así determinar la caracterización que permita el óptimo rendimiento de los aditivos químicos.

- EL pH del agua debe estar entre el rango de 9 - 10.

PASO 13. Preparar la píldora necesaria según sea la ocasión, como se observa en la tabla 30.

Tabla 30 - Píldoras utilizadas

Píldoras	Productos	Concentración	Consideraciones
Viscosa	Goma Xántica	4 lb/bbl	<p>Es una píldora preparada con 100 seg de viscosidad de embudo.</p> <p>Utilizada para la limpieza del hoyo al perforar cada 2 parejas o ± 300 pie perforados.</p> <p>Para dar una limpieza más efectiva al hoyo cuando se decide bombear un tren de píldora ya que acarrea los recortes disperso primeramente por la píldora dispersa (Es la segunda a bombear).</p>
Dispersa (Inhibida)	Acetato de Potasio (C ₂ H ₃ KO ₂)	4-6 lb/bbl	<p>Son utilizadas para crear una dispersión (turbulencia) de los recortes en el hoyo.</p> <p>Para dar una limpieza más efectiva al hoyo cuando se decide bombear un tren de píldora (Es la primera a bombear).</p> <p>IMPORTANTE: Si la presentación del producto es en líquido, la densidad de este debe ser mínimo 10,5 lpg</p>
Barrido	Goma Xántica Carbonato	2- 2,5 lpg por encima de la densidad del lodo	<p>Se utiliza al culminar la perforación de los distintos hoyos a la profundidad planificada, con el fin de proporcionar un barrido (limpieza) final óptimo de los recortes en el hoyo.</p>
Caliente	Soda Caustica (NaOH)	5 lpg por encima de la densidad del lodo	<p>Frecuentemente son utilizadas en la perforación de formaciones duras (lignito, basamento, etc.), especialmente en pozos verticales.</p> <p>Utilizada en cuando hay embolamiento de mechas, chorros tapados, etc.</p>

NOTA: Generalmente las dosificaciones de las píldoras deben tener una densidad mayormente 2 lpg adicional a la del fluido en circulación.

MANEJO

PASO 14. Probar en laboratorio cualquier nueva adición de producto al sistema de fluido de perforación, para determinar si existen efectos adversos.

PASO 15. Reportar diariamente volúmenes de píldora manejados al Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR.

PASO 16. Prestar mucha atención a cualquier pérdida de fluido mientras se perfora.

- Registrar todas las pérdidas de fluido presentadas.

INFORMACIÓN ADJUNTA

PETROPIAR

INFORMACIÓN ADJUNTA 1

PROCEDIMIENTO DE LAS PRUEBAS DE CAMPO PARA EL FLUIDO DE PERFORACIÓN. ^[31]

PRUEBAS FÍSICAS

A) DENSIDAD

Dispositivo: Balanza de Lodo, con una precisión de $\pm 0,1$ lb/gal o $\pm 0,5$ lb/pie³ ($\pm 0,01$ g/cc).

El instrumento se calibrará de manera frecuente, utilizando agua dulce, la cual debería arrojar una lectura de 8,3 lb/gal ó 62,3 lb/pie³ (1 g/cc) a 70 °F (21 °C).

PASO 1. La base del instrumento debe estar asentada sobre una superficie uniforme (perfectamente nivelada).

PASO 2. Remover la tapa de la balanza y llenar el recipiente (limpio y seco) hasta el tope con la muestra de lodo a ensayar.

- Si han sido atrapadas burbujas de aire en el fluido, golpear el recipiente enérgicamente hasta que se rompan las burbujas.

PASO 3. Colocar la tapa y rotar hasta estar firmemente asentada, asegurando que algo de fluido salga por el orificio de ventilación.

PASO 4. Limpiar el fluido de la parte exterior de la balanza con agua fresca, obstruyendo con un dedo el orificio de ventilación.

PASO 5. Colocar el brazo de la balanza sobre la base con los bordes de la cuchilla en el punto de apoyo.

PASO 6. Mover el cursor hasta que el instrumento este en equilibrio, tal como está determinado por el nivel de burbuja.

PASO 7. Leer la densidad del fluido.

B) VISCOSIDAD EMBUDO

Dispositivo: Embudo Marsh

Las dimensiones del embudo Marsh deben ser tales que un cuarto de galón de agua dulce (946 cc), a una temperatura de 70 ± 5 °F (21 ± 3 °C) necesite un tiempo de $26 \pm 0,5$ segundos para pasar por él y salir.

PASO 1. Tomar una muestra del fluido con el envase del dispositivo.

PASO 2. Sostener el embudo (limpio y seco) en posición vertical con el dedo índice sobre la salida (boquilla).

PASO 3. Verter la muestra tomada de fluido a través de la malla en la parte superior del embudo, hasta que el nivel de fluido justo alcance el nivel inferior de la malla.

PASO 4. Preparar cronometro.

SIMULTANEAMENTE: PASOS 5 Y 6

PASO 5. Retirar el dedo de la boquilla de salida del embudo.

PASO 6. Comenzar a medir el tiempo (segundos).

PASO 7. Medir el tiempo que tarda en salir un cuarto de galón (946 cc) de fluido en ensayo.

PASO 8. El valor de la viscosidad embudo es igual al tiempo medido (segundos).

C) VISCOSIDAD PLASTICA Y PUNTO CEDENTE

Dispositivo: Viscosímetro de lectura directa

Los viscosímetros de lectura directa son instrumentos rotatorios impulsados por un motor eléctrico o una manivela.

PASO 1. Colocar la muestra en el recipiente del viscosímetro y ajustar este al dispositivo.

PASO 2. Sumergir el forro rotor en el recipiente exactamente hasta la línea de referencia.

PASO 3. Iniciar rotación del forro rotor con 600 rpm en el cuadrante.

PASO 4. Esperar que la lectura del dial alcance un valor estable.

PASO 5. Registrar la lectura del dial para 600 rpm.

PASO 6. Cambiar rotación a 300 rpm en el cuadrante.

PASO 7. Esperar que la lectura del cuadrante alcance un valor estable.

PASO 8. Registrar la lectura del dial para 300 rpm.

PASO 9. La viscosidad plástica (VP): en centipoise (cP) es igual a la lectura para 600 rpm menos la lectura para 300 rpm.

$$VP = L_{600} - L_{300} \quad \text{Ec. 2}$$

PASO 10. El punto cedente (PC) en lb/100 pie² es igual a la lectura para 300 rpm menos la viscosidad plástica.

- Registre la temperatura de la muestra en grados °F (°C).

$$Pc = L_{300} - VP \quad \text{Ec. 3}$$

PASO 11. La viscosidad aparente en centipoise es igual a la lectura para 600 rpm dividida entre dos ($L_{600}/2$).

$$\text{Viscosidad aparente} = \frac{L_{600}}{2} \quad \text{Ec. 4}$$

D) RESISTENCIA DE GEL

Dispositivo: Viscosímetro de lectura directa

PASO 1. Colocar la muestra en el recipiente del viscosímetro y ajustar este al dispositivo.

PASO 2. Sumergir el forro rotor en el recipiente exactamente hasta la línea de referencia.

PASO 3. Agitar durante 15 segundos a alta velocidad (600 rpm).

PASO 4. Permitir que el fluido repose durante 10 segundos.

PASO 5. Girar la perilla del cuadrante (lento y uniformemente) hasta la lectura de 3 (L_3), la máxima desviación del dial antes que el gel se rompa es **la resistencia gel inicial** en lb/100 pie².

PASO 6. Volver a agitar la muestra de fluido a alta velocidad durante 10 segundos.

PASO 7. Permitir que el fluido repose durante 10 minutos.

PASO 8. Anotar la medición como en el paso 5 anterior y registrar la lectura máxima como **gel de 10 minutos**, en lb/100 pie².

E) pH

Dispositivo: Cinta de pH

Las cintas de pH pueden ser de intervalo ancho, para permitir una estimación del pH con una precisión de 0,5 o de intervalo estrecho, para una estimación del pH con una precisión de 0,2.

PASO 1. Colocar una cinta de papel indicador de 1 pulgada (25 mm) en la superficie del fluido y esperar hasta que el líquido haya mojado la superficie del papel y el color se haya estabilizado (generalmente, no más de 30 segundos).

PASO 2. Comparar el color en la parte del papel que ha estado en contacto con el fluido con los patrones de color que vienen con la cinta y estime el pH del fluido.

PASO 3. Registrar el pH del fluido con una precisión de 0,5 o 0,2, dependiendo de la escala de la tabla de colores para el papel utilizado.

Dispositivo: Medidor de pH con electrodo de vidrio

Este medidor de pH consiste en un sistema de electrodo de vidrio, un amplificador electrónico y un medidor calibrado en unidades de pH.

PASO 1. Realizar los ajustes necesarios para normalizar el medidor (electrodo) con soluciones amortiguadoras apropiadas, según las instrucciones del manual de uso del instrumento.

- Se puede utilizar agua para lavar la punta del electrodo y papel suave para limpiarlo.

PASO 2. Colocar el electrodo dentro de la muestra (filtrado o fluido).

PASO 3. Mezclar la muestra alrededor del electrodo rotando el recipiente.

PASO 4. Medir el pH del fluido según las instrucciones del manual de uso del instrumento.

PASO 5. Registrar el valor después que la lectura del medidor permanezca constante.

NOTA: Para una medición precisa del pH, el fluido de prueba, la solución amortiguadora y el electrodo de referencia deberán estar todos a la misma temperatura.

F) FILTRADO API Y REVOQUE

Dispositivo: Filtro Prensa

Filtro prensa API estándar, presurizado hasta un diferencial de 100 lpc, la presión se puede aplicar con un medio fluido no peligroso, bien sea gas o líquido.

Para obtener resultados correlativos, se empleará el mismo espesor de un papel de filtro apropiado, de 9 cm, Whatman No. 50, S & S No. 576, u otro equivalente.

PASO 1. Asegurar que cada pieza de la celda esté limpia y seca, y que las empaaduras no estén deformes o gastadas.

PASO 2. Vierta la muestra de fluido en la celda y complete el ensamblaje con el papel de filtro en su lugar (camisa – colador – base – papel filtro)

PASO 3. Colocar un cilindro graduado seco por debajo del tubo de drenaje, para que reciba el filtrado.

PASO 4. Cerrar la válvula de alivio y ajuste el regulador de manera tal que se aplique una presión de 100 ± 1 lpc ($690 \pm 6,9$ kPa) en 30 segundos o menos. El período de prueba se inicia en el momento de la aplicación de la presión.

PASO 5. Medir el volumen de filtrado al final de los 30 minutos.

- Si el intervalo de tiempo no es de 30 segundos, deberá registrarse.

PASO 6. Interrumpir el flujo que pasa por el regulador de presión y abrir cuidadosamente la válvula de alivio.

PASO 7. Registrar el volumen de filtrado en centímetros cúbicos (con una precisión de 0,1 cc) como filtrado API, y también registre la temperatura inicial del fluido en °F (°C).

PASO 8. Guardar el filtrado para ser posteriormente sometido a las correspondientes pruebas químicas.

PASO 9. Desmontar la celda y desechar el fluido, con extremo cuidado para guardar el papel de filtro con un mínimo de perturbación del revoque.

PASO 10. Lavar el revoque sobre el papel, con un chorro suave de agua.

PASO 11. Medir el espesor del revoque y registrarlo en 32avos (1/32) de pulgada o en milímetros.

PASO 12. Si bien es prácticamente imposible contar con descripciones estándar, anotaciones como duro, blando, resistente, gomoso, firme, etc. pueden dar una cierta idea de la consistencia del revoque.

G) PORCENTAJE DE SÓLIDOS, AGUA Y ACEITE

Dispositivo: Retorta

Los instrumentos de retorta recomendados son unidades con una capacidad de 10, 20 o 50 cc, con camisas externas de calentamiento.

El fluido se coloca en un contenedor de acero y se calienta hasta que se evaporen los componentes líquidos. Los vapores pasan a través de un condensador y se recogen en un cilindro graduado. El volumen del líquido se mide, mientras que el contenido de sólidos, suspendidos y disueltos, se determina por diferencia.

PASO 1. Limpiar y secar el ensamblaje de la retorta y el condensador.

PASO 2. Llenar la cámara superior de la retorta con lana de acero.

PASO 3. Llenar la cámara de fluido de la retorta con lodo y colocar la tapa permitiendo salir el exceso (asegurarse que no quede aire atrapado en la cámara, para evitar errores).

PASO 4. Limpiar el exceso de lodo y enroscar la cámara de fluido dentro de la cámara superior.

PASO 5. Colocar la retorta dentro del bloque aislante y cerrar este.

PASO 6. Coloque un recipiente colector (cilindro) limpio y seco por debajo de la salida del condensador.

PASO 7. Conectar la energía y así comenzar el proceso de destilación.

PASO 8. Esperar 45 minutos.

NOTA: Si el fluido se desborda hacia el recipiente colector, será necesario repetir la prueba. Llene el cuerpo de la retorta con una cantidad mayor de lana de acero (Paso 2) y repita la prueba.

PASO 9. Dejar que el recipiente colector de líquido se enfríe. Lea y registrar:

- a) El volumen total de líquido
- b) El volumen de aceite
- c) El volumen de agua en el recipiente colector.

PASO 10. Apagar la retorta y dejar enfriar antes de limpiar.

PASO 11. Multiplicar los valores por 10, arrojando valores en porcentajes.

PASO 12. El porcentaje de sólidos se determinara por medio de la ecuación:

$$\% \text{ Sólidos} = 100 - \% \text{ Agua} - \% \text{ Aceite}$$

Ec. 5

A) ESTIMACIÓN DEL CONTENIDO DE ARENA

Dispositivo: Tamiz de Arena

Este equipo consiste en un tamiz de malla 200 y de 2 -1/2 plg (6,3 mm) de diámetro, un embudo donde se pueda introducir dicho tamiz y un tubo graduado de vidrio (zanahoria).

PASO 1. Llene con fluido el tubo graduado de vidrio hasta la marca indicada (“*Mud to here*”).

PASO 2. Agregue agua hasta la marca siguiente (“*Water to here*”).

PASO 3. Cerrar la boca del tubo con el dedo pulgar y agitar vigorosamente.

PASO 4. Verter la muestra en el tamiz limpio y húmedo, desechando el líquido que pasa a través del tamiz.

PASO 5. Agregar más agua al tubo, agitar y repetir hasta que el agua que pase sea clara.

PASO 6. Lavar la arena retenida en el tamiz, para sacar el fluido remanente.

PASO 7. Coloque el embudo boca abajo sobre el tamiz.

PASO 8. Voltear el ensamblaje lentamente e introduzca la punta del embudo en la boca del tubo de vidrio.

PASO 9. Utilizar un rociado suave de agua, lave la arena a través del tamiz y hacia el tubo.

PASO 10. Esperar hasta que la arena se sedimente.

PASO 11. Leer el porcentaje de la arena con las marcas del tubo.

PASO 12. Registrar el contenido de arena en el fluido, en porcentaje de volumen.

PRUEBAS QUÍMICAS**A) CAPACIDAD DE AZUL DE METILENO (MBT)**

Materiales e Instrumentos.

- 1) Solución de azul de metileno: 1 ml = 0,01 miliequivalente (m.e.) que contenga 3,20 g de azul de metileno grado USP (C16H18N3SCI) por litro.
- 2) Peróxido de hidrógeno: solución al 3%.
- 3) Ácido sulfúrico diluido: aproximadamente 5N.
- 4) Matraz Erlenmeyer: 250 cc.
- 5) Pipetas serológicas: una de 1 cc y otra de 5 cc.
- 6) Plancha caliente.
- 7) Varilla agitadora.
- 8) Papel de filtro.

PASO 1. Agregar 2 cc de fluido (o un volumen apropiado de fluido para 2 a 10 cc de reactivo) a 10 cc de agua en el matraz Erlenmeyer.

PASO 2. Agregar 15 cc de peróxido de hidrógeno al 3%.

PASO 3. Agregar 0,5 cc de ácido sulfúrico.

PASO 4. Hervir suavemente durante 10 minutos.

PASO 5. Diluir hasta unos 50 cc utilizando agua destilada y esperar que la muestra se enfríe.

PASO 6. Agregar al matraz la solución de azul de metileno de 0,5 cc en 0,5 cc, utilizando la pipeta.

PASO 7. Agitar el contenido del matraz durante unos 30 segundos después de cada adición de 0,5 cc de azul de metileno.

PASO 8. Remover una gota del líquido con una la varita y colóquela sobre el papel de filtro. El punto final de la titulación se alcanza cuando aparece un anillo azul alrededor de los sólidos coloreados.

PASO 9. Agitar el matraz durante otros dos minutos y coloque otra gota sobre el papel de filtro, cuando se detecta la coloración azul que se va propagando.

PASO 10. Si aún es evidente el anillo azul, esto significa que se alcanzó el punto final. Ver figura 125.

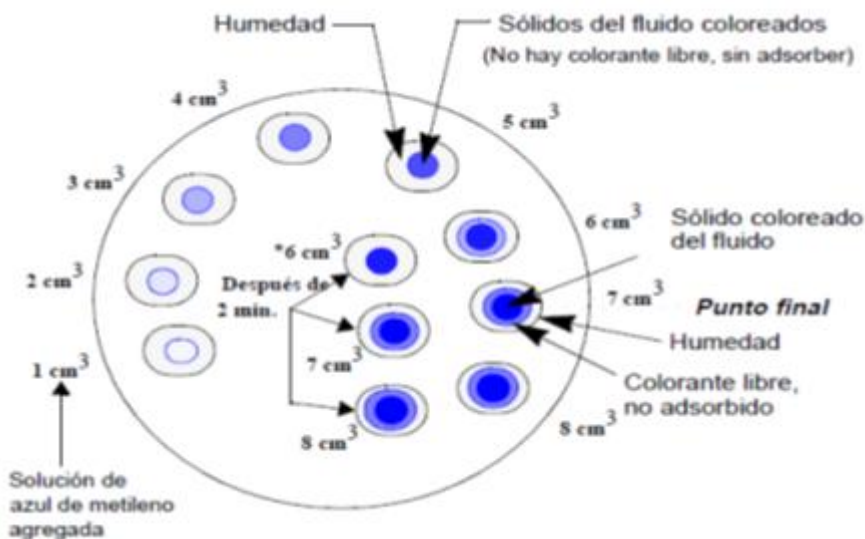


Figura 125 - Ensayos por gotas, titulación con azul de metileno (prieto, 2007) ^[13]

PASO 11. Continuar como se indicó hasta que una gota tomada después de agitar dos minutos muestre el anillo azul, SI NO APARECE EL ANILLO.

PASO 12. Registrar el intercambio catiónico del fluido como la capacidad de azul de metileno, calculada de la manera siguiente:

$$\text{Capacidad de Azul de Metileno} = \frac{\text{cc de Azul de Metileno}}{\text{cc de Fluido}} \quad \text{Ec. 6}$$

PASO 13. El valor del MBT (bentonita equivalente) se obtiene por la siguiente ecuación:

$$\text{MBT} = 5 \times \text{Capacidad de Azul de Metileno} \quad \text{Ec. 7}$$

A) ALCALINIDAD (Pf)

PASO 1. Colocar 1 cc de filtrado en un recipiente o taza de titulación.

PASO 2. Agregar 2 ó 3 gotas de solución indicadora de fenolftaleína (cambia color a rosado).

PASO 3. Agregar ácido sulfúrico (H₂SO₄) 0,02N (N/50) gota a gota, con la pipeta, mientras continúa agitando, hasta que el color rosado apenas desaparezca (el filtrado adquiera su color original).

PASO 4. Registrar el Pf como los cc de H₂SO₄ gastados divididos por el número de cc de filtrado:

$$Pf = \frac{cc \text{ de Ácido Sulfúrico}}{cc \text{ de Filtrado}} \quad \text{Ec. 8}$$

PASO 5. Medir el pH de la muestra si esta oscurecida de manera que el cambio de color no se perciba, el pH debe ser 8,3.

B) ALCALINIDAD (Mf)

PASO 1. Agregar de 2 a 3 gotas de anaranjado de metileno a la muestra que ha sido titulada al punto final del Pf, cambia color a amarillo-naranja).

PASO 2. Agregar ácido sulfúrico (H₂SO₄) 0,02N (N/50) gota a gota, con la pipeta, mientras continúa agitando, hasta que cambie a color rosado o rojo.

PASO 3. Registrar el Mf como el total de cc de H₂SO₄ gastados más los del Pf dividido por el número de cc de filtrado.

$$Mf = \frac{cc \text{ de Ácido Sulfúrico} + cc \text{ de Ácido Sulfúrico (Pf)}}{cc \text{ de Filtrado}} \quad \text{Ec. 9}$$

PASO 4. Medir el pH de la muestra si esta oscurecida de manera que el cambio de color no se perciba, el pH debe ser 4,3.

C) ALCALINIDAD (Pm)

PASO 1. Agregar 1cc de lodo a 25 cc de agua destilada en un recipiente o taza de titulación.

PASO 2. Agregar de 4 a 5 gotas de solución indicadora de fenolftaleina y agitar (cambia color a rosado).

PASO 3. Agregar ácido sulfúrico (H₂SO₄) 0,02N (N/50) gota a gota, con la pipeta, mientras continúa agitando, hasta que el color rosado apenas desaparezca (el filtrado adquiera su color original).

PASO 4. Registrar el Pm como los cc de H₂SO₄ gastados.

PASO 5. Medir el pH de la muestra si esta oscurecida de manera que el cambio de color no se perciba, el pH debe ser 8,3.

D) CLORUROS EN EL FILTRADO

PASO 1. Agregar 1cc de filtrado en un recipiente o taza de titulación.

PASO 2. Agregar de 5 a 10 gotas de Cromato de Potasio y agitar (cambia color a amarillo).

PASO 3. Titular con Nitrato de Plata (AgNO_3) (1000 ó 10000 ppm) gota a gota, con la pipeta, mientras continúa agitando, hasta que cambie a color rojo ladrillo.

PASO 4. Registrar la cantidad de cloruros multiplicando los cc de AgNO_3 gastados por la concentración del AgNO_3 .

E) CALCIO (DUREZA)

PASO 1. Agregar 25 cc de agua destilada en un recipiente o taza de titulación.

PASO 2. Agregar 40 gotas (2 cc) de *Calver Buffer*.

PASO 3. Agregar de 5 a 10 gotas de indicador de dureza.

PASO 4. Si se desarrolla un color vinotinto indica que hay iones calcio y magnesio, en este caso, agregar gota a gota solución de EDTA hasta obtener un color azul.

PASO 5. Agregar 1 cc de filtrado, si tiene calcio se obtendrá un color vinotinto, si este es el caso, agregar gota a gota solución de EDTA hasta obtener un color azul.

PASO 6. Cuando el filtrado se encuentra oscurecido, el cambio de color es gris pizarra.

PASO 7. Registrar la cantidad de calcio como los cc de EDTA gastados multiplicados por la concentración (40 ó 400 mg/L).

INFORMACIÓN ADJUNTA 2

ANÁLISIS DE TENDENCIA DEL LODO BASE AGUA

Cambios en las propiedades del lodo que indican posibles problemas, ver tabla 30.

Tabla 31 - Análisis de tendencia del lodo base agua (parte I) (BP Amaco, 2001) ^[24]

PROPIEDADES DEL LODO	CAMBIO DE TENDENCIA	CAUSA POSIBLE
DENSIDAD DEL LODO	AUMENTO	<ol style="list-style-type: none"> 1. Aumento de sólidos de perforación. 2. Sobretratamiento durante densificación.
	DISMINUCIÓN	<ol style="list-style-type: none"> 1. Influjos de fluido de la formación. 2. Agregado excesivo de agua.
VISCOSIDAD EMBUDO	AUMENTO	<ol style="list-style-type: none"> 1. Perforación de lutita reactiva. 2. Incremento de sólidos de perforación. 3. Bajo contenido de agua. 4. Contaminación con calcio del cemento. 5. Perforación de formación de anhidrita.
	DISMINUCIÓN	<ol style="list-style-type: none"> 1. Influjos de agua de la formación. 2. Contenido excesivo de agua.
VISCOSIDAD PLÁSTICA	AUMENTO	<ol style="list-style-type: none"> 1. Perforación de arenas no consolidadas. 2. Incrementos de sólidos de perforación. 3. Bajo contenido de agua.
	DISMINUCIÓN	<ol style="list-style-type: none"> 1. Influjos de agua de la formación. 2. Agregado excesivo de agua.

Tabla 31 - Análisis de tendencia del lodo base agua (parte II) (BP Amaco, 2001) [24]

PROPIEDADES DEL LODO	CAMBIO DE TENDENCIA	CAUSA POSIBLE
PUNTO CEDENTE	AUMENTO	<ol style="list-style-type: none"> 1. Perforación de lutita reactiva. 2. Perforación de formación de anhidrita. 3. Bajo contenido de agua. 4. Contaminación con calcio del cemento.
	DISMINUCIÓN	<ol style="list-style-type: none"> 1. Influjos de agua de la formación. 2. Agregado excesivo de agua. 3. Disminución de contenido de sólidos de baja gravedad. 4. Agregado de diluyentes químicos.
RESISTENCIA DE GEL	AUMENTO	<ol style="list-style-type: none"> 1. Perforación de lutita reactiva. 2. Perforación de formación de anhidrita. 3. Bajo contenido de agua. 4. Contaminación con calcio del cemento.
	DISMINUCIÓN	<ol style="list-style-type: none"> 1. Influjos de agua de la formación. 2. Agregado excesivo de agua. 3. Agregado de diluyentes químicos.
pH	AUMENTO	<ol style="list-style-type: none"> 1. Agregado de aditivos de control de pH. 2. Contaminación con calcio del cemento.
	DISMINUCIÓN	<ol style="list-style-type: none"> 1. Agregado de productos de lodo. 2. Influxo de gas ácido.

Tabla 31 - Análisis de tendencia del lodo base agua (parte III) (BP Amaco, 2001) ^[24]

PROPIEDADES DEL LODO	CAMBIO DE TENDENCIA	CAUSA POSIBLE
PÉRDIDA DE FLUIDO API	AUMENTO	<ol style="list-style-type: none"> 1. Aumento de sólidos de baja gravedad. 2. Floculación por cemento, cloruro. 3. Bajo contenido químico del filtrado.
	DISMINUCIÓN	<ol style="list-style-type: none"> 1. Tratamiento al lodo.
CLORURO	AUMENTO	<ol style="list-style-type: none"> 1. Perforación de formación de sal. 2. Perforación de formación de lutita de transición de presión. 3. Influjo de agua de la formación.
	DISMINUCIÓN	<ol style="list-style-type: none"> 1. Agregado de agua.
DUREZA TOTAL	AUMENTO	<ol style="list-style-type: none"> 1. Influjo de agua de la formación. 2. Perforación de formación de sal o calcio.
	DISMINUCIÓN	<ol style="list-style-type: none"> 1. Agregado de agua dulce y químicos.
CAPACIDAD DE INTERCAMBIO DE CATIONES (CEC)	AUMENTO	<ol style="list-style-type: none"> 1. Perforación de lutita reactiva. 2. Agregado de bentonita.
	DISMINUCIÓN	<ol style="list-style-type: none"> 1. Agregado de agua. 2. Efecto de los equipos de control de sólidos.

INFORMACIÓN ADJUNTA 3

SEÑALES DE RIESGO EN LA LIMPIEZA DEL HOYO ^[32]

Estar alerta a las señales de peligro de una deficiente limpieza del hoyo, muchas pegaduras de la tubería debidas a la insuficiente limpieza, muestran tendencias largas de viaje y perforación antes que esta se comience a pegar.

Las señales de peligro son:

- Regreso insuficiente de los recortes para el ritmo de perforación.
- Regreso errático de recortes.
- Un incremento en la viscosidad plástica, en el peso del lodo en la salida y contenido sólidos de baja gravedad.

- **Tendencias de conexión:**
 - Incremento en el *Overpull* y una presión de surgencia al iniciar la circulación.

 - Incremento en la presión de bombeo para alcanzar la circulación, cuando el anular está cargado con recortes, la diferencia en presión hidrostática entre el lodo limpio dentro de la sarta de perforación y el lodo lleno de recortes en el anular se incrementa.

 - Incremento del *Overpull* al remover las cuñas después de la conexión.

 - Incremento de la presión de bombeo al romper circulación después de la conexión.

- **Tendencias en la perforación:**
 - Incremento lineal en la presión de la bomba, cuando más recortes son adicionados al anular que los removidos, la presión en el fondo del hoyo se incrementa. Este incremento ocurre al mismo ritmo de la sobre carga de recortes, el cual es normalmente estable. Esto es importante para no confundir tendencia de presión normal debido al incremento de la profundidad con la sobrecarga por recortes. El perforador debe estar familiarizado con las tendencias normales para poder detectar las tendencias anormales.

 - Presión errática en la bomba, acumulación de recortes resbaladizos o reciclados intentan obturar la sarta en ese punto.

 - Incremento en torque y arrastre, el crecimiento de recortes eventualmente comienza a interferir con el movimiento de la tubería, aumentando así los valores de torque y arrastre.

 - Decremento gradual en ROP, el incremento de presión en el fondo del pozo, incrementa la tensión aparente de la roca de la formación que está siendo perforada y esto baja el ritmo de penetración.

- Dificultad para establecer el peso sobre la mecha.
- **Tendencias durante el viaje:**
 - Suaveo, como el empaquetamiento de recortes se ubica alrededor del ensamblaje de fondo, este actúa como un pistón, el hoyo no toma la cantidad suficiente de fluido para que la sarta de perforación se desplace y sea removida del pozo. El suaveo se incrementa, con un incremento en la viscosidad plástica.
 - Si la sarta de perforación está siendo sacada, puede experimentarse un efecto pistón en la sarta, esto es cuando presión atrapada debajo de la mecha empieza a bombear o “pistonear”, algo del peso total de la sarta podría disminuir. En caso extremo, la sarta se mueve hacia arriba, aun cuando la línea de perforación esta inactiva.
 - Arrastre excesivo o errático, los recortes son acumulados alrededor de los portamechas (*Drill Collar*) y la mecha e interfieren con el movimiento de la tubería. Los “espacios estrechos” pueden ser duros de despegar, significando que las restricciones no son estacionarias. Los lugares con restricciones debidos a patas de perro y ojos de llave son estacionarios.

INFORMACIÓN ADJUNTA 4

PROCEDIMIENTOS PARA LIBERAR TUBERIA POR EMPAQUETAMIENTO ^[24]

Primera Acción

La primera acción a tomar para cualquier tipo de empaquetamiento es:

PASO 1. Reducir los *Strokes* de las bombas hasta la mitad al presentarse las primeras señales de aumento drástico de torque y comienzo de empaquetamiento.

- Para liberar cualquier tipo de presión atrapada, presión excesiva agravará la situación.

PASO 2. Apagar las bombas y despresurizar el *Standpipe*.

PASO 3. Dejar una presión baja (200 lpc - 500 lpc) atrapada debajo del empaquetamiento.

- Esto actuará como un indicador, si la presión se libera, nos indica que la situación está mejorando.

PASO 4. Comenzar a aplicar gradualmente torque (rotar) hasta el máximo de trabajo, manteniendo un máximo de 500 lpc en el *Standpipe* y con la sarta colgada en su peso libre de rotación.

- **IMPORTANTE:** No trabajar la sarta hacia arriba o abajo.

PASO 5. Continuar con la aplicación de torque, monitoreando la liberación de presión y los retornos en las Zarandas.

PASO 6. Incrementar lentamente los *Strokes* de las bombas hasta mantener un máximo de 500 lpc de presión en el *Standpipe*.

- Si la circulación mejora, continuar con el incremento de los *Strokes* de las bombas.

PASO 7. Trabajar la tubería entre su peso libre subiendo y peso libre bajando si la circulación no puede ser recuperada.

- NO APLICAR JALONES EXCESIVOS (50 Kib MÁXIMO).
- Mientras se trabaja la sarta, continuar con la aplicación de torque hasta detenerse y mantener un máximo de 500 lpc de presión en el *Standpipe*.

PASO 8. NO INTENTAR ACCIONAR EL MARTILLO EN CUALQUIER DIRECCIÓN, (SI SE DISPONE DE ÉL).

PASO 9. Incrementar la presión del *Standpipe* por etapas hasta 1.500 lpc si no se puede establecer la circulación.

PASO 10. Continuar trabajando la sarta y aplicando torque.

PASO 11. Comenzar las operaciones de accionamiento del martillo si la sarta no es liberada con una circulación total permitida.

- Comenzar las operaciones en la dirección opuesta del último movimiento de la sarta.

PASO 12. Rotar la sarta y limpiar el hoyo una vez liberada.

INFORMACIÓN ADJUNTA 5

5.1 CASING POINT (FASE SUPERFICIAL)

PASO 1. Establecer los límites de perforación, es decir, la profundidad mínima y la profundidad máxima al cual se puede perforar la Fase Superficial.

- Consultar con el Geólogo Operacional de PDVSA PETROPIAR los límites de perforación, ver tabla 32 como valores de referencia.

Tabla 32 - Valores de referencia para los límites de perforación de la Fase Superficial de 17-1/2 plg

LÍMITE MÍNIMO	PROFUNDIDAD PLANIFICADA	LÍMITE MÁXIMO
Profundidad promedio de 820 pie.	Profundidad especificada en el plan del pozo.	Profundidad promedio de 875 pie.

PASO 2. Obtener el valor de *Casing Point* Planificado en base a la profundidad planificada que se especifica en el plan del pozo, a través de la ecuación 10:

$$P_{FP} = \text{Casing Point}_p + AMR + \text{Bolsillo} \quad \text{Ec. 10}$$

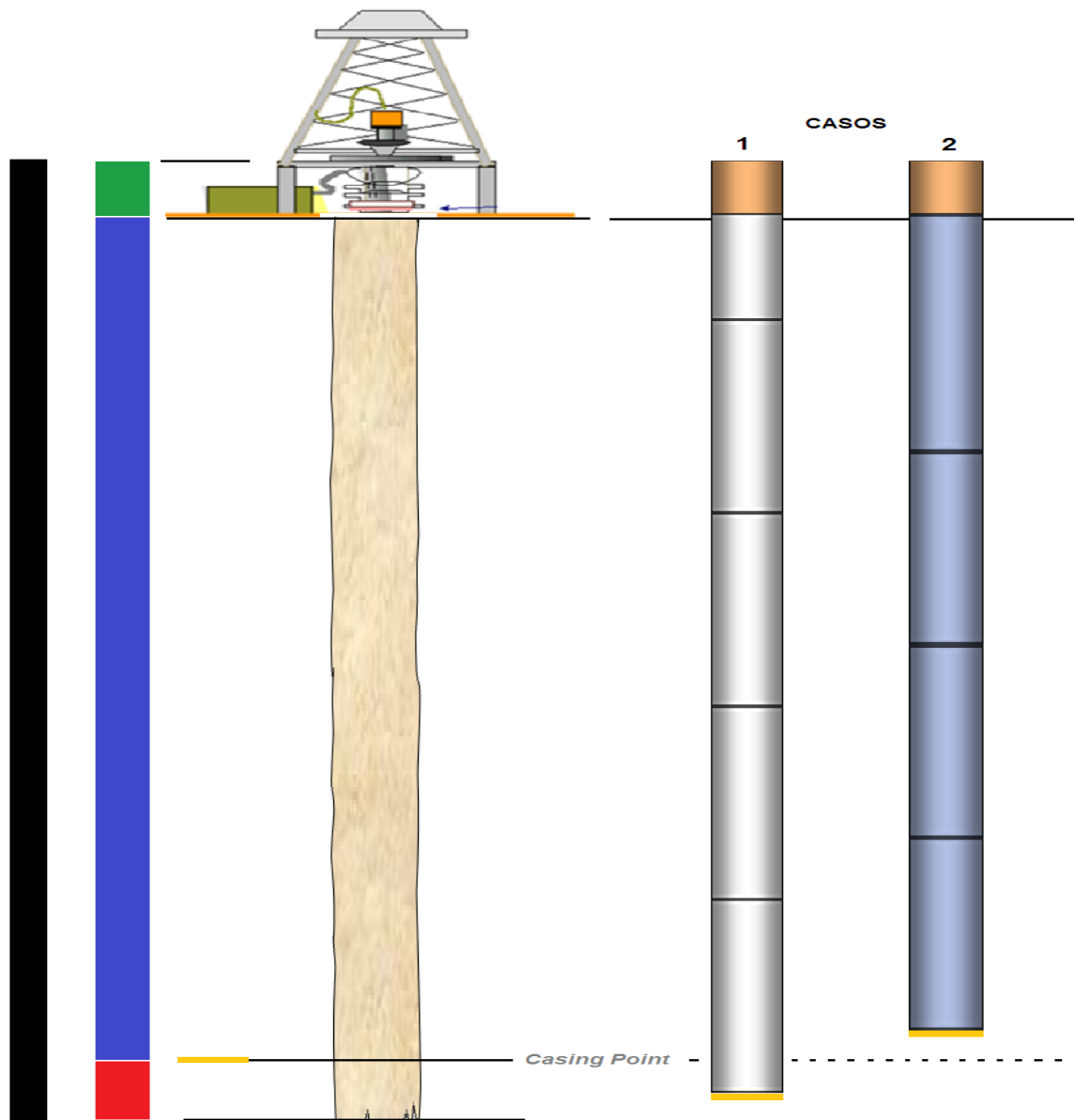
Donde:

- P_{FP} = Profundidad final planificada (plan del pozo)
- **Casing Point** $_p$ = Es la profundidad planificada donde debe quedar asentada la zapata del revestidor a bajar (*Casing Point* Planificado, Plan)
- **AMR** = Altura de la Mesa Rotaria del taladro asignado para la perforación del pozo
- **Bolsillo** = 10 pie de hoyo perforado obligatoriamente entre el *Casing Point* $_p$ y el fondo del hoyo para la fase

PASO 3. Ajustar el valor del *Casing Point* Real (*Casing Point* $_R$) a un valor por encima o por debajo del obtenido en el *Casing Point* $_p$.

- *Casing Point* Real es la sumatoria de las longitudes de los revestidores previamente verificados, calibrados y medidos.

PASO 4. Calcular la Profundidad Final Ajustada de perforación (P_{FA}). Dependiendo del caso:



- Profundidad Final Planificada del hoyo (Plan del pozo)
- Elevación de la Mesa Rotaria (EMR)
- Longitud del Revestidor del Hoyo
- Bolsillo
- Zapata

Figura 126 - Esquema de la profundidad final planificada del hoyo
[Aristimuño y Briceño, 2012]

CASO 1: Cuando el ajuste es por encima, es decir, $\text{Casing Point}_R > \text{Casing Point}_P$, Ver figura 126. P_{FA} se obtiene a través de la ecuación 11:

$$P_{FA} = \text{Casing Point}_{NUEVO} + \text{AMR} + \text{Bolsillo} \quad \text{Ec.11}$$

Donde:

$$\text{Casing Point}_{NUEVO} = \text{Casing Point}_P + E \quad \text{Ec.12}$$

$$E = \text{Casing Point}_R - \text{Casing Point}_P \quad \text{Ec.13}$$

E = Exceso por encima del plan, pie

CASO 2: Cuando el ajuste es por debajo, es decir, $\text{Casing Point}_R < \text{Casing Point}_P$, Ver figura 126. P_{FA} se obtiene a través de la ecuación 14:

$$P_{FA} = \text{Casing Point}_R + \text{AMR} + E - E^* \quad \text{Ec.14}$$

Donde:

$$|E| = \text{Casing Point}_R - \text{Casing Point}_P \quad \text{Ec.15}$$

$$E^* = |E| - \text{Bolsillo} \quad \text{Ec.16}$$

$|E|$ = Valor absoluto del déficit respecto al plan, pie.

E^* = Factor respecto al bolsillo, pie.

CASO 3: Cuando el ajuste es perfectamente igual, es decir, $\text{Casing Point}_R = \text{Casing Point}_P$. P_{FA} es igual a P_{FP} .

- No se necesita seguir con ningún cálculo en este caso.

PASO 5. Apuntar el valor de P_{FA} obtenido ya sea el caso aplicado.

5.2 CASING POINT (Fase Intermedia)

PASO 1. Obtener el valor de *Casing Point* Planificado (*Casing Point* p) en base a la profundidad planificada que se especifica en el plan del pozo, a través de la ecuación 14.

PASO 2. Generar cinco (5) posibles profundidades de *Casing Point* Real 1 (*Casing Point* R_1) por debajo de la profundidad del *Casing Point* Planificado, a través de la tabla 33:

Tabla 33 - Posibles profundidades de *Casing Point* real 1

FORMULA	<i>Casing Point</i> R_1
$Casing\ Point_{R_1} = Casing\ Point_p - 1\ Revestidor$	
$Casing\ Point_{R_1} = Casing\ Point_p - 2\ Revestidores$	
$Casing\ Point_{R_1} = Casing\ Point_p - 3\ Revestidores$	
$Casing\ Point_{R_1} = Casing\ Point_p - 4\ Revestidores$	
$Casing\ Point_{R_1} = Casing\ Point_p - 5\ Revestidores$	

PASO 3. Generar cinco (5) posibles profundidades de *Casing Point* Real 2 (*Casing Point* R_2) por encima de la profundidad del *Casing Point* Planificado, a través de la tabla 34:

Tabla 34 - Posibles profundidades de *Casing Point* real 2

FORMULA	<i>Casing Point</i> R_2
$Casing\ Point_{R_2} = Casing\ Point_p + 1\ Revestidor$	
$Casing\ Point_{R_2} = Casing\ Point_p + 2\ Revestidores$	
$Casing\ Point_{R_2} = Casing\ Point_p + 3\ Revestidores$	
$Casing\ Point_{R_2} = Casing\ Point_p + 4\ Revestidores$	
$Casing\ Point_{R_2} = Casing\ Point_p + 5\ Revestidores$	

PASO 4. Apuntar las profundidades respectivas del *Casing Point* Real 1 y *Casing Point* Real 2.

- Estas serán solicitadas posteriormente por el Geólogo Operacional de PDVSA PETROPIAR para establecer la profundidad final ajustada de perforación, en función de la profundidad final planificada y la litología que se presenta durante la perforación de la fase.

INFORMACIÓN ADJUNTA 6

PROCEDIMIENTO DE *BACKREAMING*

PASO 1. Apuntar los intervalos (profundidades) de los puntos de arcilla.

- Solo en caso de la fase superficial no se realiza debido que prácticamente toda la fase es arcillosa.

PASO 2. Sacar mecha con una velocidad moderada de la sarta de perforación, usando parámetros consistentes (RPM 40-60 rpm, GPM 550 gpm).

- Alguna indicación de cambios en los parámetros debe ser notificada inmediatamente a los niveles superiores.
- Detener la operación y proceder a circular el hoyo si se experimenta incremento de la presión de circulación, torque o arrastre en la sarta, generalmente en los puntos de arcillas especificados en el Survey (Fase Intermedia y Fase Horizontal). Esto puede indicar que el anular esta sobrecargado de sólidos y un empaquetamiento se podría estar formando.
- **IMPORTANTE:** si se presenta indicaciones de empaquetamiento, reducir inmediatamente las emboladas de las bombas para reducir el efecto pistón.
- La velocidad del *Backreaming* y el tiempo de circulación deben ser ajustado si la tasa de volumen de los ripios es excesiva.

PASO 3. Repasar 2 veces la pareja completa que está viajando.

- Repasando rápido hacia arriba y lento hacia abajo, para así mitigar la formación de un *Sidetrack* natural a través de una formación débil.

PASO 4. Bombear tren de píldoras en los intervalos de arcillas.

- En caso de la fase superficial se bombea píldora cada 300 pie o cada 3 parejas.
- Se recomienda tren de píldora compuesta por 30 bbl de píldora dispersa y 40 bbl de píldora viscosa.
- Ver procedimiento de píldoras.

PASO 6. Detener la operación cuando se entra de hoyo abierto a hoyo entubado (zapata de 13-3/8 plg y 9-5/8 plg), apagando las bombas del taladro y la rotación de la sarta.

- Solo en la Fase Horizontal el *Backreaming* es ejecutado hasta la profundidad del pozo donde se indica una inclinación de este entre 50° - 60° (en el revestidor de 9-5/8 plg), como se muestra en la figura 125. **IMPORTANTE:** sumo cuidado al momento de ejecutar el *Backreaming* en el hoyo entubado, especialmente cuando se pasa por las profundidades respectivas de la zapata y cuello flotador de 9-5/8 plg.

PASO 7. Proceder a sacar mecha convencionalmente hasta superficie.

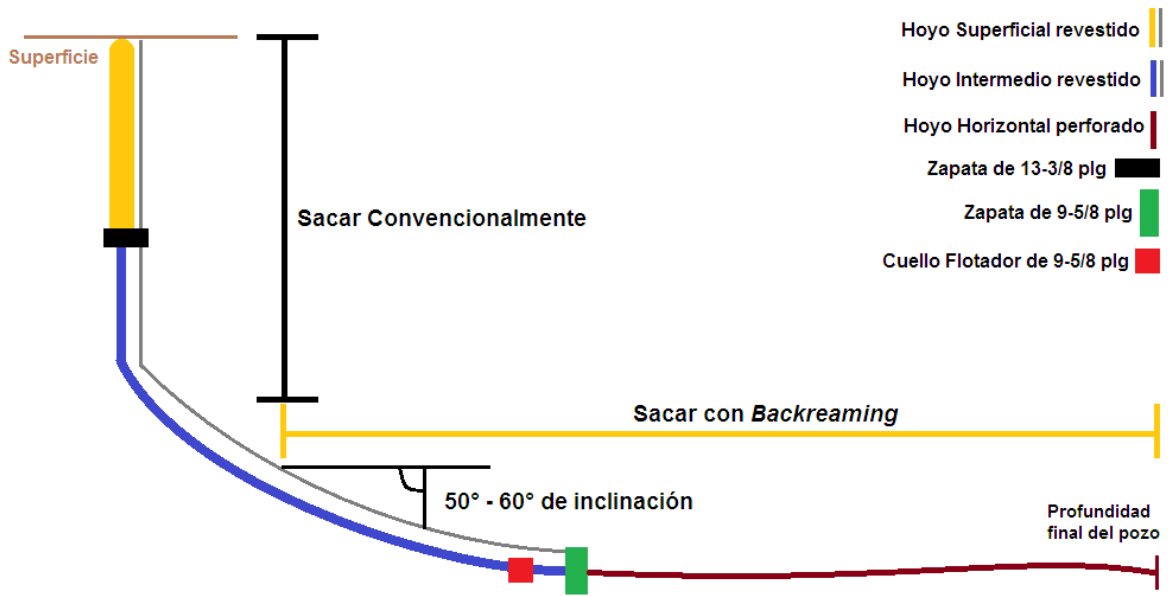


Figura 127 - Ángulo para el cambio de método (*Backreaming* - Convencional)
[Aristimuño y Briceño, 2012]

INFORMACIÓN ADJUNTA 7

DETECCIÓN DE PROBLEMAS EN LA OPERACIÓN DE CEMENTACION

Tabla 35 - Posibles fallas en la operación de cementación (parte I) (BP Amaco, 2001) ^[24]

<p>CANALIZACIÓN DE CEMENTO</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Lodo mal acondicionado antes de empezar la operación de cementación. • Presión de superficie más alta de lo esperado. • Período de caída libre del cemento termina antes de lo previsto debido a una elevada presión anular. • Porcentaje más bajo de retornos a través de etapas de caída libre.
<p>PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Pozo sale de caída libre más tarde de lo esperado. • Presión de superficie más baja de lo previsto. • Caída libre dentro del revestidor es fuerte debido a reducida presión hidrostática en el espacio anular, puede ser indicada por un fuerte vacío en el cabezal de cementación. • Porcentaje de retornos en líneas de circulación más bajo de lo esperado.
<p>DERRUMBE INSOSPECHADO</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Período de caída libre del cemento más largo de lo esperado debido a una disminución de la presión en el espacio anular. • Presión de superficie más baja de lo previsto después del período de caída libre. • Retornos erráticos después del período de caída libre.

Tabla 35 - Posibles fallas en la operación de cementación (parte II) (BP Amaco, 2001) [24]

<p>CONDICIONES DE AFLUENCIA</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Pozo sale de caída libre más tarde de lo previsto. • Presión de superficie más baja de lo esperado. • Porcentaje de retorno más alto de lo previsto durante y/o después del período de caída libre.
<p>DESHIDRATACIÓN DE LA LECHADA DE CEMENTO</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Culminación prematura del periodo de caída libre debido a altas presiones de fricción. • Presión de superficie más alta de lo esperado. • Porcentaje de retorno normal hasta que comienza la deshidratación donde comienza a disminuir.
<p>RESTRICCIONES HOYO ABAJO</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Pozo entra en caída libre más tarde y sale de esta más pronto de lo esperado. • Presión de superficie más alta de lo esperado. • Porcentaje de retornos más bajo de lo previsto durante la etapa de caída libre. .

INFORMACIÓN ADJUNTA 8

**PLAN CORRECTIVO EN CASO DE PRESENTARSE PROBLEMAS DURANTE LA
OPERACIÓN DE CEMENTACIÓN** ^[33]

Tabla 36 - Plan correctivo en caso de presentarse problemas durante la operación de cementación
(PDVSA Petropiar, s.f.) ^[33]

PROBLEMA	ACCIÓN A TOMAR
LAS VÁLVULA DEL EQUIPO DE FLOTACIÓN FALLAN	Bombear el retorno y se cierra la válvula de la cabeza de cementación hasta endurecimiento de cemento.
DERRAMES	Colocar debajo de los equipos alfombras ambientales para evitar el contacto de los derrames con el piso. Colocar adicionalmente medios tambores para recoger en estos cualquier derrame y/o desechos.
TAPONAMIENTO DE LAS LÍNEAS DE DESCARGA DEL CEMENTO.	Personal de cementación atento en caso de ocurrir este evento para destapar o cambiar la manguera o línea obstruida. Tener en locación mangueras de repuestos para asegurar la celeridad que reviste el problema.
MOVILIZACIÓN DEL AGUA DE MEZCLA	Se dispondrá en locación de tanques adecuados para tal fin.
PERDIDA DE CIRCULACIÓN	Se bajara la tasa de bombeo hasta el límite permisible que nos provee el tiempo de seguridad.
PRE-MEZCLADO	Los equipos y la logística estarán dispuestos para mantener un premezclado y bombeado continuó de las lechadas.

INFORMACIÓN ADJUNTA 9

PROCEDIMIENTOS PARA EL WEAR BUSHING ^[29]

NOTA GENERAL: Procedimiento generado por personal técnico de Cameron.

8.1 Inserción del Wear Bushing en la Sección “A” antes de la perforación.

PASO 1. Examinar la herramienta de bajada del *Wear Bushing* (*Wear Bushing Running Tool*) y verificar lo siguiente:

- El borde limpio y libre de suciedad.
- Los hilos de las roscas limpios y sin daños.
- Los pernos de ajuste y levantamiento (*Lift Plug*) propiamente instalados.

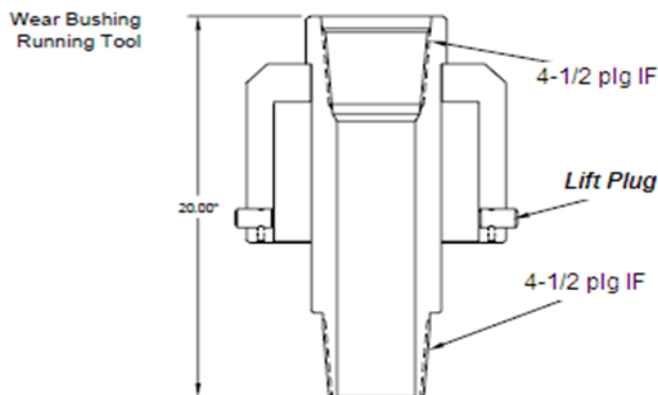


Figura 128 - Herramienta de bajada del *Wear Bushing* de 13-3/8 plg (Cameron, 2002) ^[29]

PASO 2. Examinar el *Wear Bushing* y verificar lo siguiente:

- El borde limpio y libre de suciedad.
- Los pernos de parada (*Stop Lugs*) debidamente soldados en su lugar.
- Las Ranuras J (*J Slots*) libres de suciedad.

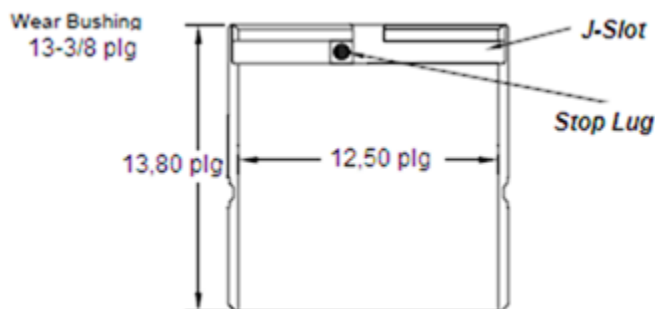


Figura 129 - *Wear Bushing* de 13- 3/8 plg (Cameron, 2002) ^[29]

PASO 3. Orientar la herramienta de bajada con las rosca del box hacia arriba.

PASO 4. Conectar una pareja de tubería de perforación (DP de 4-1/2 plg) al tope de la herramienta de bajada.

PASO 5. Insertar la herramienta de bajada dentro del *Wear Bushing* y rotar ¼ de vuelta hacia la derecha (sentido horario) hasta que esta se detenga en los pernos de parada.

PASO 6. Bajar lentamente el *Wear Bushing* por el interior del conjunto VIR hasta asentarlo en el tazón de la Sección "A".

PASO 7. Ajustar el *Wear Bushing* a la Sección "A" a través del enrosque de 2 prisioneros.

PASO 8. Retirar del *Wear Bushing* la herramienta de bajada rotando ¼ de vuelta hacia la izquierda (sentido antihorario).

PASO 9. Elevar la herramienta de bajada hasta el piso del taladro.

PASO 10. Desconectar cuidadosamente la herramienta de bajada de la tubería de perforación.

SECUENCIA GRÁFICA

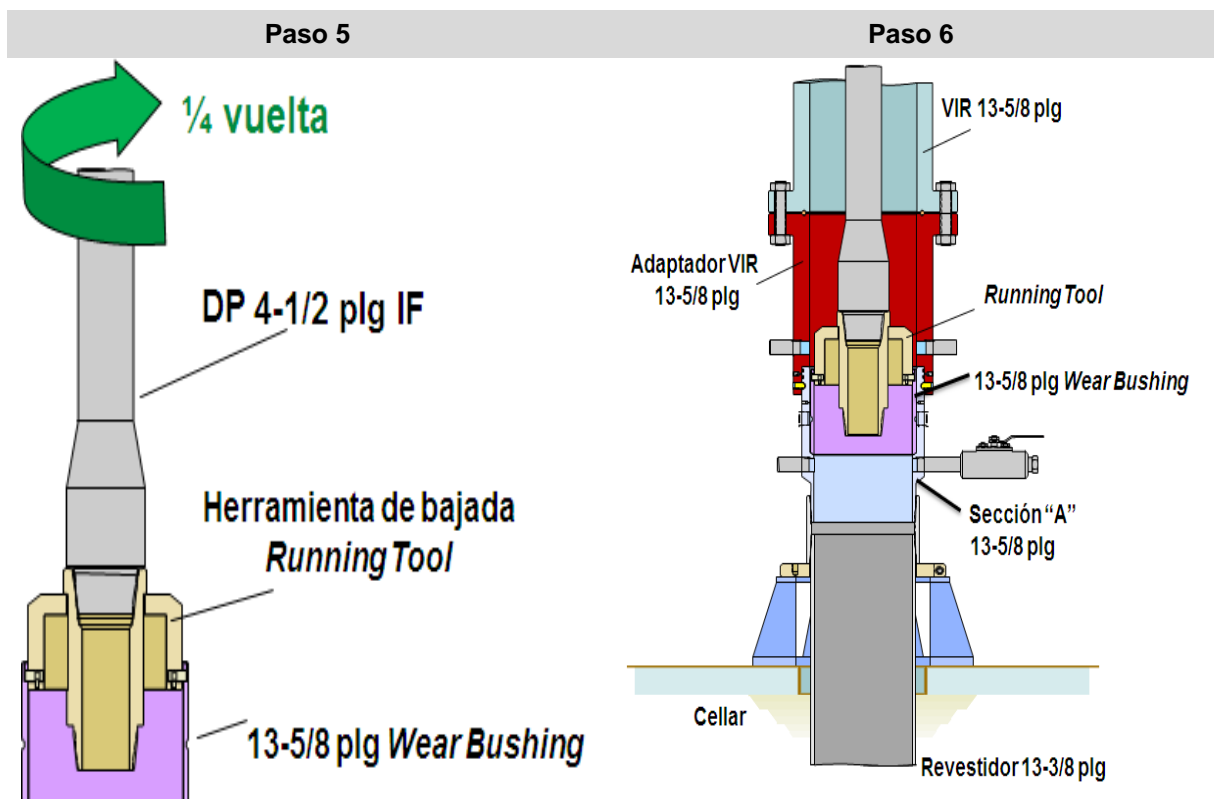


Figura 130 - Secuencia gráfica al insertar el *Wear Bushing* (Parte I) (Cameron, s.f.) ^[30]

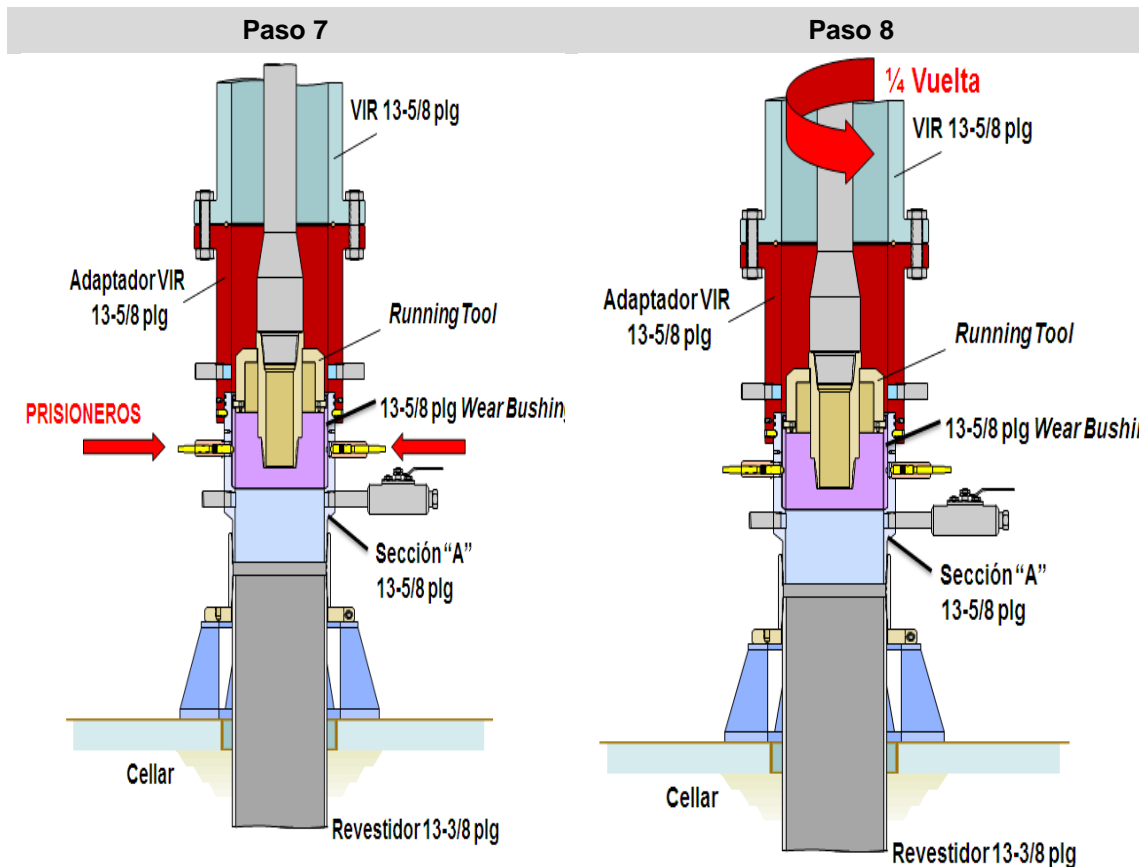


Figura 130 - Secuencia gráfica al insertar el *Wear Bushing* (Parte II) (Cameron, s.f.) [30]

8.2 Extracción del *Wear Bushing* de la Sección "A" después de la perforación.

PASO 1. Conectar una pareja de tubería de perforación (DP de 4-1/2 plg) al tope de la herramienta de bajada.

PASO 2. Bajar lentamente la herramienta de bajada (*Running Tool Wear Bushing*) dentro del conjunto VIR hasta localizar el *Wear Bushing*.

PASO 3. Rotar la herramienta de bajada hacia la derecha (sentido horario) hasta que el nivel de la tubería de perforación descienda aproximadamente 2 plg.

- Esto indica que el pin de la herramienta de bajada se ha alineado con las ranuras del *Wear Bushing*.

PASO 4. Descargar todo el peso de la tubería para asegurar que la herramienta de bajada esta acoplada y adentro.

PASO 5. Rotar la herramienta de bajada 1/4 de vuelta hacia la derecha (sentido horario) para insertar completamente los pines en el *Wear Bushing*.

PASO 6. Retirar completamente los 2 prisioneros que ajustan al *Wear Bushing* a la Sección "A".

PASO 7. Extraer el *Wear Bushing* hasta el piso del taladro.

PASO 8. Desconectar del *Wear Bushing* la herramienta de bajada.

PASO 9. Desconectar cuidadosamente la herramienta de bajada de la tubería de perforación.

INFORMACIÓN ADJUNTA 10

PROCEDIMIENTOS PARA EL ENSAMBLAJE DE SELLOS (SEAL ASSEMBLY) Y ASSY BIT GUIDE ^[29]

NOTA GENERAL: Procedimiento generado por personal técnico de Cameron.

9.1 Inserción del Ensamblaje de Sellos (*Seal Assembly*) en la Sección “A” antes de la perforación.

PASO 1. Examinar la herramienta de bajada del ensamblaje de sellos (*Seal Assembly Running Tool*) y verificar lo siguiente:

- El borde limpio y libre de suciedad.
- Los hilos de las roscas limpios y sin daños.
- Los pernos de ajuste y levantamiento (*Lift Lugs*) propiamente instalados y seguros.

PASO 2. Examinar el ensamblaje de sellos y verificar lo siguiente:

- El borde limpio y libre de suciedad.
- Todos los sellos perfectamente instalados y sin daños.
- Los pernos de ajuste y levantamiento (*Lift Lugs*) propiamente instalados y seguros.

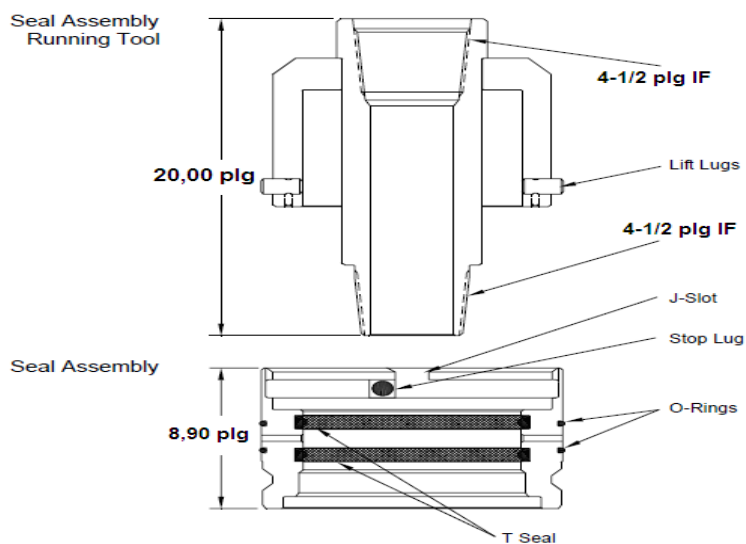


Figura 132 - Ensamblaje de sellos y su respectiva herramienta de bajada (Cameron, 2002) ^[29]

PASO 3. Limpiar los diámetros externos e internos de los sellos del ensamblaje de sellos con grasa ligera o aceite.

- **IMPORTANTE:** Consultar el tipo de grasa o aceite con el personal de la empresa proveedora del ensamblaje de sellos.
- **IMPORTANTE:** grasa o aceite excesivo puede impedir el eficaz sello del ensamblaje.

PASO 4. Orientar la herramienta de bajada con las rosca del box hacia arriba.

PASO 5. Conectar una pareja de tubería de perforación (DP de 4-1/2 plg) al tope de la herramienta de bajada.

PASO 6. Asegurar que los prisioneros de la Sección "A" han sido retirados.

PASO 7. Conectar la herramienta de bajada al ensamblaje de sellos rotando $\frac{1}{4}$ de vuelta hacia la derecha (sentido horario) hasta que este se detenga en las ranuras J.

PASO 8. Bajar lentamente el ensamblaje de sellos por el interior del conjunto VIR hasta asentarlos en el mandril colgador de 9-5/8 plg previamente asentado (Sección "A").

PASO 9. Remover en la Sección "A" el tapón dispuesto en el respectivo puerto de inspección de 1 plg.

PASO 10. Verificar visualmente el correcto asentamiento del ensamblaje de sellos a través del puerto de inspección de 1 plg.

- **IMPORTANTE:** Para un correcto asentamiento, el fondo del ensamblaje de sellos debe estar en contacto con el hombro de carga del mandril colgador a la mitad del puerto.

PASO 11. Colocar nuevamente el tapón del puerto de inspección de 1 plg.

PASO 12. Ajustar el ensamblaje de sellos a través de los prisioneros aplicando un torque de enrosque aproximado de 150 lb/pie.

PASO 13. Cerrar la válvula de salida de la Sección "A" y colocar el tapón hexagonal.

Prueba para los sellos

PASO 14. Localizar los dos (2) puertos de prueba en el exterior de la Sección "A" y remover los tapones de tubería de cada puerto.

PASO 15. Conectar una bomba de prueba a uno de los puertos e inyectar por el puerto opuesto fluido de prueba hasta obtener una corriente de flujo constante.

PASO 16. Colocar el tapón de tubería en el puerto abierto y continuar la inyección de fluido de prueba 2.000 lpc máximo.

PASO 17. Mantener y monitorear por 15 minutos la prueba de presión o como lo requiera el Supervisor de taladro de PDVSA PETROPIAR.

PASO 18. Despresurizar cuidadosamente el sistema una vez alcanzado el objetivo de la prueba de presión.

PASO 19. Desconectar la bomba de prueba y colocar nuevamente los tapones de tubería.

PASO 20. Retirar del ensamblaje de sellos la herramienta de bajada rotando $\frac{1}{4}$ de vuelta hacia la izquierda (sentido antihorario).

PASO 21. Elevar la herramienta de bajada hasta el piso del taladro.

PASO 22. Desconectar cuidadosamente la herramienta de bajada de la tubería de perforación.

PASO 23. Limpiar la grasa que impregna la herramienta de bajada del ensamblaje de sellos.

9.2 Inserción del *Assy Bit Guide* antes de la perforación.

PASO 1. Examinar la herramienta de bajada del *Assy Bit Guide* (*Bit Guide Running Tool*) y verificar lo siguiente:

- El borde limpio y libre de suciedad.
- Los hilos de las roscas limpios y sin daños.
- Los pernos de ajuste y levantamiento (*Lift Lugs*) propiamente instalados.

PASO 2. Orientar la herramienta de bajada con el pin conector hacia abajo.

PASO 3. Examinar el *Assy Bit Guide* y verificar lo siguiente:

- El borde limpio y libre de suciedad.
- Todos los sellos están perfectamente instalados y sin daños.
- Las ranuras J (*J Slots*) libres de suciedad.

PASO 4. Orientar el *Assy Bit Guide* con las ranuras J hacia arriba.

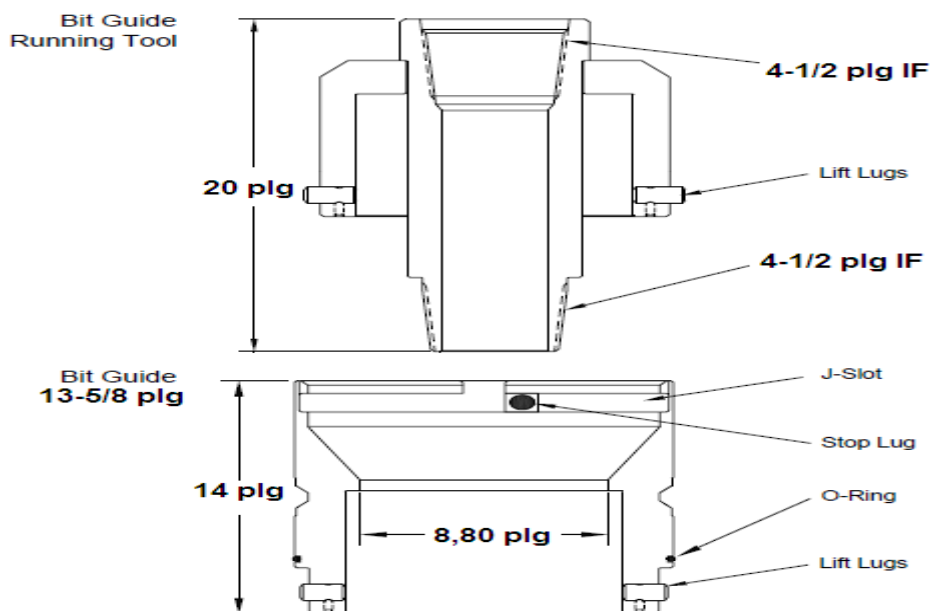


Figura 132 - Bit Guide y herramienta de bajada (Cameron, 2002) ^[29]

PASO 5. Conectar una pareja de tubería de perforación (DP de 4-1/2 plg) al tope de la herramienta de bajada.

PASO 6. Limpiar los bordes internos y externos de los sellos con aceite ligero o grasa.

- Consultar el tipo de grasa o aceite con el personal que provee la herramienta *Assy Bit Guide*.
- **IMPORTANTE:** Aplicación excesiva de grasa o aceite puede impedir el sello efectivo.

PASO 7. Insertar la herramienta de bajada dentro del *Assy Bit Guide* y rotarla ¼ de vuelta hacia la izquierda (sentido antihorario) hasta que esta se detenga en los pernos de parada.

PASO 8. Bajar lentamente el *Assy Bit Guide* por el interior del conjunto VIR hasta asentarlo en el ensamblaje de sellos.

PASO 9. Rotar la herramienta de bajada hacia la izquierda (sentido antihorario) hasta que la tubería de perforación descienda aproximadamente 2 pulgadas.

- Esto indica que el pin del *Assy Bit Guide* se ha alineado con las ranuras J en el tope del ensamblaje de sellos.

PASO 10. Descargar todo el peso de la tubería de perforación para asegurar que el *Assy Bit Guide* está abajo.

PASO 11. Rotar la herramienta de bajada hacia la derecha ½ vuelta para acoplar completamente el pin del *Assy Bit Guide* con las ranuras J del ensamblaje de sellos.

PASO12. Retirar la herramienta de bajada hasta el piso del taladro y removerla de la pareja de tubería de perforación.

9.2 Extracción del *Assy Bit Guide* después de la bajada del *Liner* de producción de 7 plg.

PASO 1. Conectar la herramienta de bajada del *Assy Bit Guide* a una pareja de tubería de perforación (DP de 4-1/2 plg).

PASO 2. Bajar lentamente la herramienta de baja hasta localizar el *Assy Bit Guide*.

PASO 3. Rotar la herramienta de bajada hacia la izquierda (sentido antihorario) hasta que la tubería de perforación descienda aproximadamente 2 pulgadas.

- Esto indica que el pin de la herramienta de bajada se ha alineado con las ranuras J del *Assy Bit Guide*.

PASO 4. Descargar todo el peso de la tubería para asegurar que la herramienta esta acoplada.

PASO 5. Rotar la herramienta de bajada hacia la izquierda (sentido antihorario) 1/2 vuelta para acoplar completamente el pin de la herramienta de bajada con el *Assy Bit Guide*.

PASO 6. Retirar el *Bit Guide* hasta el piso del taladro y removerlo de la herramienta de bajada.

PASO 7. Remover la herramienta de la pareja de tubería de perforación.

INFORMACIÓN ADJUNTA 11**PROCEDIMIENTOS PARA EL CAMBIO DE FLUIDOS (FASE INTERMEDIA)**

PASO 1. Realizar reunión con el equipo de perforación para que todo el personal se familiarice con sus responsabilidades.

PASO 2. Detener la perforación y mantener la circulación.

PASO 3. Mantener la sarta reciprocando hasta reanudar la perforación.

PASO 4. Achicar con las unidades de vacíos \pm 150 bbl de fluido de perforación Agua Gel contenido en el tanque trampa.

- Descargar el lodo en las canoas de ripios del taladro.

PASO 5. Bombear \pm 150 bbl de fluido de perforación Polimérico Inhibido contenido en los tanques de reserva.

PASO 6. Achicar nuevamente \pm 150 bbl de fluido de perforación Agua Gel contenido en el tanque trampa.

- Los pasos 4 y 6 son ejecutados con el fin de descartar lodo con alto contenido de sólidos.

PASO 7. Comenzar a bombear continuamente el fluido de perforación Polimérico Inhibido.

PASO 8. Monitorear y acondicionar las propiedades del fluido de perforación del sistema hasta obtener los valores requeridos para el fluido Polimérico Inhibido, ver tabla 37.

Tabla 37 - Propiedades del fluido Polimérico Inhibido

PROPIEDADES	RANGO	UNIDADES
Densidad	8,4 - 9,2	Lb/gal
Viscosidad embudo	35 - 45	sg/qt
Viscosidad plástica	10 - 20	cP
Punto cedente	12 - 20	Lb/100

INFORMACIÓN ADJUNTA 12

PROCEDIMIENTO DE ASENTAMIENTO DE LA EMPACADURA HFLO III (FASE HORIZONTAL) ^[35]

Nombre de Equipo: *Liner Top Packer Hyflo III* (figura 133).

Empresa: *Baker Hughes*.



Figura 133 - Empacadura para Liner de producción de 7 plg (*Hyflo III – liner Packer*)
(Baker Hughes, s.f) ^[35]

NOTA GENERAL: Procedimiento generado por personal técnico de Baker Hughes.

PASO 1. Meter en hoyo *Liner* con ensamblaje de *Liner Top Packer* hasta la profundidad de asentamiento a través del número y configuración programada de parejas de tuberías según el Tally.

- La velocidad recomendada de bajada es de 10 a 12 parejas por hora.
- **NOTA:** De requerirse circulación en algún momento mientras se corre el ensamblaje, el punto de circulación será el primer *Liner* ranurado.
- **NOTA:** Considere la presión de asentamiento de 1.400 lpc.

IMPORTANTE: El asentamiento del *Liner* de producción de 7 plg se debe cumplir lo siguiente:

- A. *Liner* liso (los últimos corridos) deben cubrir un intervalo entre 5 pie a 10 pie de arena a partir de la profundidad de la zapata de 9-5/8 plg asentada anteriormente. Es de suma importancia evitar aislar más de 10 pie de arena productora.

Objetivo: Proporcionar hermeticidad contra la invasión de arena al pozo en esta profundidad.

- B. Asentar la empacadura del *Liner* a una profundidad entre 10 pie a 20 pie por encima del tope de la columna de cemento registrada anteriormente dentro del revestidor de 9-5/8 plg, es decir, la empacadura debe ser asentada por encima de la profundidad que se encuentra el cuello flotador de 9-5/8 plg.

Objetivo: lograr un asentamiento efectivo (adherencia) de la empacadura a una profundidad donde el revestidor de 9-5/8 plg este limpio de residuos de cemento.

Como se muestra en la figura 134.

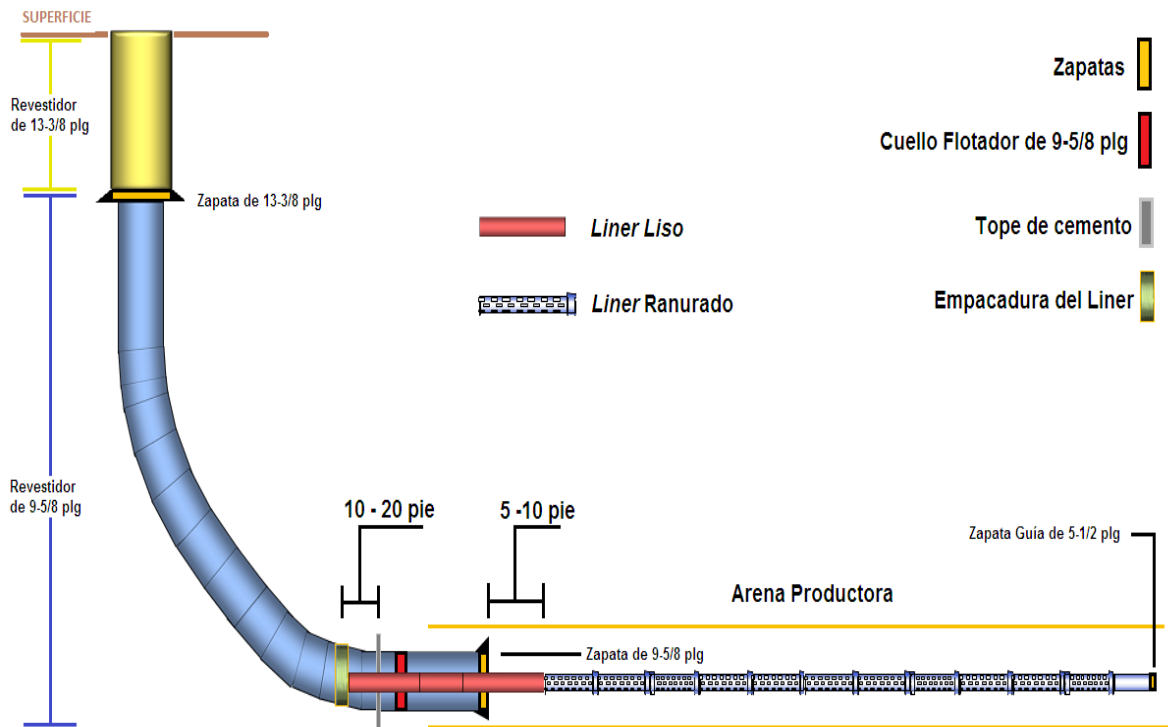


Figura 134 - Asentamiento del *Liner* de producción de 7 plg [Aristimuño y Briceño, 2012]

PASO 2. Registrar pesos subiendo y bajando cuando se esté pasando por la zapata de 9-5/8 plg.

PASO 3. Registrar pesos subiendo y bajando una vez se esté en hoyo abierto.

PASO 4. Registrar pesos subiendo y bajando a la profundidad de asentamiento planificada antes de asentar el colgador, levantando y bajando la sarta 15 pies.

PASO 5. Probar las líneas de flujo.

PASO 6. Lanzar esférica y bombear lentamente (1 - 2 gpm) hasta observar un incremento de presión. Preparase para asentar el colgador presión.

- **NOTA:** La configuración de la herramienta de asentamiento permite usar una esférica tanto de 1-1/2 plg como de 1-3/4 plg para la operación de asentamiento.

PASO 7. Incrementar la presión hasta 1.400 lpc para asentar el *Top Packer*.

PASO 8. Mantener la presión (1.400 lpc) por 5 minutos.

PASO 9. Probar presión por el anular con 500 lpc.

- Confirmar la presión de prueba con el Supervisor de Taladro de PDVSA PETROPIAR.

PASO 10. Descargar presión a cero (0).

- **IMPORTANTE:** Si la esférica no llega al asiento o la presión no puede ser alcanzada:
 - a) Lleve el *Liner* hasta el fondo.
 - b) Libere la herramienta de bajada con 2.325 lb/pie de torque hacia la izquierda.
 - c) Levantar 6 pies para sacar los *Setting Dogs*.
 - d) Aplicar entre 20.000 – 40.000 lb de peso.
 - e) Manteniendo el peso, aplicar 500 lpc por el anular para asentar la empackadura y mantener la presión por 5 minutos.
 - f) Liberar la presión y proceder a sacar la herramienta del hoyo.

PASO 11. Llevar la herramienta a peso neutro aplicando 10.000 lb de peso.

PASO 12. Incrementar la presión hasta \pm 2.300 lpc para liberar la herramienta de bajada.

PASO 13. Descargar la presión a cero.

NOTA: La herramienta de asentamiento esta calibrada para liberar a aproximadamente 2.300 lpc. Si no se logra una liberación hidráulica, el mecanismo de liberación mecánico puede ser activado con 2.325 lb/pie de torque hacia la izquierda de la herramienta.

PASO 14. Levantar aproximadamente 15 pie y verificar la liberación del *Setting Tool*.

PASO 15. Consultar si otra prueba desea ser realizada antes de sacar el *Setting Tool* del *Top Packer*.

PASO 16. Sacar la herramienta del hoyo con la herramienta de asentamiento.

NOTA: Mantener siempre comunicación con el personal de la Empresa de Servicio de Empackadura, para cualquier pregunta sobre este procedimiento o en caso de surgir algún inconveniente durante la bajada.

INFORMACIÓN ADJUNTA 13

PROCEDIMIENTOS DE CIERRE DE POZO DURANTE LA PERFORACIÓN ^[25]

CIERRE DURO

Al detectar las primeras indicaciones de arremetida, el procedimiento a seguir es:

PASO 1. Alertar a la cuadrilla activando la alarma sonora según código convenido.

PASO 2. Detener la rotación de la sarta.

PASO 3. Levantar *Top Drive* hasta colocar la conexión inferior ± 5 pie por encima del piso del taladro.

PASO 4. Parar las bombas y desviar el flujo hacia el tanque de viaje.

PASO 5. Verificar flujo:

- Si el pozo no fluye, investigar la causa de falsa alarma y reanudar la perforación.
- Si se confirma el flujo continuar el proceso de cierre.

PASO 6. Verificar que el estrangulador hidráulico esté cerrado.

PASO 7. Abrir la válvula de alta presión de cierre (HCR) instalado en la línea conectada al estrangulador hidráulico ajustable, el cual debe permanecer en posición cerrada durante la perforación.

PASO 8. Cerrar la VIR de arietes para tubería.

PASO 9. Avisar al supervisor de 24 horas.

PASO 10. Leer y anotar la presión de cierre en la tubería de perforación (PCTP) y en el revestidor (PCR). Repetir la lectura cada cinco minutos hasta observar estabilización de las presiones.

CIERRE SUAVE

Al detectar las primeras indicaciones de arremetida, el procedimiento a seguir es:

PASO 1. Alertar a la cuadrilla activando la alarma sonora según código convenido.

PASO 2. Detener la rotación de la sarta.

PASO 3. Levantar *Top Drive* hasta colocar la conexión inferior ± 5 pie por encima del piso del taladro.

PASO 4. Parar las bombas y desviar el flujo hacia el tanque de viaje.

PASO 5. Verificar flujo:

- Si el pozo no fluye, investigar la causa de falsa alarma y reanudar la perforación.
- Si se confirma el flujo continuar el proceso de cierre.

PASO 6. Abrir válvula HCR, asegurándose que el estrangulador hidráulico este abierto.

PASO 7. Cerrar VIR anular.

PASO 8. Cerrar el estrangulador hidráulico en forma lenta y progresiva, verificando que la presión anular no supere el límite máximo permisible (MPAPS). Si la tendencia observada es que la MPAPS supere a la presión anular, se debe circular inmediatamente lodo de alta densidad, manipulando adecuadamente el estrangulador a fin de evitar que sean excedidos los límites de presión anular.

PASO 9. Avisar al supervisor de 24 horas.

PASO 10. Leer y anotar la presión de cierre en la tubería de perforación (PCTP) y en el revestidor (PCR). Repetir la lectura cada cinco minutos hasta observar estabilización de las presiones.

INFORMACIÓN ADJUNTA 14

PROCEDIMIENTOS DE CIERRE DE POZO DURANTE VIAJES ^[25]

CIERRE DURO

Al detectar las primeras indicaciones de arremetida, el procedimiento a seguir es:

PASO 1. Alertar a la cuadrilla activando la alarma sonora según código convenido.

PASO 2. Detener el viaje asegurando con las cuñas la tubería en maniobra; verificando que la junta (*Tool Joint*) quede ± 5 pie por encima del piso del taladro (a tiro de cuña).

PASO 3. Retirar elevadores.

PASO 4. Instalar válvula de seguridad de máxima abertura para tubería, en posición abierto.

PASO 5. Cerrar válvula de seguridad para tubería.

PASO 6. Verificar flujo:

- Si el pozo no fluye, reanudar el viaje.
- Si se confirma el flujo continuar el proceso de cierre.

PASO 7. Verificar que el estrangulador hidráulico esté cerrado.

PASO 8. Abrir la válvula de alta presión de cierre (HCR)

PASO 9. Cerrar VIR de arietes para tubería.

PASO 10. Avisar al supervisor de 24 horas.

PASO 11. Instalar *Top Drive* y abrir válvula de seguridad para tubería.

PASO 12. Leer y anotar la presión de cierre en la tubería de perforación (PCTP) y en el revestidor (PCR). Repetir la lectura cada cinco minutos hasta observar estabilización de las presiones.

CIERRE SUAVE

Al detectar las primeras indicaciones de arremetida, el procedimiento a seguir es:

PASO 1. Alertar a la cuadrilla activando la alarma sonora según código convenido.

PASO 2. Detener el viaje y colocar a tiro de cuña la tubería en maniobra.

PASO 3. Retirar elevadores.

PASO 4. Instalar en posición abierta válvula de seguridad de máxima abertura para tubería.

PASO 5. Cerrar válvula de seguridad para tubería.

PASO 6. Verificar flujo:

- Si el pozo no fluye, reanudar el viaje.
- Si se confirma el flujo continuar el proceso de cierre.

PASO 7. Verificar que el estrangulador hidráulico este abierto.

PASO 8. Abrir válvula HCR.

PASO 9. Cerrar VIR anular.

PASO 10. Cerrar el estrangulador hidráulico en forma lenta y progresiva, verificando que la presión anular no supere el límite máximo permisible (MPAPS).

PASO 11. Avisar al supervisor de 24 horas.

PASO 12. Conectar *Top Drive* y abrir válvula de seguridad para tubería.

PASO 13. Leer y anotar la presión de cierre en la tubería de perforación (PCTP) y en el revestidor (PCR). Repetir la lectura cada cinco minutos hasta observar estabilización de las presiones.

INFORMACIÓN ADJUNTA 15**PROCEDIMIENTOS DE CIERRE DE POZO SIN TUBERÍA EN EL HOYO** ^[25]

En situaciones en la que se tiene toda la tubería fuera del hoyo, y se detecta una arremetida, se debe actuar rápidamente luego de evaluar concienzudamente el estatus del pozo, ya que en algunos casos se intentara meter tubería en el hoyo y en otros se deberá cerrar el pozo.

PASO 1. Alertar a la cuadrilla activando la alarma sonora según código convenido.

PASO 2. Abrir válvula HCR.

PASO 3. Cerrar VIR de arietes ciegos.

PASO 4. Cerrar el estrangulador hidráulico lentamente, a fin de no sobrepasar la máxima presión permitida en superficie (MPAPS).

PASO 5. Avisar al supervisor de 24 horas.

PASO 6. Leer y anotar la presión de cierre en el revestidor (PCR). Repetir la lectura cada cinco minutos.

INFORMACIÓN ADJUNTA 16

PROCEDIMIENTOS DE CIERRE DE POZO OPERANDO EL DESVIADOR DE FLUJO ^[25]

La función primordial de este equipo no es cerrar el pozo, sino desviar los fluidos del influjo hacia puntos estratégicos situados fuera del área de trabajo del taladro.

Perforando

Al detectar las primeras indicaciones de arremetida, el procedimiento a seguir es:

PASO 1. Alertar a la cuadrilla activando la alarma sonora según código convenido.

PASO 2. Detener la rotación de la sarta.

PASO 3. Levantar *Top Drive* hasta colocar la conexión inferior ± 5 pie por encima del piso del taladro.

PASO 4. Parar las bombas.

PASO 5. Abrir válvulas laterales del arreglo desviador.

PASO 6. Cerrar VIR anular.

PASO 7. Bombear a alta tasa de circulación lodo de perforación o cualquier otro fluido disponible.

IMPORTANTE: Recordar que en general las arremetidas de gas superficial invaden el hoyo a altas tasas de flujo.

Durante viajes

Al detectar las primeras indicaciones de arremetida, el procedimiento a seguir es:

PASO 1. Alertar a la cuadrilla activando la alarma sonora según código convenido.

PASO 2. Detener el viaje y colocar a tiro de cuña la tubería en maniobra.

PASO 3. Abrir las válvulas laterales del arreglo desviador.

PASO 4. Instalar en posición abierta válvula de seguridad de máxima abertura para tubería.

PASO 5. Cerrar válvula de seguridad para tubería.

PASO 6. Cerrar VIR de arietes para tuberías. Esto con la finalidad de prevenir el movimiento de la tubería hacia arriba.

PASO 7. Abrir válvula de seguridad para tubería.

PASO 8. Bombear a la máxima tasa de circulación posible lodo de perforación o cualquier otro fluido disponible.

INFORMACIÓN ADJUNTA 19

CONTROL DEL POZO

CONTROL DEL POZO — HOJA DE DOMINIO DEL POZO																											
<p>A) DATOS DEL POZO</p> <p>Peso Original del Lodo <input type="text"/> ppg</p> <p>Profundidad Vertical Verdadera (TVD) <input type="text"/> pies</p> <p>Presión de Bombeo de Matar (KPP) <input type="text"/> psi</p> <p>Tasa de Bombeo para Matar (KPR) <input type="text"/> spm</p> <p>Emboladas de Superficie a Barrena <input type="text"/> stks</p>	<p>(C) CÁLCULOS</p> <p>Peso del Lodo Para Matar (KMW) <input type="text"/> ppg</p> <p>$KMW = (SIDPP + TVD \div .052) + \text{Peso Original del Lodo}$</p> <p>$KMW = (\quad \div \quad + .052) + \quad$</p> <p>Presión Inicial de Circulación (ICP) <input type="text"/> psi</p> <p>ICP = Presión de Bombeo para Matar + SIDPP</p> <p>ICP = <input type="text"/> + <input type="text"/></p> <p>Presión Final de Circulación (FCP) <input type="text"/> psi</p> <p>FCP = Presión de Bombeo para Matar x KMW ÷ OMW</p> <p>FCP = <input type="text"/> x <input type="text"/> ÷ <input type="text"/></p>	<p>(E) PROGRAMA DE PRESIÓN DE LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 50%;">EMBOBADAS</th> <th style="width: 50%;">PRESIÓN</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td style="text-align: center;">0</td><td></td></tr> <tr><td style="text-align: center;">(1)</td><td></td></tr> <tr><td style="text-align: center;">(2)</td><td></td></tr> <tr><td style="text-align: center;">(3)</td><td></td></tr> <tr><td style="text-align: center;">(4)</td><td></td></tr> <tr><td style="text-align: center;">(5)</td><td></td></tr> <tr><td style="text-align: center;">(6)</td><td></td></tr> <tr><td style="text-align: center;">(7)</td><td></td></tr> <tr><td style="text-align: center;">(8)</td><td></td></tr> <tr><td style="text-align: center;">(9)</td><td></td></tr> <tr><td style="text-align: center;">(10)</td><td></td></tr> </tbody> </table> <p style="text-align: right;">Emboladas a Barrena <input type="text"/> ICP <input type="text"/> FCP <input type="text"/></p>	EMBOBADAS	PRESIÓN	0		(1)		(2)		(3)		(4)		(5)		(6)		(7)		(8)		(9)		(10)		<p>(B) DATOS DE ARREMETIDA</p> <p>Presión de Cierre en Tubería de Perforación (SIDPP) <input type="text"/> psi</p> <p>Presión de Cierre del Revestimiento (SICP) <input type="text"/> psi</p> <p>Ganancia en la Fosa <input type="text"/> bbls</p>
EMBOBADAS	PRESIÓN																										
0																											
(1)																											
(2)																											
(3)																											
(4)																											
(5)																											
(6)																											
(7)																											
(8)																											
(9)																											
(10)																											
		<p>D) PROCEDIMIENTO DE ESPERAR Y PESAR</p> <ol style="list-style-type: none"> Suba el peso del lodo en la fosa a un valor de Peso Del Lodo para Matar. Vigile las presiones de cierre para migración de gas. Si es necesario, drene lentamente el lodo para mantener SIDPP al valor inicial de cierre. Cuando se han completado las preparaciones de dominar el pozo, siga el procedimiento de Arranque de la Bomba y estrangule el pozo Mantenga constante la velocidad de bombeo de matar (KPR) y ajuste el estrangulador para mantener el Programa de Presión en la Tubería de Perforación hasta que vuelva el Peso de Lodo para Matar Pare la bomba, cierre el estrangulador y revise las presiones de cierre. Columna Submarina – Extraiga el gas del BOP y mate el tubo ascendente. Abra el BOP y compruebe si hay flujo. 	<p>INSTRUCCIONES:</p> <ol style="list-style-type: none"> Anotar ICP, FCP y Emboladas a Barrena en los espacios indicados. Calcule aumento de emboladas por incremento. Stks a Barrena + 10 = _____ Stks Inc Sume Stks Inc a cada incremento hasta llegar a Stks a Barrena Calcule disminución de presión de la tubería de perforación por incremento (ICP - FCP + 10 = _____ PSI Dec Del ICP, reste PSI Dec de cada incremento hasta llegar a FCP 																								

Figura 137 - Hoja 1 de matar el pozo, control de pozos (BP Amaco, 2001) [24]

INFORMACIÓN ADJUNTA 20

PERFORACIÓN HORIZONTAL

HOJA DE MATAR PARA CONTROL DE POZO HORIZONTAL		<p>VOLUMEN DE BOMBEO Y TOTAL DE EMBOLADAS PARA MATAR EL POZO</p> <p>Volumen de Bombeo (bbls/stk) = <input type="text"/></p> <p>Emboladas Vol Sarta <input type="text"/> ÷ bbls/stk = <input type="text"/> Stks to Bit (1) a barrena</p> <p>Emboladas Vol.Esp.Anular <input type="text"/> ÷ bbls/stk = <input type="text"/> de Fondo (2) arriba</p> <p>Suma columna para total de emboladas de circulación = <input type="text"/></p>	<p>EMBOLADA A PUNTO DE ARRANQUE (KOP)</p> <p>Vol. Sarta Emboladas al a KOP <input type="text"/> ÷ bbls/stk = <input type="text"/> Stks to KOP</p>
	<p>DATOS PRE-ANOTADOS DEL ESPACIO ANULAR</p> <p>TRAMOS (FT) <input type="text"/> CAPACIDADES (BBLs/FT) <input type="text"/></p> <p>Revestimiento <input type="text"/> DP X OH <input type="text"/> DC X OH <input type="text"/></p>	<p>VOLUMEN DEL ESPACIO ANULAR (BBLs) Tramo (ft) x Cap (bbl/ft) = Vol (bbls)</p> <p>(1) Revestimiento por sarta de perforación</p> <p><input type="text"/> X <input type="text"/> = <input type="text"/></p> <p><input type="text"/> X <input type="text"/> = <input type="text"/></p> <p><input type="text"/> X <input type="text"/> = <input type="text"/></p> <p><input type="text"/> X <input type="text"/> = <input type="text"/></p> <p>(2) Hoyo abierto por sarta de perforación</p> <p><input type="text"/> X <input type="text"/> = <input type="text"/></p> <p><input type="text"/> X <input type="text"/> = <input type="text"/></p> <p><input type="text"/> X <input type="text"/> = <input type="text"/></p> <p>(3) Volumen de línea de estrangulador (submarino sólo)</p> <p><input type="text"/> X <input type="text"/> = <input type="text"/></p> <p>Suma Columna para Volumen Total del Espacio Anular = <input type="text"/></p>	
	<p>DATOS PRE-ANOTADOS DE LA SARTA</p> <p>TRAMOS (FT) <input type="text"/> CAPACIDADES (BBLs/FT) <input type="text"/></p> <p>Tubería de Perforación <input type="text"/> Extrapesada <input type="text"/> Tubos de Lástre <input type="text"/></p>	<p>VOLUMEN DE LA SARTA DE PERFORACIÓN (BBLs) Tramo (ft) x Cap (bbl/ft) = Vol (bbls)</p> <p>(1) <input type="text"/> X <input type="text"/> = <input type="text"/></p> <p>(2) <input type="text"/> X <input type="text"/> = <input type="text"/></p> <p>(3) <input type="text"/> X <input type="text"/> = <input type="text"/></p> <p>(4) <input type="text"/> X <input type="text"/> = <input type="text"/></p> <p>Suma Columna para Volumen Total de Sarta de Perforación = <input type="text"/></p>	<p>VOLUMEN DE SARTA A KOP (BBLs) Tramo (ft) x Cap (bbl/ft) = Vol (bbls)</p> <p>(1) <input type="text"/> X <input type="text"/> = <input type="text"/></p> <p>(2) <input type="text"/> X <input type="text"/> = <input type="text"/></p> <p>Suma Columna para Volumen de Sarta a KOP = <input type="text"/></p>

Figura 138 - Hoja 2 de matar el pozo, perforación direccional (BP Amaco, 2001) [24]

INFORMACIÓN ADJUNTA 21

CONTROL DEL POZO

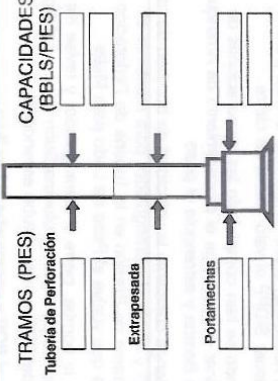
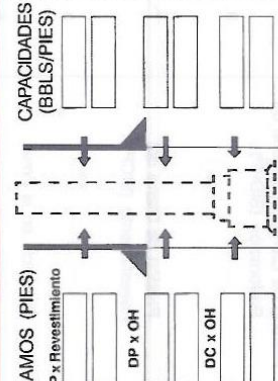
HOJA DE MATAR PARA CONTROL DEL POZO			
PROCEDIMIENTOS DE ARRANQUE DE LA BOMBA			
COLUMNAS DE SUPERFICIE	<p>(1) Abra el estrangulador ligeramente mientras observa la presión del revestimiento</p> <p>(2) Justo cuando la presión del revestimiento empieza a disminuir, arranque la bomba de matar</p> <p>(3) Ajuste el estrangulador para mantener la presión del revestimiento a un valor de cierre a medida que la velocidad de bombeo se aumenta lentamente a tasa de bombeo para matar</p> <p>(4) Cuando la bomba llega a KPR, vigile la presión de bombeo. Esta es ICP. Si es diferente de la ICP calculada, ajuste el programa de la tubería de perforación</p> <p>(5) Mantenga el programa correcto de la tubería de perforación ajustando el estrangulador</p>		
COLUMNAS SUBMARINAS	<p>(1) Abra el estrangulador ligeramente mientras observa la presión de la línea de matar</p> <p>(2) Justo cuando la presión de la línea de matar empieza a disminuir, arranque la bomba de matar</p> <p>(3) Ajuste el estrangulador para mantener la presión del revestimiento a un valor de cierre a medida que la velocidad de bombeo se aumenta lentamente a tasa de bombeo para matar</p> <p>(4) Cuando la bomba llega a KPR, vigile la presión de bombeo. Esta es ICP. Si es diferente de la ICP calculada, ajuste el programa de la tubería de perforación</p> <p>(5) Mantenga el programa correcto de la tubería de perforación ajustando el estrangulador</p>		
DATOS DE LA SARTA DE PERFORACIÓN PRE-ANOTADOS		CAPACIDADES (BBLS/PIES) <input type="text"/> <input type="text"/> <input type="text"/>	VOLUMEN DE LA SARTA DE PERFORACIÓN (BBLS) Largo (pies) x Cap (bbls/pies) = Vol (bbls)
DATOS DEL ESPACIO ANULAR PRE-ANOTADOS		CAPACIDADES (BBLS/PIES) <input type="text"/> <input type="text"/> <input type="text"/>	VOLUMEN DEL ESPACIO ANULAR (BBLS) Largo (pies) x Cap. (bbls/pies) = Vol (bbls)
	(1) Revestimiento por sarta de perforación <input type="checkbox"/> X <input type="text"/> = <input type="text"/> <input type="checkbox"/> X <input type="text"/> = <input type="text"/> <input type="checkbox"/> X <input type="text"/> = <input type="text"/> <input type="checkbox"/> X <input type="text"/> = <input type="text"/> Suma columna para Volumen Total de Sarta de Perforación	(2) Hoyo abierto por sarta de perforación <input type="checkbox"/> X <input type="text"/> = <input type="text"/> <input type="checkbox"/> X <input type="text"/> = <input type="text"/> <input type="checkbox"/> X <input type="text"/> = <input type="text"/> <input type="checkbox"/> X <input type="text"/> = <input type="text"/> Volumen de línea de estrangulador (submarino sólo) <input type="checkbox"/> X <input type="text"/> = <input type="text"/> Suma columna para Volumen Total del Espacio Anular	VOLUMEN DE BOMBEO Y TOTAL DE EMBOLADAS PARA MATAR EL POZO VOLUMEN DE BOMBEO (BBLS/STK) = Emboladas Superficie a Barrena = <input type="text"/> Vol Sarta + BBLS/STK = <input type="text"/> Emboladas Barrena a Superficie = <input type="text"/> Vol. Esp. Anul. + BBLS/STK = <input type="text"/> Suma columna para Total de Emboladas de Circulación = <input type="text"/>

Figura 139 - Hoja 3 para cálculo de capacidades (BP Amaco, 2001) [24]

INFORMACIÓN ADJUNTA 21

TIEMPOS OPERACIONALES

FASE SUPERFICIAL

Diámetro del hoyo	Diámetro del revestidor
17-1/2 plg	13-3/8 plg

Tabla 38 - Tiempos operacionales para la construcción de la Fase Superficial

TALADROS	Perforación		Bajada de revestidor		Cementación		Totales
	hr	Días	hr	Días	hr	Días	Días
TALADRO #1	12,39	0,52	5,43	0,23	4,66	0,19	0,94
TALADRO #2	11,37	0,47	7,08	0,30	4,71	0,20	0,97
TALADRO #3	10,79	0,45	6,41	0,27	6,46	0,27	0,99
Promedio	11,52	0,48	6,31	0,26	5,28	0,22	0,96

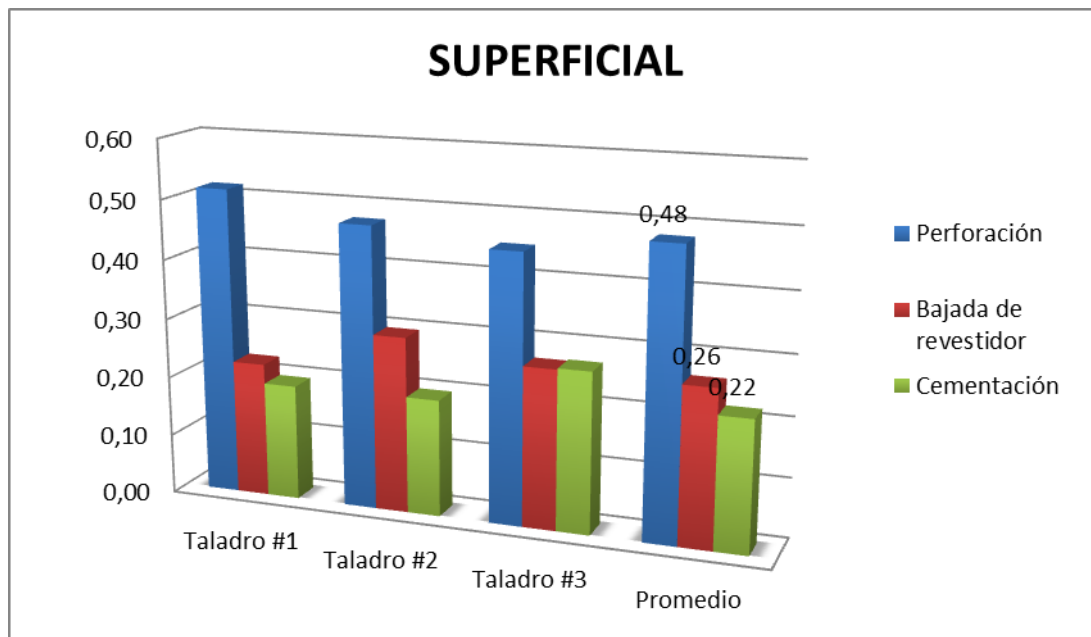


Figura 140 - Tiempos operacionales para la construcción de la Fase Superficial [Aristimuño y Briceño, 2012]

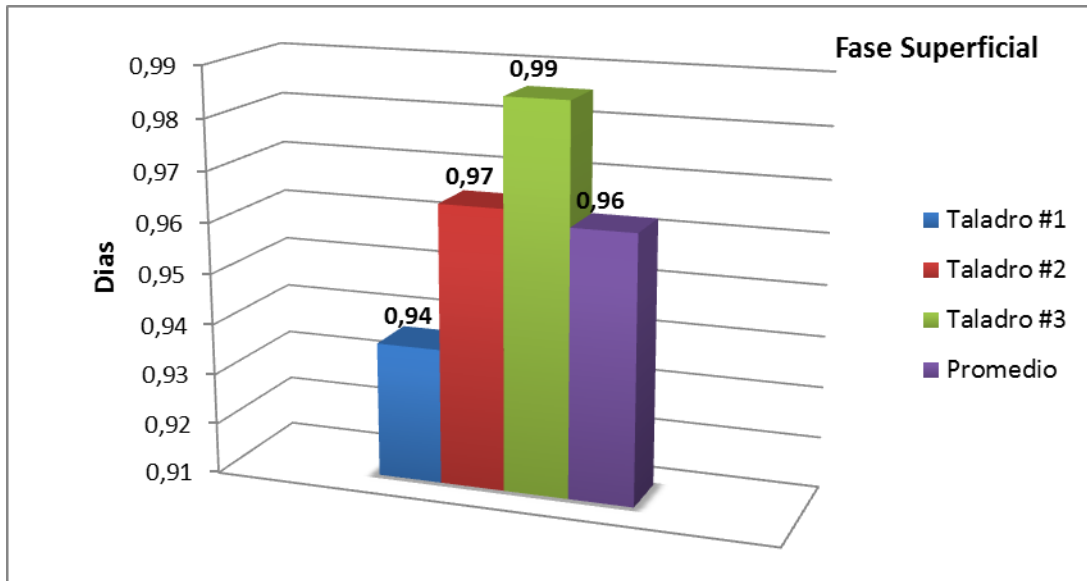


Figura 141 - Tiempos operacionales por cada taladro para la construcción de la Fase Superficial
[Aristimuño y Briceño, 2012]

FASE INTERMEDIA

Diámetro del hoyo	Diámetro del revestidor
12-1/4 plg	9-5/8 plg

Tabla 39 - Tiempos operacionales para la construcción de la Fase Intermedia

TALADROS	Vestida de VIR		Perforación		Bajada del revestidor		Cementación		Totales
	hr	Días	hr	Días	hr	Días	hr	Días	Días
TALADRO #1	11,46	0,48	70,04	2,92	11,32	0,47	7,59	0,32	4,19
TALADRO #2	10,50	0,44	56,33	2,35	11,92	0,50	6,35	0,26	3,05
TALADRO #3	6,38	0,00	62,98	2,62	12,61	0,53	5,88	0,25	3,66
Promedio	9,45	0,31	63,12	2,63	11,95	0,50	6,61	0,28	3,80

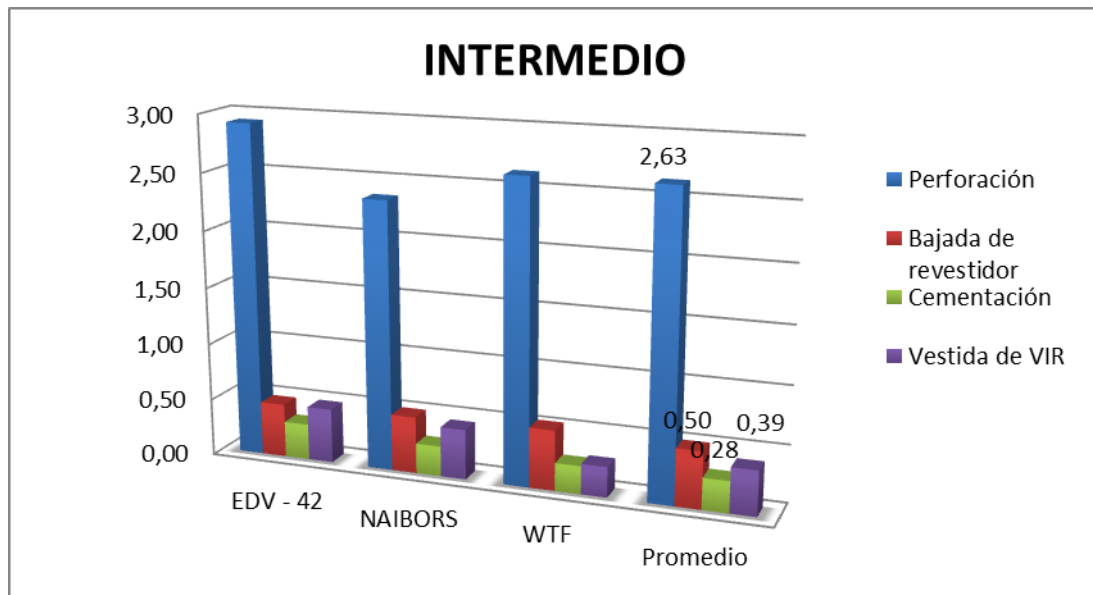


Figura 142 - Tiempos operacionales para la construcción de la Fase Intermedia [Aristimuño y Briceño, 2012]

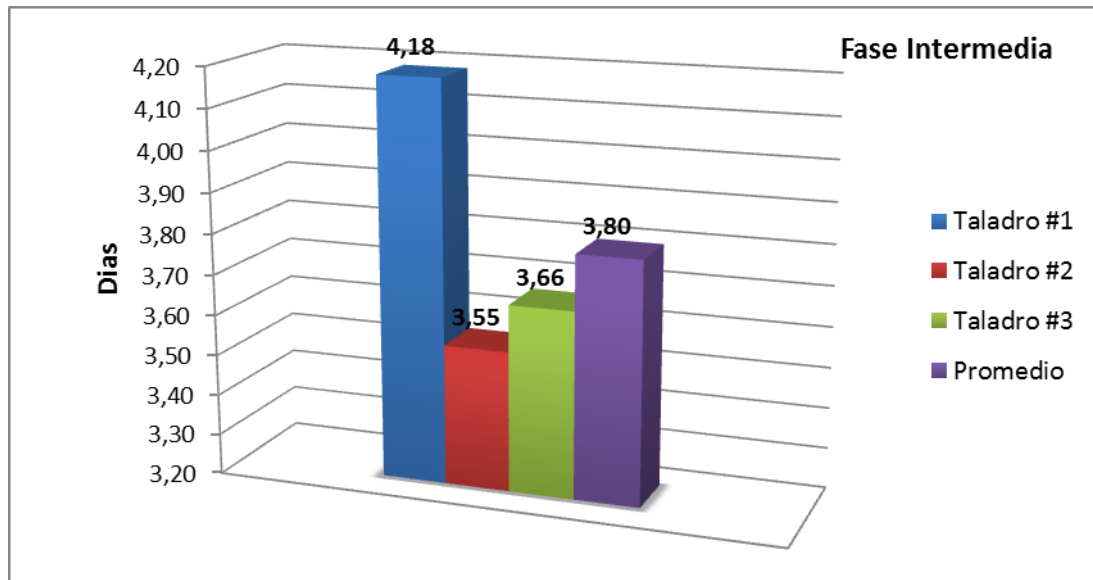


Figura 143 - Tiempos operacionales por cada taladro para la construcción de la Fase Intermedia
[Aristimuño y Briceño, 2012]

FASE HORIZONTAL

Diámetro del hoyo	Diámetro del <i>Liner</i> de producción
8-1/2 plg	7 plg

Tabla 40 - Tiempos operacionales para la construcción de la Fase Horizontal

TALADROS	Desvestida y Vestida de VIR		Perforación		Bajada del revestidor		Desvestida de VIR		Totales
	hr	Días	hr	Días	hr	Días	hr	Días	Días
TALADRO #1	7,13	0,30	122,77	5,12	20,54	0,86	8,05	0,34	6,60
TALADRO #2	9,69	0,40	103,21	4,30	24,71	1,03	8,13	0,34	6,07
TALADRO #3	5,83	0,24	97,73	4,07	21,58	0,90	6,17	0,26	5,47
Promedio	7,55	0,31	107,90	4,50	22,28	0,93	7,45	0,31	6,05

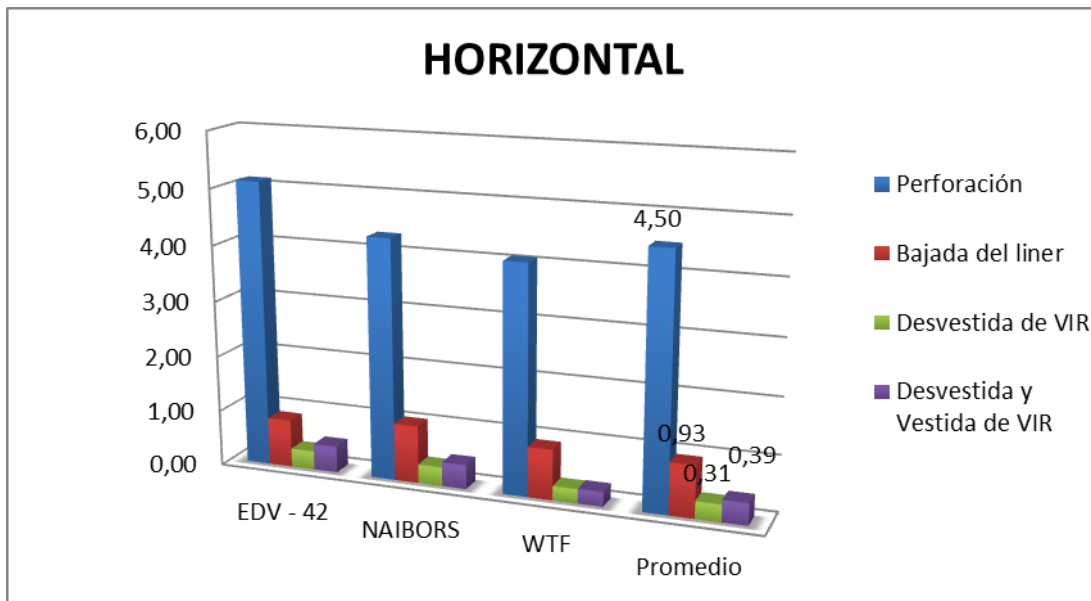


Figura 144 - Tiempos operacionales para la construcción de la Fase Horizontal [Aristimuño y Briceño, 2012]

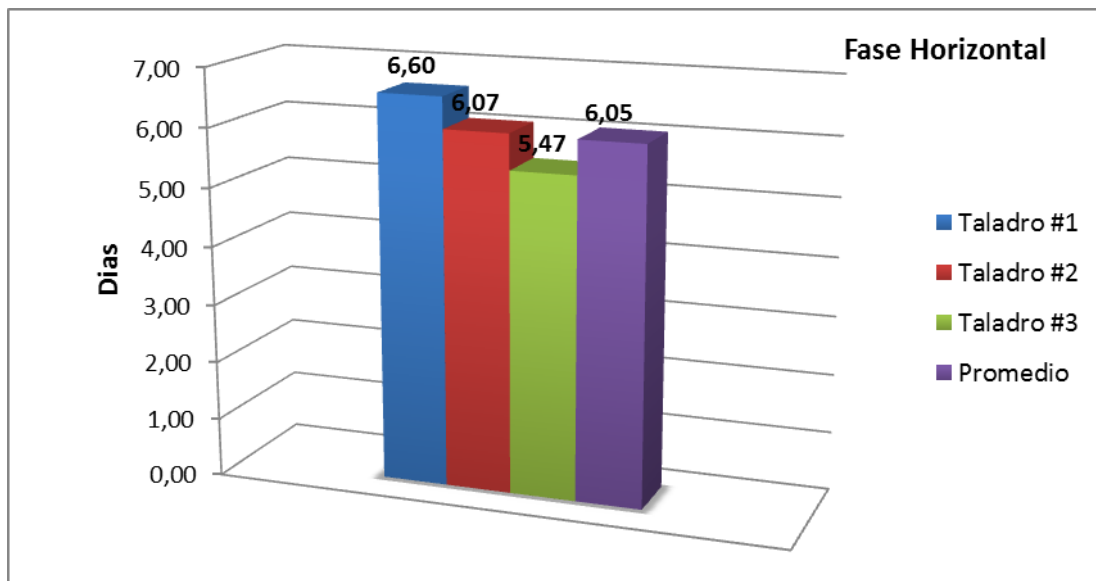


Figura 145 - Tiempos operacionales por cada taladro para la construcción de la Fase Horizontal [Aristimuño y Briceño, 2012]

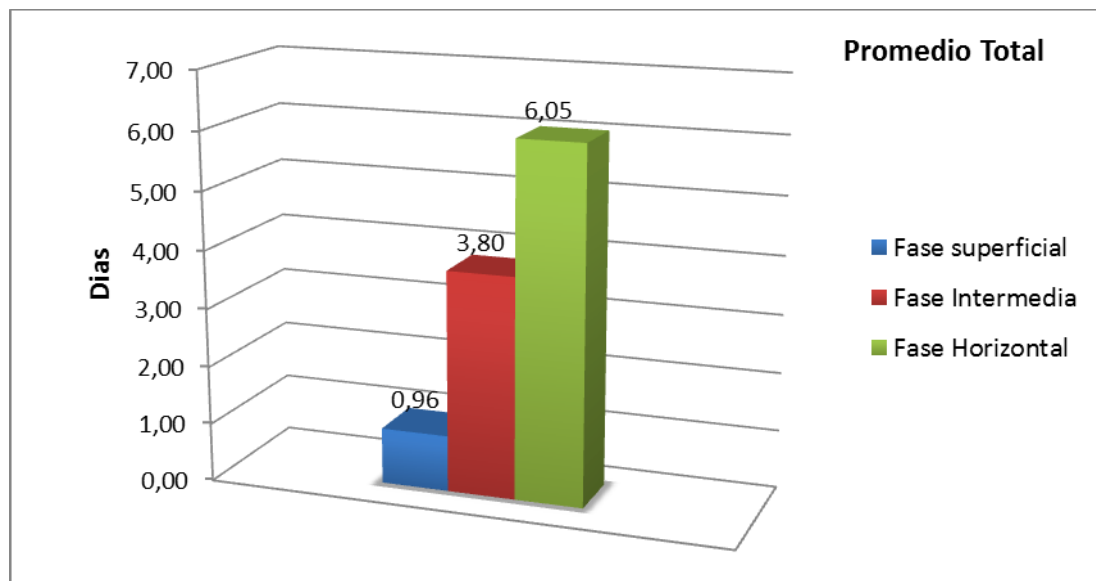


Figura 146 - Tiempos operacionales total para la construcción del pozo [Aristimuño y Briceño, 2012]

TIEMPOS OPERACIONALES - TALADRO # 1

FASE SUPERFICIAL

Diámetro del hoyo	Diámetro del revestidor
17-1/2 plg	13-3/8 plg

Tabla 41 – Tiempos operacionales del taladro # 1 en la Fase Superficial

SUPERFICIAL						
Pozos	Perforación		Bajada de revestidor		Cementación	
	hr	Días	hr	Días	hr	Días
F5 P15	9,00	0,38	5,50	0,23	4,00	0,17
F5 P16	9,00	0,38	4,50	0,19	4,50	0,19
F5 P17	8,50	0,35	7,75	0,32	4,75	0,20
F5 P18	10,50	0,44	5,50	0,23	5,50	0,23
F5 P19	17,00	0,71	2,50	0,10	2,50	0,10
F5 P20	13,00	0,54	7,00	0,29	5,00	0,21
F5 P21	19,50	0,81	6,00	0,25	4,50	0,19
F5 P22	16,50	0,69	8,50	0,35	5,00	0,21
F5 P23	20,00	0,83	4,00	0,17	6,00	0,25
F5 P24	10,75	0,45	5,25	0,22	6,00	0,25
F5 P25	10,00	0,42	4,50	0,19	6,00	0,25
F5 P26	8,75	0,36	3,50	0,15	4,00	0,17
F5 P27	8,50	0,35	6,50	0,27	3,00	0,13
F5 P28	12,50	0,52	5,00	0,21	4,50	0,19
Promedio	12,39	0,52	5,43	0,23	4,66	0,19

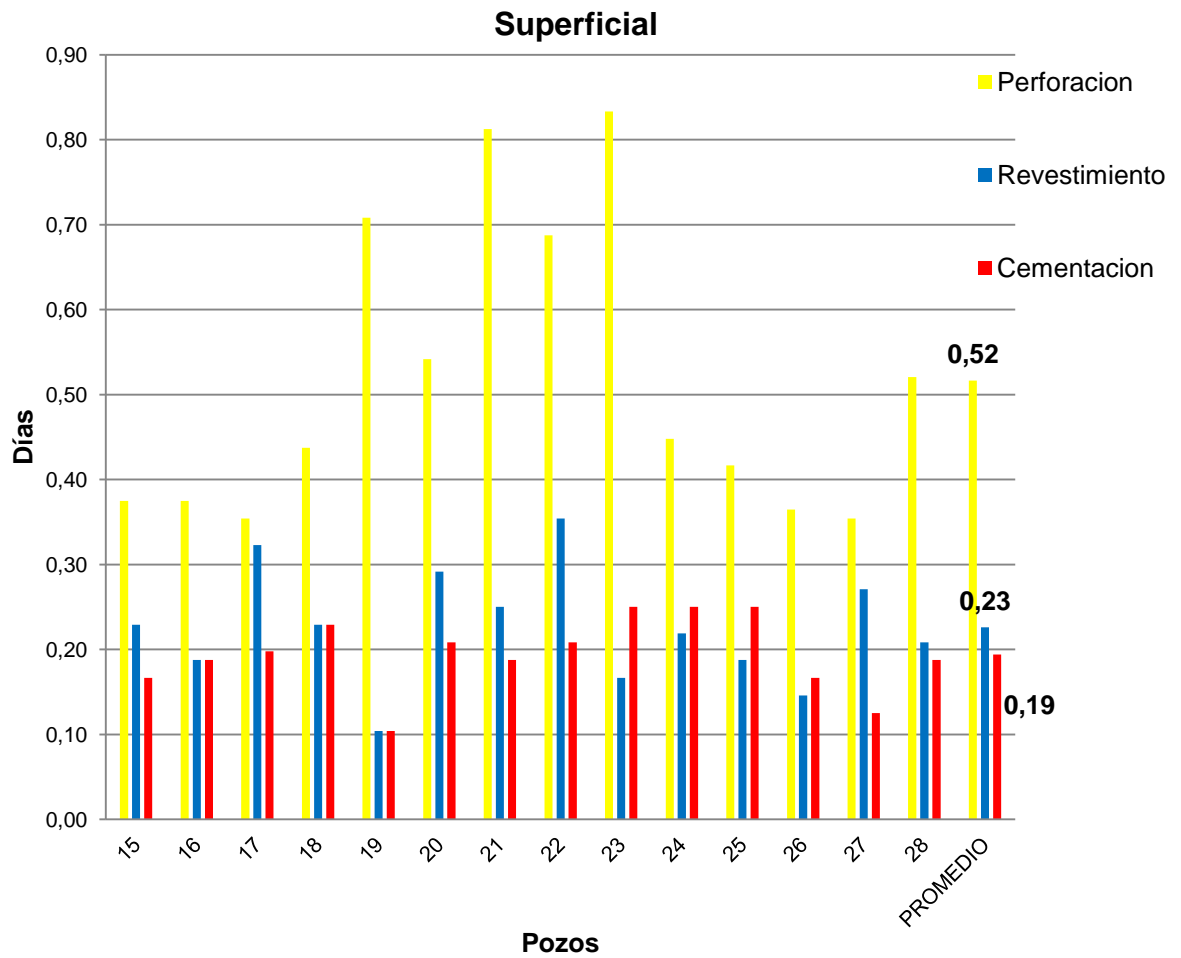


Figura 147 - Tiempos operacionales del taladro # 1, Fase Superficial [Aristimuño y Briceño, 2012]

FASE INTERMEDIA

Diámetro del hoyo	Diámetro del revestidor
12-1/4 plg	9-5/8 plg

Tabla 42 - Tiempos operacionales del taladro # 1 en la Fase Intermedia

INTERMEDIA								
Pozos	Vestida de VIR		Perforación		Bajada del revestidor		Cementación	
	hr	Días	hr	Días	hr	Días	hr	Días
F5 P15	9,00	0,38	62,50	2,60	11,50	0,48	9,00	0,38
F5 P16	10,00	0,42	77,75	3,24	10,00	0,42	4,50	0,19
F5 P17	10,50	0,54	62,25	2,59	8,50	0,35	6,25	0,26
F5 P18	11,00	0,48	67,50	2,81	11,50	0,48	7,00	0,29
F5 P19	13,00	0,67	77,75	3,24	10,75	0,45	7,50	0,31
F5 P20	11,50	0,25	62,50	2,60	13,50	0,56	8,00	0,33
F5 P21	16,00	0,54	69,50	2,90	10,50	0,44	8,00	0,33
F5 P22	6,00	0,25	55,50	2,31	9,00	0,38	5,50	0,23
F5 P23	13,00	0,54	64,00	2,67	8,50	0,35	10,50	0,44
F5 P24	14,00	0,58	68,00	2,83	14,50	0,60	8,50	0,35
F5 P25	15,50	0,65	52,50	2,19	9,50	0,40	7,50	0,31
F5 P26	6,00	0,25	80,00	3,33	10,50	0,44	8,50	0,35
F5 P27	5,00	0,21	90,00	3,75	14,00	0,58	7,00	0,29
F5 P28	20,00	0,83	90,75	3,78	16,25	0,68	8,50	0,35
Promedio	11,46	0,48	70,04	2,92	11,32	0,47	7,59	0,32

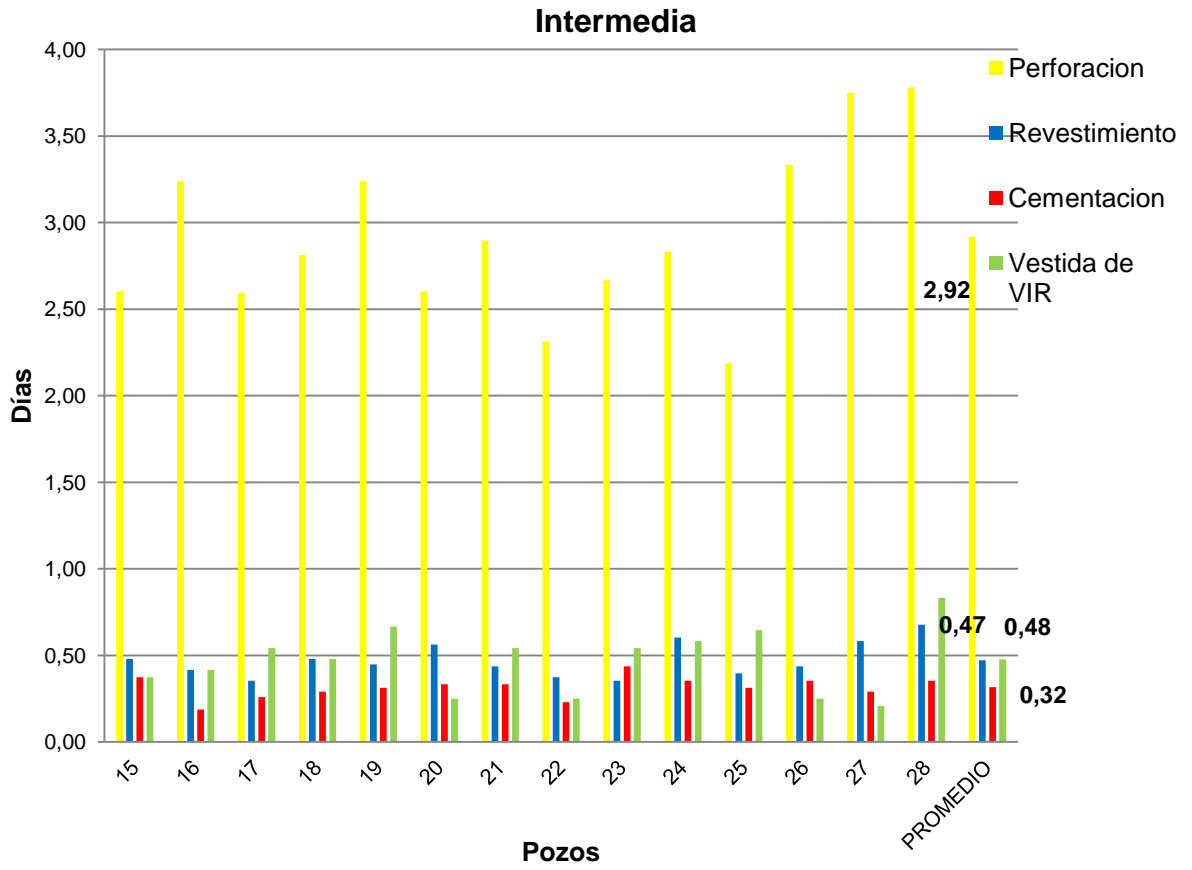


Figura 148 - Tiempos operacionales del taladro # 1, Fase Intermedia [Aristimuño y Briceño, 2012]

FASE HORIZONTAL

Diámetro del hoyo	Diámetro del <i>Liner</i> de producción
8-1/2 plg	7 plg

Tabla 43 - Tiempos operacionales del taladro # 1 en la Fase Horizontal

HORIZONTAL								
Pozos	Vestida de VIR		Perforación		Bajada del <i>liner</i>		Desvestida de VIR	
	hr	Días	hr	Días	hr	Días	hr	Días
F5 P15	3,50	0,15	72,50	3,02	17,25	0,72	6,00	0,25
F5 P16	5,50	0,23	82,75	3,45	19,50	0,81	9,50	0,40
F5 P17	3,50	0,15	84,50	3,52	16,75	0,70	6,50	0,27
F5 P18	2,00	0,32	80,00	3,33	28,50	1,19	8,50	0,35
F5 P19	3,50	0,35	134,50	5,60	16,50	0,69	9,00	0,38
F5 P20	7,75	0,27	139,75	5,82	20,00	0,83	8,00	0,33
F5 P21	8,50	0,31	101,50	4,23	20,50	0,85	11,00	0,46
F5 P22	6,50	0,27	166,50	6,94	23,00	0,96	15,50	0,65
F5 P23	7,50	0,31	188,75	7,86	23,50	0,98	8,00	0,33
F5 P24	10,00	0,42	92,50	3,85	21,00	0,88	6,00	0,25
F5 P25	8,00	0,33	209,75	8,74	20,00	0,83	6,50	0,27
F5 P26	9,00	0,38	113,00	4,71	27,50	1,15	4,75	0,20
F5 P27	12,50	0,52	177,75	7,41	13,00	0,54	6,50	0,27
F5 P28	12,00	0,50	75,00	3,13	20,50	0,85	7,00	0,29
Promedio	7,13	0,30	122,77	5,12	20,54	0,86	8,05	0,34

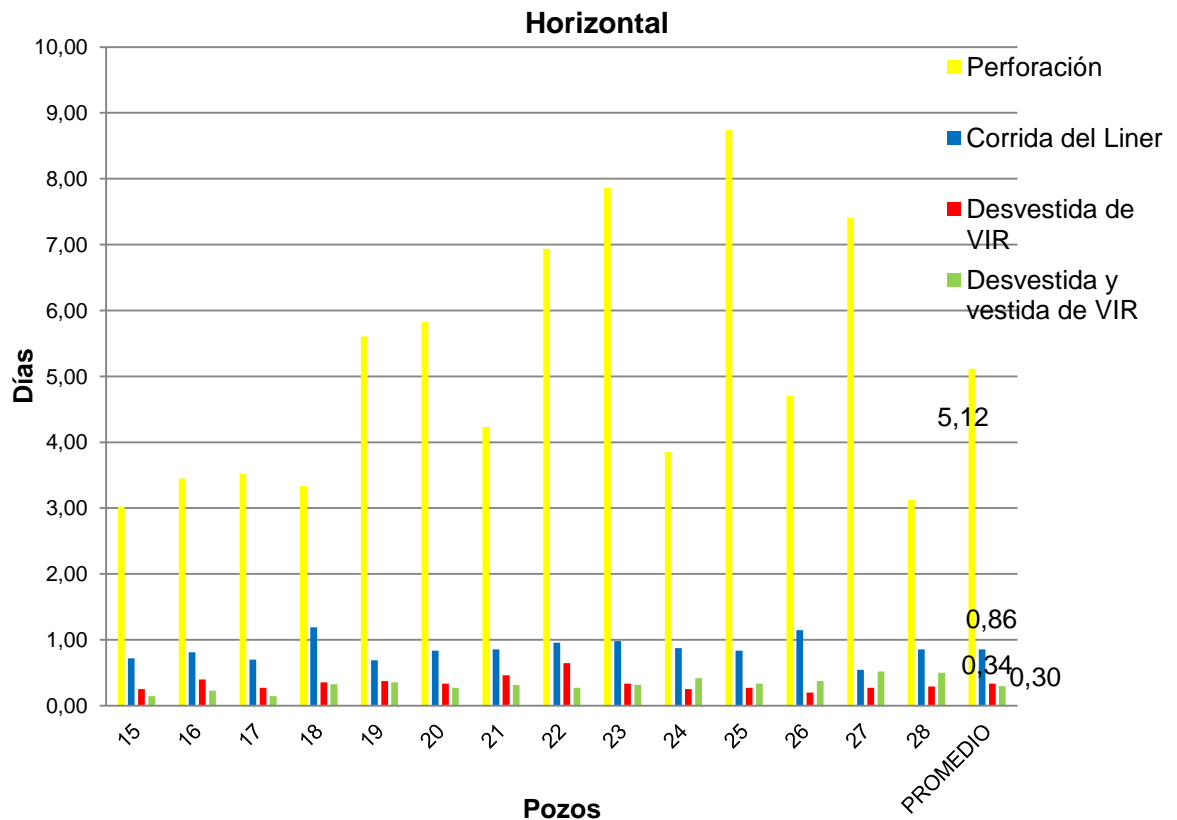


Figura 149 - Tiempos operacionales del taladro # 1, Fase Horizontal [Aristimuño y Briceño, 2012]

TIEMPOS OPERACIONALES -TALADRO # 2

FASE SUPERFICIAL

Diámetro del hoyo	Diámetro del revestidor
17-1/2 plg	13-3/8 plg

Tabla 44 - Tiempos operacionales del taladro # 2 en la Fase Superficial

Pozos	SUPERFICIAL					
	Perforación		Bajada de revestidor		Cementación	
	hr	Días	hr	Días	hr	Días
K5 P02	18,50	0,77	1,50	0,06	6,00	0,25
K5 P03	12,25	0,51	5,00	0,21	5,50	0,23
K5 P04	7,00	0,29	7,00	0,29	5,00	0,21
K5 P05	8,75	0,36	13,50	0,56	8,50	0,35
K5 P06	13,75	0,57	7,75	0,32	5,00	0,21
K5 P07	11,00	0,46	9,25	0,39	3,25	0,14
K5 P08	10,75	0,45	7,75	0,32	4,50	0,19
K5 P09	10,50	0,44	6,00	0,25	3,75	0,16
K5 P10	7,75	0,32	8,00	0,33	4,00	0,17
K5 P11	11,00	0,46	7,25	0,30	5,50	0,23
K5 P12	8,75	0,36	6,75	0,28	3,00	0,13
K5 P13	18,25	0,76	5,75	0,24	3,50	0,15
K5 P14	9,50	0,40	6,50	0,27	3,75	0,16
Promedio	11,37	0,47	7,08	0,29	4,71	0,20

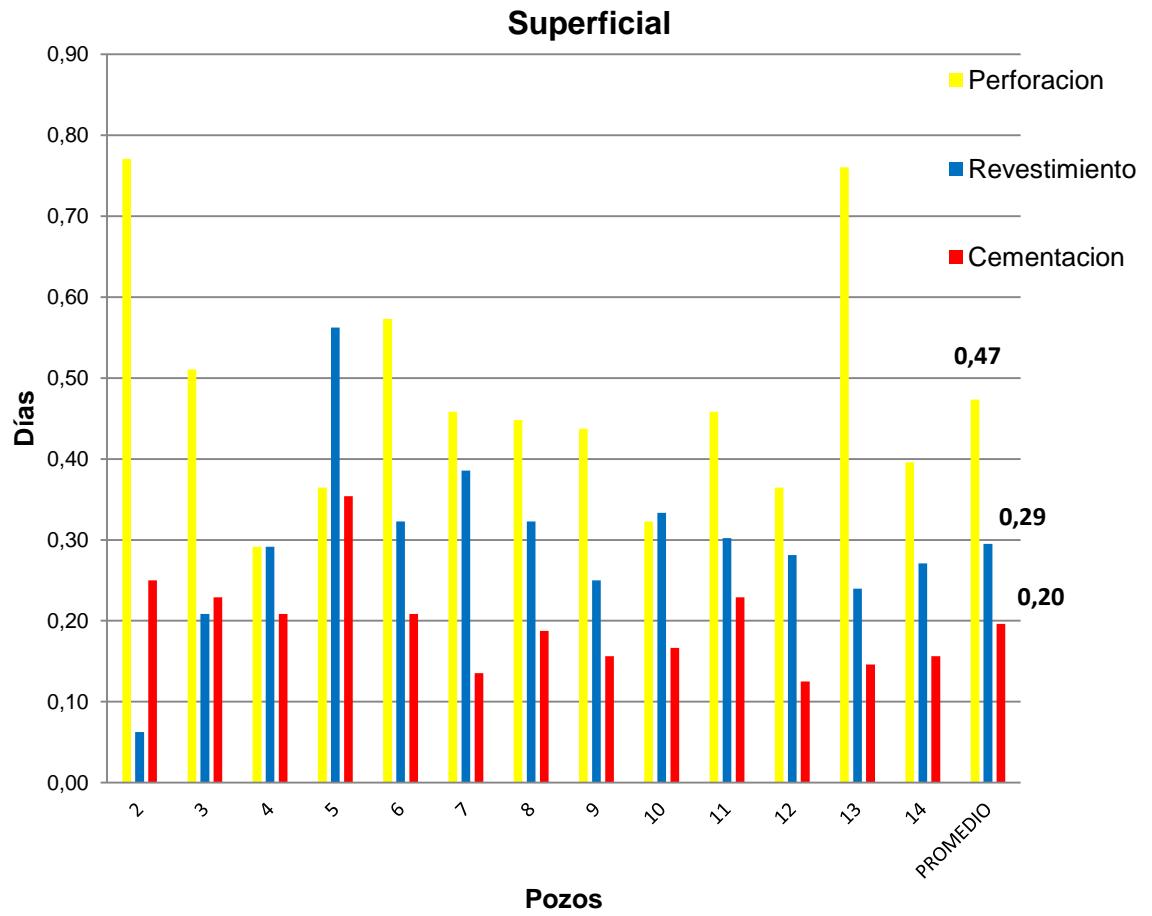


Figura 150 - Tiempos operacionales del taladro # 2, Fase Superficial [Aristimuño y Briceño, 2012]

FASE INTERMEDIA

Diámetro del hoyo	Diámetro del revestidor
12-1/4 plg	9-5/8 plg

Tabla 45 - Tiempos operacionales del taladro # 2 en la Fase Intermedia.

INTERMEDIA								
Pozos	Vestida de VIR		Perforación		Bajada del revestidor		Cementación	
	hr	Días	hr	Días	hr	Días	hr	Días
K5 P02	12,75	0,53	68,25	2,84	19,50	0,81	6,00	0,25
K5 P03	19,00	0,79	79,00	3,29	13,25	0,55	5,75	0,24
K5 P04	9,00	0,31	52,75	2,20	12,50	0,52	5,00	0,21
K5 P05	12,00	0,33	66,00	2,75	15,00	0,63	11,50	0,48
K5 P06	7,50	0,46	67,25	2,80	11,00	0,46	9,00	0,38
K5 P07	8,00	0,33	49,00	2,04	10,00	0,42	6,00	0,25
K5 P08	11,00	0,71	43,75	1,82	11,00	0,46	6,00	0,25
K5 P09	8,00	0,33	45,25	1,89	10,50	0,44	5,50	0,23
K5 P10	17,00	0,71	53,00	2,21	11,50	0,48	5,25	0,22
K5 P11	9,00	0,38	47,25	1,97	7,75	0,32	6,50	0,27
K5 P12	8,00	0,33	44,25	1,84	10,25	0,43	6,00	0,25
K5 P13	7,75	0,32	50,75	2,11	8,75	0,36	4,50	0,19
K5 P14	7,50	0,31	65,75	2,74	14,00	0,58	5,50	0,23
Promedio	10,50	0,44	56,33	2,35	11,92	0,50	6,35	0,26

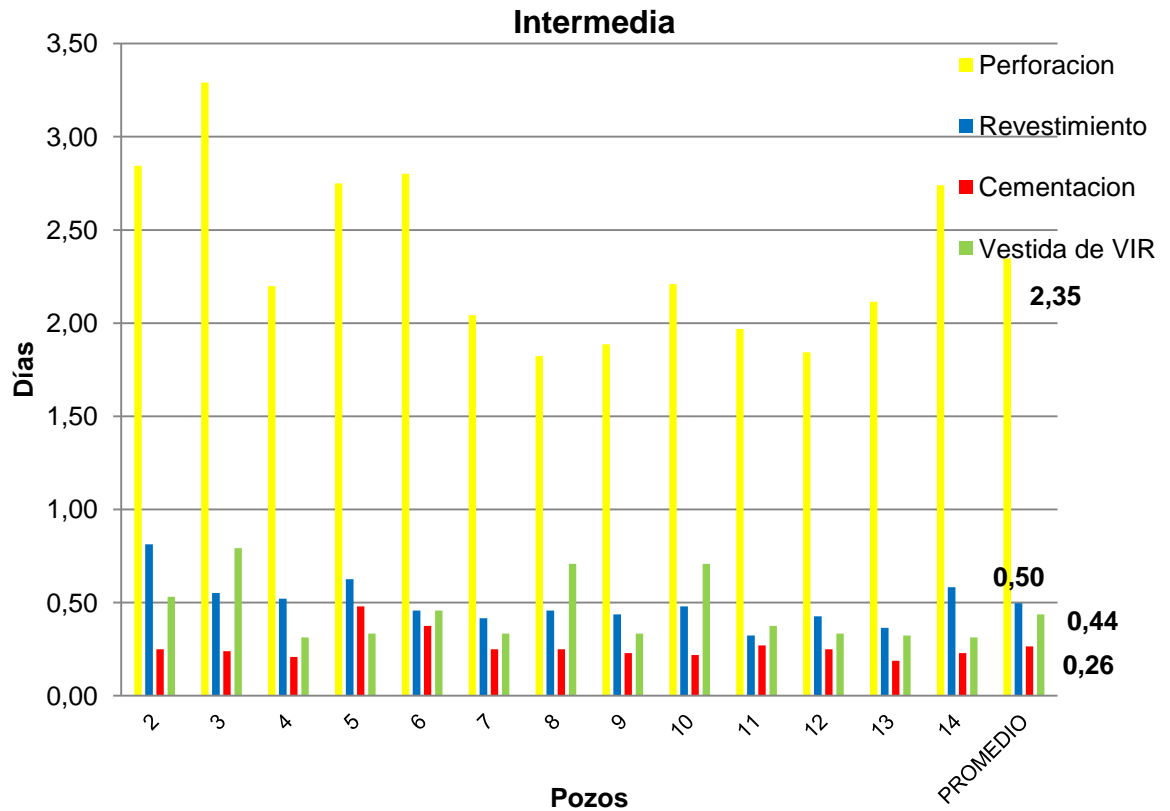


Figura 151 - Tiempos operacionales del taladro # 2, Fase Intermedia [Aristimuño y Briceño, 2012]

FASE HORIZONTAL

Diámetro del hoyo	Diámetro del <i>Liner</i> de producción
8-1/2 plg	7 plg

Tabla 46 - Tiempos operacionales del taladro # 2 en la Fase Horizontal

HORIZONTAL								
Pozos	Vestida de VIR		Perforación		Bajada de liner		Desvestida de VIR	
	hr	Días	hr	Días	hr	Días	hr	Días
K5 P02	12,50	0,52	71,25	2,97	37,00	1,54	6,00	0,25
K5 P03	13,00	0,54	186,75	7,78	23,50	0,98	9,50	0,40
K5 P04	7,50	0,38	138,25	5,76	20,00	0,83	6,50	0,27
K5 P05	15,00	0,25	72,25	3,01	27,50	1,15	8,50	0,35
K5 P06	9,00	0,46	85,50	3,56	19,00	0,79	9,00	0,38
K5 P07	6,00	0,31	114,75	4,78	23,00	0,96	8,00	0,33
K5 P08	11,00	0,40	135,00	5,63	25,00	1,04	11,00	0,46
K5 P09	7,50	0,31	148,50	6,19	26,00	1,08	15,50	0,65
K5 P10	9,50	0,40	97,50	4,06	25,25	1,05	8,00	0,33
K5 P11	7,75	0,32	58,50	2,44	15,25	0,64	6,00	0,25
K5 P12	6,75	0,28	74,50	3,10	35,00	1,46	6,50	0,27
K5 P13	10,75	0,45	78,00	3,25	14,75	0,61	4,75	0,20
K5 P14	9,75	0,41	81,00	3,38	30,00	1,25	6,50	0,27
Promedio	9,69	0,40	103,21	4,30	24,71	1,03	8,13	0,34

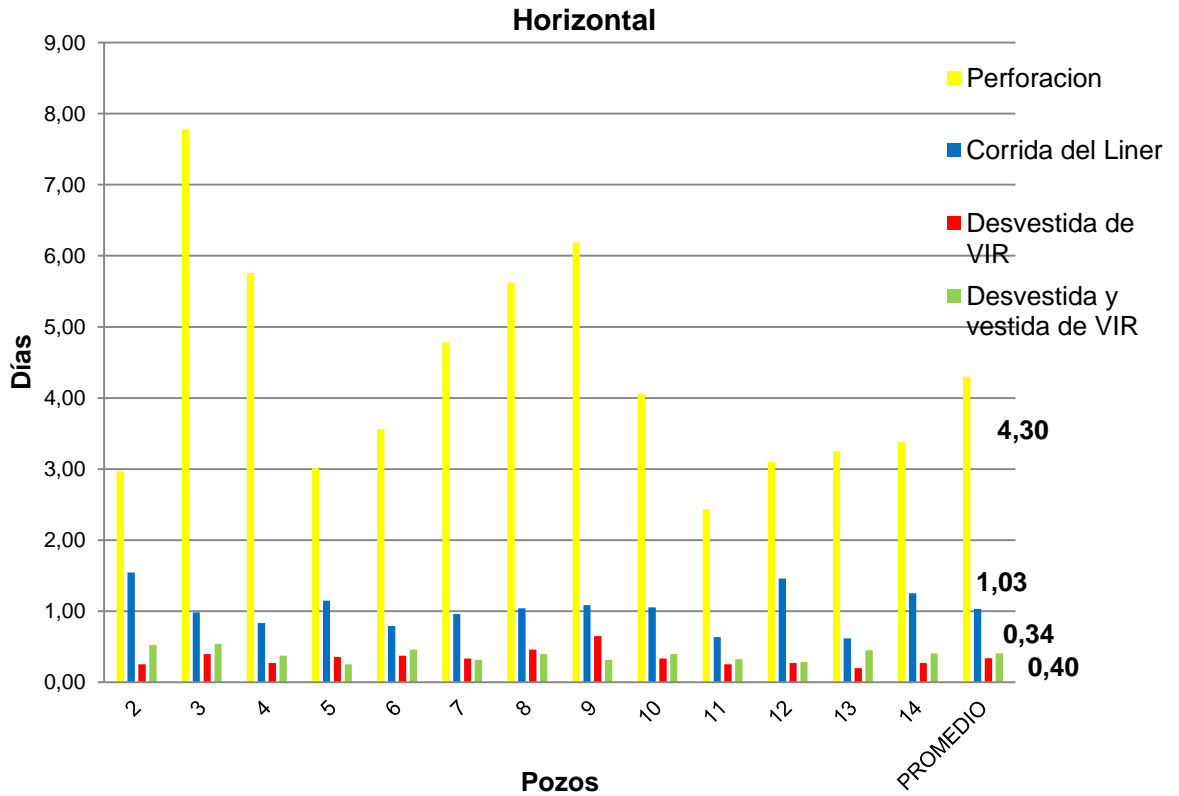


Figura 152 - Tiempos operacionales del taladro # 2, Fase Horizontal [Aristimuño y Briceño, 2012]

TIEMPOS OPERACIONALES - TALADRO # 3

FASE SUPERFICIAL

Diámetro del hoyo	Diámetro del revestidor
17-1/2 plg	13-3/8 plg

Tabla 47 - Tiempos operacionales del taladro # 3 en la Fase Superficial.

SUPERFICIAL						
Pozos	Perforación		Bajada de revestidor		Cementación	
	hr	Días	hr	Días	hr	Días
G2 P01	19,00	0,79	7,50	0,31	11,00	0,46
G2 P02	14,50	0,60	6,00	0,25	4,00	0,17
G2 P03	11,00	0,46	4,00	0,17	6,00	0,25
G2 P04	13,50	0,56	8,00	0,33	5,00	0,21
G2 P05	10,00	0,42	4,00	0,17	5,50	0,23
G2 P06	15,50	0,65	8,50	0,35	5,75	0,24
G2 P07	8,50	0,35	8,00	0,33	6,50	0,27
G2 P08	9,50	0,40	7,00	0,29	5,50	0,23
G2 P09	3,75	0,16	6,25	0,26	4,50	0,19
G2 P10	8,75	0,36	5,00	0,21	8,00	0,33
G2 P11	8,50	0,35	6,00	0,25	6,00	0,25
G2 P12	9,75	0,41	7,75	0,32	6,75	0,28
G2 P13	8,75	0,36	6,25	0,26	6,75	0,28
G2 P14	10,00	0,42	5,50	0,23	9,25	0,39
Promedio	10,79	0,45	6,41	0,27	6,46	0,27

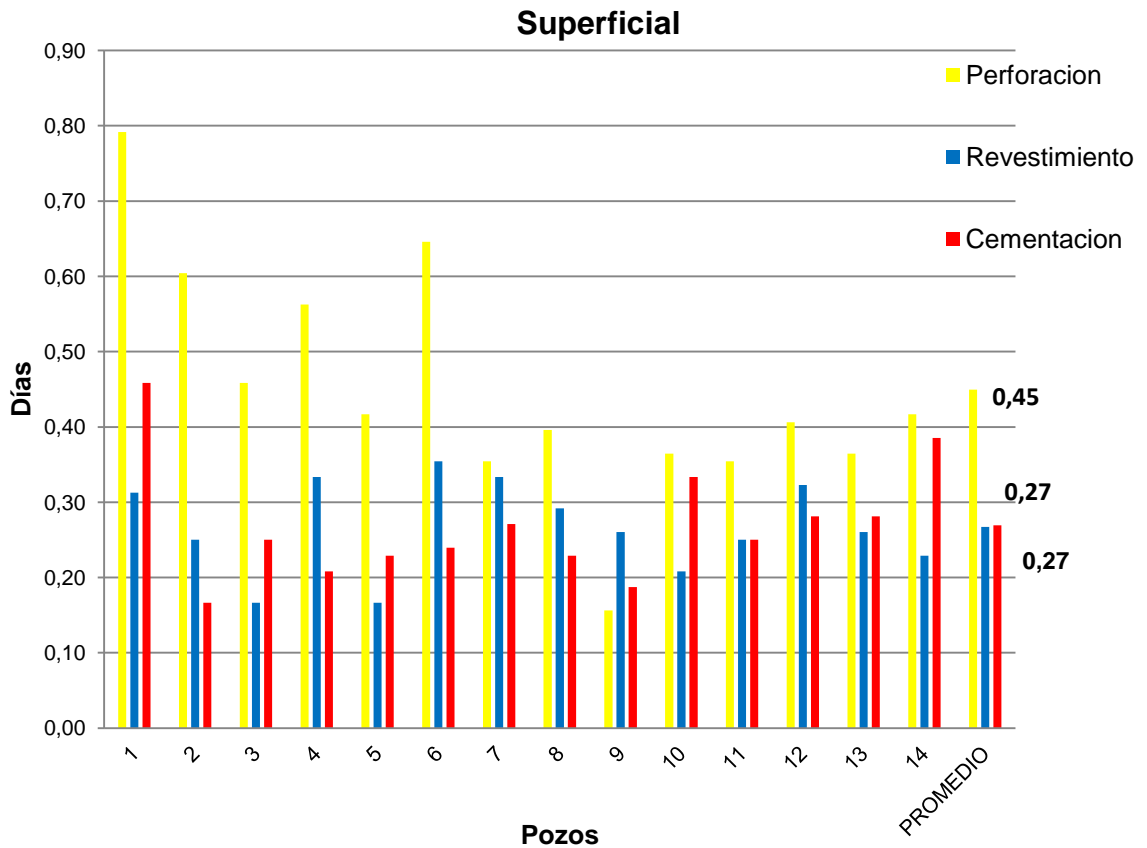


Figura 153 - Tiempos operacionales del taladro # 3, Fase Superficial [Aristimuño y Briceño, 2012]

FASE INTERMEDIA

Diámetro del hoyo	Diámetro del revestidor
12-1/4 plg	9-5/8 plg

Tabla 48 - Tiempos operacionales del taladro # 3 en la Fase Intermedia

INTERMEDIA								
Pozos	Vestida de VIR		Perforación		Bajada del revestidor		Cementación	
	hr	Días	hr	Días	hr	Días	hr	Días
G2 P01	5,00	0,21	49,50	2,06	35,00	1,46	5,50	0,23
G2 P02	7,00	0,29	89,50	3,73	11,50	0,48	6,00	0,25
G2 P03	6,00	0,32	93,75	3,91	9,50	0,40	6,00	0,25
G2 P04	6,75	0,21	56,50	2,35	11,00	0,46	7,00	0,29
G2 P05	7,75	0,38	66,00	2,75	8,50	0,35	5,50	0,23
G2 P06	5,00	0,46	58,50	2,44	9,00	0,38	5,50	0,23
G2 P07	9,00	0,32	79,00	3,29	10,75	0,45	5,25	0,22
G2 P08	11,00	0,46	79,00	3,29	10,75	0,45	5,25	0,22
G2 P09	7,75	0,32	56,75	2,36	12,50	0,52	6,25	0,26
G2 P10	3,50	0,15	47,75	1,99	13,25	0,55	5,25	0,22
G2 P11	6,50	0,27	22,75	0,95	10,75	0,45	6,25	0,26
G2 P12	4,25	0,18	62,75	2,61	11,00	0,46	6,00	0,25
G2 P13	5,00	0,21	56,25	2,34	11,50	0,48	5,75	0,24
G2 P14	4,75	0,20	63,75	2,66	11,50	0,48	6,75	0,28
Promedio	6,38	0,27	62,98	2,62	12,61	0,53	5,88	0,24

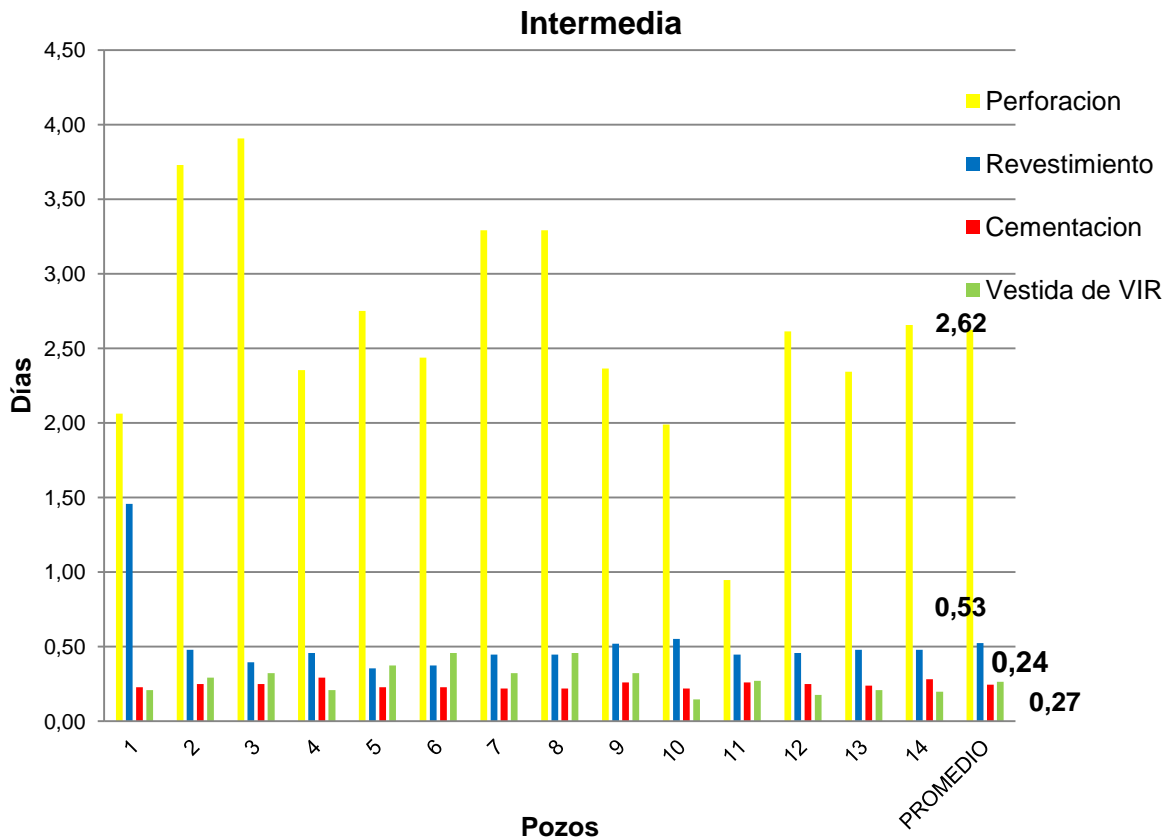


Figura 154 - Tiempos operacionales del taladro # 3, Fase Intermedia [Aristimuño y Briceño, 2012]

FASE HORIZONTAL

Diámetro del hoyo	Diámetro del <i>Liner</i> de producción
8-1/2 plg	7 plg

Tabla 49 - Tiempos operacionales del taladro # 3 en la Fase Horizontal.

Pozos	HORIZONTAL							
	Vestida de VIR		Perforación		Bajada de <i>liner</i>		Desvestida de VIR	
	hr	Días	hr	Días	hr	Días	hr	Días
G2 P01	5,50	0,23	104,00	4,33	22,50	0,94	3,25	0,14
G2 P02	6,25	0,26	77,00	3,21	19,25	0,80	7,25	0,30
G2 P03	8,50	0,29	144,50	6,02	20,00	0,83	5,50	0,23
G2 P04	8,50	0,25	61,00	2,54	16,00	0,67	9,00	0,38
G2 P05	7,00	0,18	84,00	3,50	21,00	0,88	7,00	0,29
G2 P06	6,00	0,22	94,26	3,93	27,25	1,14	6,00	0,25
G2 P07	4,25	0,29	77,00	3,21	25,00	1,04	6,75	0,28
G2 P08	5,25	0,22	77,25	3,22	32,75	1,36	6,75	0,28
G2 P09	7,00	0,29	96,50	4,02	21,00	0,88	6,75	0,28
G2 P10	5,00	0,21	115,75	4,82	17,75	0,74	5,50	0,23
G2 P11	4,00	0,17	110,25	4,59	23,50	0,98	3,00	0,13
G2 P12	3,00	0,13	58,00	2,42	17,50	0,73	8,00	0,33
G2 P13	5,50	0,23	171,00	7,13	17,00	0,71	5,50	0,23
Promedio	5,83	0,24	97,73	4,07	21,58	0,90	6,17	0,26

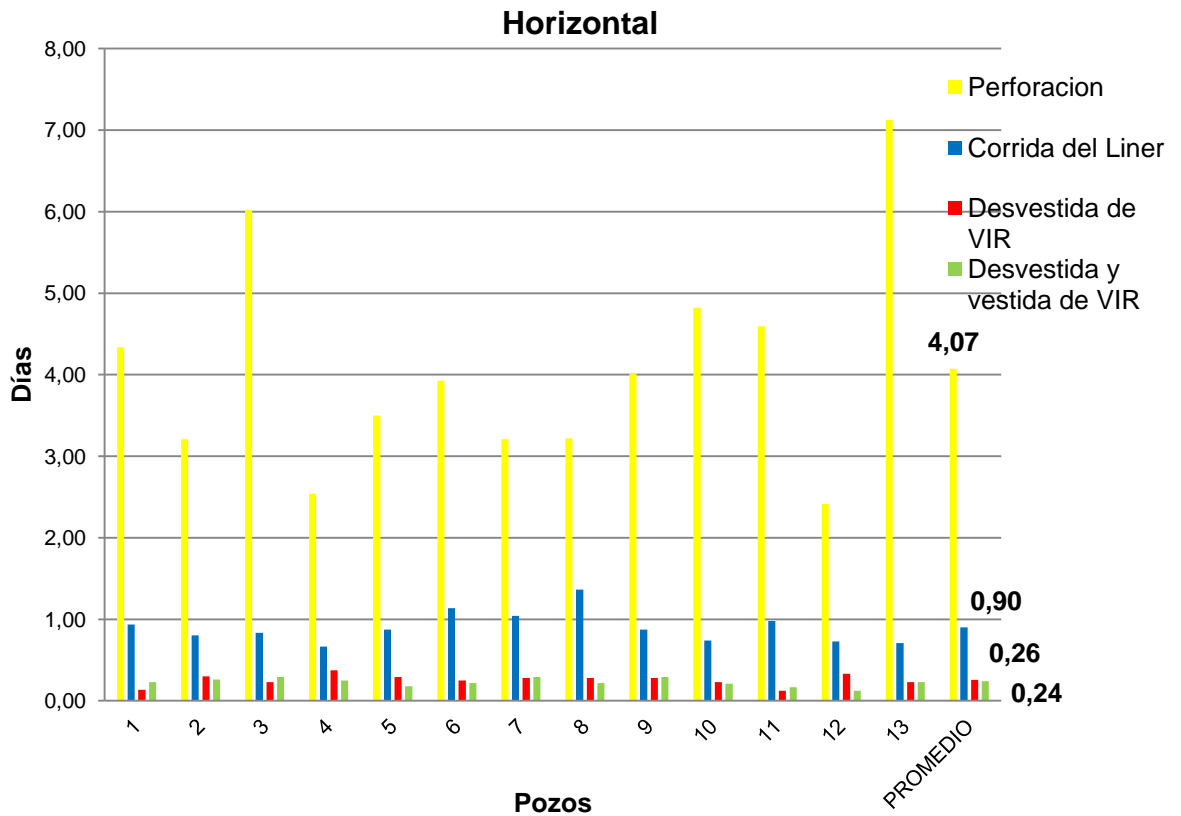


Figura 155 - Tiempos operacionales del taladro # 3, Fase Horizontal [Aristimuño y Briceño, 2012]

RECOMENDACIONES OPERACIONALES

PETROPIAR

RECOMENDACIONES OPERACIONALES ^{[24], [33]}

- Con una buena organización y planificación se pueden minimizar los tiempos en las conexiones.
- Evitar encender y apagar las bombas del taladro de manera repentina y brusca después de las conexiones y períodos sin circulación, mitigando choques del equipo de fondo con las paredes del hoyo, al igual que posibles pérdidas de circulación inducidas.
- Rotar la sarta de perforación al comenzar la circulación ayuda a romper los geles y minimizar las surgencias de presión de bomba.
- Usar la mínima tasa de flujo (GPM) para limpiar el pozo cuando se perfora una zona conocida de posible pérdida de circulación.
- Detener la perforación cuando las condiciones del hoyo así lo dicten, si la limpieza del agujero llega a ser un problema, adicionar más recortes al anular empeorara el problema.
- Posiblemente sea necesario empujar el revestidor en el agujero, durante las operaciones de revestimiento.
- La centralización de la tubería es un factor importante para obtener un eficiente desplazamiento de la lechada de cemento en la operación de cementación futura.
- En la Fase Intermedia y Horizontal:

Sección de Construcción de Ángulo y Navegación de la arena productora:

- ❖ Tomar por lo menos un *Check Shot (Survey)* por pareja perforada.
- ❖ Evitar cambios bruscos de la trayectoria del Hoyo (*Dog legs*).
- ❖ Evitar tiempos excesivos durante la toma de los *Survey* (promedio 3 - 5 min).
- ❖ Realizar conexiones en los *Survey*.
- ❖ Es común no rotar la sarta mientras se perfora con motor de fondo, esto origina la formación de capas (camas) de ripios mientras se desliza. Se requiere de rotación intermitente para remover las capas de ripios.
- ❖ Tomar *Check Shot* en los intervalos rotando para evitar pérdidas de ángulos.
- ❖ Evitar deslizar el BHA en arcillas duras. Esto puede producir *Dog Legs* altos. Es preferible rotar en la transición de arena con lutita.

- ❖ Reducir el caudal en la arena si no pueden obtenerse los *Dog Legs* requeridos.
- ❖ Nuestro desafío más común involucra el manteniendo del ángulo. Es un desafío para superar la fricción del agujero y transferencia el peso suficiente al fondo para mantener el estabilizador y la mecha en contacto con la formación sólida. La acción de los chorros (*Jets*) de la mecha es suficiente para erosionar las arenas inconsolidadas. Esta erosión produce a menudo una pérdida de ángulo del agujero. Puede ocurrir una pérdida de ángulo considerable antes de que cualquiera se dé cuenta porque el *Azimuth* e inclinación están a 65 pies de la mecha. Una práctica que se ha seguido con éxito es que un mínimo de 200 pies por hora de ROP mientras se perfora en la arena limpia para recibir una respuesta direccional del BHA. Esta regla no aplicaría cuando se perfora lentamente en una lutita o una formación parecida.

Fluido de Perforación:

- ❖ Al estar perforando 45°- 50° de inclinación (2.500 pie) descartar el mayor volumen posible de agua inhibida por fluido polimérico inhibido con baja densidad y así evitar que este obtenga alta densidad en esta fase.
 - ❖ La recomendación para pérdidas de fluidos mientras se perfora la sección horizontal es de tener +/- 100 bbl de lodo con un elevado punto cedente de al menos 40 lb/100 ft² preparado con aditivos para pérdida de circulación 50 y 150 *Mesh* de CaCO₃ en una concentración de 30 lb/bbl cada una para ayudar a curar la formación y que se formen puentes más efectivamente en las zonas altamente porosas.
 - ❖ Para pérdidas menores de 5 a 10 bbl de píldora con CaCO₃ se pueden bombear para ayudar a sellar las zonas permeables.
 - ❖ Si ocurre una pérdida total de fluido, preparar 50 bbl del material anti-pérdida y dejarla en el área donde se sospecha zona de pérdidas y continuar sacando herramienta hasta la zapata de 9-5/8 plg. Las bombas deben estar apagadas y monitorear el nivel del agujero en superficie, si es necesario llenar el agujero con fluido desde superficie. Este proceso es más comúnmente efectivo en formaciones fracturadas o de alta porosidad/permeabilidad. Si es necesario repetir el proceso hasta obtener retorno completo.
- Debido a que las secciones horizontales son relativamente largas, la limpieza del agujero, torque y arrastre pueden ponerse problemáticos. La buena limpieza del agujero dependerá de mantener unas buenas propiedades reológicas para el lodo de perforación, con caudales relativamente altos y rotación de la sarta de perforación.

- Las arenas más superficiales de la sección horizontal están menos consolidadas que los horizontes más profundos. Una pega de tubería podría ser causada por la incapacidad por remover los volúmenes grandes de ripios generados por el agujero inestable cuando se perfora con lodo de 8,4 lpg. Experiencias de campo donde hubo eventos de pega y problemas de arrastre en estas arenas, se resolvieron aumentando el peso del lodo a 9,1 lpg para brindarle mayor estabilidad al agujero.
- Durante una perforación rápida, las propiedades del lodo pueden deteriorarse rápidamente y la viscosidad puede caer debido a la incapacidad para mezclar suficiente lodo fresco para mantener el volumen. El ingeniero de fluidos debe supervisar la viscosidad de lodo por lo menos cada dos horas.
- La cuadrilla y herramientas deben estar preparadas para minimizar tiempo de conexión. Mantenga la sarta de perforación en constante movimiento como sea posible. No es raro pasarse 4 minutos en perforar una pareja y 4 minutos realizando *Backreaming* y 6 minutos para hacer una conexión desde que pararon las bombas y bombearon de nuevo para obtener la señal del MWD. Por esta razón la toma de *Surveys* deben hacerse después de las conexiones.
- Perforar con rotación tanto como sea posible, la rotación de la tubería mejora la limpieza del agujero significativamente. La mejor práctica es rotar a la velocidad máxima aceptable por las especificaciones de motor de fondo (normalmente 50 rpm). Al perforar más profundamente, las capacidades de torque del Top Drive pueden empezar a limitar las rpm.
- Cuando se perfora por un período de tiempo en las lutitas los valores de torque y arrastre mejoran debido a que el ROP es más lento y se reduce la carga de los ripios en el anular. Cuando se está perforando en arena los factores de fricción aumentan rápidamente.
- Circular como se requiera para mantener el ECD y mantener razonable carga de ripios en las zarandas. La pérdida de lodo en las zarandas son debido a que hay asfalto en las mallas, debe supervisarse su limpieza para evitar significantes pérdidas de lodo al sistema activo. Si esto ocurre, no perforar y circular con caudales de bomba reducidos para solucionar el problema de las zarandas porque los ripios se acumularan en el fondo del pozo. Otra mejor opción es terminar de perforar la pareja y lentamente recíprocar la pareja hasta que las zarandas puedan limpiarse y retornar a la perforación normal. Coordinar con el Ingeniero direccional para evitar desviar el agujero.
- El primer paso cuando ocurre la dificultad de deslizar mientras se mueve la tubería para hacer el *Pipe Swap*, una buena práctica es hacer *Backreaming* a la profundidad de este. Esto ayuda a redistribuir la cama de ripios a lo largo de la trayectoria del pozo y puede prevenir el arrastre sobre la sarta de perforación. En las profundidades mayores no siempre es posible sacar la tubería sin *Backreaming*, debido a la fricción.

- Las arenas en el proyecto muestran unas presiones de poro subnormales (7,3 lpg equivalente). A pesar que es un reservorio de presión subnormal, es necesario tener buenas prácticas de control de pozo. El gas está presente en el reservorio. Es importante monitorear y mantener el agujero lleno durante los viajes así como las pérdidas de fluido debido a la alta permeabilidad de las arenas. La resistencia a la fractura es desconocida para las formaciones productoras. Sin embargo, debido a su poca profundidad relativa y grado de consolidación se prevé que la gradiente de fractura sea baja.
- Durante los viajes de tubería, mantener el llenado constante del pozo por el sistema de circuito cerrado de tanque de viaje a manera de controlar el volumen de lodo tomado o devuelto. Debe hacerse también en los viajes cortos con la finalidad de determinar cualquier anomalía.

GLOSARIO DE TÉRMINOS

PETROPIAR

ABREVIATURAS

SIGLAS	ESPAÑOL	INGLES
ANSI		<i>American National Standards Institute</i>
API	Instituto Americano de Petróleo	<i>American Petroleum Institute</i>
ART	Análisis de Riesgo en el Trabajo	
ATS	Análisis de Trabajo Seguro	
AV	Velocidad del espacio anular	<i>Annular Velocity</i>
BHA	Ensamblaje de Fondo	<i>Botton Hole Assembly</i>
COVENIN	Comisión Venezolana de Normas Industriales	
DC	Cuello de Perforación	<i>Drill Collar</i>
DP	Tubería de Perforación	<i>Drill Pipe</i>
DS	Sarta de Perforación	<i>Drill String</i>
ECD	Densidad Equivalente de Circulación	<i>Equivalent Circulating Density</i>
EDTA	Ácido Etilendiaminotetraacético	
EPM/ SPM	Emboladas por minuto	<i>Strokes for minute</i>
EPP	Equipo de Protección Personal	
EPRAC/SCBA	Equipo de Protección Respiratoria Autocontenida	<i>Self-contained Breathing Apparatus</i>
FCP	Presión Final del Circulación	<i>Final Circulation Pressure</i>
FP	Presión de Formación	<i>Formation Pressure</i>
GPM	Galones por minuto	<i>Gallons Per Minute</i>
HDSM/ MSDS	Hoja de Seguridad de los Materiales	<i>Material Safety Data Sheet</i>
HW	Tubería Pesada	<i>Heavy Weight</i>
HWDP	Tubería de Perforación Extrapesada	<i>Heavy Weight Drill Pipe</i>
HYB	Tubería Híbrida	<i>Hybrids</i>
ICD	Presión Inicial de Circulación	<i>Initial Circulating Pressure</i>
ID	Diámetro Interno	<i>Inside Diameter</i>
INPSASEL	Instituto Nacional de Prevención, Salud y Seguridad Laborales	
KMW	Peso del Lodo para Matar el Pozo	<i>Kill Circulating Pressure</i>
KOP	Punto de Arranque del Desvió	<i>Kick-Off Point</i>
KPP	Presión de Bombeo para Matar el Pozo	<i>Kill Pump Pressure</i>
KPR	Velocidad de Bombeo para Matar el Pozo	<i>Kill Pump Rate</i>
LCM	Material de Perdida de Circulación	<i>Loss Circulation Material</i>
LOPCYMAT	La Ley Orgánica de Prevención, Condiciones y Medio Ambiente de Trabajo	
LWD		<i>Logging While Drilling</i>
MBT	Mercaptobenzotiazol	
MD	Profundidad Medida	<i>Measured Depth</i>
MW	Peso o Densidad del Lodo	<i>Mud Weight</i>
MWD		<i>Messurement While Drilling</i>
NFPA	Asociación Nacional de Protección Contra Incendio	<i>National Fire Protection Association</i>
OD	Diámetro Externo	<i>Outside Diameter</i>
OMW	Peso o Densidad del Lodo	<i>Original Mud Weight</i>

SIGLAS	ESPAÑOL	INGLÉS
PDC	Cortadora Policristalina de Diamante	<i>Polycrystalline Diamond Cutter</i>
PSM	Peso Sobre la Mecha	<i>Weigth on Bit</i>
PWD		<i>Pressure While Drilling</i>
RASDA	Registro de Actividad Susceptible a Daños al Ambiente	
ROP	Velocidad de Penetración	<i>Rate Of Penetration</i>
RPM	Revoluciones por minuto	<i>Revolutions Per Minute</i>
SICP	Presión de cierre de Revestimiento	<i>Shut-in Casing Pressure</i>
SIDPP	Presión de cierre en la Tubería de Perforación	<i>Shut-in Drill Pipe Pressure</i>
SIHAO	Seguridad Industrial, Higiene e Ambiente Ocupacional	
TD	Profundidad Total	<i>Total Depth</i>
TFA	Área Total de Flujo	<i>Total Flow Area.</i>
TVD	Profundidad Total Vertical	<i>Total Vertical Depth</i>
WC	Control de Pozo	<i>Well Control</i>

Abandono: Actividades para el abandono planificado de un pozo.

Adapter *Pack Off*: Herramienta que consiste en crear un sello para separar dos ambientes de presión en torno a una tubería que pasa por su interior. Esta herramienta se usa normalmente como Sección de Cabezal de Pozo, permitiendo además cambio de diámetro en las secciones del cabezal.

Aditivos Químicos: Material que se añade a un lodo para lograr un propósito determinado o particular.

Alinear: *Maniobra* que consiste en cerrar y abrir válvulas con la finalidad de que el fluido siga una dirección determinada.

Análisis de Riesgo: Cuantificación del riesgo asociado a las actividades operacionales.

Apoyo Continuo: Es la disminución continua de la lectura del peso sobre el gancho durante la maniobra de bajar la sarta de tubería o revestidores al fondo del hoyo.

Apoyo Normal: Es la disminución instantánea y recurrente de la lectura del peso sobre el gancho durante la maniobra de bajar la sarta de tubería o revestidores al fondo del hoyo causado por la fricción y/o geometría del hoyo.

Apoyo Puntual: Es la disminución instantánea de la lectura del peso sobre el gancho durante la maniobra de bajar la sarta de tubería o revestidores al fondo del hoyo.

Ariete de Ciego: Actuador interno y removible de la válvula impide reventón cuyo perfil es romo, que se utiliza para realizar el sello en el pozo sin tubería.

Ariete de Corte: Actuador interno y removible de la válvula impide reventón cuyo perfil es tipo cizalla, que se utiliza para realizar el sello en el pozo cortando la tubería.

Ariete de Diámetro Variable (*Multi Ram*): Actuador interno y removible de la válvula impide reventón cuyo perfil es ajustable, que se utiliza para realizar el sello en el pozo con tubería de diferentes diámetros.

Ariete de Tubería: Actuador interno y removible de la válvula impide reventón cuyo perfil es ajustado a un diámetro determinado de tubería, que se utiliza para realizar el sello en el pozo con tubería de dicho diámetro.

Arrastre Continuo: Es el aumento continuo de la lectura del peso sobre el gancho durante la maniobra de sacar la sarta de tubería o revestidores a la superficie o a un punto intermedio.

Arrastre Normal: Es el aumento instantáneo y recurrente de la lectura del peso sobre el gancho durante la maniobra de sacar la sarta de tubería o revestidores a la superficie o a un punto intermedio, causado por la fricción y/o geometría del hoyo.

Arrastre Puntual: Es el aumento instantáneo de la lectura del peso sobre el gancho durante la maniobra de sacar la sarta de tubería o revestidores a la superficie o a un punto intermedio.

Arreglo Desviador de Flujo (*Diverter*): Es un conjunto de componentes de baja presión (≤ 2.000 lpc), que se usa para desviar los fluidos y gases provenientes del pozo lejos del taladro, hacia zona segura, para evitar los riesgos de incendio en el pozo. El arreglo consta:

- Carreto espaciador
- Carreto integral Desviador de Flujo con una o dos líneas laterales en dirección al tanque de venteo.
- Válvula de apertura hidráulica o neumática en cada línea, con apertura simultánea al cierre de la válvula anular esférica.
- Válvula anular esférica.
- Niple campana.

Arreglo de Válvulas Impídereventón (VIR): Es un conjunto de componentes que proveen un medio de control para manejar una arremetida. Sus mecanismos individuales de operación hidráulica operan tanto manual como a control remoto para su cierre o apertura. Estos equipos están diseñados para cumplir las siguientes funciones:

- Cerrar en superficie el pozo para su control (con y sin tubería). Permitir circular el pozo y sacar el influjo en condiciones seguras y controladas.
- Permitir realizar el movimiento de la sarta de perforación hacia el fondo, *stripping* y/o colgarla en el ariete de tubería si es necesario.
- Cambiar arietes, accesorios y realizar pruebas a las VIR.
- Proveer condiciones seguras para el retiro de equipos de la localización del pozo para una posterior intervención al pozo.

Arremetida: Es el flujo no deseado de fluidos de la formación hacia el pozo. Ocurre cuando la presión hidrostática ejercida por el fluido de perforación en un punto dado es menor que la presión de la formación.

Atascamiento o Pega por Presión Diferencial: Evento que consiste en el atascamiento del revestidor o de la tubería motivada a su adherencia a la formación permeable, producto de la diferencial de presión (presión hidrostática mayor a la presión de formación).

Atascamiento o Pega Mecánica: Evento que consiste en el atascamiento del revestidor o de la tubería motivado a las condiciones mecánicas del hoyo (irregularidades en la geometría del hoyo), el cual no permite el movimiento hacia arriba o hacia debajo del revestidor o de la tubería, ni continuar las operación de bajada del revestidor o de la tubería en el hoyo.

Assy Bit Guide: Herramienta cuya función es guiar y facilitar inserción de la mecha en el revestidor de 9-5/8 plg previamente cementado y así comenzar la perforación de la fase horizontal.

B

Backreaming: Maniobra que consiste en levantar la sarta con rotación y circulación. Se realiza con *Top Drive* y se hace cuando se quiere repasar el hoyo.

Bent Housing: Es una herramienta deflectora que permite obtener ángulos controlados en la trayectoria del hoyo.

Bresa: Vocablo utilizado para denominar las vigas de diferente perfil utilizadas en la estructura y subestructura de los taladros.

C

Cabezal del Pozo: Es un conjunto compuesto por carretes, válvulas de control, medidores de presión y reductores de flujo, entre otros, ensamblado en forma secuencial que se coloca en la parte superficial del pozo, para regular la producción del mismo. Se conoce comúnmente como árbol de Navidad.

Carrete Espaciador: Componente utilizado para espaciar otros componentes del arreglo de la VIR.

Carrete Integral Desviador de Flujo: Componente similar al Carrete Espaciador, que trae incorporado de fábrica salida(s) lateral(es) con brida para conectar válvulas, tuberías, etc. Se utiliza para la perforación del hoyo de Superficie, y su función es desviar hacia el tanque de venteo cualquier influjo que pueda presentarse.

Casing Head: Primer componente del arreglo de cabezales de pozo, se denomina sección "A".

Casing Point: Es la profundidad la cual va asentada la zapata de la sección.

Casing Spool: Componentes del cabezal de pozo que se colocan a continuación de la Sección "A", tantos como revestidores colgados se necesiten. Se denominan Sección "B".

Cellar: Fosa con forma cúbica o circular de dimensiones acordes al tamaño del taladro y al diseño del cabezal de un pozo, que sirve para la recolección de fluidos provenientes de la planchada del taladro, También llamado sotano.

Cementación Primaria Convencional: Procedimiento que consiste en bombear lechadas de cemento a través del revestidor y desplazarlo con el uso de tapones de desplazamiento hacia el espacio anular, con la finalidad de obtener aislamiento zonal.

Cementación Primaria Convencional Top Job: Procedimiento que consiste en bombear cemento a los espacios anulares a través de una sarta de tubos delgados (1plg - 23/8 plg), instalados a diferentes profundidades desde la superficie, con la finalidad de completar el cemento faltante de la cementación convencional y lograr un buen sello en superficie.

Clean-Up: Operación realizada durante y después de la perforación de pozos, en el cual se le brinda un servicio de remoción de desechos y escombros a las paredes y al fondo del pozo para así mantener la integridad en las condiciones de perforación y producción de petróleo.

Control Ambiental: Es la actividad mediante la cual se verifica el estado de la localización del pozo conforme a las leyes, políticas, normas, estándares de procedimientos que deben ser cumplidos para minimizar el impacto ambiental.

Correr, Corrida: Vocablo utilizado en el taladro para la bajada dentro del hoyo, bien sea revestidores o *Liner*.

Crown o Matic: Dispositivo de seguridad del bloque de corona.

Cuadrilla de Perforación: Equipo de trabajadores conformado por perforador, encuelladero, cuñeros entre otros.

Cuello Flotador: Equipo que consiste en una válvula unidireccional para evitar contraflujos, ubicado en la sarta de revestidores a uno o dos tubos por encima de la zapata.

D

Densidad Equivalente de Circulación (ECD): Es la densidad equivalente a la pérdida de presión anular necesaria para que el fluido suba desde la profundidad de la mecha hasta superficie, a una tasa de bombeo dada.

Densidad Equivalente de Fractura (DEF): Es el valor de la Presión de Fractura a nivel de la zapata expresado en unidades de densidad de acuerdo a la fórmula.

Desechos: Material o conjunto de materiales resultantes de cualquier proceso u operación que esté destinado al desuso, los mismos se clasifican según su estado en sólidos, líquidos y gaseosos y de acuerdo a su toxicidad en peligrosos y no peligrosos.

Desviador de Flujo (Mud Cross): Componente-similar al carrete integral desviador de flujo, cuyas salidas laterales están diametralmente opuestas (en cruz). Se utiliza para la perforación de los hoyos intermedios y producción, y su función principal es desviar los inlfujos hacia el *Choke Manifold* durante las maniobras de control de pozo.

Diámetro Ajustado: Es el valor del diámetro calculado de un cilindro sólido, de volumen y longitud igual al de un tubular cuyo cuerpo y conexión tienen diámetros distintos.

Drilling Break: Incremento súbito de la tasa de penetración (ROP).

E

Efecto de Histéresis: Error en las medidas de los instrumentos generado por el fenómeno mediante el cual el instrumento sigue arrojando lectura aun cuando deje de estar conectado a la fuente que la induce.

Efluentes: Término empleado para nombrar a las aguas servidas con desechos sólidos, líquidos o gaseosos que son generados en la localización del pozo, generados de la actividad de perforación, tales como derrames de lodo, aguas industriales, aguas residuales, aguas negras y agua de lluvias.

Empacadura (*Obturador*): Herramienta que tiene un elemento sellante y se usa para aislar zonas en el pozo.

Ensamblaje de Fondo (BHA, por sus siglas en inglés): Conjunto de tubulares y herramientas ensamblados para perforar y orientar un hoyo, compuesto por mecha, *Bit Sub*, portamechas, estabilizadores y *Heavy Weigth*, entre otros.

Ensamblaje de Sellos: ver *Adapter Pack Off*.

Equipos de Control de Sólidos: Equipos utilizados para el descarte con remoción de los sólidos no deseables del fluido de perforación, compuestos por: zaranda primaria, centrifugas de alta y baja capacidad, tres en uno (desarenador, desarcillador y zaranda lineal).

Equipo de Flotación: Equipos conformados por cuello flotador, zapata flotadora o zapata diferencial que se instalan en la sarta de revestidores funcionan como una válvula unidireccional, que no permite la entrada de fluido del hoyo al revestidor.

Espaciadores: Son fluidos que pueden estar compuestos por agua, aceite densificantes, surfactantes o mezcla de todos ellos, utilizados para separar o evitar que se mezclen dos fluidos determinados (Lodo - Cemento).

Espacio Anular: Espacio comprendido entre la pared del hoyo perforado bien sea desnudo o revestido, y la tubería, bien sea de revestimiento o de perforación.

Estabilizador: Es una herramienta perteneciente al ensamblaje de fondo que permite la centralización y estabilidad del mismo durante la perforación por medio de aletas que hacen contacto con la pared del hoyo.

Fenolftaleína: Es un indicador de pH que en soluciones ácidas permanece incoloro, pero en presencia de bases se torna rosa o violeta.

Fluido de Perforación (Agua-Gel): Es una mezcla de agua y bentonita.

Fluido de Perforación Base Agua: Es el fluido de perforación donde el agua constituye la fase continua y es el medio de suspensión para los sólidos.

Fluidos Dispersos: Son todos aquellos fluidos base agua cuyo valor de la viscosidad plástica es mayor al valor del punto cedente.

Fluidos Inhibidos: Son aquellos fluidos de perforación cuya fase continua tiene una composición química que tiende a retardar y evitar apreciablemente la hidratación o dispersión de las arcillas de formación por medios físicos y/o químicos.

Fluido Newtoniano: Es el fluido que no requiere de esfuerzo inicial para alcanzar movimiento, los cuales poseen punto cedente cero, y viscosidad plástica 1 cP.

Fluidos no Inhibidos: Son aquellos fluidos de perforación que tienen como característica básica una fase continua acuosa, que contiene sal a bajas concentraciones y arcillas sólidas. Son diseñados para perforar zonas arcillosas hasta temperaturas de 200 °F y son difíciles de tratar cuando se contaminan.

Fluido no Newtoniano: Es el fluido que requiere de esfuerzo inicial para alcanzar movimiento, los cuales poseen punto cedente diferente de cero; viscosidad plástica mayor a 1 cP.

Fluidos Poliméricos: Son aquellos fluidos cuya fase continua es el agua, que tienen incorporados compuestos poliméricos con la finalidad de mejorar el comportamiento del fluido durante la perforación de zonas arcillosas, tales como: Control de pérdidas de filtrado y de propiedades reológicas estabilidad térmica, resistencia ante contaminantes, protección de zonas potencialmente productoras, mantener la estabilidad de las formaciones atravesadas, lubricación a la sarta, prevenir pegadas y corrosión, mejorar la perforabilidad, mantener un ambiente limpio, entre otras.

Hawk Jaw: Equipo que provee conexiones y desconexiones de las tuberías de perforación (*Drill Pipe*) de una forma más rápida y confiable.

Hoja de Matar: Hoja de cálculo utilizada para determinar las variables necesarias para proceder al control del pozo, entre ellas la densidad del lodo de matar.

Hoyo de Superficie: Es el hoyo perforado que permite bajar el revestidor de superficie, generalmente se usa para proteger los mantos acuíferos, zona de pérdida de fluido e hidrocarburos superficiales y para dar protección integridad al pozo.

Hoyo Intermedio: Es el hoyo perforado que permite bajar y cementar el revestidor intermedio, generalmente se usa para aislar zonas de alta presión que pudiesen causar problemas durante las operaciones de perforación de la siguiente etapa (producción), tales como: zonas de pérdida de fluido, zona de influjos, formaciones petrolíferas intermedias o mantos acuíferos, entre otras.

Hoyo de Producción: Es el último hoyo perforado que permite completar el pozo, en la zona productora a través del revestidor o *Camisa/ Liner* de producción.

L

Landing Joint: Ver Niple de Maniobra.

L.W.D. “Logging While Drilling”: Herramienta que se coloca en la sarta de perforación, capaz de realizar registros eléctricos mientras se perfora (Resistividad, *Gamma Ray*, entre otros).

Lechada de Cemento: Es una mezcla de agua, cemento y aditivos (sólidos y/o líquidos) la cual es diseñada para cumplir con las condiciones y requerimientos de cementación del hoyo.

Línea de Flujo: Tramo de tubería o canal que conecta el tubo campana con los equipos de control de sólidos para llevar finalmente el fluido hacia los tanques del sistema activo.

Litología: Clasificación de las rocas de la formación perforada según su tipo: areniscas, arcillas, calizas, lutitas, limonitas, dolomitas, entre otras.

M

M.W.D “Measurement While Drilling”: Herramienta que se coloca en la sarta de perforación, capaz de realizar registros de navegación mientras se perfora (Azimut, inclinación y dirección).

Mainfold: Arreglo de válvulas y tuberías que permite direccionar el fluido desde o hacia el pozo de manera controlada.

Master Bushings: Buje maestro, se instala en la mesa rotaria y es el elemento que junto con la cuña fijan la sarta de perforación a la rotaria.

Máxima Presión Anular Permissible en Superficie (MPAPS): Es el valor de presión, registrado en el espacio anular, equivalente a la presión de fractura en la *zapata* menos el valor de presión hidrostática ejercido por la columna de fluido. Este valor es registrado en superficie.

Motor de Fondo: Herramienta utilizada en la sarta de perforación que, por el paso del flujo de lodo a través de esta, le imprime rotación a la mecha.

Múltiple de Estrangulación (*Choke Manifold*): Es un arreglo de válvulas tuberías que permite la salida del fluido del pozo de manera controlada y direccionada. Posee un estrangulador ajustable a control remoto que se acciona con una unidad neumática y otro estrangulador ajustable manualmente.

N

Niple de Maniobra: *Landing Joint*, tubular que es usado para la bajada de la sarta de revestidor, el niple de maniobra es el último tubular conectado en la sarta.

O

Overlap: Es la relación diferencial entre la profundidad a la cual la zapata del revestidor intermedio quedo asentado y la profundidad de asentamiento de la empackadura para el *Liner* de producción.

Overpull: Sobre tensión de la sarta de tuberías.

P

P.C.R: Presión de Cierre del Revestidor. Es la presión registrada en el espacio anular después del cierre del pozo.

P.C.T.: Presión de Cierre de tubería. Es la presión leída en la tubería de perforación después del cierre del pozo, luego de haber sido activada la válvula flotadora instalada en el ensamblaje de fondo.

P.F.C: Presión Final de Circulación. Es la presión reducida corregida por la densidad del lodo de control (es la presión reducida multiplicada por la densidad del lodo de matar y dividida por la densidad inicial del lodo).

P.F.Z: Presión de Fractura en la *Zapata*. Es la presión con la cual se fractura la formación a nivel de la zapata.

P.I.C.: Presión inicial de Circulación. Es la suma de la presión reducida y la presión de cierre de tubería al inicio del control del pozo.

P.I.F.: Prueba de Integridad de Formación. Prueba que se realiza para obtener la presión o densidad equivalente máxima permisible para no fracturar la formación. Se le conoce con

el término L.O.T. (*Leak Off Test*), porque se alcanza el inicio de filtración de fluido hacia la formación.

P.I.P.: Prueba de Integridad de Presión. Prueba que se realiza para verificar que la formación a perforar puede soportar un valor dado de presión hidrostática.

P.T.: Presión de trabajo: Es la presión predeterminada en los métodos de control no convencionales.

Pareja de Tuberías: Arreglo de 3 o 2 tubos simples de tubería.

Pata'e Mula: Herramienta que consiste en un niple con un extremo biselado que forma parte de la Espiga de Sellos y que sirve como guía para alinear un tubular en su proceso de acople.

Pega de Tubería: Fenómeno que consiste en el atascamiento de la sarta de perforacionen el hoyo. Existen dos tipos de pega de tubería, la mecánica y la diferencial.

Pega Diferencial de Tubería: Es la pega de tubería originada por la diferencia entre la presión hidrostática en el hoyo y la presión de formaciones permeables, provocando un efecto de succión de la tubería contra las paredes del hoyo.

Pega Mecánica de Tubería: Es la pega de tubería originada por fenómenos que ocurren en el hoyo abierto tales como empaquetamiento, derrumbe, puentes formados frente a una zona de pérdida de circulación, aunado a irregularidades en la geometría del hoyo, tales como escalones, patas de perro y ojos de llave.

Pérdida de Circulación Parcial: Es la pérdida de fluido de perforación a la formación que se detecta al observar retorno parcial del volumen bombeado y disminución en el nivel de fluido en los tanques.

Pérdida de Circulación Total: Es la pérdida de fluido de perforación a la formación que se detecta al observar que no hay retorno en superficie del volumen bombeado y la disminución en el nivel de fluido en los tanques es severa.

Pérdida de Fluido por Filtración: Es la pérdida gradual de fluido de perforación a la formación que ocurre por humectabilidad y permeabilidad de la formación durante la perforación del hoyo.

Personal de la Contratista del Taladro: Equipo conformado los Supervisores de Operaciones de la contratista (de 12 horas y 24 horas), personal de mantenimiento eléctrico, mecánico y SIAHO, y por la cuadrilla del perforación que puede ser de la contratista del taladro o de PDVSA PETROPIAR.

Personal Técnico de la Empresa de Servicio de Cementación: Equipo conformado por Ingeniero de Cementación, Supervisor de Operaciones, Supervisor de SIAHO de la

compañía de cementación, Operadores, Mecánicos y Obreros que realizan las operaciones de cementación del pozo.

Personal Técnico de Empresa de Servicio de Control Ambiental: Equipo conformado por Técnicos de Ambiente y Operadores de maquinarias.

Personal Técnico de Empresa de Servicio de Control de Sólidos: Equipo conformado por Coordinadores y especialistas de Control de Sólidos.

Personal Técnico de la Empresa de Servicio de Fluidos de Perforación: Equipo conformado por Coordinadores Operacionales, Ingenieros y Técnicos de fluidos que mantienen las propiedades del lodo en buen estado durante la perforación del pozo.

Personal Técnico de la Empresa de Servicio de Empacadura: Personal especializado en el asentamiento de empacadura.

Personal Técnico de la Empresa de Servicio de Llave Hidráulica: Equipo conformado por Supervisor de Operaciones, Operadores y Ayudantes cuya finalidad es mover la tubería desde los burros hasta la planchada y roscarla con el torque apropiado durante la maniobra de bajada de revestidores.

Pipe Swap: Es una reordenación de la sarta de perforación para proporcionar mayor peso, los cuales no reducen los factores de fricción, solo producen más peso.

Porta Mechas: Es una herramienta que forma parte del ensamblaje de fondo que cuya función es proporcionar peso a la mecha.

Preflujo: Es un fluido compuesto por agua o aceite y surfactante utilizado para remover el revoque formado en las paredes de la formación y mejorar las condiciones de adherencia del cemento al revestidor y a la formación.

Presión de Formación: También llamada Presión de Poro, es aquella que ejercen los fluidos confinados en el espacio poroso de una formación sobre la matriz de la roca. Puede ser de dos tipos: *normal*, que es cuando la presión es igual a la presión hidrostática que ejerce una columna de fluido nativo de la formación, y *anormal*, que se refiere a cualquier presión diferente a la presión de una formación normal para un área dada.

Presión de Fractura: Por definición, es el valor de presión donde se alcanza la fractura de la formación. Para cálculos prácticos se toma como presión de fractura la presión P.I.F. o L.O.T.

Presión de Propagación de Fractura: Es la presión necesaria para abrir una fractura e inyectar fluido a través de ella a tasa constante, permaneciendo dicha presión constante.

Presión de Prueba de P.I.F: Es la medida de presión observada en el momento en que la formación empieza a recibir fluido y se obtiene durante la prueba de integridad a la formación.

Presión Hidrostática: Es la presión generada por una columna fluido, y su valor es linealmente proporcional a la altura de dicha columna.

Programa de Construcción del Pozo Aprobado: Documento que contiene la ingeniería de detalles necesaria para la construcción del pozo, aprobado por toda la línea supervisora.

Programa Final de Cementación (Específico): Es un documento que como guía para la ejecución del trabajo de manera secuencial y contiene el resultado de las pruebas de cemento y datos obtenidos durante la perforación (temperatura, caliper, tiempo de fraguado, entre otros).

Prueba de Integridad de Formación: Prueba que mide el límite entre los comportamientos elástico y plástico de la formación. Se registra en unidades de presión psi y se utiliza para determinar la densidad de fluido equivalente a la presión de fractura de la formación debajo de la zapata.

Punto Débil de la Guaya: Es una junta de seguridad que se coloca entre la guaya y la herramienta de registro eléctrico para romperse a una tensión dada y así evitar la ruptura de la guaya al tensionada en cualquier otro punto.

Punto Libre: Se refiere al punto donde se determina que la sarta de perforación está libre del atascamiento.

Punto Neutro de la sarta: Es el punto de la sarta de Perforación donde no está sometida a tensión ni a compresión.

R

Raspador: Herramienta usada en la sarta de limpieza de revestidor para raspar sus paredes internas y dejarlas libres de residuos de cemento, costras de lodo, entre otros.

Reciprocación de Sarta: Maniobra que consiste en trabajar la sarta de perforación arriba y abajo con circulación, con la finalidad de liberarla de un atascamiento.

Responsabilidad Directa: Término que se utiliza para denominar las actividades y acciones que dependen exclusivamente de una persona o a un equipo de personas.

Responsabilidad Indirecta: Término que se utiliza para denominar las actividades y acciones cuya responsabilidad recae indirectamente en una persona o a un equipo de personas.

Reventón: Manifestación no controlada de los fluidos desde la formación hacia la superficie.

Revestidores del Hoyo de Superficie: Es el conjunto de tubos que se bajan en el hoyo de superficie para revestirlo, a fin de proporcionar una protección completa durante la siguiente

etapa de perforación, aislar zonas de pérdida de circulación, formaciones petrolíferas superficiales o mantos acuíferos.

Revestidores del Hoyo Intermedio: Es el conjunto de tubos que se bajan en el hoyo intermedio para revestirlo, a fin de proporcionar una protección completa durante la etapa de producción, aislando zonas de baja o alta presión y revistiendo eventualmente formaciones petrolíferas intermedias y/c de producción.

Revestidor Colgado o Colgante, Camisas o Liner: Es el conjunto de tubo: que se bajan para revestir zonas especiales tales como zonas productoras de baja y alta presión, de agua y/o de transición. Consisten en secciones de longitudes cortas que se cuelgan en el revestidor anterior.

Revoque de Fluido de Perforación: Material sólido depositado en forma de capa o membrana frente de las paredes de la formación del pozo, como resultado de la filtración del fluido de perforación hacia la formación.

Retroexcavadora: Unidad utilizada para la recolección y transporte de los efluentes y ripios generados durante las operaciones de construcción del pozo, y que no puede ser recolectado por las unidades de *Vacuum* y *Super Sucker*.

Rig Kit: Documento que contiene un resumen del pozo donde se encuentra información como la dirección del pozo, arena donde se va a navegar, correlación con pozos vecinos.

Ripios de Perforación: Son desechos sólidos provenientes de las formaciones generadas durante las fases de perforación.

S

Sarta de Limpieza de Revestido: Conjunto de herramientas conformado por la tubería, raspador rotativo y mecha, la cual puede sustituirse por un cuello dentado, una fresa plana o cónicas, o una zapata.

Sarta de Perforación: Conjunto compuesto por el ensamblaje de fondo (BHA) y la tubería de perforación.

Sarta Ligera: Es aquella sarta cuyo ensamblaje de fondo está diseñado con tubería de bajo libraje (libra/pie), usando una mínima cantidad de *Drill Collar* y maximizando la cantidad de *Heavy Weight*. Se usa para perforar en zonas de muy bajo gradiente de presión.

Sección "A": Ver *Casing Head*.

Sección "B": Ver *Casing Spool*.

Secciones del Cabezal del Pozo: Cada una de las partes o etapas que componen el cabezal del pozo. Son básicamente de tres tipos: *Casing Head* (Sección "A"), *Casing Spool* (Sección "B") y *Tubing Head* (Sección "C").

Separador de Gas: Recipiente cilíndrico que permite separar el gas del líquido proveniente del pozo. Se coloca usualmente después del desviador de flujo o *Manifold*.

Sistema de Control de Sólidos: Es el conjunto de equipos utilizados para separar los sólidos indeseables del fluido de perforación, compuestos por: zaranda primaria, centrifugas de alta y baja capacidad, "tres en uno" (desarenador, desarcillador y zaranda lineal).

Sistema de Control de Arremetidas de un Pozo: Es un conjunto de válvulas, carretes, tuberías, acumulador de presión, *Super Chokes*, consola de *Super Chokes*, *Manifold*, control remoto de auxiliares y separador de líquidos y gases.

Sistema de Control Direccional: Es el conjunto de equipos y herramientas compuesto por: *Bend Housing*, motor de fondo o turbina, *MWD*, *LWD* o *PWD*, estabilizadores y porta mechas, que permite construir y controlar trayectoria direccional del hoyo.

Stand Pipe: Tubo vertical del sistema de circulación del taladro.

Super Sucker: Unidad utilizada para la recolección y transporte de los efluentes y rípios generados durante las operaciones de construcción del pozo, y que no puede ser recolectado por la unidad de *Vacuum*.

T

Tally de Perforación: Es un listado donde se presentan enumeradas y ordenadas cada una de las tuberías de perforación (DP, HWDP y HYB), diseñadas de forma tal que se pueda cumplir con los parámetros requeridos para la perforación. En este listado igualmente se especifica los componentes del BHA y así llevar un control sobre la profundidad que se lleva de acuerdo al número de tuberías que se han bajado, la longitud acumulada y el peso acumulado.

Tally de Revestimiento: Es un listado donde se presentan enumeradas y ordenadas cada una de las tuberías del revestidor de la fase, diseñadas de forma tal que se pueda cumplir con los parámetros requeridos. En este listado igualmente se dispone el equipo de flotación, cuello flotador y la disposición de los centralizadores. A través del *Tally* se tiene un control sobre la profundidad que se lleva de acuerdo al número de tuberías que se han bajado, la longitud acumulada y el peso acumulado.

Tapones de Desplazamiento de Cemento: Son herramientas utilizadas para separar y desplazar la lechada de cemento del fluido de perforación.

T.F.A: “*Total Flow Area*”, Área Total de Flujo, es la sumatoria de las áreas de todos los chorros que conforman la mecha y que a través de estos el fluido pasa.

Torque: Es la tendencia de una fuerza a rotar un objeto sobre su propio eje.

Tubing Head: También llamado Sección “C”, es una sección del cabezal de pozo que se coloca sobre la última sección de revestidores. Se utiliza para colgar en él la tubería de producción y sirve de soporte al cabezal de producción del pozo (arbolito de navidad con cualquier otro tipo de cabezal de producción).

Tubo Campana: Tubo en forma de chimenea colocado debajo de la mesa rotaría, conectado sobre la válvula esférica y que permite la salida lateral de fluido durante las operaciones de perforación y/o rehabilitación hacia los equipos de control de sólidos a través la línea de flujo (*Flow Line*).

U

Unidad Acumuladora de Presión (*Kooming*): Equipo que provee la energía hidráulica para la apertura y cierre de las válvulas impidireventón.

Unidad de Sellos: Conjunto de sellos ubicado en el extremo de un tubular que se aloja dentro de una extensión pulida, cuya función es sellar herméticamente la unión ambas partes.

V

Vacuum: Unidad utilizada para la recolección y transporte de los efluentes y rípios generados durante las operaciones de construcción del pozo.

V-Door: Es una abertura al nivel del piso del taladro en uno de sus lados, a través de esta se permite la entrada y salida de tubulares y grandes cargas al piso del taladro.

Válvula Flotadora: Dispositivo ubicado en el ensamblaje de fondo, que se utiliza para evitar el contraflujo del fluido de perforación durante las conexiones y es la primera barrera después de la presión hidrostática ejercida por el fluido de perforación contra una arremetida.

Válvula de Seguridad de la Bomba: Válvula de alivio calibrada para evitar el exceso de presión en la bomba.

Válvula de Seguridad del Cuadrante o del *Top Orive*: Válvula que permite cerrar el flujo del fluido desde el pozo a través de la sarta de perforación y no permite que el influjo llegue hasta superficie. Se conoce como *Kelly Cock* (superior e inferior).

Válvula Unidireccional (*Check Valve*): Válvula que permite el flujo en una sola dirección evitando el retroflujo.

Viaje de Tubería: Término utilizado para referirse a la maniobra de sacar y/o meter tubería independientemente del motivo de la maniobra en hoyo desnudo o en hoyo revestido.

Viaje Corto: Maniobra que consiste en sacar la sarta de perforación desde el fondo hasta una profundidad parcial, generalmente hasta la zapata, y luego regresar al fondo.

Viaje de Calibración: Maniobra que consiste en realizar un viaje hasta el fondo del hoyo para detectar y corregir apoyos y arrastres del hoyo perforado.

Viaje de Calibración y Limpieza: Maniobra que consiste en realizar un Viaje hasta el fondo del hoyo para detectar y corregir apoyos y arrastres, circular el hoyo para desalojar los ripios producto de la perforación, homogenizar el fluido con el propósito de mejorar las condiciones del hoyo, principalmente para correr registros y bajar revestidores sin problemas.

Viaje Largo: Maniobra que consiste en sacar la sarta de perforación desde el fondo hasta la superficie y regresar al fondo.

VIR: Válvulas impidereventones, válvula para el cierre del pozo.

W

Wear Bushing: Es un dispositivo que se utiliza para proteger las secciones (*Casing Head* y *Casing Spool*) de la rotación de la sarta y partículas abrasivas durante la perforación.

Winche: Cabrestante, dispositivo mecánico diseñado para levantar o desplazar grandes cargas. Consiste básicamente en un cable accionado por un cilindro de potencia.

FORMULARIO DE ECUACIONES

PETROPIAR

PRESIÓN HIDROSTÁTICA (lpc)

$$PH = 0,05200 \times \text{Densidad Lodo} \left(\frac{\text{lb}}{\text{gal}} \right) \times \text{TVD} (\text{pie}) \quad \text{Ec. 17}$$

$$PH = 0,00695 \times \text{Densidad Lodo} \left(\frac{\text{lb}}{\text{pie}^3} \right) \times \text{TVD} (\text{pie}) \quad \text{Ec. 18}$$

FACTOR DE FLOTACIÓN

$$FF = 1 - 0.002 \times \text{Densidad Lodo} (\text{lb/cc}) \quad \text{Ec. 19}$$

$$FF = 1 - 0.015 \times \text{Densidad Lodo} (\text{lb/gal}) \quad \text{Ec. 20}$$

CONVERSIÓN DE DENSIDAD DEL LODO

$$\text{Densidad} (\text{lb/cc}) \times 0.134 = \text{Densidad} (\text{lb/gal}) \quad \text{Ec. 21}$$

$$\text{Densidad} (\text{lb/gal}) \times 7.48 = \text{Densidad} (\text{lb/cc}) \quad \text{Ec. 22}$$

BARRILES DE AGUA NECESARIOS PARA DISMINUIR LA DENSIDAD DEL LODO

$$V_{\text{agua}} = \frac{V_{\text{Lodo}}(W_1 - W_2)}{W_2 - 8,33} \quad \text{Ec. 23}$$

Donde:

- W_1 = Densidad inicial, lb/gal
- W_2 = Densidad final, lb/gal

CAUDAL, GALONAJE O TASA DE BOMBA TRIPLEX**(gal/min)**

$$Q = 0,000243 \times D^2 \times L \times EPM \times \%E \times 42 \quad \text{Ec. 24}$$

(bbl/Strokes) @ 100% eficiencia

$$Q = 0,000243 \times D^2 \times L \quad \text{Ec. 25}$$

Donde:

- D= Diámetro de la camisa, plg
- L= Longitud del pistón, plg
- EPM= Emboladas por minutos
- %E= Porcentaje de eficiencia

CAUDAL, GALONAJE O TASA DE BOMBA DUPLEX**(bbl/Strokes) @ 100% eficiencia**

$$Q = 0,000162 \times (2D^2 - d^2) \times L \quad \text{Ec. 26}$$

Donde:

- D = Diámetro de la camisa, plg
- d = diámetro de la cabilla, plg
- L = Longitud del pistón, plg

RELACIÓN ENTRE PRESIÓN DE LA BOMBA Y STROKES

Esta fórmula es utilizada para determinar la nueva presión de la bomba si se cambia los *Strokes* de la bomba.

$$P_2 = P_1 \times \left(\frac{SPM_2}{SPM_1} \right)^2 \quad \text{Ec. 27}$$

Donde:

- P_2 = Presión nueva de la bomba, lpc
- P_1 = Presión anterior de la bomba, lpc
- SPM_2 = *Strokes* por minutos nuevos, spm
- SPM_1 = *Strokes* por minutos anteriores, spm

CAPACIDAD ANULAR (bbl/pie)

$$C_{anular} = \frac{(D_h^2 - D_t^2)}{1029,4} \quad \text{Ec. 28}$$

Donde:

- D_h = Diámetro del hoyo, plg
- D_t = diámetro de la tubería, plg

VELOCIDAD ANULAR (pie/min)

$$V_{anular} = \frac{24,5 \times Q}{(D_h^2 - D_t^2)} \quad \text{Ec. 29}$$

Donde:

- Q = Tasa de bombeo, gal/min
- D_h = Diámetro del hoyo, plg
- D_t = diámetro de la tubería, plg

CAPACIDAD INTERNA DE TUBERÍA (bbl/pie)

$$C_{interna} = \frac{(D_i^2)}{1029,4} \quad \text{Ec. 30}$$

Donde:

- D_i = Diámetro interno de la tubería, plg

TIEMPO DE RETORNO (minutos)

$$T = \frac{\text{Volumen anular (bbl)}}{\text{Tasa de Bombeo (bbl/min)}} \quad \text{Ec. 31}$$

$$T = \frac{\text{Profundidad (pie)}}{\text{Velocidad anular (bbl/min)}} \quad \text{Ec. 32}$$

TIEMPO DE CICLO DEL LODO (minutos)

$$T = \frac{\text{Volumen total de lodo (bbl)}}{\text{Tasa de Bombeo (bbl/min)}} \quad \text{Ec. 33}$$

Nota: El volumen total de lodo incluye el volumen en la superficie más el volumen del hoyo con sarta adentro.

STROKES NECESARIOS PARA BOMBEAR O DESPLAZAR UN VOLUMEN

$$\text{Strokes} = \frac{\text{Volumen a desplazar (bbl)}}{\text{Tasa de Bombeo (bbl/Stroke)}} \quad \text{Ec. 34}$$

TIEMPO NECESARIOS PARA BOMBEAR O DESPLAZAR UN VOLUMEN (minutos)

$$T = \frac{\text{Volumen a desplazar (bbl)}}{\text{Tasa de Bombeo} \left(\frac{\text{bbl}}{\text{Stroke}} \right) \times \text{SPM} \left(\frac{\text{Stroke}}{\text{min}} \right)} \quad \text{Ec. 35}$$

GALONES POR MINUTOS PARA MECHAS PDC (gpm)

$$\text{Tasa de flujo mínima} = 12,72 \times \text{Diámetro de la mecha, plg} \times 1,47 \quad \text{Ec. 36}$$

GALONES POR MINUTOS PARA MECHAS TRICÓNICAS (gpm)

$$\text{Tasa de flujo} = \text{Diámetro de la mecha, plg} \times \text{Rango}^* \quad \text{Ec. 37}$$

*Generalmente el Rango esta entre 30 – 50 gpm por cada pulgada del diámetro de la mecha.

CONTROL DE PERFORACIÓN (ROP máxima) (pie/hr)

Fórmula para determinar la máxima velocidad de penetración al perforar hoyos de gran diámetro (14-1/4 plg y mayores)

$$ROP\ máx = \frac{67 \times (W_2 - W_1) \times VC}{D_h^2} \quad \text{Ec. 38}$$

Donde:

- W_2 = Densidad del lodo de salida, lpg
- W_1 = Densidad del lodo de entrada, lpg
- VC = Velocidad de circulación, gpm
- D_h = Diámetro del hoyo, plg

AREA TOTAL DE FLUJO (TFA) (plg²)

$$TFA = \frac{N^2}{1303,8} \quad \text{Ec. 39}$$

$$TFA = \frac{\left(\frac{D_1}{32}\right)^2 + \left(\frac{D_2}{32}\right)^2 + \left(\frac{D_3}{32}\right)^2 \dots + \left(\frac{D_n}{32}\right)^2}{1303,8} \quad \text{Ec. 40}$$

Donde:

- N = Diametro de la boquilla, plg
- D_1 = Densidad de la boquilla o chorro 1, plg
- D_2 = Densidad de la boquilla o chorro 2, plg
- D_3 = Densidad de la boquilla o chorro 3, plg

RANURAS POR PIE (Liner) (RPP)

$$n = \frac{12 \times \pi \times D \times C}{100 \times w \times l} \quad \text{Ec. 41}$$

Donde:

- n = Número de ranuras por pie
- D = Diámetro Interno de la tubería, plg
- C = Porcentaje de Área abierta, %
- w = Ancho de la ranura, plg
- l = longitud de la ranura, plg

BIBLIOGRAFÍA

PETROPIAR

- [1] Hernández, C., Fernández C., y Baptista, P. (2006). **Metodología de la Investigación**. Cuarta Edición. Editorial Mc Graw-Hill, México.
- [2] Arias, F. (2005). **El proyecto de investigación. Introducción a la metodología científica**. Quinta edición. Editorial Epistame, Caracas, Venezuela.
- [3] Puente, W. (2000). **Técnicas de investigación**. Consultado el 17 de Diciembre de 2011, <http://www.rppnet.com.ar/tecnicasdeinvestigacion.htm>
- [4] PDVSA Petropiar, Gerencia de Explotación. (2010). **Sometimiento de Reservas por Revisión de los Yacimientos K-P MFH 6, K-P MFH 9, R0-4 MFH 2, R0-4 MFH 9 y S-U3 MFH 2 del Campo Huyaparí**. PDVSA-PETROPIAR, Barcelona, Venezuela.
- [5] Vega, G. (2010). **Análisis del Daño de Formación en Pozos Horizontales del Campo Huyaparí**. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas.
- [6] PDVSA. (s.f.). Programa de Educación y Soberanía Petrolera, **Cuencas Petrolíferas en Venezuela**. Consultado el 14 de Noviembre del 2011, www.pdvsa.com/PESP/pages_pespp/index.html
- [7] PDVSA. (s.f.). Programa de Educación y Soberanía Petrolera, **Conociendo nuestros yacimientos**. Consultado el 14 de Noviembre del 2011, www.pdvsa.com/PESP/pages_pespp/index.html
- [8] Pinto, J. y Mora, N. (2011). **Elaboración de una propuesta que permita mejorar las condiciones operativas del bombeo de cavidades progresivas de los pozos pertenecientes al Campo Huyaparí de PDVSA - PetroPiar**. Trabajo Especial de Grado. Universidad Politécnica Nacional de la Fuerza Armada Bolivariana, Valencia, Venezuela.
- [9] Léxico Estratigráfico de Venezuela (1997).
- [10] Marcelo. (2009). **Cuenca Petrolífera**. Consultado el 14 de Noviembre del 2011, www.blogpetrolero.blogspot.com
- [11] Díaz, P. (2009). **Clases de Pozos I**. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.
- [12] Bridoux, M. y Ganzo, A. (2009). **Propuesta de Manual Operacional para la Perforación de pozos Horizontales, Bajo el Esquema de Macollas, en la Faja Petrolífera del Orinoco**. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas.
- [13] Prieto, A. (2007). **Manual Técnico, Tecnología del Fluido de Perforación**.

- [14] Díaz, P. y Méndez, A. (2007). **Fundamentos Teórico Prácticos de Perforación de Pozos: Problemas de Hoyo, Perforación Direcccionada, Revestimientos, Cementación Y Nuevas Tecnologías.** Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas.
- [15] Schlumberger. (s.f.). **Manual Tecnología de Perforación.**
- [16] Chilon, J. (s.f.). Manual para Ingenieros Petroleros, **Enciclopedia de Perforación.** Consultado 12 de diciembre del 2011, <http://chilonunellez.blogspot.com/search/label/perforacion>
- [17] Martorano, P. (2010). **Clases de Pozos II.** Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.
- [18] TIET. (2012). **Esquema de Ranurado.**
- [19] Baroid Surface Solutions. (2004). **Manual de Control de Solidos y Manejo de Desechos V1.**
- [20] Halliburton Baroid (2003). **Guía Básica de Control de Solidos.**
- [21] Mi Swaco. (2004). **Curso de Control de Solidos.**
- [22] Ronny, O. (2010). **Conceptos Básicos y Esquematzación sobre la Perforación Horizontal.** PDVSA PetroPiar, El Tigre, Anzoátegui.
- [23] Schlumberger. (1997). Drilles Sttuck pipe Handbook.
- [24] BP Amoco. (2001). **Curso de Capacitación para Reducir Eventos No Previstos.**
- [25] Centro de Formación Petrolera Querecual. (s.f.). **Manual de Control de Pozos.**
- [26] CISHAC. (2011). **Curso Seguridad Básica: Identificación de Peligros y Riesgos (IPER).** Punto Fijo, Falcón.
- [27] Montanares, J. (s.f.). **Equipos de Protección Personal.** Consultado 1 de febrero del 2012, <http://paritarios.cl>
- [28] PDVSA Petropiar. (s.f.). **Centro de Tratamiento y Recobro de Desechos (CTRD).**
- [29] Cameron. (2002). **Running Procedures for Petrolera Ameriven.**
- [30] Cameron. (s.f.). **Cabezal de conexión rápida, Proceso de Instalación.**
- [31] Baker Hughes INTEQ. (1998). Fluidos Manual de Ingeniería. Houston, EEUU.
- [32] Drillbert Engineering Inc. (2001).
- [33] PDVSA Petropiar, Gerencia de Producción (s.f.). Departamento de Perforación. **Planificación de la Perforación.** Barcelona, Anzoátegui.
- [34] Baker Hughes. (s.f.). **Plan de Trabajo para el Asentamiento de la Empacadura.**
- [35] Baker Hughes. (s.f.). **Packer Systems Catalog.** Consultado 10 diciembre del 2011, <http://www.bakerhughes.com>
- [36] Randy Smith (s.f.). **Curso de Control de pozos.** Bogotá. Colombia.

- [37] Aristimuño, E. y Briceño, C. (2012). **Propuesta de un Manual de Perforación con Desarrollo de Procedimientos para Pozos Horizontales del Campo Huyapari, PDVSA Petropiar, División Ayacucho De La Faja Petrolífera Del Orinoco.** Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas.