



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

Perforación No Convencional

TESINA

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Héctor Armando Díaz González

DIRECTOR DE TESINA

Ing. Juan Carlos Sabido Alcántara



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2018

Agradecimientos

A mi mamá. La persona que siempre ha visto por el bienestar mío y de mis hermanos, te agradezco infinitamente el apoyo incondicional en momentos buenos y malos. Espero poder retribuir en algún momento al menos un poco de lo mucho que me has dado.

A mi hermano Luis Vidal. Te agradezco siempre el soporte para seguir y todas las veces que me ayudaste con una y mil cosas distintas, no únicamente en la escuela, cada consejo me ayudó a ser un poco mejor. Siempre mi ejemplo a seguir.

A mi hermana Cecilia Romina. Agradezco que siempre has estado para ayudar, tal vez de manera más silenciosa pero sé que puedo contar contigo en cualquier momento que se necesite.

A mi abuela María Concepción. Siempre has estado cuando se ha requerido y me has apoyado en todo lo que he querido emprender, te agradezco que en cada momento has estado para ayudarnos y apoyarnos.

A mis profesores de la Facultad de Ingeniería. Gracias a todos ellos es que hoy día puedo presentar este trabajo y que puedo concluir una carrera profesional, gracias por sus enseñanzas.

A mis amigos. Todas las personas que han dejado un poco a lo largo de mi vida, esas personas que me motivaron a seguir con mi carrera. Todos aquellos que dentro del campo fueron y han sido buenos compañeros y amigos.

A mis coaches dentro del football. Esas personas que a pesar de ser una etapa transitoria de la vida fueron parte del proceso de formación y disciplina, esas personas que también contribuyeron a modelar la persona que soy hoy y que inspiraron esa faceta de no rendirse y mejorar día a día.

A Marlene Gutiérrez. A pesar de ser poco tiempo de conocernos, siempre me has impulsado a concluir este proceso y esta etapa final de la carrera que concluye. Me has apoyado en los últimos meses en mis proyectos y ambiciones.

Al Ing. Juan Carlos Sabido. Gracias por darle forma a este proyecto y con su exigencia y tiempo invertido hacerlo de mejor calidad.

Contenido

Índice.

Objetivo.....	6
Resumen/Abstract.....	7
Capítulo 1. Conceptos Básicos.....	8
1.1. Historia de la Perforación de Pozos Petroleros	8
1.1.1. Primeros Indicios.....	8
1.1.2. Inicio.....	10
1.1.3. Desarrollo.....	11
1.1.4. Automatización.....	13
1.2. Clasificación de Pozos.....	14
1.2.1. Pozos por trayectoria direccional.....	14
1.2.1.1. Pozos direccionales de tipo “S”.....	14
1.2.1.2. Pozos direccionales de tipo “S-modificado”.....	16
1.2.1.3. Pozos direccionales de tipo “J” o “Slant”.....	16
1.2.1.4. Pozos direccionales de construcción continua.....	17
1.2.1.5. Pozos direccionales horizontales.....	18
1.2.1.6. Pozos multilaterales.....	20
1.2.2. Pozos por su función.....	20
1.2.2.1. Pozos de exploración.....	21
1.2.2.2. Pozos delimitadores.....	21
1.2.2.3. Pozos de desarrollo.....	21
1.3. Equipos de perforación.....	22
1.3.1. Equipos terrestres.....	26
1.3.2. Equipos marinos.....	28
1.4. Perforación direccional.....	29
1.4.1. Coordenadas UTM.....	31
1.4.2. KOP y EOB.....	32
1.4.3. Dogleg (pata de perro).....	33
1.4.4. Inclinación.....	33
1.4.5. Azimuth.....	33
1.4.6. Desplazamiento.....	34
1.4.7. Metros desarrollados y metros verticales.....	34
1.4.8. Herramientas direccionales.....	35
1.4.9. Herramientas de monitoreo.....	39
Capítulo 2. Perforación Radial.....	40
2.1 Descripción.....	40
2.1.1 Herramientas y equipos.....	44
2.1.2 Proceso.....	47
2.1.2.1 URRS.....	48
2.1.2.2 QRS.....	50
2.2 Yacimientos a los que aplica.....	52
2.2.1 Restricciones.....	52
2.3 Ventajas y desventajas.....	53
2.3.1 Ventajas.....	53

Contenido

2.3.2	Desventajas.....	54
Capítulo 3.	Perforación con tubería de revestimiento.....	56
3.1	Descripción.....	56
3.1.1	Herramientas y equipos.....	59
3.1.2	Proceso.....	61
3.2	Yacimientos a los que aplica.....	64
3.2.1	Restricciones.....	64
3.3	Ventajas y desventajas.....	65
3.3.1	Ventajas.....	65
3.3.2	Desventajas.....	67
Capítulo 4.	Perforación Bajo Balance.....	69
4.1	Descripción.....	69
4.1.1	Herramientas y equipos.....	75
4.1.2	Proceso.....	76
4.1.2.1	Inyección conjunta desde la sarta de perforación.....	78
4.1.2.2	Inyección desde el espacio anular mediante el uso de tubería parasito.....	79
4.1.2.3	Inyección desde el espacio anular a través de una tubería concéntrica.....	79
4.2	Yacimientos a los que aplica.....	82
4.2.1	Restricciones.....	83
4.3	Ventajas y desventajas.....	84
4.3.1	Ventajas.....	84
4.3.2	Desventajas.....	85
Capítulo 5.	Perforación multilateral.....	88
5.1	Descripción.....	88
5.1.1	Herramientas y equipos.....	94
5.1.2	Proceso.....	96
5.1.2.1	Laterales múltiples en campos nuevos.....	98
5.1.2.2	Laterales de re entrada.....	102
5.2	Yacimientos a los que aplica.....	103
5.2.1	Restricciones.....	104
5.3	Ventajas y desventajas.....	104
5.3.1	Ventajas.....	105
5.3.2	Desventajas.....	106
Capítulo 6.	Perforación de Aguas Profundas.....	108
6.1	Descripción.....	108
6.1.1	Proceso.....	111
6.1.2	Herramientas y equipos.....	116
6.2	Barreras y obstáculos.....	120
6.3	Oportunidades.....	120
Capítulo 7.	Perforación con inyección de nitrógeno.....	124
7.1	Descripción.....	124
7.1.1	Herramientas y equipos.....	128
7.1.2	Proceso.....	131

Contenido

7.1.2.1	PIN gaseoso.....	132
7.1.2.2	PIN líquido.....	133
7.2	Yacimientos a los que aplica.....	136
7.2.1	Restricciones.....	137
7.3	Ventajas y desventajas.....	138
7.3.1	Ventajas.....	138
7.3.2	Desventajas.....	140
Capítulo 8.	Otras Tecnologías.....	142
8.1	Fluidos de perforación.....	142
8.1.1	Propiedades de los fluidos.....	142
8.1.1.1	Filtración.....	142
8.1.1.2	Densidad.....	145
8.1.1.3	Potencial Hidrógeno.....	146
8.1.1.4	Viscosidad.....	148
8.1.2	Funciones del fluido.....	149
8.1.2.1	Control de la presión.....	149
8.1.2.2	Remoción y suspensión de recortes.....	150
8.1.2.3	Lubricación y enfriamiento de la barrena.....	150
8.1.2.4	Mantenimiento parcial de la carga sobre el equipo.....	151
8.1.2.5	Transmitir potencia mecánica a la barrena y otro equipos.....	151
8.1.2.6	Estabilidad e integridad de la formación.....	151
8.1.3	Tipos de fluidos.....	152
8.1.3.1	Fluidos base agua.....	153
8.1.3.2	Fluidos base aceite.....	153
8.1.3.3	Fluidos base sintética.....	153
8.1.3.4	Gases.....	154
8.1.4	Un vistazo el futuro del fluido.....	154
8.2	Barrenas de perforación.....	155
8.2.1	Evolución constante.....	155
8.2.2	Tipos de barrenas de perforación.....	158
8.2.2.1	Barrenas de conos giratorios.....	158
8.2.2.2	Barrenas de cortadores fijos.....	158
8.2.3	Complicaciones.....	159
8.2.4	El futuro de las barrenas de perforación.....	160
8.3	Control de la pérdida de circulación.....	161
8.3.1	Resistencia a la propagación de la fractura.....	164
8.3.2	Mejoramiento del esfuerzo tangencial.....	164
8.3.3	Aislamiento del pozo.....	164
8.3.4	Esfuerzo de cierre de la fractura.....	165
	Conclusiones y Recomendaciones.....	166
	Anexos.....	167
	Referencias.....	180

Contenido

Índice de Figuras.

Figura 1.1. Equipo de percusión	8
Figura 1.2. Barrena de aleta	9
Figura 1.3. Pozo Spindletop	11
Figura 1.4. Barrena tipo Jet	12
Figura 1.5. Barrena con escariadores	13
Figura 1.6. Equipo automatizado de monitoreo.....	13
Figura 1.7. Pozo tipo “S”	15
Figura 1.8. Pozo tipo “S-modificado”.....	16
Figura 1.9. Perfil de pozo “J”.....	17
Figura 1.10. Pozo de construcción continua.....	17
Figura 1.11. Secciones de un pozo horizontal. KOP, EOB y LS.....	18
Figura 1.12. Perforación multilateral.....	20
Figura 1.13. Sistemas del equipo perforación.....	23
Figura 1.14. Clasificación de los equipos de perforación.....	26
Figura 1.15. Equipo auto transportable.....	27
Figura 1.16. Equipo modular de perforación.....	27
Figura 1.17. Motores de generación de energía tipo diésel.....	28
Figura 1.18. Barcaza perforadora.....	28
Figura 1.19. Equipos marinos de perforación.....	29
Figura 1.20. Aplicaciones de la perforación direccional.....	31
Figura 1.21. KOP y EOB de algunos pozos.....	32
Figura 1.22. Dogleg.....	33
Figura 1.23. Inclinación y azimuth de una perforación.....	34
Figura 1.24. Metros verticales, metros desarrollados y desplazamiento de una perforación	35
Figura 1.25. Whipstock o cuchara.....	36
Figura 1.26. Accionamiento de una barrena tipo jet.....	37
Figura 1.27. Acción del motor de fondo.....	38
Figura 1.28. Barrena de perforación equipada con turbinas.....	39
Figura 1.29. Configuración BHA simple y muticomponente.....	39
Figura 2.1. Perforación radial en intervalos distintos.....	40
Figura 2.2. Radios de curvatura de los sistemas URRS y QRS.....	42
Figura 2.3. Esquema representativo de la distribución de las toberas en una herramienta tipo jet.....	43
Figura 2.4. Áreas dañadas cercanas a un pozo.....	43
Figura 2.5. Combinación del método Huff and Puff con una perforación radial.....	44
Figura 2.6. Barrena para perforar un revestimiento.....	46
Figura 2.7. Desviador de dirección.....	46
Figura 2.8. Tipos de perforación de un lateral radial.....	47
Figura 2.9. Arreglo de los elementos utilizados en una perforación radial.....	48
Figura 2.10. Accionamiento de la herramienta de perforación a chorro.....	50
Figura 2.11. Metodología simplificada de la perforación radial URRS.....	50
Figura 2.12. Proceso de perforación por etapas del sistema QRS.....	51
Figura 3.1. Diámetros de una TR y una TP.....	56

Contenido

Figura 3.2. Instalaciones superficiales en una perforación con tubería de revestimiento (CD)	57
Figura 3.3. Diferentes tipos de CD.....	58
Figura 3.4. Ensamblaje de un BHA para una perforación.....	59
Figura 3.5. Estabilizadores de caras helicoidales.....	60
Figura 3.6. Distintas configuraciones para los elementos de un BHA.....	60
Figura 3.7. Herramienta DLA.....	61
Figura 3.8. Relación de diámetros entra la barrena, la TR y los ampliadores.....	62
Figura 3.9. Funcionalidad de la herramienta DLA.....	63
Figura 3.10. Enjarres en una perforación con revestimiento.....	66
Figura 3.11. Terminación de la perforación con revestimiento.....	67
Figura 4.1. Ventana operativa convencional.....	70
Figura 4.2. Ventana operativa bajo balance.....	71
Figura 4.3. Esquema de revestimiento de un pozo bajo balance y convencional.....	72
Figura 4.4. Zonas de inyección para disminuir la ECD.....	73
Figura 4.5. Tipos de flujos multifásicos en tubería.....	74
Figura 4.6. Equipo booster.....	76
Figura 4.7. Tipos de terminación de una perforación bajo balance.....	81
Figura 4.8. Conexión inflable para aislar el intervalo a perforar.....	82
Figura 4.9. Método de válvulas sub-superficiales.....	83
Figura 4.10. Perforación bajo balance y una perforación convencional.....	85
Figura 5.1. Perforación multilateral.....	88
Figura 5.2. Clasificación del tipo de lateral.....	89
Figura 5.3. Funcionamiento de la herramienta de localización de la ventana.....	94
Figura 5.4. Daño causado a la formación por la herramienta localizadora.....	95
Figura 5.5. Cuña desviadora hueca.....	95
Figura 5.6. Liner ranurado.....	96
Figura 5.7. Diagrama de flujo para el análisis de una perforación multilateral.....	98
Figura 5.8. Proceso de la apertura de un lateral.....	100
Figura 5.9. Funcionamiento de la herramienta de molido del revestimiento.....	101
Figura 5.10. Asilamiento de un lateral mediante el uso de empacadores.....	102
Figura 5.11. Alcances de la perforación multilateral.....	103
Figura 5.12. Problemáticas de una perforación multilateral.....	107
Figura 6.1. Clasificación de la perforación en aguas profundas.....	109
Figura 6.2. Estimulaciones para realizar prospecciones en zonas marítimas.....	110
Figura 6.3. Explosión en plataforma del Golfo de México.....	111
Figura 6.4. Blow-out preventer submarino.....	112
Figura 6.5. Riser conectado al BOP.....	114
Figura 6.6. Uso de dos Risers concéntricos.....	115
Figura 6.7. Línea auxiliar de recuperación acoplada al BOP.....	115
Figura 6.8. Plataforma de almacenamiento tipo Condeep.....	117
Figura 6.9. Tipos de plataformas de perforación.....	118
Figura 6.10. Junta deslizante de una perforación de aguas profundas.....	118

Contenido

Figura 6.11. BOP secundario en las plataformas de perforación.....	119
Figura 6.12. Hidratos de gas acumulados en una tubería de perforación.....	121
Figura 6.13. Accidentes derivados de malos procedimientos en la perforación en aguas profundas.....	122
Figura 7.1. Flujo de nitrógeno gaseoso hacia la tuberías de un pozo.....	124
Figura 7.2. Movimiento tipo pistón de una tubería.....	125
Figura 7.3. Principio de operación de una perforación con inyección de nitrógeno líquido.....	127
Figura 7.4. Generación de lodos debido a un acuífero en las cercanías de una perforación con nitrógeno líquido.....	129
Figura 7.5. Equipos críticos en una perforación con nitrógeno líquido.....	129
Figura 7.6. Equipo de una perforación con nitrógeno líquido.....	131
Figura 7.7. Condiciones de perforación con inyección de nitrógeno gaseoso.....	135
Figura 7.8. Cristalización de los fluidos in-situ mediante la inyección de nitrógeno líquido.....	136
Figura 7.9. Posibles complicaciones en una perforación direccional con inyección de nitrógeno.....	138
Figura 8.1. Explosión de un pozo petrolero por malas prácticas en el manejo de fluidos.....	143
Figura 8.2. Consecuencia de la pérdida excesiva de fluido al intervalo.....	144
Figura 8.3. Dificultades en la conectividad de poros ocasionada por un fluido invasivo.....	145
Figura 8.4. Pruebas de filtración.....	145
Figura 8.5. Diferentes condiciones en la filtración de un fluido.....	147
Figura 8.6. Daños provocados a las tuberías por un fluido corrosivo.....	148
Figura 8.7. Ventana operativa de un caso real.....	151
Figura 8.8. Formación del enjarre en un espacio anular.....	152
Figura 8.9. Pruebas sobre la calidad de un fluido.....	154
Figura 8.10. Diversas barrenas de tipo aleta.....	155
Figura 8.11. Barrenas de conos giratorios o triconicas.....	156
Figura 8.12. Barrenas de cortadores fijos.....	157
Figura 8.13. Esquema evolutivo de las barrenas.....	157
Figura 8.14. Ventajas de las barrenas de conos giratorios.....	159
Figura 8.15. Consecuencias de un mal funcionamiento en la barrena de perforación.....	161
Figura 8.16. Simulación de software de la hidráulica de una barrena.....	162
Figura 8.17. Comportamiento de la presión con la inyección de fluido.....	163
Figura 8.18. Descripción de la obturación de una fractura.....	165
Figura A1.1. Acumulaciones estratigráficas más comunes.....	168
Figura A1.2. Clasificación de yacimientos de McCain.....	169
Figura A1.3. Diversas compactaciones de una matriz.....	170
Figura A1.4. Retos de la perforación en aguas profundas.....	171

Contenido

Figura A1.5. Clasificación de yacimientos por condiciones de presión y temperatura.....	172
Figura A1.6. Yacimientos de arenas bituminosas.....	173
Figura A2.1. Funcionalidad de la columna hidrostática.....	175
Figura A2.2. Distribución de la presión en una sección de una perforación... ..	175
Figura A2.3. Condiciones de los gradientes de presión en una formación.....	176
Figura A2.4. Experimento de Terzaghi.....	177
Figura A2.5. Ventana operativa con profundidades de asentamiento.....	178
Figura A2.6. Comportamiento de la presión en un fracturamiento hidráulico.....	179

Contenido

Índice de tablas.

Tabla 1.1. Clasificación de pozos horizontales.....	19
Tabla 2.1. Balance de ventajas y desventajas de la perforación radial.....	55
Tabla 3.1. Balance de ventajas y desventajas de la perforación con tubería de revestimiento.....	68
Tabla 4.1. Equipos para una perforación bajo balance.....	77-78
Tabla 4.2. Balance de ventajas y desventajas de la perforación bajo balance.....	87
Tabla 5.1. Niveles de la terminación de laterales.....	92
Tabla 5.2. Tipos de configuración en la construcción de laterales.....	93
Tabla 5.3. Balance de ventajas y desventajas de la perforación multilateral.....	107
Tabla 7.1. Balance de ventajas y desventajas de la perforación con inyección de nitrógeno.....	141

Objetivo.

El objetivo de este trabajo está enfocado en dar a conocer y promover los distintos métodos de perforación que existen para un pozo petrolero.

Profundizar en diversos métodos de perforación se vuelve cada más importante, por tal motivo puede ser clave realizar una descripción del marco teórico, así como las principales características de éstos. Dicha descripción de cada una de las técnicas de perforación permitirán distinguir las ventajas y adversidades de cada uno de éstos.

Actualmente los métodos alternativos para una perforación se encuentran en estado constante de desarrollo, por dicho motivo es que se busca que se mantengan dichos avances. A través de dichas innovaciones será posible aumentar las proyecciones en la implementación constante de aquellos métodos que no han sido ampliamente explotados.

Resumen

La explotación de yacimientos de hidrocarburo en todo el mundo ha pasado por grandes cambios a lo largo de la historia. La necesidad de acceder a un número cada vez mayor de yacimientos ha forzado a la industria a adaptarse a los impedimentos que presentan distintos ambientes dentro de los yacimientos.

La perforación de pozos petroleros ha sido una de las actividades que han tenido un mayor número de adaptaciones con el objetivo de realizar operaciones cada vez más productivas y menos dañinas para los yacimientos en perforación, se ha buscado que las operaciones se adapten y se particularicen para lograr objetivos específicos. Operaciones cada vez más efectivas y seguras promueven un menor daño al ambiente, así como al capital humano presente durante los trabajos, esto debe ser una prioridad en toda operación.

Cuando se requiere perforar pozos de diversas características es necesario tomar en cuenta las mismas para poner en práctica el método de perforación que haga más rentable la operación, estas consideraciones pueden ser tomadas con respecto a factores económicos, técnicos y de tiempo. Para que sea elegido el método de perforación más conveniente se requieren estudios que comprueben la efectividad de diversos métodos y así, poner en práctica el método de perforación más conveniente para las características del yacimiento. Hoy día existen diversos métodos de perforación los cuales pueden ser acoplados a las características que presenta una formación, la combinación de los mismos es una opción para direccionar la perforación de un pozo hacia una operación mucho más efectiva.

Abstract

The production of hydrocarbon reservoirs around the world has been past through a lot of changes in their history. The necessity of get access to a bigger number of reservoirs pushes the industry to adapt itself to the barriers and different environments that the reservoirs presents.

The well drilling have been one of many activities with a significant number of adaptations with the objective to make operations more productive and less harmful to the reservoirs to be drilled, it is been a search for the operations to adapt and particularize to achieve specific objectives. More efficient and secure operations promote less damage to the environment, as well as to the people involved during that works, this need to be a main issue through the operation.

When it is required to drill reservoirs with specific features it is necessary to have them in mind in order to select the most profitable drilling method, this features could be directed to specific areas such as time of the operation, economics and technical. In order to select the most convenient drilling method it is required to make studies that prove the effectiveness of different methods and only then choose the correct method according to the reservoir features. These days there are many different drilling methods that could be adjusted to the reservoir features, the mix of these methods is an option to aim to a much more effective operation.

Capítulo 1. Conceptos básicos.

1.1. Historia de la Perforación de Pozos Petroleros.

La industria petrolera no es algo que sea nuevo para la humanidad ni algo tan reciente ni incluso algo del siglo pasado, esta industria tiene sus inicios cuando una de las ramas más importantes de la misma, la perforación, tuvo su arranque en el siglo XIX. Aunque los primeros indicios que se tienen de la perforación de pozos sean del año 3000 A. C. cuando los egipcios hicieron uso de mecanismos de perforación basados en la rotación para la construcción de pozos de agua.

1.1.1. Primeros indicios.

Los primeros registros de pozos perforados con el objetivo de producir hidrocarburos conocidos fueron en China, en fechas cercanas al año 300 D. C. y de igual manera se registró la actividad en Japón aproximadamente en el año 600. Siguiendo el orden cronológico de registros de actividad de perforación, se tiene que el primer pozo perforado en Europa data de 1745 en Francia, continuaron las perforaciones en otras regiones del mundo como lo son Norte América y de nuevo Asia, en la bahía de Baku, aunque con el uso de herramientas más rudimentarias.

Durante los inicios de la perforación de pozos, dicha actividad no se desarrollaba como la conocemos hoy día, la penetración consistía de herramientas de impacto o "percusión", es decir, aparejos que utilizaban un artefacto tipo grúa que era capaz de suspender una barrena de acero para posteriormente dejarla caer en el suelo para crear el agujero, esta actividad era repetida hasta que se tenía la necesidad de remover los recortes o restos de roca para continuar la perforación aunque por estas razones, conforme se llegaba a profundidades mayores esto se complicaba por lo que las formaciones que se desarrollaban en aquellos días no eran de gran profundidad. La Figura 1.1 es una muestra del aparejo de perforación basada en la percusión.

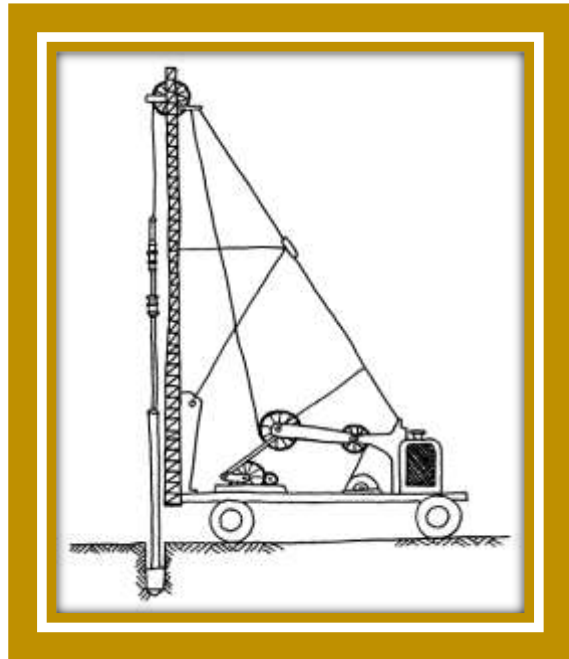


Figura 1.1. Equipo de percusión.

Tomada de

<http://victoryepes.blogs.upv.es/2015/05/15/perforacion-a-percusion-con-cable/>

Respetando un orden temporal, los primeros indicios del uso de una herramienta de perforación a base de rotación se tuvieron en 1844 con Robert Beart en Inglaterra. El siguiente año en Francia se tuvo una primicia de un fluido de perforación en Francia cuando

El siguiente año en Francia se tuvo una primicia de un fluido de perforación en Francia cuando

Fauvelle tomó el agua como tal para la remoción de recortes cuando aún era utilizado el método de percusión para realizar una perforación.

Uno de los datos más importantes de la historia previa a la perforación moderna tuvo lugar en Estados Unidos cuando se registra el primer pozo realmente planeado para la producción de aceite cuando Edwin L. Drake perforó el pozo bajo el mismo nombre, el cual, utilizando un motor de 6 hp (caballos de fuerza), logró alcanzar una profundidad de 69.5 ft (pies) y que tuvo una producción de entre 8-10 barriles por día. Durante esta época y a sabiendas del pozo Drake, el uso de la herramienta de percusión para la perforación tuvo un amplio auge.

Continuando con el descubrimiento de algunos elementos que hoy en día son fundamentales en la industria, poco tiempo después durante el año de 1860, otro ingeniero francés de nombre Leschot utilizó por primera vez el diamante como material de una barrena con el objetivo de construir un túnel en los Alpes suizos.

Sin una fecha exacta durante la década de los 50's del siglo XIX, la primer barrena de acción cortante se adjudica al norteamericano Catlin. Esta innovación dio lugar al primer pozo mediante una perforación rotatoria realizada por Sweeney en los Estados Unidos. De igual manera, Sweeney argumentaba que podía utilizarse como fluido de circulación el aire por lo que dio uso a una barrena tipo navaja o llamada "cola de pescado" por la forma de la misma, la Figura 1.2 ilustra este tipo de barrena.

La evolución de elementos de importancia continuó cuando en el año de 1887, el norteamericano Chapman, hizo uso de materiales como cemento o arcilla como aditivos al fluido de circulación y así poder sellar la pared del agujero, con esto comenzó a tomarse énfasis en el fluido de control durante las operaciones de perforación.



Figura 1.2. Barrena tipo aleta de pescado.
Tomada de "Drilling And Drilling Fluids". G. V. Chilingarian.

Fue para el año de 1890 cuando se dio le dio mayor importancia a la perforación para la obtención de petróleo cuando en un pozo de perforación rotatoria que originalmente era de agua sirvió para descubrir aceite en Corsicana, Texas.

La historia de la perforación petrolera de acuerdo con algunos autores puede ser dividida en tres periodos de cambio, el de inicio, el de desarrollo y el de automatización.

1.1.2. Inicio.

La época "moderna" de la historia de la construcción de pozos petroleros da inicio en el año de 1890 cuando Patillo Higgins en los Estados Unidos dio a conocer su teoría de que los pozos que habían sido perforados previamente no eran los únicos alcances de la ésta, él decía que era posible realizar una perforación de 1000 ft por debajo de una formación tipo domo salino que estaba ubicado en el campo de Corsicana, Texas. Esto llevó a Higgins a una sociedad con el ex capitán naval e ingeniero Anthony Francis Lucas. Una vez concretada dicha sociedad, contrataron a los hermanos Hamill quienes llevaron consigo la herramienta para realizar una penetración rotatoria. La construcción del pozo Lucas Spindletop tomó en consideración los desarrollos tecnológicos previos, tal como el sistema de rotación en conjunción con una barrena de tipo corte y el uso de un fluido de perforación que permitió la estabilidad del pozo durante la operación. El pozo Lucas Spindletop tuvo la mayor producción nunca antes vista, un gasto de entre 80 000 y 100 000 barriles por día en una impresionante salida del fluido como tipo géiser. La Figura 1.3 es una postal de dicho evento. El éxito del pozo Lucas Spindletop arrojó la conclusión de la viabilidad de la perforación de tipo rotaria en conjunto con el sistema de fluidos para estabilidad y arrastre de recortes.

Con esto buscó mejorarse lo que se tenía previamente, adelantos en el tipo de barrena se dieron alrededor del año 1908. De igual forma la búsqueda de la circulación del fluido trajo el desarrollo de bombas en el año de 1910 con un flujo no mayor a 250 gal/min (galones por minuto) a 500 psi (libra por pulgada cuadrada) de descarga, ya para el año de 1928, la capacidad de las bombas alcanzó una capacidad de 1500 psi de descarga. El fluido como tal no alcanzó desarrollo sino hasta el año de 1920 cuando el uso de barita aumentaba la densidad del fluido mejorando sus capacidades.

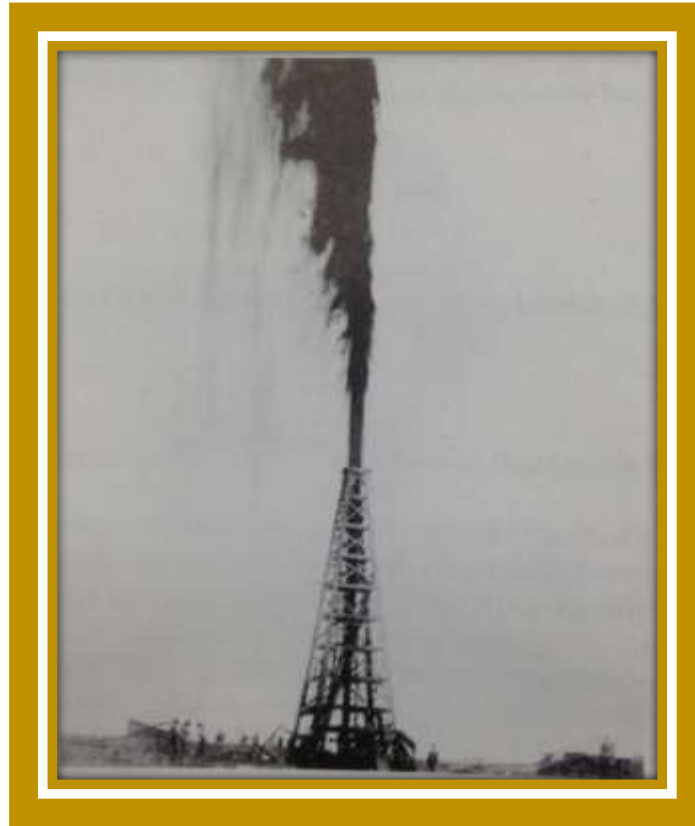


Figura 1.3. El pozo Spindletop fue el primero en poner en práctica la perforación rotaria. Aquí, el momento en el cual produce hidrocarburo a chorro.

Tomada de "Fundamentals Of Drilling Engineering". Robert Mitchell

1.1.3. Desarrollo.

Este periodo de la historia de la perforación de pozos petroleros es uno de los más importantes, comprende del año 1928 al año 1968. La trascendencia de este periodo de tiempo recae en las innovaciones de múltiples elementos, llámese fluidos o los segmentos mecánicos de los sistemas de perforación, esta época histórica tiene su importancia cuando se analiza que en el transcurso de estos años y a diferencia de las épocas anteriores donde los avances fueron descubrimientos, esta época trajo un periodo de desarrollo y trabajo sobre dichos elementos. Puede verse el desarrollo en la capacidad de perforación que fue alcanzada durante esta época, solo en Estados Unidos, la capacidad de extensión en la profundidad de una perforación alcanzó un aumento del 57%, es decir, un incremento en la capacidad de perforación de 17 832 ft a 31 000 ft en 1974.

El desarrollo de esta época comenzó en la década de 1930 cuando iniciaron las pruebas sobre los fluidos de perforación, éstas fueron pruebas de viscosidad o de densidad, de igual manera que la implementación de pruebas de filtrado corresponden a este periodo.

Durante los primeros años de la década, se inició el uso de toberas en las barrenas para aumentar el grado de penetración así como el desarrollo de barrenas con tres cortadores

de tipo navaja, el llamado cola de pescado tenía una aleta más, este tipo de barrenas fueron introducidas a la industria comercial por Hughes Tool Company.

En el área de los fluidos, para el año de 1935, el desarrollo de los fluidos se hizo notorio cuando Harth introdujo el uso de bentonita como aditivo al fluido de perforación para la suspensión de los recortes, esto mejoro ampliamente las capacidades de los fluidos de perforación, así fue como surgió una industria totalmente dedicada a la mejora de los fluidos. Estas características serán descritas a fondo en secciones posteriores.

Durante la década de 1940, durante sus primeros años, se realizaron las primeras pruebas de una barrena con tres cortadores de roca que además permitían el paso de fluidos a través de ésta, la circulación de dicho fluido por las toberas de la barrena aumentaron el grado de penetración de la misma comenzando así la ingeniería en dichos elementos. No fue hasta finales de los 40's y principios de los 50's cuando se introdujeron de manera definitiva a la industria. La Figura 1.4 muestra un esquema del tipo de barrena descrito.

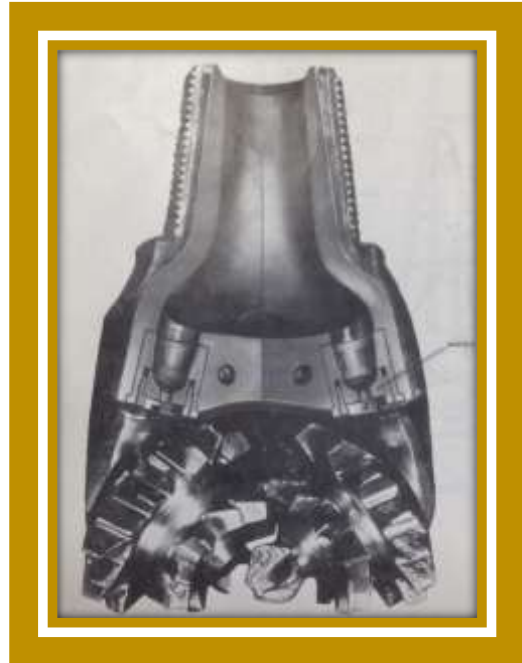


Figura 1.4. La barrena tipo jet permite el paso de fluido a través de sus toberas para aumentar la eficiencia de la misma. Tomada de "Fundamentals Of Drilling Engineering". Robert Mitchel

Seguido a esto, se identificaron otro tipo de necesidades de la industria, cuando se implementó la operación de revestir y cementar los agujeros perforados, fue necesario el aumento del espacio anular entre la tubería y la formación por lo cual se necesitó de una herramienta especializada. El llamado escariador fue una herramienta desarrollada durante la década de las años 50's que consistía de un elemento anterior a la barrena de perforación que era capaz de desplegar brazos perpendiculares a la sarta de perforación para aumentar el diámetro del agujero bajo una tubería de revestimiento, estos brazos raspaban la pared del agujero para dicha tarea, la Figura 1.5 muestra el principio de operación de la herramienta.

Durante todo este periodo de desarrollo, continuó el avance en el sistema de circulación para el fluido o lodo de perforación, así fue como la mejora en las bombas se produjo alcanzado potencias de bombeo mayores del orden de 3000 psi como presión de descarga. Un desarrollo completo de un complejo sistema de flujo de lodo de perforación fue desarrollado durante esta época, dando principio a lo que hoy en día es utilizado en la industria tanto para la circulación como en el área de limpieza del fluido con la finalidad de recircularlo a través del pozo manteniendo los requerimientos necesarios.



Figura 1.5. Barrena con escariadores para aumentar el diámetro del agujero y permitir el paso de la tubería de revestimiento.

Durante el final de este periodo de historia de la perforación petrolera, Gray y Young (1973) revisaron 25 años de la perforación concluyendo que el avance de este periodo fue de consideración ya que aunque los principios de la operación no han cambiado a través del tiempo se han alcanzado objetivos para la mejora del mismo como el desarrollo de materiales utilizados hoy día en las barrenas de perforación como son por ejemplo, las barrenas de carburo tungsteno. También el alcance en el estudio de los tipos de rocas encontrados en cada formación para poder facilitar la perforación de éstas haciendo una combinación de los elementos antes mencionados y lograr una mejora de la relación costo-beneficio.

1.1.4. Automatización.

A partir del año de 1968 el desarrollo del equipo utilizado en las prácticas de perforación de pozos petroleros disminuyó su velocidad, esto se debió a que durante esta época la cantidad de operaciones de perforación aumentó en una cantidad considerable por lo que los ingenieros de producción de aquella época creyeron en la necesidad de utilizar equipos computarizados para ponerlos en práctica. El cambio en los materiales de los equipos de perforación ha traído consigo un cambio en el periodo de automatización de la operación.

Hoy día la utilización de herramientas computarizadas resulta clave en las operaciones de la construcción de pozos ya que se ha desarrollado una gran cantidad de equipo de monitoreo que hace posible realizar perforaciones a grandes profundidades que antes quizá eran impensables. La Figura 1.6 muestra un sistema de perforación automatizado.

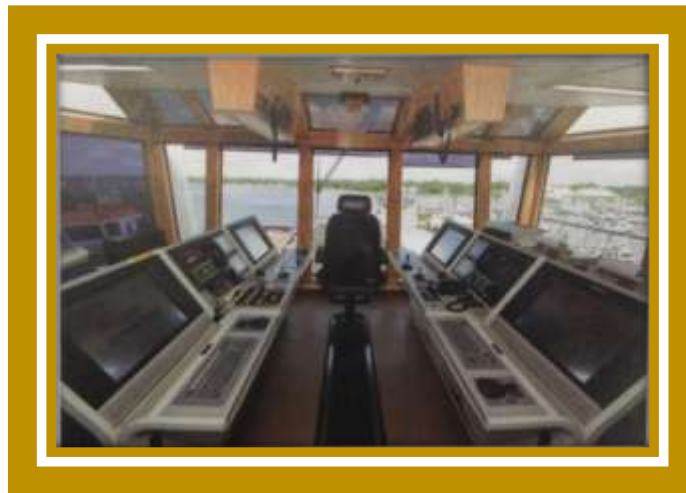


Figura 1.6. Equipo automatizado de monitoreo y control para las operaciones de perforación. Tomada de "Fundamentals Of Drilling Engineering". Robert Mitchell.

1.2. Clasificación de pozos.

Los pozos perforados en la industria del petróleo son muy variados, tal vez no en los procedimientos para perforarlos sino en la utilización y objetivo con el que éstos son construidos, cada pozo que es perforado tiene una tarea fundamental por lo cual se han desarrollado distintos tipos de pozos a lo largo de la historia en la industria.

Para llevar a cabo una clasificación de cada tipo de pozo que se perfora es conveniente hacer una separación en dos grupos principales aunque no necesariamente un grupo tenga que resultar excluyente del otro. Los tipos de pozos perforados pueden ser clasificados en:

- a) Pozos por trayectoria direccional, y
- b) Pozos por tipo o función.

Las secciones siguientes muestran el tipo de pozo para cada grupo.

1.2.1. Pozos por trayectoria direccional.

A partir del desarrollo de los pozos direccionales ha existido una amplia necesidad por alcanzar objetivos cada vez más complicados por lo cual el desarrollo de pozos con una trayectoria diferente a la vertical fueron requeridos para alcanzar dichos objetivos de difícil acceso, ya sea por cuestiones ambientales o sociales (p. e. algún yacimiento que se encuentre por debajo de una población).

Las siguientes tipos de perforaciones que pueden ser clasificadas por su trayectoria direccional son los de principal aplicación en la industria petrolera debido a su amplio margen de aplicación.

1.2.1.1. Pozos direccionales de tipo "S".

Para comprender de forma clara como es que este tipo de pozo es construido, deben ser comprendidos algunos conceptos que serán descritos más adelante en otras secciones. (Véase sección 1.4.2 KOP y EOP).

Los pozos de tipo "S" alcanzan el objetivo de interés de manera vertical aunque este objetivo no se encuentre directamente por debajo del aparejo o maquinaria de perforación.

De manera concreta, un pozo que será perforado bajo esta forma comenzará con una sección vertical que irá desde el equipo de perforación hasta un punto previamente determinado bajo cálculos que será conocido como punto de arranque o Kick-off Point (KOP, por sus siglas en inglés), este KOP será el inicio de la llamada sección de

construcción o Build Section, dicha sección será en la cual es alcanzado el ángulo de desviación necesario para llegar al objetivo.

Una vez que se ha alcanzado la desviación necesaria continúa la perforación mediante una sección relativamente carente de desviación que es conocida como sección de mantenimiento o Hold Section, esta sección será desarrollada hasta perforar prácticamente toda la longitud dentro de la formación para alcanzar el objetivo hasta la llamada salida horizontal u Horizontal Departure, dicha salida horizontal será la distancia medida de la ubicación en superficie del aparejo de perforación hasta donde se encuentra el objetivo.

La última sección del pozo tipo "S" será conocida como la sección de caída o Drop Section que es una modificación a la trayectoria de perforación en la que el ángulo de inclinación será medido de forma negativa, es decir, el ángulo de perforación será desarrollado de manera contraria al ángulo construido en el KOP, esto tendrá como objetivo alcanzar el objetivo o yacimiento de manera vertical con respecto a la superficie como referencia.

La Figura 1.7 es un esquema representativo del pozo con una trayectoria direccional tipo "S".

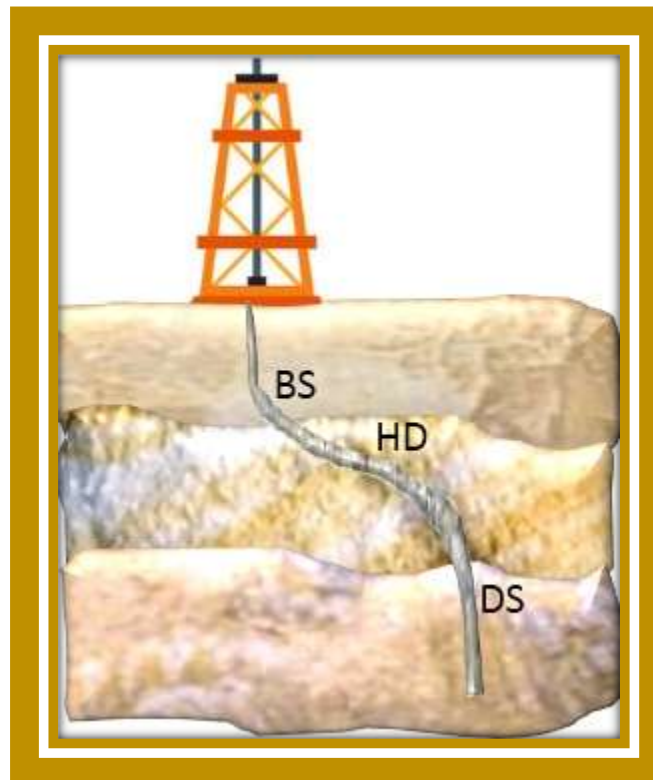


Figura 1.7. Perfil de pozo tipo "S". Las secciones señaladas corresponden al Build Section (BS), el Horizontal Departure (HD) y Drop Section (DS).

1.2.1.2. Pozos direccionales de tipo "S-modificado".

Los pozos direccionales con esta forma constan de dos secciones similares y relativamente de construcción similar a los pozos de forma "S". Las secciones compartidas entre un pozo de forma S y de forma S-modificado son la sección de construcción y la sección de aguante o mantenimiento.

Hasta estos puntos, el pozo de tipo "S" y "S-modificado" no presentan diferencia, es la sección en la que entra en contacto con la formación la que se verá modificada. El pozo de forma "S-modificado" presenta una sección de caída con un cambio mínimo en el camino del pozo, es decir, el pozo entra en contacto con un ángulo de inclinación poco menor al ángulo presente en la sección de mantenimiento. En la Figura 1.8 se puede observar un pozo perforado de tipo "S-modificado".

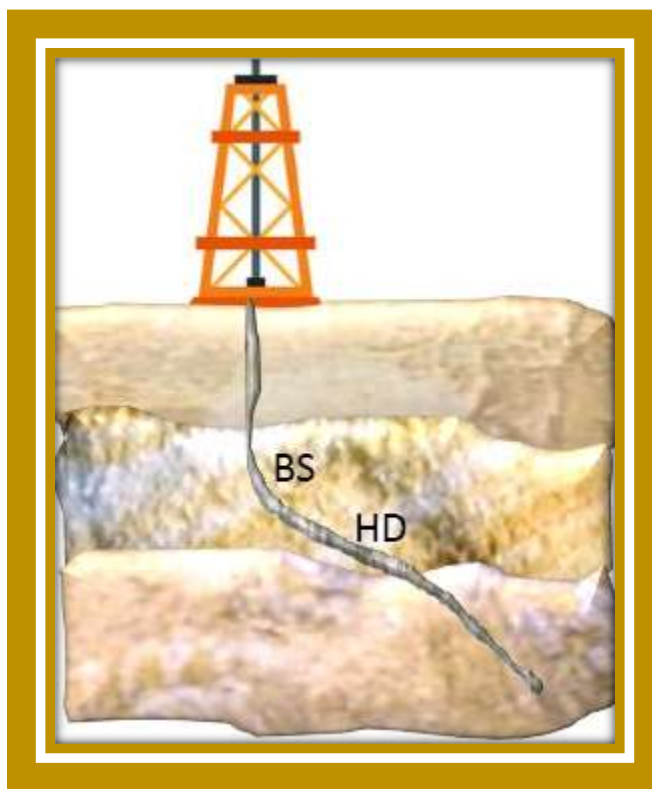


Figura 1.8. Pozo de tipo "S-Modificado".

1.2.1.3. Pozos direccionales de tipo "J" o "Slant".

Como su nombre lo indica, este tipo de pozo será construido hasta obtener la forma de una letra J. Este tipo de configuración de pozo es de construcción similar a los anteriores, con la diferencia de que éste carece de la sección curvada cercana a la salida horizontal, es decir, este tipo de pozo atraviesa la formación objetivo mediante una sección tangencial y que ya no va a cambiar la inclinación del ángulo cuando esté llegue a la sección de interés.

De igual manera que los tipos anteriores, este tipo de pozo va a estar compuesto por diferentes secciones. La primera sección de construcción de un pozo tipo Slant, será una sección vertical cuyo objetivo sea alcanzar la profundidad requerida para el KOP.

Cuando el KOP ha sido alcanzado, de igual manera que los pozos descritos anteriormente, iniciará la sección de construcción, un proceso de desviación en la perforación donde el pozo alcanzará el ángulo de inclinación requerido para llegar al objetivo.

La última sección de este tipo de pozo será la sección de aguante o mantenimiento, es decir, esta sección relativamente recta y carente de inclinación será la que alcance el objetivo deseado. La Figura 1.9 muestra un pozo tipo J.

1.2.1.4. Pozos direccionales de construcción continua.

Otro tipo de pozo que puede ser perforado de forma direccional es el llamado pozo de construcción continua, este tipo de pozo tiene de inicio los mismos principios que los pozos anteriores. Este tipo de pozo carecerá de otra sección que se puede encontrar en el tipo de pozo "S", "S-modificado" o "Slant".

La perforación de un pozo de construcción continua será, de igual manera que los demás, una sección vertical por debajo del equipo de perforación hasta que el KOP sea alcanzado a la profundidad requerida. Cuando se ha llegado al KOP, será iniciada la sección de construcción, esta sección de inicio de la desviación del pozo se mantendrá hasta que se alcance el objetivo, es decir, la sección de aguante o mantenimiento de igual manera que la sección de caída no serán parte de este tipo de pozos.

La Figura 1.10 muestra el perfil de este tipo de pozo.



Figura 1.9- perfil de pozo "J"



Figura 1.10. Pozo de construcción continua.

1.2.1.5. Pozos direccionales horizontales.

Este tipo de pozos de manera concreta y tal cual su nombre lo indica, va a consistir de una perforación altamente desviada, en promedio entre 80-100 grados de desviación de la vertical, cualquier pozo que se encuentre en este rango de desviación podrá ser considerado un pozo horizontal aunque un ángulo de 90 grados será la definición concreta del pozo horizontal. La Figura 1.11 es una muestra de un pozo de estas características.

La construcción de este tipo de pozos será a partir de una sección vertical bajo el aparejo de perforación para alcanzar el KOP determinado. Una vez que se ha alcanzado el KOP, comenzará la sección de construcción, el ángulo determinado para la inclinación en esta sección podrá ser conservado o modificado posteriormente para lograr la penetración del objetivo.

Posterior a la sección de aguante se puede presentar otra sección de construcción con un radio de curvatura distinto al inicial o puede mantenerse el radio inicial para llegar a la llamada sección lateral o Lateral Section. Esta última sección es una sección prácticamente paralela a la superficie y por la cual dicho pozo recibe su nombre.

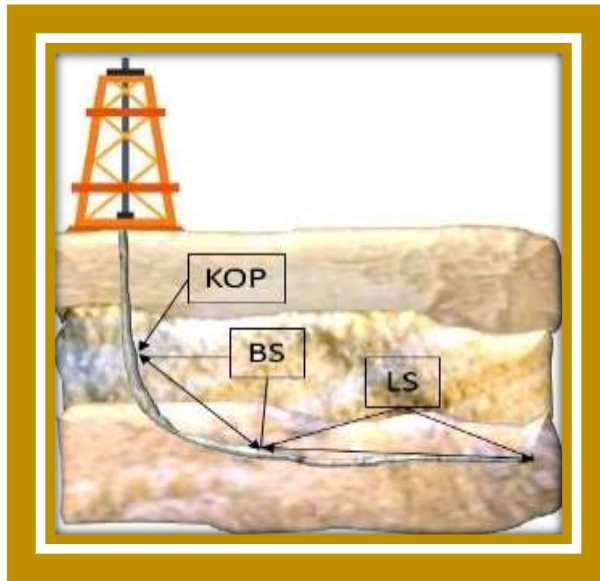


Figura 1.11. Secciones características de la perforación de un pozo horizontal. Donde KOP: Kick off Point, BS: Build Section y LS: Lateral Section.

Los pozos horizontales pueden ser clasificados de dos maneras, la primera correspondiente al alcance que estos tienen mientras la segunda es referente al radio de curvatura con que éstos hayan sido construidos. La primera clasificación corresponde al alcance y será de la siguiente manera:

1. Regulares.
2. Alcance extendido.
3. Alcance ultra extendido.

La siguiente clasificación de los pozos horizontales, ahora por el radio de construcción, será la siguiente:

- a) Radio largo o grande.
- b) Radio mediano.
- c) Radio corto o chico.
- d) Radio ultracorto o ultrachico.

La Tabla 1.1 muestra la clasificación de los pozos horizontales con sus respectivas condiciones.

El objetivo primordial de los pozos horizontales recae en la posibilidad de tener acceso a objetivos inaccesibles a las perforaciones verticales convencionales, el beneficio claro que otorga la perforación de pozos horizontales es el aumento del área de contacto con la zona de interés ya que esta perforación ofrece extensión a lo largo del intervalo lo que permite un mayor número de disparos productores. Lo expuesto anteriormente lleva por lógica a la conclusión de que un pozo horizontal puede sustituir la perforación y construcción de un mayor número de pozos verticales lo que puede traducirse en ahorros globales potenciales.

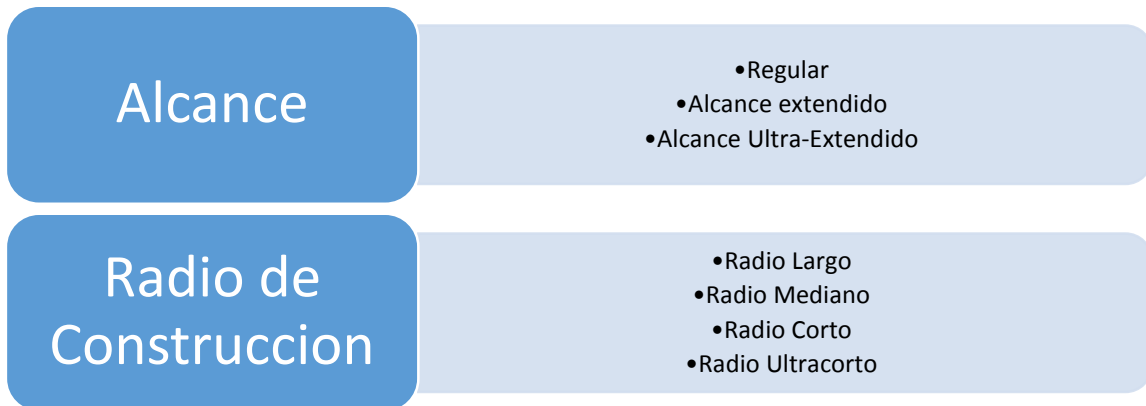


Tabla 1.1. Clasificaciones de pozos horizontales de acuerdo con su alcance y a su radio de construcción.

La aplicación de este tipo de pozos es amplia y variada, pueden ser utilizados en:

- Yacimientos con potencial problema de conificaciones de gas y/o agua.
- Permeabilidades mucho menores a 1 [md] (mildarcy).
- Aceites pesados.
- Yacimientos de carbón.
- Yacimientos parcialmente agotados.

1.2.1.6. Pozos multilaterales.

Este tipo de perforaciones de pozos es probablemente la más complicada por los requerimientos necesarios para diseñar una serie de pozos multilaterales. Los pozos de este tipo son de manera concreta un conjunto de pozos direccionales perforados a partir de una sola instalación superficial, el agujero perforado a través de dicha instalación superficial puede ser llamada perforación primaria o madre, a partir de la cual haciendo operaciones de desvío se van obtener más pozos para explotar un objetivo dado con el beneficio de no realizar más perforaciones independientes. La Figura 1.12 muestra un ejemplo de este tipo de perforación direccional. El tema será profundizado en capítulos posteriores.

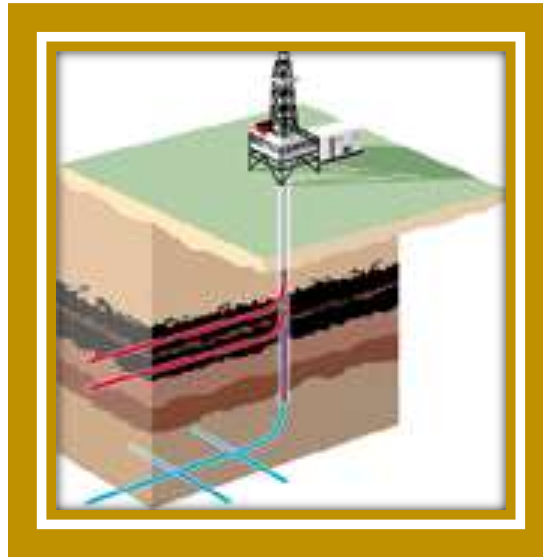


Figura 1.12. Perforación multilateral.

Tomada de <http://www.gustato.com/petroleo/Petroleo2.html>

1.2.2. Pozos por su función.

Existe otra clasificación de pozos perforados, esto es debido a su función y el objetivo con el cual están siendo perforados. Cada operación de exploración y producción consta de diversas etapas por lo cual cada una de éstas requiere de la perforación de pozos, por lo que los pozos perforados durante cada una de estas etapas tendrán diferentes objetivos.

Los principales pozos perforados son los pozos exploratorios, los pozos delimitadores y por último los pozos de desarrollo; de estos últimos se pueden derivar varios tipos de pozos con diferentes aplicaciones, éstos pueden ser de explotación, de inyección, de alivio y de observación o monitoreo. A continuación se describe el principal objetivo de cada uno de estos pozos.

1.2.2.1. Pozos de exploración.

Este tipo de pozos puede ser considerado como el inicio del desarrollo de un campo ya que tiene como objetivo la perforación de una zona para analizar si es que es una zona impregnada de hidrocarburos. El principal objetivo de éstos es la obtención de muestras, recortes, núcleos, registros o cualquier otro material que sea de utilidad y ayude al equipo geológico para determinar la utilidad del intervalo en perforación. La perforación de un pozo exploratorio no se realiza de manera aleatoria sino que con datos previos de correlación se pueden considerar zonas semejantes previamente desarrolladas o estudios anteriores a la perforación como estudios sísmicos, de manera tal que el principal objetivo de la perforación de exploración es la mayor obtención de información con el menor número de costos.

1.2.2.2. Pozos delimitadores.

También conocidos como pozos de evaluación, éstos tienen como objetivo determinar el tamaño del yacimiento, el tipo de fluido que está dentro del mismo y de igual manera que los pozos descritos anteriormente, recabar información complementaria que pueda resultar de utilidad para otras áreas como son la geológica y la ingeniería de yacimientos.

Una vez que el yacimiento y sus fluidos son conocidos, es posible hacer un análisis del tipo de perforación y terminación que será conveniente para obtener un mayor beneficio del yacimiento a explotar. De acuerdo con lo establecido anteriormente debe notarse que la función de los pozos delimitadores tendrá repercusiones en el desarrollo futuro del campo.

1.2.2.3 Pozo de desarrollo.

Este tipo de pozos es tal vez el que tenga una mayor gama de aplicaciones, existen varios tipos de pozos de desarrollo entre los que se encuentran los pozos de producción, los pozos de inyección, los pozos de alivio y los de observación o monitoreo.

- Pozos de producción. Este tipo de pozos posiblemente pueda ser considerado la primicia en el desarrollo de un campo ya que es el responsable de la explotación de los fluidos desde el subsuelo, este pozo será el encargado de conducir los fluidos desde el yacimiento hasta las instalaciones superficiales.
- Pozos de inyección. Este tipo de pozos por lo general son perforados cuando la vida del yacimiento ya está avanzada, es decir, cuando el yacimiento ha sido producido por un cierto tiempo. Por lo general, los pozos de inyección son construidos en el mismo campo y son perforados principalmente con el objetivo de inyectar fluido para el mantenimiento de la presión. Este tipo de pozos también es utilizado en los procedimientos de recuperación mejorada y secundaria ya que son capaces hacer fluir hacia el yacimiento fluidos, químicos, o algún otro elemento que cambie las propiedades del hidrocarburo dentro del yacimiento y promoviendo el movimiento de los mismos.

- Pozos de alivio. Estos pozos son construidos cuando algún otro pozo perforado ha perdido el control de los fluidos y se ha generado lo que se conoce como arranque es decir, ha existido un brote de fluido desde el yacimiento y éste se ha manifestado en la superficie pudiendo provocar consecuencias severas como la pérdida del pozo e incluso explosiones en las instalaciones superficiales. El principal objetivo de este tipo de pozos es hacer una perforación que alcance el objetivo que ha sido perdido para la liberación de presión o la inyección de fluido que permita el control del pozo que ha sufrido el brote.
- Pozos de monitoreo. Este tipo de pozos es construido en las cercanías de los pozos en producción con el objetivo de, como su nombre lo indica, observar o monitorear cómo es el comportamiento de las propiedades dentro del yacimiento, por ejemplo la presión y la temperatura. Este tipo de pozos también pueden ser utilizados en las operaciones de pruebas de presión cuando el pozo en producción se cierra o se abre, teniendo como objetivo el monitoreo y análisis de cómo se comporta dicha presión dentro del yacimiento.

1.3. Equipos de perforación.

Para realizar las operaciones de perforación se requiere de equipo especializado para lograr los objetivos requeridos para el desarrollo del yacimiento, aunque el principio de operación es el mismo para todo tipo de aparejo de perforación, es necesario realizar una clasificación de los mismos. La manera más significativa de realizar dicha clasificación es en dos ramas principales: equipos de perforación terrestres y equipos de perforación marinos. La distinción entre las ramas mencionadas como su nombre lo indica es el terreno sobre el que estás operan, es decir, tierra o sobre el lecho marino.

De manera general todos los equipos de perforación cuentan con ciertos elementos constantes, es decir, elementos que tanto equipos terrestres como equipos marinos poseen con algunas variaciones entre ellos. Los elementos con que cuentan estos equipos se dividen a su vez en cinco sistemas principales, cada uno de estos sistemas contienen elementos específicos para la realización de la operación de perforación. Los sistemas de los equipos de perforación son los siguientes:

- Sistema de potencia.
- Sistema de izaje.
- Sistema de circulación.
- Sistema de rotación.
- Sistema de control.

Adicionalmente, se puede agregar o no un sexto sistema que es conocido como el sistema de medición de parámetros de perforación. La Figura 1.13 muestra en equipo de perforación con sus sistemas de funcionamiento. Cada uno de estos sistemas cuenta con elementos

clave que serán encontrados dentro de los equipos de perforación tanto terrestres como marinos aunque puedan presentar las siguientes modificaciones.

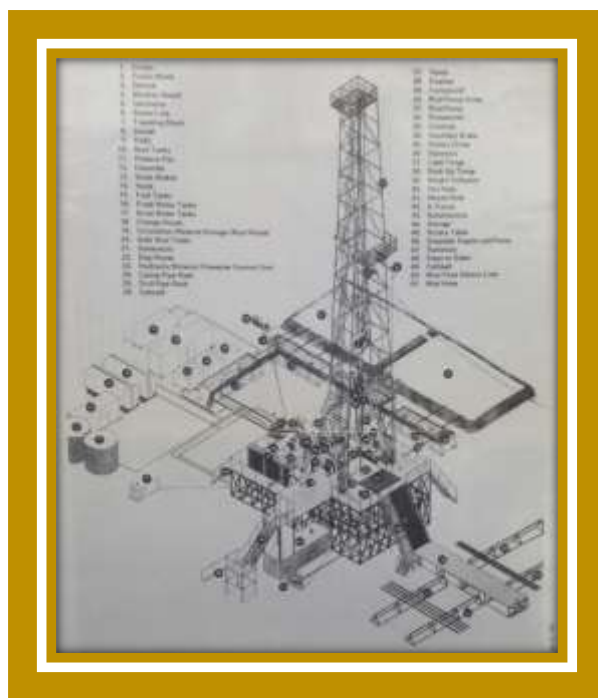


Figura 1.13. Sistemas de un equipo de perforación.
Tomada de "Applied Drilling Engineering". Adama Burgoyne.

A continuación se presenta el objetivo de cada uno de estos sistemas así como sus componentes principales.

- 1) Sistema de potencia. El sistema de potencia será el encargado, como su nombre lo indica, de administrar la potencia o energía necesaria para que el resto de los sistemas funcionen. Los componentes primarios de este sistema son.
 - Motores
 - Generadores
 - Convertidores
 - Transmisiones
 - Rectificadores de corriente, etc.

- 2) Sistema de izaje. Este sistema será el designado para sostener el peso del sistema de rotación durante las operaciones de perforación, ya sea la necesidad de suspender, bajar o subir el sistema de rotación. El sistema de izaje, a su vez, puede ser dividido en dos sub secciones, la sección de la estructura de soporte y la sección de izaje como tal.

- Estructura de soporte
 - i) Subestructura.
 - ii) Torre de perforación.
 - iii) Piso de perforación.

 - Equipo de izaje.
 - i) Malacate.
 - ii) Polea viajera
 - iii) Gancho
 - iv) Elevador.
 - v) Cable de perforación.
 - vi) Corona.
 - vii) Grapa.
- 3) Sistema de circulación. Uno de los elementos más importantes de la perforación de pozos es la correcta extracción de los recortes que se producen cuando la barrena está perforando en el suelo. El sistema de circulación es el encargado de realizar esta tarea por lo que tiene que estar en funcionamiento durante el tiempo que sea necesario. La correcta extracción de los recortes evitará muchos costos extra cuando un equipo puede ser dañado por los mismos. El sistema de circulación se compone de elementos tanto superficiales como sub superficiales. Los componentes principales del sistema de circulación son:
- Bombas
 - Temblorinas y mallas
 - Desarenador
 - Desgasificador
 - Presas
 - Stand pipe.
 - Swivel.
 - Manguera flexible
 - Líneas de descarga, etc.
- 4) Sistema de rotación. El sistema rotatorio será el encargado de proporcionar la rotación a la sarta de perforación y consecuentemente a la barrena para realizar la perforación del suelo. La manera de transmitir esta rotación es comúnmente de tres formas:
- Sistema rotatorio convencional
 - Top drive
 - Motores de fondo

Cada uno de estos sistemas de rotación posee ciertos elementos característicos. En cuanto al sistema rotatorio convencional se refiere, estos son sus elementos:

- Mesa rotaria
- Buje maestro
- Bushing Kelly (buje de flecha)
- Kelly (flecha)
- Unión giratoria

El sistema top drive es un sistema de alto costo por lo que es el utilizado mayormente en perforaciones desviadas, llámese pozos horizontales, multilaterales, etc. Los componentes más importantes de este sistema son los siguientes:

- Unión giratoria
- Motor eléctrico
- Sistema de frenado control de torque
- Control remoto para el torque
- Válvula de control
- Elevador

Por último, el sistema de motor de fondo puede ser de dos tipos, motor de desplazamiento positivo o un motor tipo turbina, ambos tipos funcionan mediante la circulación del fluido de perforación. La circulación del fluido proporcionará movimiento al rotor dentro del estator que a su vez acciona la rotación de la barrena de perforación en el fondo del agujero.

- 5) Sistema de control. Este sistema es el complemento de todos los demás debido a la importancia de su buen funcionamiento, en el sistema de control recae la relevancia de controlar cualquier imprevisto que se pueda presentar durante las operaciones de perforación. Las principales funciones de este sistema son:
1. Cerrar el pozo en caso de un flujo imprevisto.
 2. Recuperar el control primario del pozo.
 3. Colocar suficiente contra presión a la formación.

De acuerdo a las funciones de las cuales está encargado el sistema de control posee elementos clave para lograr esto. Los elementos de este sistema son preventores, estranguladores, válvulas, etc.

Una vez que se han descrito los componentes principales de cualquier equipo de perforación, es necesario realizar la clasificación antes mencionada, esto es, equipos de perforación terrestre y equipos de perforación marinos. La Figura 1.14 es una clasificación de los tipos de equipos de perforación.

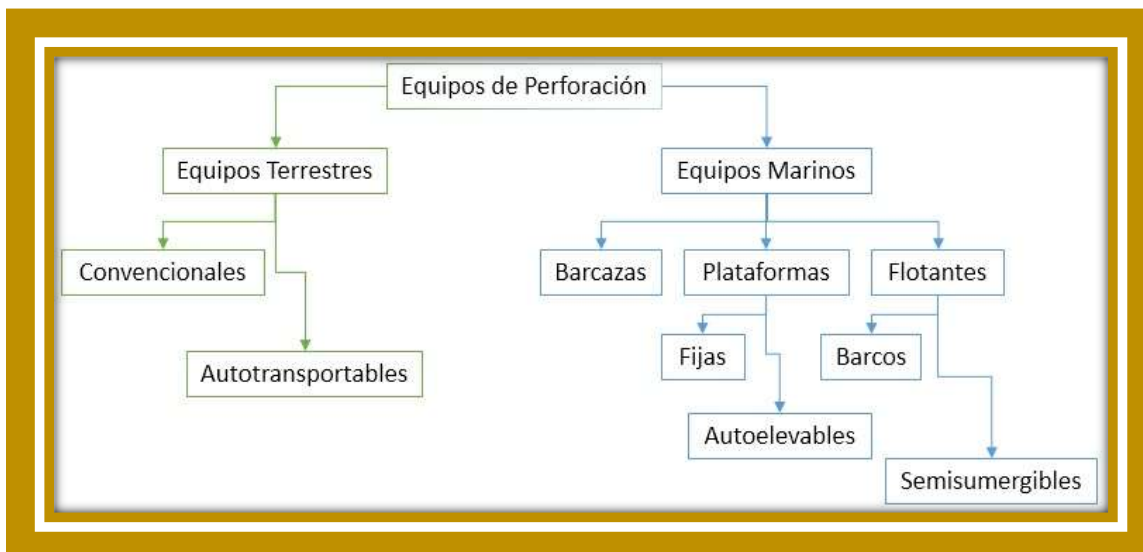


Figura 1.14. Clasificación de los equipos de perforación.
Modificada de Ing. Mario Rosas. Cortesía Pemex.

1.3.1. Equipos terrestres.

Los equipos terrestres como se nombre lo indica, son los equipos de perforación utilizados costa dentro. Las instalaciones de estos equipos tendrán que ser realizadas en zonas amplias y bien establecidas.

Existen diferentes tipos de equipos terrestres. Estos son los principales.

- a) Equipos auto transportables. Este tipo de equipos consta de camiones de gran tamaño sobre los que es posible transportar la torre de perforación hasta la localidad de trabajo, aunque tienen una movilidad relativamente alta, la desventaja de estos equipos recae en el hecho de que no son capaces de perforar grandes profundidades, son utilizados en objetivos someros. La Figura 1.15 muestra un equipo de perforación auto transportable.
- b) Equipos modulares. A diferencia de los equipos auto transportables, los equipos modulares requieren de un mayor esfuerzo para ser armados, llámense grúas o de igual manera camiones, éstos serán fijados al terreno donde se tenga que instalar. De igual manera, se diferencian de los equipos auto transportables en la capacidad de perforación que tienen, este tipo de equipos son capaces de perforar por encima de los 609.6 [m]. La Figura 1.16 muestra un equipo de perforación terrestre modular.



Figura 1.15. Equipo auto transportable.
Tomada de "Fundamentals Of Drilling
Engineering". Robert Mitchell.

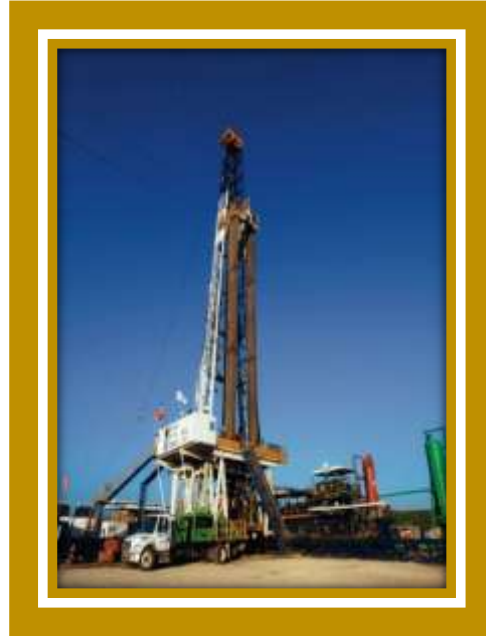


Figura 1.16. Equipo modular de perforación.
Tomada de "Fundamentals Of Drilling
Engineering". Robert Mitchell.

Otra manera de diferenciar los equipos de perforación es la manera por la cual generan energía, es decir, el sistema de alimentación utilizados en sus motores para hacer funcionar el equipo de perforación y todos los sistemas que lo componen.

- a) Sistema diésel. Este tipo de sistemas como su nombre lo indica, está alimentado por motores de combustible tipo diésel. La generación de energía en el motor es comunicada al resto del sistema mediante transmisiones mecánicas, es decir, utilizan convertidores de torsión, cadenas, flechas, etc. Véase Figura 1.17. La eficiencia de la potencia de estas máquinas oscila entre un 60 y 70%.
- b) Sistema diésel-eléctrico. De igual manera, este tipo de sistema es alimentado por motores de combustible diésel, diferenciándose en el hecho de que utiliza generadores para transformar esta energía generada de la combustión interna del motor en energía eléctrica de corriente directa. En general, la eficiencia de este tipo de sistemas en conjunto, es decir, la conversión entre energías es de un 85%. Este tipo de sistema es capaz de generar 1600 caballos de fuerza de potencia para el resto de los sistemas del equipo de perforación.



Figura 1.17. Motores de generación de energía tipo diésel.
Tomada de notas de clase “Elementos De Perforación”. Mario Rosas.

- c) Sistema diésel-electrónico. Éste tipo de sistema funciona bajo el principio del sistema diésel-eléctrico con el detalle de que utiliza los generadores de energía de corriente alterna para alimentar los rectificadores de corriente directa. La ventaja que ofrece la generación de corriente alterna recae en el hecho de que la energía puede ser parcialmente utilizada o utilizada en su totalidad para alimentar alguno de los sistemas del equipo de perforación. La eficiencia generada que se obtiene de estos sistemas es de alrededor del 98%.

1.3.2 Equipos marinos.

Los equipos de perforación marina son muy variados, estos pueden ser utilizados en aguas someras hasta aguas ultra profundas. Existen diferentes tipos para cada objetivo y alcance. Los siguientes tipos de equipos de perforación marino son los más comunes.

- a) Barcazas sumergibles. Este tipo de equipos son utilizados para perforar en aguas someras, alrededor de 6.096 metros, son ligeras por lo que pueden ser remolcables o pueden navegar por sí mismas. Por lo general operan en aguas de ríos o pantanos. El funcionamiento de estas estaba basado en rellenar el casco de la barcaza con agua y de esta forma ésta se sumerge hasta el suelo marino, dejando fuera del agua el espacio suficiente para que opere la cuadrilla de perforación. La Figura 1.18 muestra un esquema de una marca se sumergible.



Figura 1.18. Barcaza perforadora.
Tomada de
<https://www.youtube.com/watch?v=oacnJ2lJEeA>. “Barcaza de perforación Barú”

Únicamente es descrito el equipo para la perforación en aguas someras. Los equipos utilizados para la perforación de aguas profundas serán los siguientes:

- a) Plataformas semisumergibles.
- b) Plataformas autoelevables.
- c) Plataformas fijas o fijas con barco de apoyo.
- d) Plataformas flotantes tensionadas.
- e) Plataformas tipo "Spar".
- f) Buques de perforación.

La descripción de este tipo de equipos de perforación submarina será llevada a cabo más adelante. Véase Capítulo 6. Perforación de Aguas Profundas.

Una vez descritos los equipos de perforación marinos, la Figura 1.19 tal muestra un esquema diferenciando las profundidades de acción de cada uno.



Figura 1.19. Equipos marinos de perforación.
Tomada de Pemex Exploración y Producción.

1.4. Perforación direccional.

Con el transcurso del tiempo las necesidades de la industria se han hecho cada vez mayores por lo que ha sido necesario que la tecnología avance a la par de nuevos retos y dificultades que se presentan en el desarrollo de nuevos campos.

A partir de los años 20's se comenzó una nueva etapa en las operaciones de perforación dando lugar a una nueva tecnología que trajo como resultado el desarrollo de lo que hoy conocemos como perforación direccional. Posteriormente en el año de 1929 comenzaron operaciones de perforación desde una instalación costa dentro para alcanzar un objetivo que estaba por debajo del mar, John Eastman fue el que desarrolló la tecnología comercial que hizo posibles estas operaciones.

De manera general y concreta se va a conocer como perforación direccional cualquier operación que permita alcanzar un objetivo que se encuentra alejado a cierta distancia horizontal de una línea imaginaria vertical por debajo de la instalación superficial o cualquier desvío en la inclinación y/o azimuth de la misma línea vertical imaginaria con la finalidad de alcanzar objetivos que no se encuentran por debajo de la instalación superficial.

Este tipo de perforación tiene muchos objetivos y ha dado lugar a otro tipo de procedimientos de perforación que con el paso del tiempo se han convertido en operaciones cotidianas y de importancia para la industria, tal es el caso de la perforación horizontal o de la perforación multilateral. De tal suerte, las operaciones de perforación direccional han sido utilizadas en otras áreas, se ha hecho uso de este avance en la geotermia y en la ingeniería civil.

Con el paso del tiempo, la perforación direccional ha adquirido cada vez mayor importancia en el desarrollo de la industria del petróleo, las diferentes aplicaciones a las que se le ha dado uso ha hecho de esta operación una práctica común. Aunque cada vez se le atribuyan un mayor número de aplicaciones, la perforación direccional inició su curso cuando se hizo un desvío sobre una perforación vertical para evitar una herramienta perdida, esto continuó con múltiples aplicaciones, algunas de éstas son las siguientes. Véase Figura 1.20.

1. Alivio de otros pozos que ya han teñido problemas mediante la inyección de fluido de control, etc.
2. Desvío momentáneo de una perforación vertical (sidetrack) para evitar una herramienta perdida (pez).
3. Perforar locaciones de imposible acceso debido a condiciones ambientales, donde no pueda colocarse un equipo de perforación (p. e. una montaña).
4. La perforación de pozos que estaban previamente declinados y que requieren de algún método extra de producción.
5. Perforar múltiples pozos partiendo de un solo aparejo de perforación. Esta situación se presenta generalmente en plataformas marinas.
6. Evadir estructuras naturales como fallas, domos salinos, trampas, etc.

Para lograr una perforación direccional exitosa deben tomarse en cuenta muchos aspectos fundamentales, uno de estos aspectos es donde será colocado el equipo de perforación, esto tiene como objetivo utilizar de manera ventajosa las estructura que será perforada, esta colocación puede ser basada en varios aspectos como pueden ser la composición de la formación a perforar, es decir, el material geológico del cual se encuentra compuesto; de igual manera se puede considerar como un factor el ángulo de acceso a la formación ya que ángulos de mayor tamaño son ángulos más fáciles de controlar en cuanto al movimiento de la barrena de perforación refiere, mientras ángulos más pequeños resultan más complicados de controlar.

Otro aspecto importante es conocer la trayectoria predeterminada a seguir durante la perforación de estos pozos direccionales debido a que de igual forma que en operaciones convencionales, el mejor control de una operación se torna en una operación más segura y redituable. Cualquier clase o perfil de perforación direccional requiere el conocimiento de ciertos aspectos que resultan de importancia, conceptos básicos como el tipo de formación y la composición de los fluidos in-situ se tornan de importancia para lograr que la perforación sea exitosa.

Las secciones siguientes definen e ilustran los conceptos principales que deben ser conocidos de una perforación direccional.

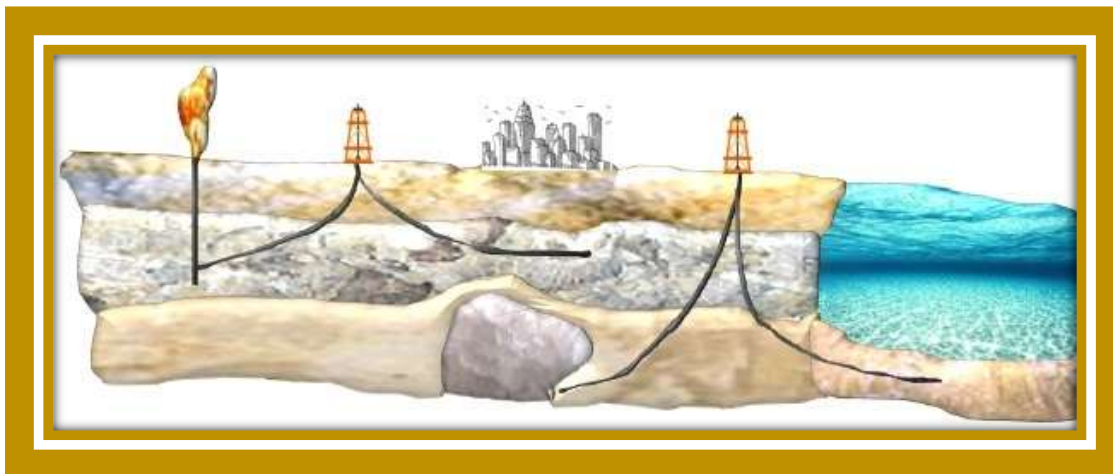


Figura 1.20. Aplicaciones de la perforación direccional. Alivio de pozos mediante inyección de fluido, alcanzar zonas bajo poblaciones o bajo cuerpos de agua y alcanzar formaciones por debajo de domos salinos, por nombrar algunas.

1.4.1 Coordenadas UTM.

Las coordenadas UTM son un sistema de referencia ampliamente utilizado alrededor del mundo cuyo objetivo es proyectar un mallado sobre la superficie terrestre y de esta manera asignar secciones a cada parte del planeta. Las coordenadas UTM constan de 60 secciones, los cuales están divididas por dos líneas imaginarias principales que son el Ecuador y un meridiano central.

La manera de referenciar alguna sección a partir de estas coordenadas es mediante dos mediciones, la primera de éstas es a partir del Ecuador, que se conoce con el término de "northing" y la segunda partir del meridiano central con el término conocido como "easting". Las mediciones realizadas a partir de estos ejes no permiten valores negativos es decir, si se tomará como referencia el Ecuador cualquier valor por debajo de este sería negativo y de igual forma, cualquier sección al oeste del meridiano central, tendría un valor negativo, por lo que ambos ejes principales se les asigna un valor aleatorio en el que a partir de este ninguna sección tenga valores negativos; un valor de 10,000,000 de metros y otro de 800,000 metros respectivamente.

El sistema de coordenadas mercantiles (Coordenadas UTM) desarrollado por Johann Lambert en 1772 fue el adoptado para ubicar regiones para las operaciones de perforaciones direccionales. El uso de estas coordenadas permite seccionar aún más cada cuadrante del mallado de las coordenadas principales, haciendo sobre cada sección una

proyección rectangular paralela a los ejes principales que permite crear un mallado nuevo sobre cada sección. De esta forma es posible direccionar cada cuadrante mediante la orientación de un ángulo y una dirección.

1.4.2. KOP y EOB

Para el inicio de un pozo direccional es necesario realizar estudios previos, esto incluye una serie de cálculos con el objetivo de posicionar las profundidades de los puntos relevantes de una perforación. Dos de los puntos de mayor importancia tienen que ser determinados mediante cálculos y la importancia de estos recae en el direccionamiento del pozo, el Kick-off Point (KOP, por sus siglas en inglés) y el End Of Building (EOB, por sus siglas en inglés), véase Figura 1.21, son de suma importancia para determinar la dirección del pozo.

- a) Kick-off Point (KOP). Este punto de partida, resulta de suma importancia en la perforación de cualquier pozo direccional ya que este será el punto de partida para comenzar el desvío del pozo para cambiar de un pozo vertical a uno direccional de cualquier tipo (S, S-modificado, horizontal, etc.). Es decir, el KOP será la profundidad a la cual el pozo comience su desviación a partir de un ángulo de inclinación previamente determinado.
- b) End Of Building (EOB). El denominado fin de la construcción o del incremento, será otro punto de suma importancia en el desarrollo de un pozo direccional ya que este representará donde se termina la parcial desviación de un pozo, es decir, cuando comience la sección de aguante o de mantenimiento de un pozo. Pasará a ser una perforación relativamente recta hasta alcanzar el objetivo (pozos J, horizontales) o hasta que sea necesario realizar otro cambio de dirección hacia el objetivo (pozos S, S-modificado) u alguna otra trayectoria predeterminada. Existirá otro caso especial donde el EOB no se alcance dando lugar así al pozo de construcción continúa o incremento continuo.

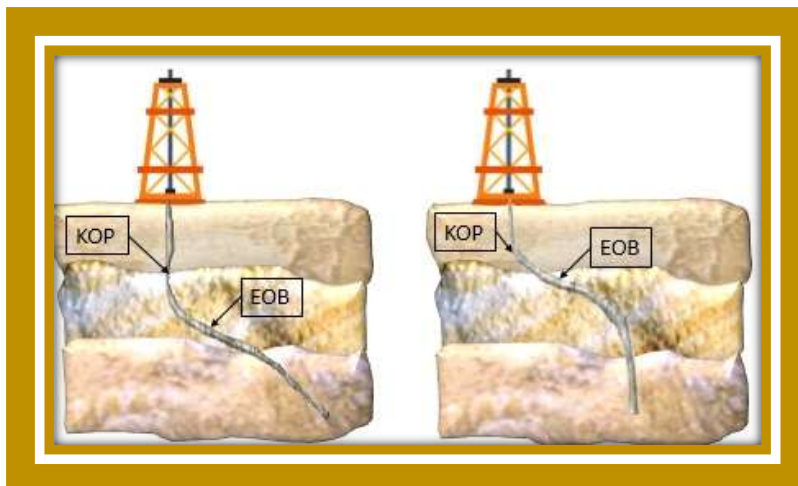


Figura 1.21. Puntos de inicio (KOP) y del término (EOB) de la construcción en algunos pozos.

1.4.3. Dogleg (Pata de perro)

Este parámetro de la perforación direccional es el que será conocido como la curvatura total sobre la dirección en la perforación, es decir, el cambio que presentará ésta al momento de comenzar la desviación hacia el objetivo, véase Figura 1.22, generalmente esta curvatura total será medida en grados. Un exceso en el llamado Dogleg puede generar problemas que requieran el uso de herramientas para su re direccionamiento y la corrección en la trayectoria.

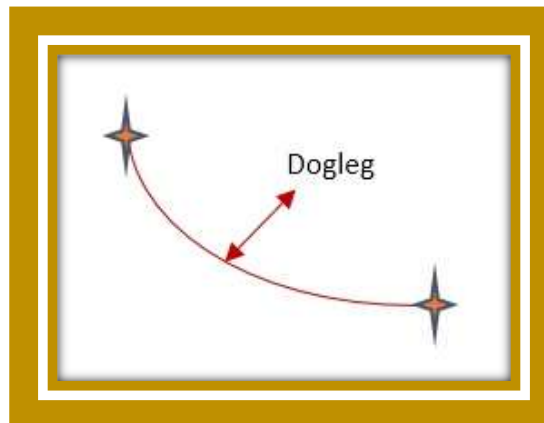


Figura 1.22. En un plano sencillo, el punto de curvatura de un punto a otro es el equivalente al Dogleg en una perforación direccional.

1.4.4. Inclinación

La inclinación de la trayectoria de un pozo direccional será conocida como el ángulo de desviación medido a partir de una línea imaginaria perpendicular a la superficie sobre la cual está colocado el equipo de perforación siguiendo la dirección de una perforación vertical. Este ángulo puede ser proyectado sobre un plano imaginario con el objetivo de medir la magnitud de dicho ángulo, dicho plano será conocido como “Plano de inclinación”. Véase Figura 1.23.

1.4.5. Azimuth

En la perforación direccional, otro de los cambios a tomar en cuenta en la trayectoria de la perforación es el llamado azimuth. Considerando un vector tomado a partir del punto al cual se inicia la desviación en la perforación, el azimuth será el ángulo al cual es desviada la dirección original de la perforación, así este ángulo puede ser proyectado y medido sobre un plano perpendicular al Plano de inclinación, dicho plano será conocido como el “Plano de dirección”, por este motivo, la magnitud del azimuth puede variar entre los 0° y los 360° . La Figura 1.23 muestra la diferencia entre el cambio en la inclinación y el cambio de azimuth.

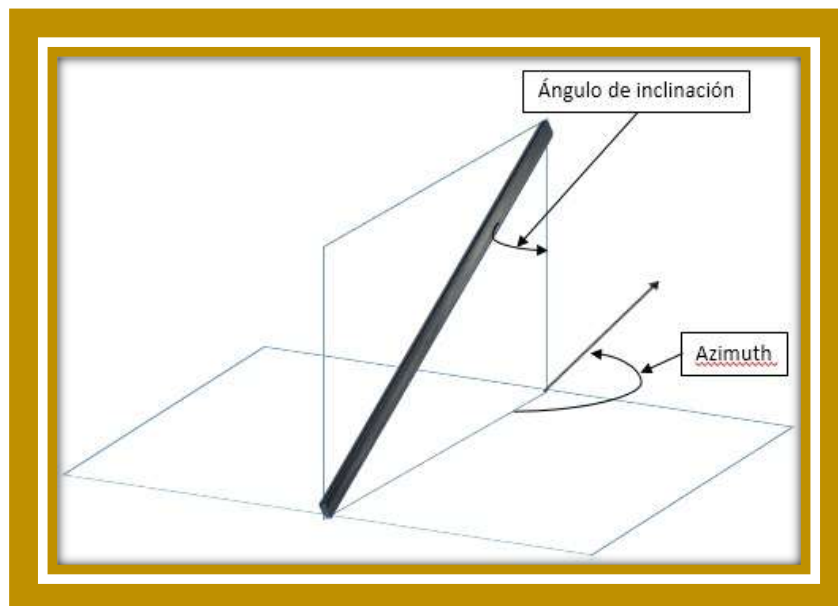


Figura 1.23. Inclinación y azimuth de una perforación.

1.4.6. Desplazamiento

El desplazamiento en el desarrollo de un pozo direccional será aquella longitud que exista desde el punto de inicio de la perforación hasta el objetivo bajo la superficie. La Figura 1.24 muestra el desplazamiento de una perforación direccional.

1.4.7. Metros desarrollados y metros verticales

Existe una gran diferencia entre dos términos de medición sobre la distancia o profundidad recorrida hasta un intervalo de interés. Los dos conceptos a los que se hace referencia son los metros desarrollados y los metros verticales.

- Metros desarrollados (MD). Este parámetro de una perforación direccional será conocida como la magnitud de la trayectoria hasta el objetivo, es decir, toda la distancia que ha sido perforada desde la superficie hasta el estrato de interés. Una manera de conocer esta distancia desarrollada será la longitud de tubería requerida para alcanzar el objetivo.
- Metros verticales (MV). Este concepto también conocido como "profundidad vertical verdadera" será la distancia vertical que exista desde la superficie hasta la profundidad a la cual se encuentra objetivo sin tomar en cuenta el desplazamiento hasta el mismo.

En un caso en el cual sea realizada una perforación vertical, donde el objetivo está por debajo del equipo de perforación superficial, será un caso en el que los metros desarrollados sean prácticamente iguales a los metros verticales en caso de no existir una operación de "sidetracking". La Figura 1.24 muestra los metros desarrollados en comparación con los metros verticales de una perforación.

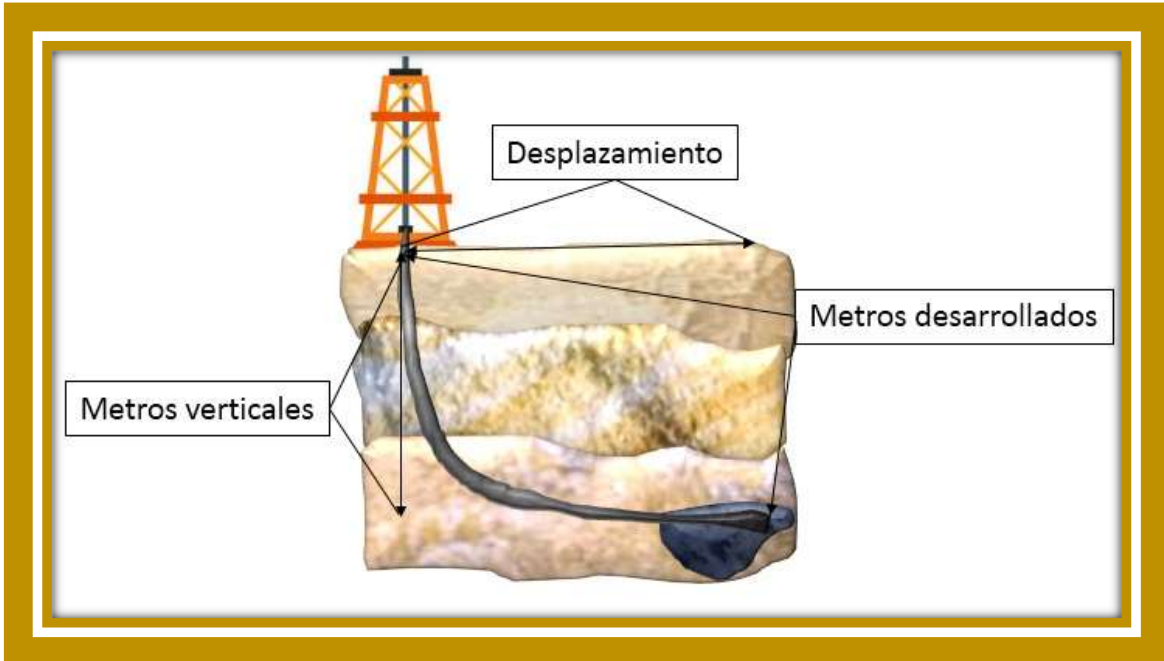


Figura 1.24. Metros verticales (longitud de la superficie al objetivo en una línea imaginaria vertical).
Metros desarrollados (longitud total de la perforación desde la instalación hasta el objetivo).
Desplazamiento (longitud a la cual se encuentra el objetivo en relación con la instalación).

1.4.8. Herramientas direccionales

Para lograr la desviación requerida de un pozo que debe ser perforado direccionalmente, es necesario el uso de herramientas especializadas que serán dispuestas en el Kick-off Point, esto marcará el inicio de la inclinación requerida en el pozo para alcanzar el objetivo en el punto y bajo la trayectoria que previamente se dispuso. Las herramientas direccionales son las siguientes.

- a) Whipstock o Cuchara. Este tipo de herramienta desviadora es una especie de cuña, las hay de dos tipos, una removible y la otra de colocación fija. La herramienta consiste de una apertura que permita la entrada de la barrena de perforación a la misma, al fondo de la herramienta se tiene una sección cóncava con el ángulo que se requiere en la desviación. Véase Figura 1.25. El principio de funcionamiento de esta herramienta es sencillo, consiste en colocar la cuña en el KOP de manera tal que la barrena continúe su acción de perforación unos pocos pies sobrepasando el punto de colocación de dicha cuña, de esta manera, una vez iniciada la desviación de la barrena ésta se detendrá para remover la cuña en caso de ser removible, seguido de esto, una barrena de menor diámetro acoplada a un escariador es utilizada para aumentar el tamaño del agujero al tamaño deseado, por último, la barrena continúa la perforación.

Es importante colocar peso a la cuchara cuando este ha llegado el KOP para evitar que la acción rotatoria de la barrena de perforación no provoque un cambio en el direccionamiento de la cuña derivado de la vibración del equipo.

El whipstock que se fija en el fondo del agujero puede representar un riesgo cuando este es colocado debido a su material de fabricación, ésta puede caer dentro del

agujero y convertirse en un pez, es posible esta incidencia particularmente si es una formación que no presente gran dureza. Por lo general este tipo de cuchara es utilizado para hacer maniobras de "sidetracking".

- b) Knuckle joint (Junta articulada). Esta herramienta consiste de un sección corta de tubería acoplada a una barrea de menor diámetro y a su vez unida a la sarta de perforación mediante una junta especial que ubica la barrena de la herramienta sobre la pared de la formación para que ésta sea capaz de perforar en una dirección distinta a la perforación vertical. Cuando se inicializa la perforación direccional, ésta mantendrá la dirección deseada por la fuerza de un resorte. Finalmente la herramienta despliega un escariador que proporciona el aumento requerido en el diámetro del agujero para que sea posible pasar un equipo a través de la ventana perforada.

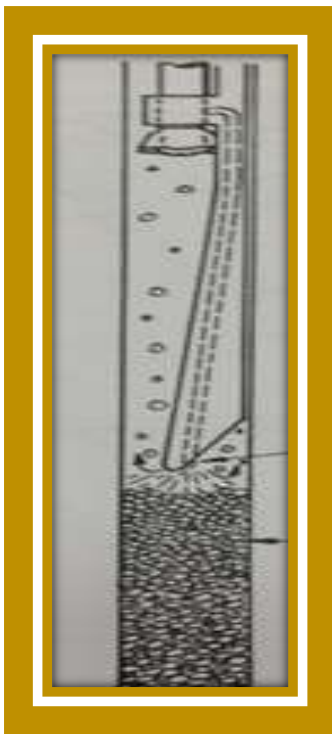


Figura 1.25. Whipstock o cuchara desviadora.

- c) Jetting bits (Barrenas a chorro). Este tipo de dispositivos desviadores consisten de una barrena equipada con toberas que hacen circular fluido de perforación a altas presiones. Véase Figura 1.4. El objetivo de la tobera es erosionar un agujero pequeño de alrededor de 6 ft de longitud como máximo por delante de la barrena de perforación, esto será logrado posicionando dichas toberas en la dirección requerida para lograr la desviación del agujero y de esta manera poder continuar con la perforación. La Figura 1.26 muestra el proceso de avance de una barrena tipo jet. Cuando se ha perforado la primera sección desviada, es necesario hacer un monitoreo de la sección y de ser necesario re direccionar la barrena para continuar con la erosión de la roca y continuar con la perforación.

El éxito de esta herramienta reside en el hecho de monitorear los avances de la barrena y la erosión de manera constante durante lapsos no mayores a 30 ft, ya que si no hace puede causar que la operación salga mal cuando la herramienta perfora ángulos mayores a los requeridos inicialmente.

La operación de un barrena tipo jet resulta de alta efectividad en formaciones que no son tan duras ya que esto facilita la erosión de las mismas para el avance de la barrena aunque por otro lado, una formación muy poco consolidada puede resultar en una erosión excesiva de la roca lo que resulte en un dog leg demasiado amplio.

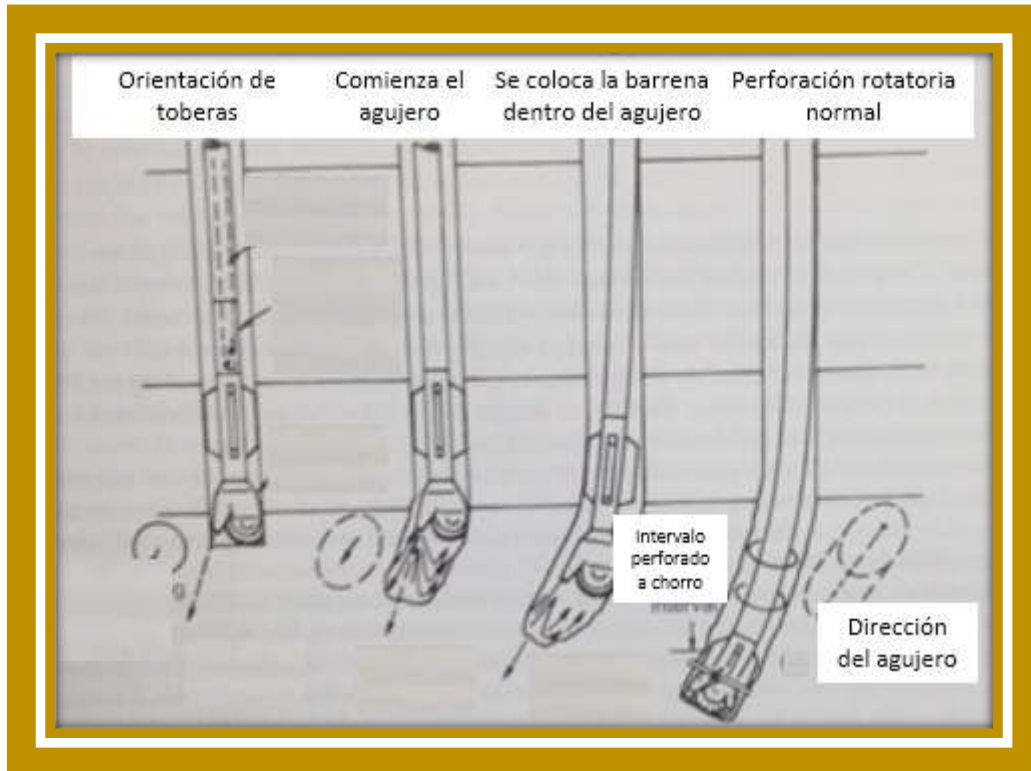


Figura 1.26. Accionamiento de una barrena tipo jet.
Modificada de "Fundamentals Of Drilling Engineering". Robert Mitchell.

- d) Motores de fondo. La herramienta de cambio de dirección que ha sido más utilizada son los motores de fondo. Este tipo de motores son alimentados por el fluido de control, es por eso que también son conocidos como motores de lodo. Este tipo de motores está compuesto de elementos clave para su funcionamiento, principalmente está compuesto de un rotor, un estator, un pistón, estabilizadores, un cojín de empuje, un desviador, una válvula y un cople que ajusta la sarta hasta la barrena. Véase Figura 1.27.

El funcionamiento de este dispositivo de fondo es hasta cierto punto sencillo, se trata de una válvula que restringe o permite el paso del fluido de perforación, éste será el encargado de accionar el motor mediante el movimiento del rotor, la maleabilidad del elastómero del cual está fabricado el estator permitirá el movimiento del rotor dando así origen a la rotación de la barrena en el fondo, este principio de funcionamiento básico permite el movimiento rotatorio de la barrena únicamente, es decir, se evita la rotación de la sarta de perforación en su totalidad. Por otro lado, el comienzo de la desviación del pozo a perforar es resultado de un desviador, este elemento que es colocado en diferentes configuraciones en función del ángulo de inclinación que se requiera para el pozo en cuestión es el que provocará la rotación de la barrena en la dirección requerida. El uso de herramientas MWD y LWD es requerido para las operaciones con motores de fondo, de manera que es posible determinar la dirección que está siguiendo la perforación y mediante su monitoreo determinar si es la que se había planteado al inicio de la operación.

Las herramientas con motor de fondo son altamente utilizadas, aunque pueden presentar ciertas desventajas en su aplicación, el principal defecto de estas herramientas son el desgaste del material debido a las condiciones dentro del pozo, llámese de presión, temperatura e incluso la composición del material pueden afectar a los componentes del motor. Es por esta razón que es necesario hacer inspecciones rutinarias a los motores ya que así se pueden reemplazar a tiempo y evitar que su funcionamiento sea alterado dentro del pozo causando mayores dificultades.

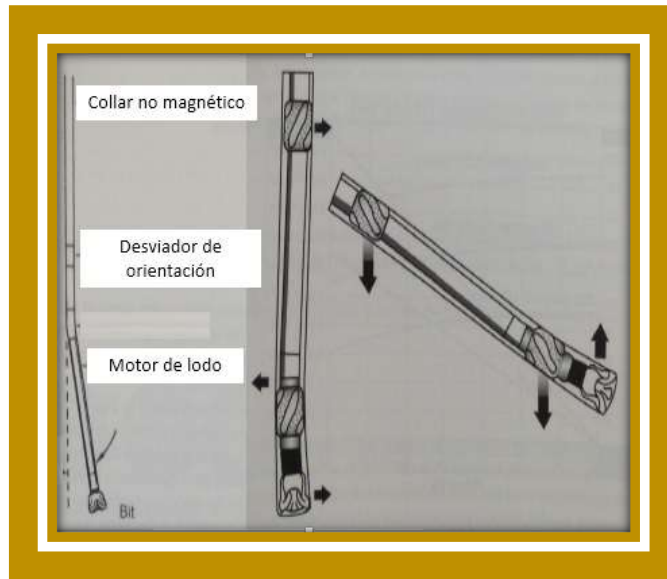


Figura 1.27. Acción del motor de fondo.
Modificada de "Fundamentals Of Drilling Engineering". Robert Mitchell.

- e) Turbinas. Las turbinas son otro tipo de herramienta de fondo que también basa su funcionamiento mediante la circulación del flujo del lodo de perforación que está siendo utilizado. Las turbinas de fondo constan principalmente de los siguientes elementos, rotores y estatores (dependiendo el número de etapas), estabilizadores, un desviador, cojinetes y un eje de transmisión. Véase Figura 1.28.

Pero entonces, dichas turbinas se van a diferenciar de los motores de fondo en el tipo de rotores, el motor de desplazamiento positivo utiliza rotores de tipo lobular mientras el rotor de una turbina va a utilizar rotores tipo veleta, el movimiento de la turbina dará origen a la rotación de la barrena.

El diseño de la turbina puede ser muy variado y será principalmente diferenciado en el número de etapas que contenga, siendo posibles desde una hasta 400 etapas. La antigua Unión Soviética es la que habría realizado el mayor número de avances en el uso de turbinas ya que un gran porcentaje de sus perforaciones ha sido bajo este método. El mecanismo de desviación es semejante al que se mencionó para los motores de desplazamiento positivo, un desviador que hace que la barrena perforo en cierta dirección.

- f) Bottom Hole Assembly (BHA). Este tipo de herramienta direccional es una herramienta de fondo de pozo que va a afectar la trayectoria de la barrena, su construcción puede ser muy simple y constar únicamente de la barrena, la tubería

de perforación y collares de perforación (drill collars) o puede estar compuesta de un mayor número de elementos y hacerla una herramienta más compleja como puede ser el uso de estabilizadores, collares magnéticos, escariadores, unidad de telemetría, etc. La Figura 1.29 muestra ambos tipos de BHA.

El principio de operación de este mecanismo de desviación es sencillo, el objetivo es únicamente ejercer fuerza lateral sobre la barrena para causar que esta perforo en cierta dirección. El uso de los estabilizadores va a ocasionar que la perforación continúe en la dirección establecida o que ésta se modifique según se requiera, por lo que el BHA puede ser de un solo estabilizador o de estabilizadores múltiples.

1.4.9. Herramientas de monitoreo

Para lograr una perforación direccional correcta es necesario mantener un monitoreo constante de la dirección que está siguiendo la barrena ya que esto permitirá determinar si será necesario realizar un ajuste a la trayectoria o si el curso que está siguiendo ésta es el correcto y de esta manera continuar la perforación hasta alcanzar el objetivo. Para lograr dicha tarea, se han implementado algunas herramientas de direccionamiento.

La manera de dar seguimiento a la dirección de la perforación ha sido mediante el uso de herramientas "Logging While Drilling (LWD)" (registrando mientras perfora) y "Measure While Drilling (MWD)" (midiendo mientras perfora).

Estas herramientas han sido desarrolladas para ser colocadas al fondo del ensamble de perforación y con éstas, realizar registros o mediciones según sea el caso. La determinación de estos parámetros permite conocer la ubicación de la barrena de perforación en tiempo real y de esta manera determinar el curso de su trayectoria y si es que se está siguiendo el curso correcto.

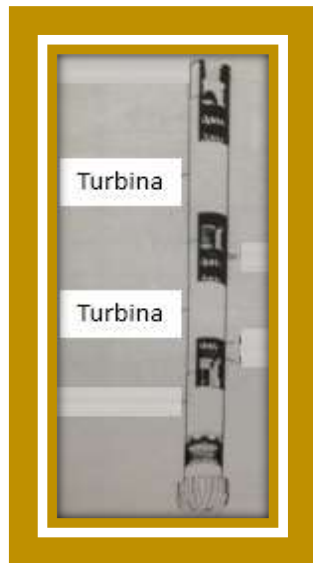


Figura 1.28. Barrena de perforación equipada con turbinas. Modificada de "Applied Drilling Engineering". Adam Burgoyne.

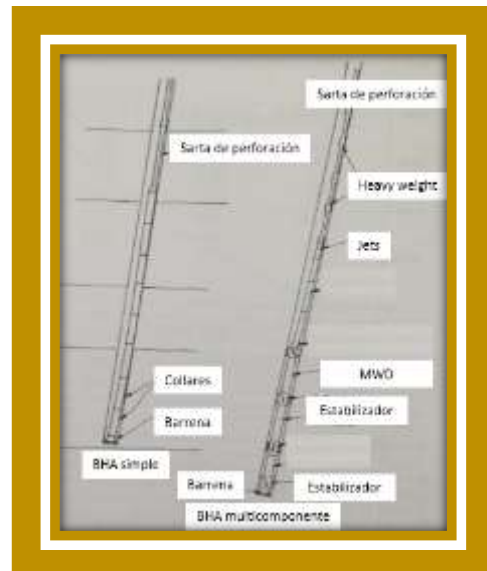


Figura 1.29. Configuraciones del equipo de fondo. BHA simple y BHA multicomponente. Modificada de "Applied Drilling Engineering". Adam Burgoyne.

Capítulo 2. Perforación Radial.

Con el aumento de la demanda energética se ha incrementado la necesidad de explotar nuevos campos o seguir aprovechando esos campos que fueron los primeros en ser desarrollados pero que en la actualidad se encuentran en condiciones no tan favorables para su producción. El tiempo ha pasado a través de ellos y es por esta razón que se encuentran bajo condiciones complicadas para seguir su aprovechamiento, factores como una disminución considerable en la presión dentro de ellos o el daño provocado por su desarrollo, sea éste la perforación o terminación de un pozo o alguna operación previa de estimulación dentro del mismo como pueden ser la inyección de fluidos o la acidificación del intervalo para restaurar el empuje o conductividad dentro del yacimiento respectivamente, han complicado la explotación de dichos yacimientos.



Figura 2.1. Perforación radial de dos intervalos diferentes con distinto número de laterales dispuestos radialmente.

La obligación de poder realizar la producción de esos campos que han resultado dañados o agotados por condiciones previas de desarrollo se vuelve imperante debido a que cada vez un mayor número de yacimientos se han vuelto de desarrollo más complicado debido a sus condiciones, adicionalmente los yacimientos clasificados como no convencionales han alcanzado gran relevancia en el futuro próximo de la industria. De manera paralela, el avance tecnológico ha llevado a las compañías a poder alcanzar este tipo de yacimientos, así como de también recuperar una mayor cantidad de hidrocarburos remanentes dentro de un yacimiento, tal ha sido el caso del desarrollo de la perforación radial que ha tomado relevancia en años recientes.

2.1. Descripción.

La perforación radial es una técnica relativamente nueva ya que ha alcanzado su mayor desarrollo en años recientes, de manera más concreta entre las décadas de los años 80 y 90. La implementación de este tipo de tecnología ha sido de relevancia en campos de Egipto y Medio Oriente, China, Rusia, India y otras regiones del continente asiático, de igual forma en América del Norte los Estados Unidos han desarrollado este tipo de perforación e incluso países como

Argentina en América Latina han buscado la implementación de este tipo de avance en la construcción y desarrollo de sus pozos.

La técnica consiste en la perforación de pequeños agujeros de drenaje a partir de un agujero revestido principal, estos agujeros de pequeño diámetro terminados generalmente sin tubería de revestimiento son extendidos hacia lo profundo de la formación mediante la erosión de la formación a través de la inyección de un fluido a alta presión, generalmente tratándose de agua o un fluido de acidez moderada. El número de agujeros puede variar dependiendo de las condiciones de la formación lo que puede traducirse en una gran cantidad de variaciones en la configuración de la construcción, pudiendo realizarse desde 2 hasta 16 agujeros colocados de manera radial con un ángulo de separación igual entre ellos para lograr una mejor distribución dentro de la formación, si es lo requerido, en un mismo intervalo a una profundidad determinada con la posibilidad de construir otra cantidad igual o distinta en otro intervalo de la formación con el objetivo de lograr el alcance de un mayor número de capas o estratos productores. Véase Figura 2.1.

Dentro de las perforaciones radiales existen un par de métodos que son los más utilizados para realizar este trabajo, el “Ultrashort Radius Radial System” (URRS, por sus siglas en inglés), y el “Quick Radial System” (QRS, por sus siglas en inglés), son los métodos utilizados para la perforación radial a través de la tubería de revestimiento y posteriormente la formación. Éstos van a estar diferenciados por la capacidad de cambio en la dirección que cada una de dichas técnicas puede aportar, es decir el radio de curvatura en el que la perforación se torna horizontal a partir de la perforación principal vertical. El URRS realiza el giro a 90° en una distancia no mayor a 1 pie, mientras que el QRS realizará el cambio de dirección en una distancia de 30 pies aproximadamente¹. Figura 2.2. El alcance dentro de la formación durante las primeras perforaciones de este tipo variaba entre los 100 y los 200 metros de extensión, posteriormente se han registrado extensiones mayores, aunque por lo general siguen variando entre estos cientos de metros. Mientras tanto, en cuanto al diámetro del radial se refiere, el tamaño de estos resulta relativamente pequeño, apenas unas cuantas pulgadas, el diámetro de estos pequeños agujeros de drenaje oscilan entre valores cercanos a las 4 pulgadas, claro que con el desarrollo de la tecnología es posible lograr mayores diámetros, aunque el tamaño probado siga siendo cercano a dichos valores.

Por lo general las primeras perforaciones radiales fueron hechas en formaciones someras y de consolidación de baja a media, descartando por lo regular las formaciones duras y tomando precauciones en formaciones suaves, esto tenía una causa clara y era la complicación de la operación durante la etapa de extensión del lateral, la generación excesiva de recortes debido al desgaste por la fricción del chorro de fluido sobre la pared de la formación complicaba la limpieza provocando el atascamiento de la manguera, así como del jet de propulsión o de igual forma una acumulación de deshecho que posteriormente podía derivar en una desviación de la trayectoria de la herramienta de perforación, esto era el resultado de la falta de una buena limpieza del agujero. Por otra parte, en cuanto a la profundidad es referido, las formaciones profundas eran evitadas debido a las condiciones más complicadas de presión que tenían que enfrentar los componentes del equipo de perforación, aunque posteriores estudios mostraron las características que influyen en el desempeño de una perforación radial, descartando la

¹ “Slim Hole Multiple Radials Drilled with Coiled Tubing”. Dickinson, W. y Dickinson, R.

profundidad como un factor determinante a considerar para la implementación de este tipo de técnica.² Entre éstos principalmente podían encontrarse los siguientes:

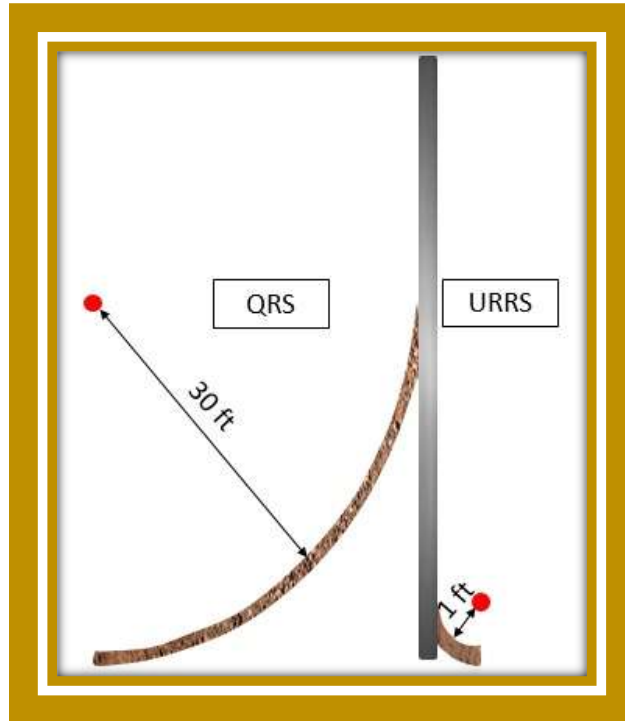


Figura 2.2. Radios de curvatura para cada sistema de perforación radial, QRS (30 ft) y URRS (1 ft).

1. Tamaño del revestimiento,
2. Múltiples tuberías de revestimiento,
3. Grosor de la tubería,
4. Calidad de la cementación, y
5. Condiciones de la formación.

Durante una perforación radial intervienen fuerzas que son provocadas por las altas presiones del fluido a chorro durante el desplazamiento hacia adelante de la herramienta de perforación, la mayoría de los autores reconocen estas como la fuerza de tracción y la fuerza de empuje. Se resalta la etapa inicial del método de perforación radial como el corte de la tubería de revestimiento para abrir la ventana que permita el paso de la sarta a través de la tubería hacia la formación. El accionar de este par de fuerzas provoca que la herramienta de perforación realice su movimiento dentro de la formación de una manera conjunta, la generación de estas fuerzas es debida a la distribución de las toberas dentro del jet de perforación, es decir, las tres boquillas de chorro en la parte delantera generan la erosión dentro de la pared de la formación mientras la tercia de toberas posteriores realizan un empuje hacia el anular de la formación, de esta forma es que se genera la fuerza de empuje. De manera similar, el movimiento del fluido dentro de la manguera y posteriormente dentro del jet provoca que la manguera se elongue por la oposición del fluido fluyendo en múltiples direcciones dentro del jet de perforación hasta que éste encuentra la salida a

² “Coiled-Tubing Method Drills Radial Laterals to Improve Oil Production from a Depleted Reservoir”. Elliot Steve.

través de alguna de las toberas del instrumento, generando así la fuerza de tracción en éste. La Figura 2.3 muestra la distribución de toberas o boquillas en el jet o herramienta de perforación a chorro.

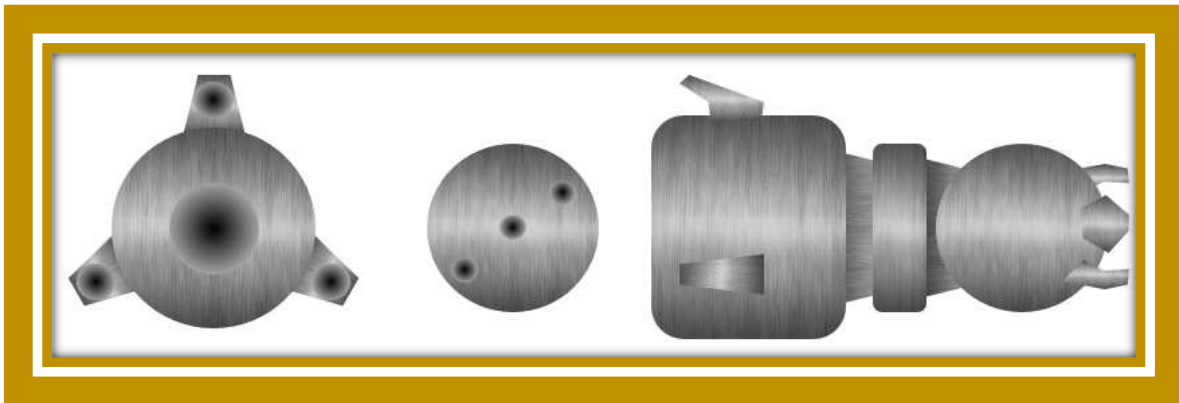


Figura 2.3. **Izquierda.** Sección trasera de la herramienta de perforación, distribución de las toberas.

Centro. Sección delantera la herramienta, distribución de las toberas.

Derecha. Herramienta de perforación a chorro. (Esquemas representativos de la distribución de toberas, así como de la herramienta).

Cuando se busca una perforación radial dentro de un yacimiento es debido a razones específicas, es decir, por lo general se busca la conexión con secciones más alejadas del pozo principal debido a que en su mayoría de casos se busca evitar o puentear el daño causado a la formación anteriormente por las operaciones regulares de la construcción de un pozo o alguna tarea de estimulación basado en ácidos, como puede observarse en la Figura 2.4, siendo este un motivo que generalmente provoca un mayor daño a la formación y que es causada por el filtrado excesivo en el bombeo de este tipo de fluidos.

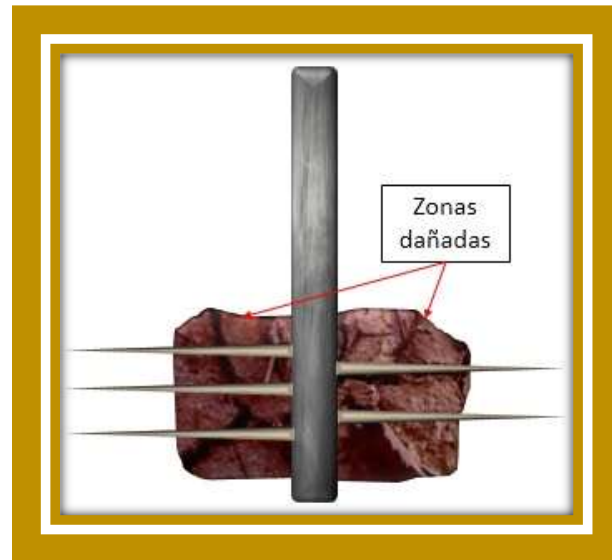


Figura 2.4. Áreas cercanas al pozo dañadas por trabajos de estimulación.

La evaluación requerida para la implementación de una perforación radial debe pasar por un proceso amplio en el que los factores primordiales para definir la realización de esta técnica están basados en la situación estructural del yacimiento y las condiciones físicas del mismo, ya que éstos son factores determinantes para la toma de decisiones en un proyecto de este tipo. Se prevé un buen funcionamiento de la perforación de radiales en combinación con otros métodos de estimulación como son la acidificación, el fracturamiento hidráulico e incluso como una operación previa a la implementación de métodos de recuperación mejorada, principalmente aquellos que son basados en la inyección de vapores de forma continua o de manera intermitente, el método "Huff and

Huff³ es una opción viable en combinación con la perforación de radiales dentro de un yacimiento. La combinación del método “Huff and Puff” con una perforación radial puede verse en la Figura 2.5.

La implementación de agujeros de drenaje distribuidos radialmente han mostrado en sus aplicaciones de campo una mejora alrededor de 10-50% de la recuperación del hidrocarburo remanente dentro de un yacimiento por lo que el empleo de este método puede traducirse en un aumento en la extracción del aceite que estaba considerado como inmóvil e incluso perdido en yacimientos prácticamente depletados. Su aplicación puede anteceder operaciones de recuperación o incluso reemplazarlas si es que la aplicación de dicho método se torna menos redituable.

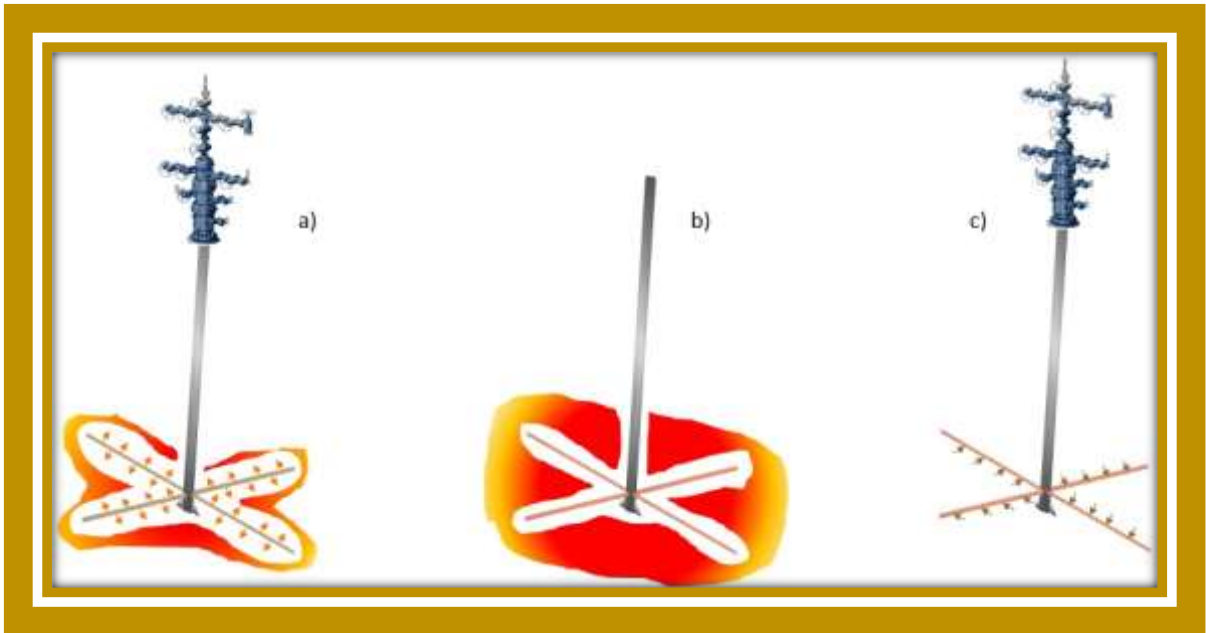


Figura 2.5. La combinación del método de recuperación conocido como “Huff and Puff” con una operación de perforación radial.

- En la figura: **a)** Primera etapa. Se inyecta fluido (vapor en este caso) a través de los laterales.
b) Segunda etapa. El pozo permanece cerrado para que el fluido entre en contacto con la mayor parte del hidrocarburo remanente dentro del yacimiento.
c) Tercera etapa. Se abre el pozo de nuevo para poner a producir el hidrocarburo remanente con ayuda del fluido inyectado.

2.1.1. Herramientas y equipos.

La estructura para la construcción de agujeros radialmente distribuidos requiere de equipos especiales para realizar el trabajo, desde que el agujero principal ha sido perforado este debe mantenerse en una terminación de agujero revestido, esto es debido a que se tiene que mantener un alto grado de integridad del pozo durante la perforación de estos pequeños laterales de producción. Este agujero principal revestido puede ser construido mediante

³ Huff and Puff. Proceso cíclico de recuperación mejorada en el que se inyecta algún fluido miscible, generalmente vapor, para facilitar la movilidad del hidrocarburo remanente dentro de un yacimiento petrolero. Definición generada a partir de “Schlumberger Glossary” y “Recuperación Secundaria y Mejorada” Ing. Cuautli Hernández María Elena.

cualquier técnica de perforación, es decir, de manera más general éste puede tratarse de un agujero convencional vertical o de un agujero direccional como es el caso de un pozo inclinado a través de la formación, de forma tipo “S”, tipo “J” aunque debe tomarse en cuenta una inclinación máxima de 15° en la zona de interés, se puede aplicar en pozos multilaterales o perforados con tubería de revestimiento aunque estos últimos casos no han sido realizados en trabajos de campo sin descartar la posibilidad de la combinación de este tipo de técnicas en un futuro cercano.

A continuación serán detalladas las herramientas utilizadas en este tipo de tecnología, cada una de estas herramientas son necesarias para alguna etapa en particular durante el proceso de perforación radial.

Uno de los componentes principales para este tipo de tecnología es la sarta de trabajo, ya que esta es la encargada de introducir y retirar dentro del pozo el resto del equipo, así como de orientar las herramientas en el sentido hacia donde se requiera realizar la perforación de cualquier conducto. Una vez dentro del pozo principal, la sarta de trabajo estará acoplada a una tubería flexible que aumenta la versatilidad de la sarta, así como facilita la movilización de dicha tubería dentro del agujero principal.

Para lograr que sea posible perforar la tubería de revestimiento se requiere de cortadores, estos son encargados de perforar un agujero en la tubería para que de esta manera quede expuesta la zona de interés de nuevo al pozo principal de la operación. Existen diversos tipos de cortadores, aunque para este caso por lo general es utilizada una pequeña barrena (Figura 2.6) unida a un eje flexible que es capaz de atravesar el acero de la tubería en una dirección prácticamente perpendicular al pozo cuando éste pasa a través de una zapata desviadora. Esta zapata desviadora que se encuentra correctamente posicionada en la dirección requerida mediante el uso de un centralizador, que mantendrá alineado el desviador hacia la formación posee la forma de un signo de interrogación invertido, lo que permite un giro suavizado de 90° y hace posible la entrada del equipo para la siguiente etapa. La forma de este desviador puede observarse en la Figura 2.7. Para realizar el reacomodo del desviador en cualquier otra dirección requerida para la perforación del siguiente lateral se hará uso de un giroscopio acoplado a la sarta de trabajo.



Figura 2.6. Barrena para la perforación del revestimiento.
Tomada de "Radial Drilling Technique for Improving Well Productivity in Petrobel-Egypt". Ragab, Salem



Figura 2.7. Desviador de dirección.
Tomada de "Field Testing and Validation of a Mechanical Alternative to Radial Jet Drilling for Improving Recovery in Mature Oil Wells". Balch, Robert.

Una vez que se ha conseguido el acceso al estrato de interés es necesario el uso de una manguera de un material polimérico de alta resistencia a través de la cual el fluido erosivo a alta presión será bombeado y expulsado a chorro hacia la formación, este generará un agujero que será extendido mediante el bombeo constante de dicho fluido hasta lograr la extensión requerida en la penetración. Para lograr el correcto direccionamiento del paso del jet por lo general no es necesario hacer un monitoreo continuo de la manguera y el jet ya que debido a la distribución de fuerzas dentro de la misma, así como de la distribución de las toberas, el equipo tenderá a realizar un movimiento continuo hacia adelante. Esto no significa que no pueda realizarse un monitoreo continuo de la herramienta, esto puede realizarse mediante herramientas Measure While Drilling, (MWD, por sus siglas en inglés) acopladas al BHA de la operación.

Para cuando se ha alcanzado la extensión total del radial perforado, son utilizados cortadores electrolíticos para separar la herramienta del resto de la manguera y de esa forma mantener la conexión de la formación a la tubería de revestimiento principal y conservando la comunicación entre el yacimiento y las instalaciones superficiales. Mientras que el pequeño lateral puede requerir de dispositivos especiales para su terminación, es decir, en caso de que se trate de una formación poco consolidada pudiese requerir de la implementación de dispositivos como liners suaves ranurados o empacadores de grava para evitar las altas concentraciones de residuos y facilitar su manejo sin que éste intervenga durante el proceso de producción del pozo. Figura 2.8.

Como fue descrito en esta sección, el equipo para realizar una perforación radial es de manera general el mismo para cualquier tipo de operación direccional radial a realizarse, sin discriminar si ésta sea de naturaleza URRS o QRS. Un ensamble para realizar una perforación radial puede verse en la Figura 2.9.



Figura 2.8. Tipos de terminaciones de un lateral radial para eliminar el exceso de deshecho en formaciones poco consolidadas. En el lateral **izquierdo** se utiliza un empacador de grava con la técnica QRS mientras que en el lado **derecho** un liner ranurado en conjunto con la técnica URRS.

2.1.2. Proceso.

El proceso para llevar a cabo la perforación de radiales puede presentar variaciones de acuerdo con la manera en que estos sean realizados, es decir, concretamente la técnica, esto se encuentra referido a si se trata de una perforación del tipo URRS o si se trata del método QRS. Estos van a verse diferenciados en dos factores principales, la distancia requerida para realizar el giro a 90° hacia la formación, así como del tiempo requerido para realizar cada uno de estos. De esta forma, el método URRS se verá beneficiado en la distancia requerida para llevar a cabo el desvío dentro de la tubería de revestimiento, es decir un radio en un rango cercano a 1 pie, mientras que el método QRS tendrá un radio de curvatura de alrededor de 30 pies. Por otro lado, el QRS recibe su nombre debido a la capacidad de lograr la construcción del radial lateral en un tiempo considerablemente menor que el requerido para finalizar la perforación haciendo uso del URRS. Los métodos de ambos sistemas de perforación poseen diferencias el uno del otro, por lo que resulta necesario discriminar la disparidad entre estos en cuanto al proceso de realización de cada uno refiere.

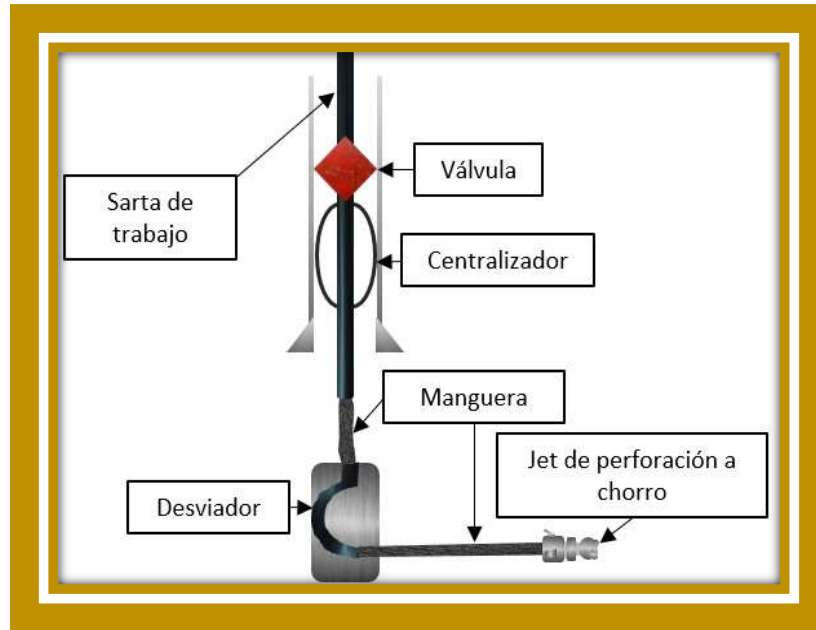


Figura 2.9. Arreglo de los elementos utilizados en la perforación radial.

Inicialmente y de manera análoga a cualquier tipo de implementación dentro de un pozo, debe estudiarse y considerarse las opciones de acuerdo con las condiciones presentes dentro del yacimiento, tanto de litología como de los fluidos in-situ, para el caso de la perforación radial el factor determinante para tomar la decisión de implementar una operación de este tipo es la litología, así como las condiciones estructurales de igual forma que datos registrados de historia de producción tomando en consideración registros de pruebas de presión y evolución de la misma.

2.1.2.1. URRS.

La realización de una perforación radial sigue un procedimiento que puede resumirse en 4 pasos de manera sencilla y general una vez que el agujero principal ha sido perforado y revestido. Partiendo de éste supuesto, estos son los pasos a realizar durante la construcción de radiales:

- I. Posicionamiento del desviador,
- II. Perforación del revestimiento,
- III. Extensión del lateral a la longitud requerida, y
- IV. Lavado y terminación del lateral.

Como puede observarse, son 4 pasos muy bien definidos dentro de la perforación radial, partiendo de la idea que el pozo principal ha sido terminado, puede continuarse con el proceso para realizar este tipo de trabajo. Si se ha determinado la viabilidad de la aplicación de este tipo de procedimiento como la mejor opción entonces puede iniciarse la operación de perforación. Como se dijo y siguiendo el modelo propuesto lo primero que debe realizarse es el posicionamiento del desviador, esto requiere que la sarta de trabajo baje el desviador a la profundidad determinada para que de esta manera haciendo uso del giroscopio la herramienta desviadora permanezca colocada en la dirección y profundidad

correcta durante la perforación de este primer radial o de cualquier otro posterior. Cuando ha sido determinado que la herramienta fue colocada de manera correcta dentro del agujero de revestimiento es cuando se determina si la operación puede continuar.

De acuerdo con el procedimiento, el siguiente paso sería continuar con la perforación de la tubería de revestimiento, de esta forma, una vez que el desviador se encuentra anclado y correctamente posicionado, mediante el uso de la tubería flexible se introduce a la tubería de revestimiento una barrena de diámetro pequeño, cercano a 1 ¼", véase Figura 2.6, en este arreglo es colocado un motor de fondo que suministra la rotación a dicha barrena para perforar la tubería de revestimiento y el cemento hasta alcanzar la pared de la formación. Una vez que se ha alcanzado la formación, la tubería flexible debe ser retirada para introducir la manguera acoplada al jet de perforación a chorro para que éste realice la tarea de extender el lateral para sobrepasar la sección dañada de la formación y se alcance la zona de interés.

Cuando la herramienta es introducida para realizar la perforación con el fluido a chorro, esta tiene como objetivo la expansión del lateral radial hacia la zona del yacimiento que no ha resultado dañada y que aún posee una buena cantidad remanente de hidrocarburos. El bombeo del fluido es cercano a un rango de 8000 a 10000 [psi] por lo que su inyección resulta en una apertura de la formación, a este fluido pueden agregarse partículas sólidas de cierto grado de redondez o en su caso de forma específica para lograr un mayor desgaste frontal del estrato, de esta forma las toberas frontales del jet generan la erosión sobre la pared de la formación. De manera simultánea, el flujo del fluido se traslada a través de las tres toberas traseras hacia el anular aumentando la fuerza de empuje hacia adelante de igual forma que realiza la limpieza de los recortes generados por el raspado de la pared del agujero. El proceso de limpieza se vuelve fundamental para una operación de perforación radial ya que de esto depende que el hidrocarburo atrapado sea capaz de fluir a través del radial hacia el pozo principal, es por esto que una vez alcanzada la extensión planeada para el radial es necesaria una recirculación del agujero para remover la mayor cantidad de recortes generados por el fluido a chorro que fue bombeado a alta presión, la recirculación del agujero corresponde al siguiente paso del proceso de perforación de los laterales. La Figura 2.10 muestra esquemáticamente dicha secuencia.

Cuando se ha realizado la mejor limpieza posible del agujero, la siguiente etapa es implementar un tipo de terminación o mantener el radial como un agujero descubierto si es que esa opción resultó la más viable. Dentro de las opciones de terminación para este tipo de agujeros existen dos que son los más comúnmente utilizados, la introducción de un liner flexible ranurado o el uso de empacadores de grava. La aplicación de cualquiera de este tipo de terminaciones es comúnmente utilizada cuando la consolidación de la formación es de media a baja ya que el fluido bombeado a alta presión puede provocar la generación de un gran número de partículas y recortes dentro del radial. Con el agujero perforado y terminado, la siguiente etapa es realizar un reacomodo del desviador en otra dirección previamente establecida mediante el uso de la sarta de trabajo y repetir la secuencia de la metodología, esto puede observarse como un proceso cíclico como se aprecia en la Figura 2.11.

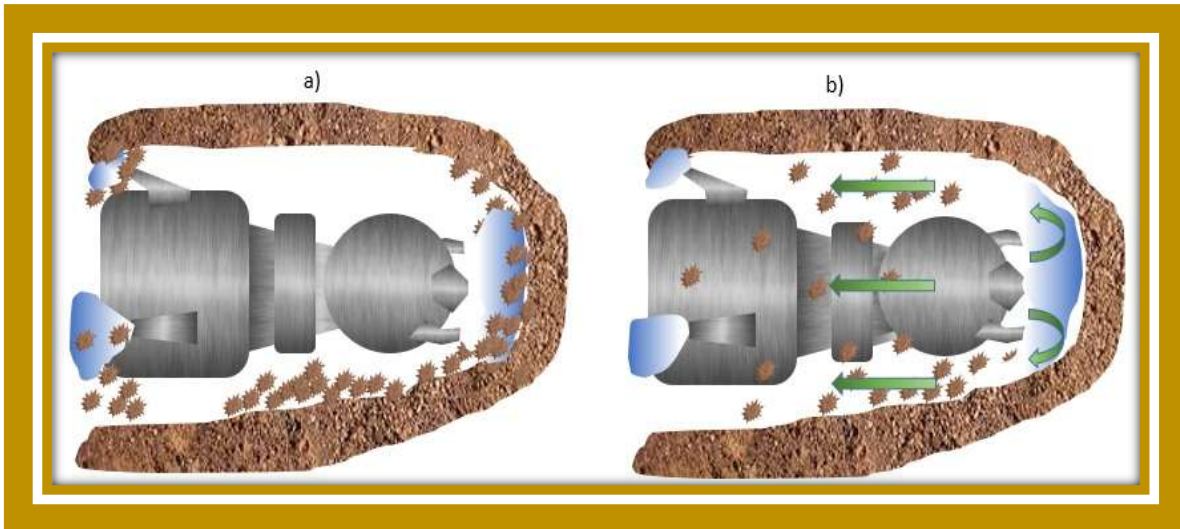


Figura 2.10. **a)** La erosión del fluido bombeado a altas presiones genera una gran cantidad de recortes en formaciones de bajas consolidaciones, así como una acumulación de los mismos. **b)** De ser necesario es posible una recirculación de fluido para la remoción de una mayor cantidad de recortes generados durante la perforación del radial.

2.1.2.2. QRS.

La perforación de agujeros radiales mediante el uso del sistema radial rápido es un proceso conocido dentro del campo de la perforación direccional, esto se debe a que el proceso para realizar el desvío de la trayectoria dentro de la tubería de revestimiento para alcanzar el estrato objetivo se realiza de la misma forma, es decir, se coloca una cuña desviadora a la profundidad previamente determinada para que posteriormente se introduzca un cortador que realizara la apertura necesaria para el deslizamiento de una barrena que continuara taladrando hasta la profundidad de interés mediante el movimiento de un motor de fondo, recordando la diferencia en los radios de curvatura de ambos sistemas para hacer un cambio de dirección a 90° de la vertical. Una vez lograda la profundidad requerida, debe notarse que el acceso al estrato de interés es prácticamente de manera horizontal y por lo tanto es cuando el proceso de construcción de los radiales se homologa al descrito para el método URRS, la introducción de la manguera junto con el jet de perforación a chorro para realizar la expansión requerida del radial. Cuando ha sido concluida dicha expansión se requiere de la recirculación del agujero para la limpieza del mismo y la posterior terminación del mismo en caso de que ésta sea requerida. El proceso de perforación de radiales bajo el método QRS puede observarse en la Figura 2.12.



Figura 2.11. Metodología simplificada de la perforación radial bajo el método URRS.

En dicha figura puede describirse el siguiente proceso.

- (1) Mediante el uso de una cuña desviadora y una barrena se realiza la perforación del revestimiento a la profundidad determinada.
- (2) Se continúa el proceso perforación hasta alcanzar la desviación necesaria (90°) mediante una barrena y un motor de fondo, así como sistemas LWD y MWD.
- (3) Es introducido al agujero la herramienta de perforación a chorro, es decir, el jet y la manguera. Posteriormente se realiza la extensión del lateral.
- (4) Finalmente se lleva a cabo la terminación del lateral, para este caso se muestra un empacamiento de grava

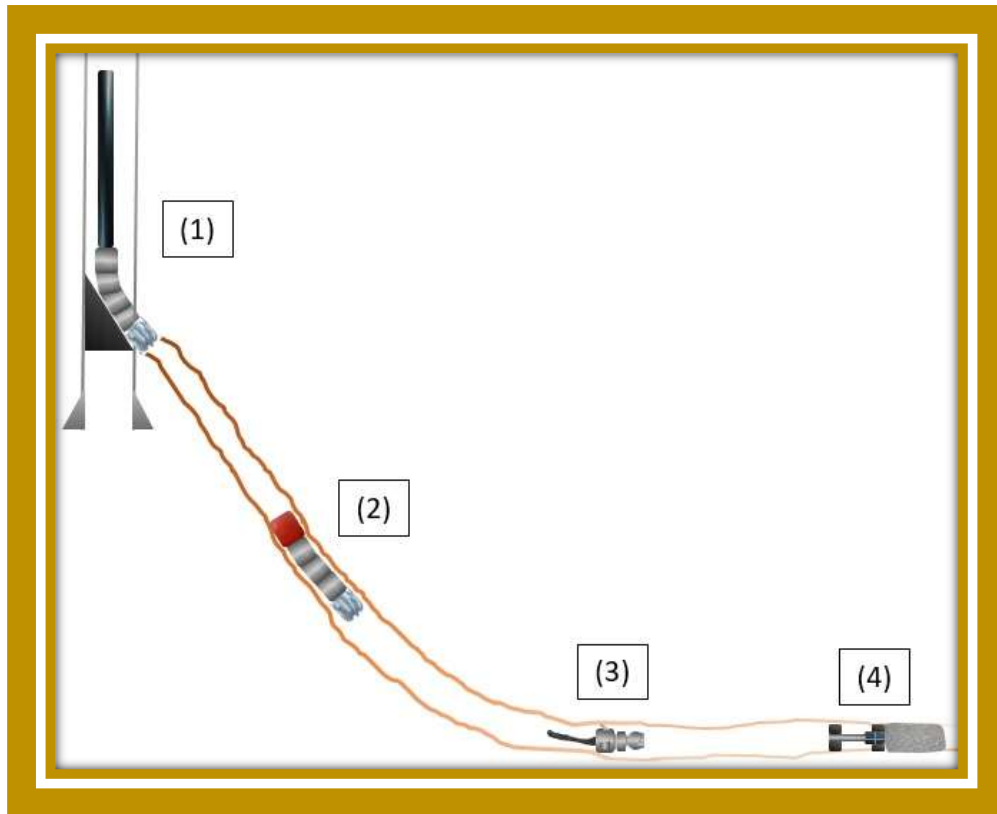


Figura 2.12. Proceso de perforación por etapas del sistema QRS.

Como puede notarse, existen diferencias marcadas dentro de los dos sistemas para la perforación de radiales, aunque estas están relacionadas a la manera de lograr el direccionamiento de vertical a horizontal ya que el método de perforación de los radiales continua siendo el mismo, es decir, el uso de un jet de propulsión a chorro que bombea fluido a alta presión para abrir un agujero dentro de una formación específica evitando el daño anteriormente ocasionado por otras operaciones dentro del pozo o simplemente como un preámbulo a algún otro método de recuperación. Generalmente y en un mayor número

de perforaciones radiales realizadas en campos alrededor del mundo el método utilizado con mayor frecuencia es el URRS.

2.2. Yacimientos a los que aplica.

Las aplicaciones de la perforación de radiales han sido probadas en un buen número de yacimientos, el alcance de esta tecnología es amplio ya que puede ser implementada en yacimientos de gas de igual manera que puede utilizarse en yacimientos de aceite, sin embargo, en la mayor parte de las ocasiones en que ha sido empleado se ha proyectado la explotación de yacimientos con contenido de aceite pesado. Esto no hace que el método sea exclusivo para yacimientos de este tipo ya que la constante aplicación de la técnica ha llevado a los operadores a continuas actualizaciones para ampliar el marco operativo de perforación radial.

Dentro del gran número de perforaciones que se han realizado en diferentes campos del mundo, se ha logrado perforar exitosamente radiales en formaciones de baja consolidación, así como de consolidación media. Los yacimientos de baja consolidación han necesitado de consideraciones extra durante el proceso, tal es el caso de la implementación de algún tipo de terminación como el uso de liners o empacadores de grava con el objetivo de evitar taponamientos o desvíos dentro de algún radial. Por lo general el factor determinante para la aplicación de algún sistema de perforación radial será la litología de la formación, así como las condiciones estructurales que ésta presente, por lo que aunque puede ser aplicado a yacimientos sin importar el tipo de fluido que se encuentre confinado dentro de los mismos, este factor no resulta ser un determinante para dicha técnica por lo que la composición de dichos fluidos tampoco resultará en limitantes. Por otro lado, es importante tomar en consideración que las propiedades petrofísicas de la formación deben tomarse en cuenta por la naturaleza propia de la técnica, las formaciones de permeabilidad media a alta pueden ser perforadas mediante este método, de igual forma que pueden ser perforables formaciones de porosidades medias a altas por lo que yacimientos de areniscas o calizas pueden ser parte del alcance de la perforación radial..

2.2.1. Restricciones.

Las principales limitantes para determinar si es que la implementación de una perforación radial resulte factible son aquellas referentes a las propiedades de la formación, es decir, la alta o baja compactación de los estratos, así como las condiciones de presión y temperatura a la profundidad de interés. Su principal barrera serán aquellos yacimientos de alta compactación como son los de lutitas, esto es debido a que la alta consolidación y dureza de este tipo de formaciones dificulta que la inyección a chorro del fluido erosione la pared del agujero.

Por otro lado, las condiciones de altas temperaturas, así como altas presiones como es el caso de los yacimientos HPHT limitan el funcionamiento óptimo de la manguera conectada al jet de perforación, el motivo de esto es que la resistencia del material de dicha manguera no es capaz de soportar estas condiciones.

2.3. Ventajas y desventajas.

Cuando se considera realizar una operación de perforación radial deben tomarse en cuenta múltiples factores para determinar si el uso de dicha tecnología resulta redituable, por tal motivo deben ser reconocidas las ventajas de igual manera que sus desventajas y pueda corroborarse la decisión de optar por realizar una perforación radial de acuerdo a las condiciones y características del yacimiento.

2.3.1. Ventajas.

Existen múltiples beneficios de la construcción de pozos mediante la técnica de perforación radial. El primero de éstos y de mayor importancia es el beneficio de poder obtener una mayor recuperación de hidrocarburos que hubiesen quedado aislados por daño al pozo o simplemente por el agotamiento natural de un yacimiento durante su proceso de producción, el acceso a una mayor extensión dentro de una formación debido a los agujeros radiales resulta en un aumento sustancial del flujo de hidrocarburo hacia el pozo, de igual forma puede ser aplicable como un predecesor a cualquier método de recuperación que pretenda ser utilizado como complemento para esta técnica. Los porcentajes probados de aumento en la producción al utilizar este tipo de perforación oscilan entre el 10% y 50% del volumen remanente. Es por este motivo que la implementación de esta técnica abre la posibilidad de perforar e iniciar la producción de diferentes estratos a distintas profundidades dentro de un mismo yacimiento.

Dentro del agujero del pozo existen múltiples factores que considerar, uno de estos es que este tipo de perforación facilita la limpieza del agujero por la naturaleza misma de la técnica, el bombeo de fluido a altas presiones realiza una recirculación constante del agujero por lo que no se requiere de operaciones muy largas para que el agujero sea puesto a disposición de la producción, de igual forma esta situación hace que la cantidad de fluido circulado necesario disminuya traduciéndose en menores costos.

La operación de perforar radiales dentro de un yacimiento es derivada de la perforación direccional, esto significa que la tecnología tiene una base conocida basada en la experiencia previa obtenida de un buen número de perforaciones direccionales, aunque debe notarse que tales bases solo son el inicio de la perforación radial.

La implementación de esta tecnología toma una duración promedio de dos a tres días por lo que el ahorro en el tiempo de trabajo se traduce en costos, una disminución en el tiempo de trabajo y renta de equipo se traduce en ahorro de dinero y a su vez, se transfiere al aumento de la rentabilidad del uso de la perforación radial. Así mismo, el equipo superficial requerido para realizar este tipo de trabajo es similar al utilizado en operaciones en el manejo de tubería flexible por lo que no se requiere de gran cantidad de equipo extra ni de aparejos o instalaciones mucho más grandes.

La posibilidad de implementar esta técnica puede amplificar su margen de empleo a través de diferentes combinaciones de la perforación radial en conjunción con otro tipo de técnicas de perforación de igual manera que su funcionalidad puede incrementar el beneficio en el uso de métodos de recuperación posterior a la producción natural de un yacimiento.

2.3.2. Desventajas.

La realidad de ésta tecnología es que tiene un amplio marco de aplicación, principalmente se encuentra enfocado a la explotación de yacimientos que ya han sido explotados con anterioridad, aunque no se torna excluyente a yacimientos de primer desarrollo. Los altos costos implicados en este tipo de operación hacen que se dificulte la posibilidad de implementarlo en campos que nuevos, por tal motivo es que es la perforación radial primordialmente se utiliza en yacimientos ya depletados.

La posibilidad de extender la aplicación de este tipo de perforación toma relevancia ya que el futuro de la industria se encuentra en los llamados yacimientos no convencionales, aun cuando se tiene confianza en que éste pueda aplicarse a este tipo de yacimientos no se han llevado a cabo trabajos de este tipo en dichos yacimientos por lo que su utilidad queda en tela de juicio para su aplicación futura. Los yacimientos de alta dureza y bajas porosidades como son los de lutitas y de igual forma de grandes profundidades y consecuentemente altas presiones como lo son los yacimientos de aguas profundas limitan la aplicación de esta técnica de perforación.

Para su aplicación regular, es decir, yacimientos someros de formaciones con consolidaciones de medias a bajas resulta prácticamente necesario el uso de terminaciones de grava o el uso de liners ranurados que eliminen las acumulaciones excesivas de material que pueda taponear el radial productor, el uso de este tipo de herramientas, en especial del liner, requiere de operaciones precisas siendo que se pone en juego la integridad de los radiales.

Como puede notarse, las limitaciones de la perforación radial resultan mínimas cuando su principal ventaja es un aumento significativo de la producción, así como el impulso de métodos de recuperación, realmente su limitación proviene de su posible aplicación en campos de yacimientos no convencionales por lo que llevarlos a prueba dentro de este tipo de yacimientos resultará en el futuro de su aplicación. En la Tabla 2.1 se resumen las ventajas y desventajas de perforar radialmente.

Ventajas

- Aumento de la producción en yacimientos maduros.
- Acceso a yacimientos con un alto grado de daño por operaciones anteriores dentro del pozo.
- Operaciones de corta duración, dos días aproximadamente por radial.
- Posible sustitución de métodos de EOR que se traducen en ahorro de costos.
- Es capaz de combinarse con métodos de EOR para lograr un mayor aprovechamiento del hidrocarburo remanente.
- Permite el acceso a diferentes capas dentro de un mismo yacimiento.

Desventajas

- Solo se ha implementado en formaciones someras y de consolidación suave, aunque no se descarta su aplicación a nuevos yacimientos no ha sido probado.
- Se encuentra limitado con respecto a altas presiones debido a la integridad del equipo que es utilizado.
- Pueden presentarse descontrolos debido a la alta conectividad dentro del yacimiento por la naturaleza del método de perforación.

Tabla 2.1. Balance de ventajas y desventajas de la perforación radial.

Capítulo 3. Perforación con tubería de revestimiento.

La industria ha requerido novedades para continuar con las operaciones en campos cada vez más complejos permitiendo dañar en menor medida la formación y consecuentemente lograr mejorar la producción del yacimiento. Estos requerimientos han derivado en nuevos avances tecnológicos que han facilitado a los operadores disponer de elementos necesarios para contrarrestar posibles dificultades durante la perforación de pozos petroleros. Estos despliegues científicos no necesariamente significan que se han creado nuevos dispositivos, si no también que se ha logrado desarrollar otras técnicas a partir de elementos que ya han sido utilizados con el objetivo de optimizar las operaciones de perforación. Uno de estos casos ha sido la perforación con tubería de revestimiento o Casing Drilling (CD) en inglés, una tecnología de desarrollo relativamente nueva que se ha enfocado en el uso de elementos convencionales para desarrollar una técnica innovadora que permite la disminución del tiempo no productivo de la perforación de un pozo, así como mejorar otros aspectos del desarrollo de un yacimiento.

Los primeros trabajos utilizando esta técnica son relativamente antiguos, prácticamente datan de un siglo atrás, aunque la perforación de pozos utilizando una sarta de revestimiento en lugar de una tubería convencional han sido implementados de forma regular como una alternativa desde hace dos décadas.

3.1. Descripción.

La perforación con tubería de revestimiento es de manera concreta y de la manera que su nombre lo indica, la perforación de pozos petroleros utilizando una tubería de revestimiento como sarta de perforación. Para que el cambio de tareas entre tuberías sea posible es necesario considerar ciertas especificaciones cuando se realiza una operación de este tipo. Uno de los aspectos principales a tomar en cuenta es la diferencia de diámetros existente entre ambos tipos de tuberías, es decir, la tubería de revestimiento es de un diámetro mayor al de una sarta de perforación convencional, de igual forma que el grosor o diámetro interno presenta variaciones de una tubería a otra. Véase Figura 3.1. Este aspecto se verá reflejado en la resistencia de la tubería de revestimiento al torque y a los esfuerzos a los que ésta será sometida dentro del yacimiento.

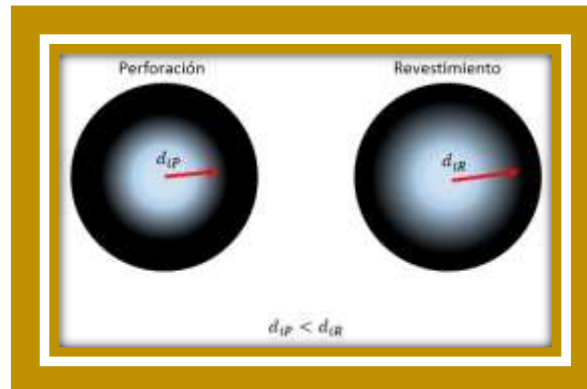


Figura 3.1. El diámetro interno de una TR varía con respecto con una TP, esto varía las condiciones de resistencia de la tubería. Imagen representativa donde d_{iP} . Diámetro interno de la tubería de perforación y d_{iR} . Diámetro interno de la tubería de revestimiento

La perforación con tubería de revestimiento ha sido una técnica que tiene sus inicios a principio del siglo XX en Rusia cuando se registró la perforación de una sección de un pozo bajo esta técnica. Esto continuó su expansión a través del mundo ya que su investigación siguió en los Estados Unidos alrededor de los años 50 y posteriormente adquirió relevancia a lo largo de distintos campos del mundo. Hay casos en campos de Estados Unidos, Golfo de México, Colombia, Medio Oriente, China, Reino Unido, Noruega entre otras, en dichos campos se han realizado con éxito operaciones de perforación de pozos con una tubería de revestimiento⁴.

Implementar una tubería de revestimiento como sarta de perforación presenta la oportunidad de realizar dos operaciones de la perforación de un pozo petrolero haciendo uso de un solo elemento permitiendo disminuir las horas de trabajo requeridas en una operación convencional en la cual se requiere tiempo necesario para realizar los viajes en los cuales se retira la sarta de perforación del agujero e introduce la tubería de revestimiento dentro del pozo, por tal motivo cuando es utilizada la tubería de revestimiento como una sarta de perforación se dice que se realiza una operación 2 en 1. Esto puede verse reflejado también en otros factores como el espacio requerido para ubicar la instalación del equipo de perforación, la disminución del manejo de tubería el cual resulta ser uno de los mayores factores de accidentabilidad entre operadores y un ahorro considerable en el tiempo que se requiere para realizar conexiones, el cual también resulta un factor notable en el aumento de tiempo no productivo (NPT, por sus siglas en inglés). Figura 3.2.

Durante una perforación con tubería de revestimiento el manejo de los fluidos toma gran relevancia debido a que de éste dependerá en gran medida que la operación sea exitosa, esto se debe a que se requiere de fluidos especializados con la reología correcta para que éstos sean capaces de realizar una limpieza óptima dentro de un espacio anular reducido en el cual se requiere generar el enjarre adecuado para evitar la pérdida excesiva de fluido hacia la formación y que de esta manera se susciten pegaduras diferenciales de la tubería de tal manera que pueda verse comprometida la perforación del pozo. Por otra parte, el fluido con las propiedades correctas permitirá un proceso de cementación fetén en el cual el desplazamiento de la lechada de cemento ocupe el espacio anular en su totalidad y evite complicaciones posteriores. La lechada de cemento en una operación de este tipo necesita tener la menor cantidad de agua libre

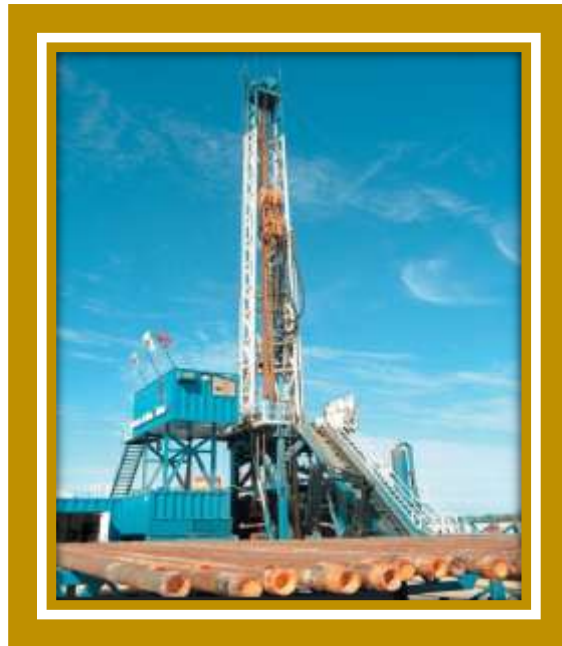


Figura 3.2. Las instalaciones superficiales no requieren grandes modificaciones respecto a las convencionales.

Tomada de "Perforación de Pozos Direccionales con Tubería de Revestimiento"; Fontenot, Kyle.

⁴ "Casing While Drilling and its Implementation in Drilling Offshore Wells in Egypt". P. M. Morcos. Suez Canal University.

de manera que éste sea capaz de recubrir la formación y proteger el flujo de los fluidos in-situ hacia la superficie a través de canalizaciones.

La CD es capaz de implementarse en diferentes intervalos de la perforación de un pozo, así como puede ser utilizado para perforar el pozo en su totalidad, esto amplía el marco operativo de la técnica. Cuando éste es utilizado en la sección final, es decir, la perforación del intervalo productor, el ensamblaje de fondo (BHA, por sus siglas en inglés) de la operación es capaz de dejar la herramienta de fondo en el agujero como puede verse en la Figura 3.3 evitando un viaje extra para el retiro de la misma, esta también puede ser sacada del agujero en caso de ser necesario o si se ha utilizado algún equipo de medición especializado que necesite ser recuperado mediante una línea, tubería flexible o una sarta de trabajo. Existe la posibilidad de utilizar un liner para revestir únicamente la sección perforada mediante esta técnica o revestir de manera total el agujero hasta la superficie con cada tubería de revestimiento utilizada, esto aumenta la posibilidad de emplear diferentes configuraciones en pro de lograr la mejor adaptación necesaria para alcanzar el desempeño óptimo durante la perforación del pozo (Figura siguiente).

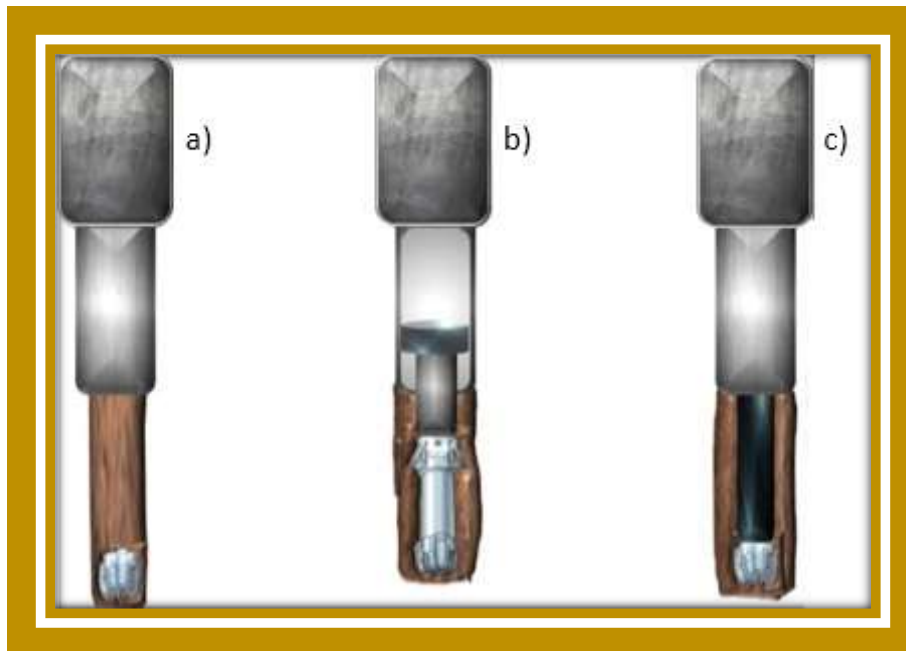


Figura 3.3. **a)** CD con herramienta de fondo abandonada.

b) CD únicamente asentando un liner dentro del intervalo (en el interior de la tubería se observa el colgador que sostiene la tubería corta).

c) CD con herramienta de fondo recuperable a través de tubería flexible.

En un principio, la CD era limitada únicamente a la perforación de pozos verticales en los cuales el equipo necesario no variaba de gran manera con el equipo requerido en las perforaciones convencionales, con el transcurso de los años fue necesario realizar modificaciones al ensamblaje de fondo de manera tal que la construcción de pozos direccionales se convirtió en una realidad para estas operaciones. Cuando es utilizado un revestimiento como sarta de perforación se han logrado perforar formaciones de consolidaciones y durezas variables, enfocándose principalmente en intervalos suaves. La implementación de esta técnica de perforación ha alcanzado nuevos niveles por lo cual se

ha convertido en una estrategia alternativa para el desarrollo de campos de hidrocarburos con características distintas. Aunado a la implementación de la técnica de perforación con un revestimiento por sí misma, la combinación de diferentes técnicas y tecnologías, es decir, el uso de equipos complementarios como son la tubería flexible o los tubulares expandibles⁵, así como poner en funcionamiento técnicas como la Perforación Multilateral o la Perforación Bajo Balance hacen de la CD una alternativa atractiva para pozos con propiedades muy variadas.

3.1.1. Herramientas y equipos.

Para realizar una operación de CD el equipo requerido no varía ampliamente del equipo utilizado en la perforación convencional, es decir, el ensamblaje de fondo únicamente consta de una barrena piloto generalmente de diamante, estabilizadores, una herramienta



Figura 3.4. Ensamblaje de fondo de una operación CD vertical constando de espaciadores, un ampliador, la barrena piloto y una herramienta de registros.

Modificada de "Casing While Drilling and its Implementation in Drilling Offshore Wells in Egypt". P. M. Morcos

para la toma de núcleos si se requiere, un motor de fondo, espaciadores, un ampliador y una herramienta de registros en tiempo real o LWD en caso de ser requerida. Estos equipos son requeridos cuando se realiza la perforación de un pozo vertical, véase Figura 3.4. El uso del equipo superficial tampoco presenta grandes variaciones, por lo regular se dispone de un equipo Top Drive para realizar la perforación.

Con el paso del tiempo y de acuerdo con las necesidades de desarrollar otro tipo de yacimientos la CD requirió de adaptaciones para que su aplicación no se viera limitada por la ubicación de un yacimiento en el cual se requería de un desvío desde la posición vertical para tener acceso a él. Para que la perforación con una sarta de revestimiento pudiera ser acoplada a la perforación direccional se hizo uso de estabilizadores especiales de caras helicoidales para mantener la tubería bien colocada dentro del agujero (Figura 3.5), la implementación de una herramienta de monitoreo direccional o MWD, así como una herramienta de direccionamiento, la cual pudiera ser un desviador de trayectoria, una herramienta de direccionamiento magnética o un sistema rotatorio dirigible (RSS, por sus siglas en inglés).

⁵ Tubulares expandibles. Tubería con la misma resistencia que una tubería convencional, pero con un nivel mayor de ductilidad, esto le permite aumentar su diámetro sin afectar sus propiedades originales.

Cualquiera que sea la operación a realizar, llámese vertical o direccional, la CD requiere de equipos especializados. Los dos equipos que se requieren específicamente para lograr perforar un pozo con tubería de revestimiento son los ampliadores del agujero, esto se debe a que la barrena piloto será de un diámetro menor al de la tubería de revestimiento que está siendo utilizada y un dispositivo especial conocido como ensamblaje de cierre de la perforación (DLA, por sus siglas en inglés). Generalmente los ampliadores del agujero serán colocados inmediatamente por encima de la barrena piloto o después de los estabilizadores y espaciadores como puede observarse en la Figura 3.6.



Figura 3.5. Estabilizadores de caras helicoidales necesarios en la perforación de pozos direccionales con tubería de revestimiento.

Tomada de "Cementing Considerations for Casing While Drilling: Case History"; Strickler, Robert.

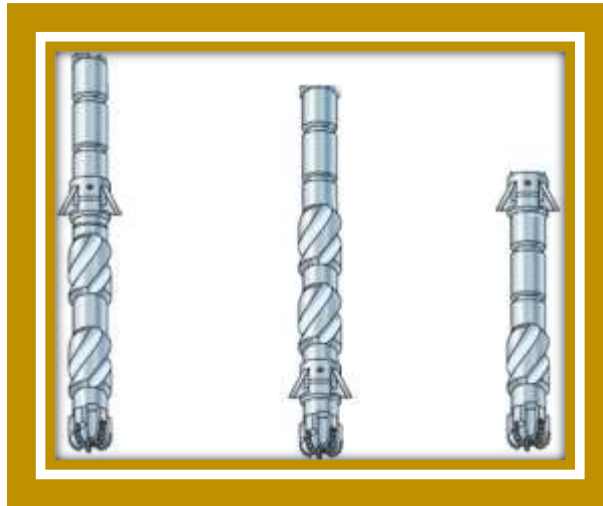


Figura 3.6. Existen distintas opciones para la ubicación de los ampliadores, espaciadores y estabilizadores en el BHA con respecto a la barrena.

Izquierda. En orden ascendente Barrena, Estabilizadores, Ampliador y Espaciadores.

Centro. En orden ascendente Barrena, Ampliador, Estabilizadores y Espaciadores.

Derecha. En orden ascendente Barrena, Estabilizador, Espaciador y Ampliador.

Construida a partir de la configuración original (**izquierda**) de "Perforación de Pozos Direccionales con Tubería de Revestimiento"; Fontenot, Kyle.

La herramienta DLA consta de un dispositivo generalmente formado por cuñas, dicho dispositivo le permite a la herramienta mantener acoplado el BHA a la parte más profunda de la sarta de revestimiento. La herramienta DLA funciona como un seguro con el cual, mediante el sistema interno de la herramienta, ésta es capaz de soltar el ensamblaje de fondo dentro del agujero cuando se trata de la sección final del pozo o bien permitir el paso del equipo que será utilizado para recuperar dicho BHA. Las características de la

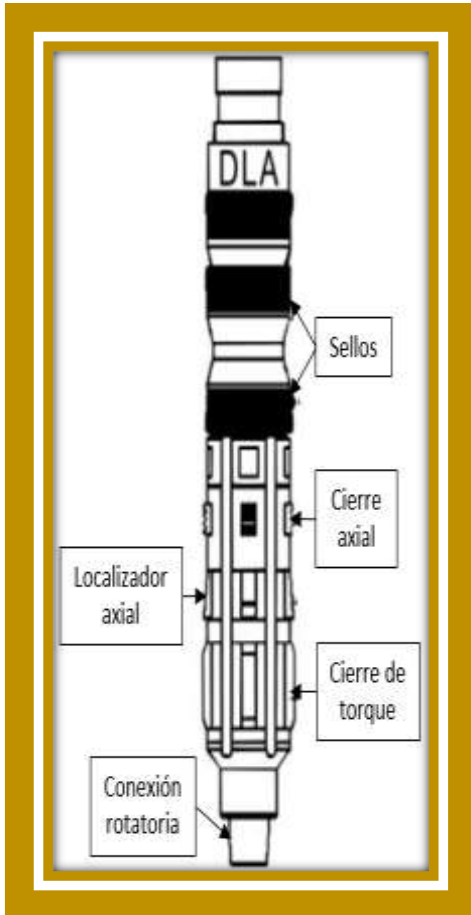


Figura 3.7. Elementos de la herramienta DLA. Traducida de <http://www.drillingformulas.com/basic-knowledge-of-casing-while-drilling-cwd/>

herramienta DLA permiten poder retirar el BHA del agujero en perforación sin la necesidad de realizar viajes de la misma forma que es posible reintroducirlo para continuar con la operación. La Figura 3.7 muestra una herramienta DLA.

3.1.2. Proceso.

Cuando se perfora con una tubería de revestimiento el proceso es muy similar a la perforación convencional debido a que únicamente se está realizando una modificación en las tuberías, es decir, se está utilizando un revestimiento con doble propósito. De acuerdo con lo anterior, el curso de la CD consta de la introducción de la barrena acoplada a una tubería, la rotación de la barrena abrirá el paso a través de la formación permitiendo la entrada de la tubería de revestimiento para su posterior cementación, la marcha continúa con el cambio de una barrena de menor diámetro y se reanuda el proceso hasta alcanzar el intervalo productor.

El proceso anteriormente descrito resulta sencillo de entender, aunque requiere de especificaciones dentro de la operación general. Es necesario delimitar el objetivo de cada herramienta a lo largo de la operación. Como se mencionó, la tubería de revestimiento es de un diámetro mayor a una tubería de perforación convencional, de forma tal que la barrena piloto que se encuentra acoplada en la parte

final de la tubería de revestimiento a utilizar es de un diámetro menor al de dicha tubería. Por tal motivo, el BHA estará acompañado de los ampliadores los cuales se ocuparán de expandir el diámetro del agujero hasta el diámetro requerido para el paso de la sarta de revestimiento/perforación, así como un espacio suficiente para que el agujero sea propiamente cementado, de tal manera, el pozo alcanza su diámetro total. La relación entre los diámetros de cada elemento de la perforación (Figura 3.8) queda establecida de la siguiente manera:

$$d_A > d_R > d_B$$

Donde:

d_A . Diámetro del ampliador.

d_R . Diámetro de la tubería de revestimiento.

d_B . Diámetro de la barrena.

Una vez que ha sido perforado el agujero y éste ha sido ampliado, la tubería de revestimiento es bajada hasta la profundidad en la que deberá ser asentada y cementada. El proceso de cementación debe tomar ciertas consideraciones debido a que un registro normal de cáliper⁶ no estará disponible cuando se introduce la sarta de revestimiento a la vez que el agujero está siendo perforado, esto es debido a que al no existir un cambio entre tuberías no hay momento en el cual el agujero se encuentre descubierto para la toma de dicho registro. Siendo así, la manera en que se realiza la cementación del agujero en una CD es considerando un exceso de cemento, es decir, se utiliza una correlación con pozos anteriormente perforados en los cuales la geometría de éstos resulte similar al pozo en perforación, de forma tal que los registros de dichos pozos resulten útiles y puedan proporcionar elementos suficientes para obtener el volumen de cemento requerido al cual puede añadirse un factor de seguridad que asegure la cementación óptima del intervalo⁷. Posterior a la cementación del intervalo es posible la toma de registros para confirmar que la operación ha resultado exitosa mediante registros de cementación, así como de hermeticidad. El procedimiento antes descrito corresponde a la operación de uso común, aunque es posible obtener los registros necesarios cuando se requiere, gracias a las características del DLA, es posible desconectar el BHA a manera tal que éste permanezca en el fondo del agujero para la toma del registro como puede observarse en la Figura 3.9. Este tipo de ejercicio toma tiempo extra, así como complica la logística de la operación debido al embrollo de recuperar la herramienta que ha sido totalmente soltada dentro del agujero, la reconexión de la herramienta resulta un tanto dificultosa. Por estos motivos es que esta práctica no es de uso regular y se emplea solo en las circunstancias en las cuales sea estrictamente necesario.

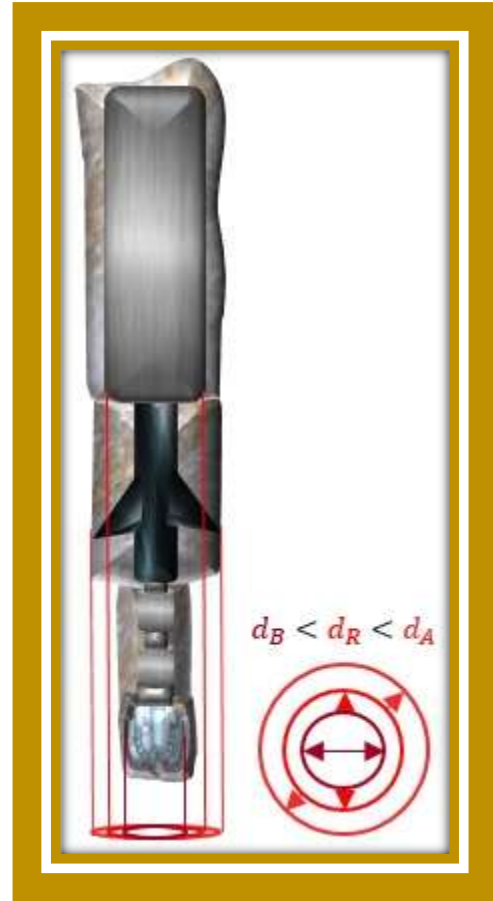


Figura 3.8. Relación de diámetros entre la barrena, la TR y el ampliador siguiendo la razón $d_A > d_R > d_B$. La vista de planta en el lado derecho de la imagen permite observar esta relación de manera más clara.

Después de que ha sido cementada cualquier sección del pozo, a través de la línea, de la tubería flexible o la sarta de trabajo es regresado al agujero el BHA con la barrena de un diámetro menor para continuar con el programa de perforación repitiendo el procedimiento anteriormente descrito.

La circulación de los fluidos durante una CD es de suma importancia ya que no se requiere de muchos cambios a la densidad del fluido de control durante la operación logrando

⁶ Registro Cáliper. La toma de este registro permite determinar el diámetro del agujero perforado.

⁷ “Cementing Considerations for Casing While Drilling: Case History”. Strickler, Robert; Solano, Pablo.



Figura 3.9. La herramienta DLA (interior de la TR) tiene la capacidad de soltar dentro del agujero el equipo de perforación si es requerido algún registro en agujero descubierto.

ventanas operativas más amplias, esto se debe a que no existen viajes en los cuales se cambie una tubería por otra disminuyendo así los efectos de suabeo y surgencia o de tipo pistón en los cuales se afecta la presión de la columna hidrostática sobre la pared de la formación. De esta manera, la circulación constante y efectiva dentro del pozo creará un efecto gelatinoso del fluido de perforación sobre la pared del estrato logrando una menor invasión y consecuente pérdida de fluido hacia una formación propensa. Cuando es realizado el cambio de diámetro de una barrena a otra, de igual forma que se modifica su respectiva sarta de revestimiento, es necesario realizar una recirculación del fluido que permita una limpieza ideal del agujero nulificando la acumulación de recortes y protegiendo en mayor medida los peligros de una pegadura diferencial.

De manera similar, la perforación direccional con tubería de revestimiento sigue un proceso similar al convencional. El BHA de la operación necesitara modificaciones ya que hará uso de estabilizadores de caras helicoidales para lograr que la tubería mantenga un

posicionamiento apropiado dentro del agujero. El direccionamiento de la barrena se logra a través del uso de herramientas de monitoreo como son la MWD o el RSS con los cuales es posible alcanzar ángulos hasta de 90° convirtiendo la operación en una perforación horizontal; es posible lograr el desvío del equipo de perforación mediante equipos convencionales como son las cuñas. El proceso de perforar direccionalmente es el mismo que se lleva a cabo para perforar verticalmente, es decir, se introduce la barrena piloto acoplada a los ampliadores del agujero y a su vez anclado a la tubería de revestimiento mediante el DLA, una vez que se ha alcanzado la profundidad de asentamiento delimitada por la ventana operativa se continua con la cementación del intervalo; cuando se ha alcanzado la profundidad del punto de inicio del desvío (KOP, por sus siglas en inglés. Véase “Capítulo 1. Conceptos Básicos”), es asentada la última tubería de revestimiento vertical y se realiza el proceso de direccionamiento mediante alguna de las opciones previamente señaladas. Cuando se realiza una perforación horizontal o cercana a los 90° , debido a que el gradiente de presión se conserva relativamente constante es posible mantener un mismo diámetro sobre la tubería de revestimiento que está siendo utilizada como sarta de perforación lo que facilita una perforación de alcance extendido.

En cualquiera de los dos casos de CD que sea aplicado, llámese vertical o direccional, generalmente es utilizado un motor de desplazamiento positivo el cual es capaz de rotar el BHA de la perforación aislando esta sección del equipo evitando la rotación de la tubería

en su totalidad disminuyendo de esta forma los esfuerzos sobre la sarta de revestimiento/perforación.

3.2. Yacimientos a los que aplica.

La aplicación de una perforación utilizando una tubería de revestimiento como sarta de revestimiento posee un amplio marco de aplicación debido a que la operación no varía mucho de la realizada convencionalmente. De forma concreta se diferencia en que no se requieren viajes extras para perforar y revestir el agujero, esto permite disminuir el daño a la formación y promover una mejor recuperación posterior del yacimiento, así como se requiere de un fluido de control con las características precisas para lograr una operación exitosa. Habiendo establecido lo anterior, puede decirse que la aplicación de la perforación con tubería de revestimiento es aplicable un gran número y tipo de yacimientos, éstos van desde los yacimientos terrestres hasta la perforación de pozos submarinos, esto es posible debido a que se tiene un mayor control dentro del pozo por lo que zonas altamente deleznable como se presentan en campos marinos, aquellos yacimientos que han sido depresionados o previamente agotados presentando bajas presiones no exhiben un alto índice de alerta debido a la técnica de perforación con un revestimiento.

Los yacimientos clasificados como convencionales, es decir, aquellos yacimientos de consolidaciones medias a bajas como son los carbonatos o areniscas, sin importar el tipo de fluido que éstos contengan, llámese gas o aceite, se encuentran dentro del marco de aplicación de las operaciones CD por la ductilidad del método.

Como fue visto, la perforación direccional es posible utilizando una sarta de revestimiento por lo cual los yacimientos de difícil acceso como son aquellos contenidos en formaciones cercanas a cuerpos salinos, formaciones en las que los intervalos productores se encuentran estratificados o aquellos yacimientos donde se requiere un mayor contacto dentro de un mismo estrato, es decir, yacimientos altamente y naturalmente fracturados también son parte del rango de aplicación de la perforación con tubería de revestimiento.

En la realidad, la CD ha sido aplicada en un buen número de yacimientos de características variadas, esta técnica de perforación ha sido aplicada en diferentes latitudes del mundo, de climas cálidos como fríos, aunque ha sido enfocada en formaciones de consolidaciones medias a bajas, las perforaciones realizadas bajo esta técnica permanecen en estudio continuo para aumentar las opciones que tiene un operador para el ambiente que presente cualquier yacimiento.

3.2.1. Restricciones.

A pesar de que es posible perforar con tubería de revestimiento un buen número de yacimientos con características variadas, esto no significa que la CD sea un método capaz de sobrepasar cualquier obstáculo. Esto se refiere, por ejemplo, a que si bien técnicamente parece factible la perforación de yacimientos de lutitas (shale gas y shale oil) no hay registros de perforaciones bajo este método a tal tipo de yacimiento. La principal complicación de este tipo de yacimientos se presenta en los altos grados de consolidación

de la formación y el manejo de las altas presiones de bombeo del fluido fracturante, así como del apuntalante necesario para mantener las conexiones internas de la formación.

Por otra parte, los yacimientos clasificados como HPHT en los cuales las condiciones dentro del yacimiento son demasiado agresivas, es decir temperaturas y presiones muy altas, también parece ser técnicamente factible, aunque en la realidad no existen registradas operaciones de perforación con tubería de revestimiento en yacimientos de estas características.

Las limitantes de este tipo de perforaciones parecen ir disminuyendo a consecuencia de los avances en los estudios dentro de este campo, con las innovaciones tecnológicas esta metodología de perforación ha alcanzado un rango más amplio de aplicación y ha sido posible implementarla en mayor tipo de yacimientos, aunque la falta de práctica en situaciones reales sigue siendo su mayor incógnita.

3.3. Ventajas y desventajas.

La perforación de pozos con un revestimiento está focalizada a mejorar ciertos elementos en comparación con una operación de perforación convencional, esto hace más factible que dicha técnica de perforación sea utilizada. El número de elementos a favor que presenta la CD también puede ponerse en perspectiva cuando son evaluados aquellos obstáculos que pueden exhibirse durante la operación.

3.3.1. Ventajas.

Los beneficios de perforar un pozo utilizando una tubería de revestimiento son derivados de una la omisión de una etapa en una perforación convencional, ésta es, disminuir el número de viajes necesarios para cambiar una sarta de perforación por una tubería de revestimiento en cada intervalo. Partiendo de esta situación, es posible identificar los beneficios del empleo de esta técnica.

El primer factor derivado de no realizar cambios entre tuberías es el control que se obtiene dentro del pozo, esto se debe a que al no existir cambios potenciales bruscos de presión cuando se saca una tubería y se introduce la otra resulta más sencillo mantener una presión hidrostática constante dentro de la formación anulando cambios en la densidad equivalente de circulación (ECD, por sus siglas en inglés). Una circulación apropiada del fluido de control con las características adecuadas va a generar un efecto plástico o gelatinoso sobre la pared de la formación evitando la potencial pérdida de fluido hacia la zona virgen del estrato. Los factores mencionados previamente tienen como resultado un daño mucho menor a los estratos cuando se trata de la zona productora, situación que posteriormente va a derivar en una mejor producción del intervalo disminuyendo la necesidad de estímulos externos como pueden ser la acidificación de la zona. El efecto de un enjarre óptimo también va a disminuir las posibilidades de una pegadura por diferencia de presión entre la formación y el espacio anular, una situación de este tipo puede desarrollar potenciales colapsos y pérdidas de la sección en su totalidad. Esto puede observarse en la Figura 3.10.

Teniendo la posibilidad de eludir alguna etapa del proceso de perforación es posible reflejar dicha situación en factores generales de la construcción de un pozo, hablando específicamente del factor económico, no es necesaria la renta del equipo de perforación por periodos extensos de tiempo ya que desarrollando esta técnica es posible realizar dos operaciones en un solo proceso, de manera tal que el ahorro de recurso se traducirá en una mejor relación de costo-beneficio. La disminución del tiempo no productivo requerido para modificar la densidad del fluido de control mientras se realizan los viajes entre tuberías de igual forma representa ahorros a la operación en su totalidad, así como el uso de menores extensiones de terreno para la instalación de un mayor número de equipos.

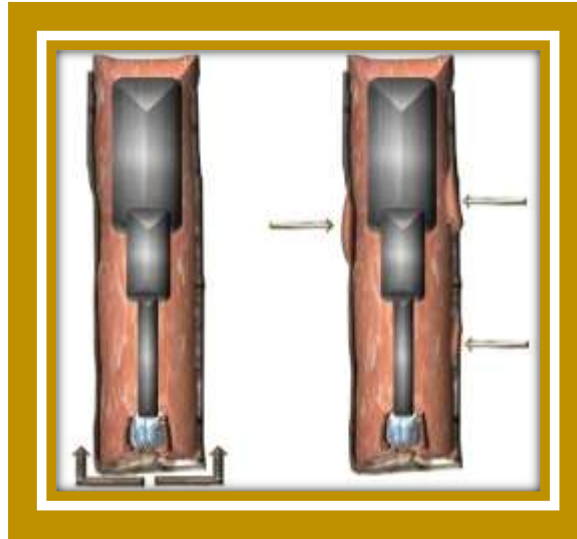


Figura 3.10. En el lado **izquierdo**, una circulación correcta genera un enjarre óptimo disminuyendo las posibilidades de pérdidas de fluido. Por el lado **derecho**, un enjarre deficiente genera filtrado de fluido, situación que puede derivar en potenciales pegaduras y colapsos.

Dentro de otros factores a tomar en consideración se puede encontrar una disminución en el peligro que corren los trabajadores de la operación durante el manejo de la tubería, cuando se requieren de distintos tipos de tuberías para realizar la construcción de un pozo, se tiene un registro en el cual dicho manejo de tuberías posee un alto porcentaje de accidentes dentro de una instalación para la perforación de un pozo⁸

Una posibilidad de la CD es la versatilidad que se tiene con el BHA acoplado a la tubería de revestimiento, derivado del funcionamiento del DLA es posible soltar la herramienta dentro del pozo con eficiencia. Cuando se está perforando la zona productiva del yacimiento, existe la posibilidad de perforar un poco más allá de dicho intervalo y abandonar la herramienta de fondo dentro del agujero ahorrando tiempo en la operación cuando no se requiere recuperarla, cementando el intervalo productor por encima de ésta. Figura 3.11.

⁸ “Casing While Drilling and its Implementation in Drilling Offshore Wells in Egypt”. P. M. Morcos. Suez Canal University.

Por otro lado, cuando se perfora con tubería de revestimiento se tiene la posibilidad de emplear otras tecnologías en conjunción con la técnica perforación con tubería de revestimiento, es decir, se puede hacer uso de una tubería flexible, los tubulares expandibles o emplearlo de manera conjunta con otras técnicas de perforación. Estas opciones de utilizar otras tecnologías y/o técnicas en conjunción con la CD amplían el rango de aplicación de este método a un mayor tipo de yacimientos con características y fluidos diversos.

3.3.2. Desventajas.

Los principales impedimentos cuando se perfora con tubería de revestimiento vienen derivados de la necesidad de un equipo experimentado para llevar a cabo la operación. Es necesario tener control de todas las variables dentro de la perforación para evitar la pérdida de la sección del pozo en perforación, esto puede derivar en la necesidad de realizar un desvío conocido como "sidetrack" que aumentaría los costos de la perforación del pozo.

Uno de los problemas que siempre se encuentra latente durante una CD es el colapso de la tubería debido a que los esfuerzos a los que ésta es sometida durante la operación son altos. Generalmente el problema es propenso a presentarse en las secciones de conexión entre tramos de tubería debido a los altos requerimientos de resistencia al torque para que sea posible mantener la integridad de la sección de tubería.

Otra de las situaciones que presentan predicamentos durante la CD es la falta de registros que permitan realizar los cálculos para la cantidad necesaria de cemento para una cementación óptima, el proceso de cementación primaria suele realizarse a través de correlaciones con pozos de características y geometrías similares. Si bien es posible obtener el registro, la toma de éste entorpece la logística de la operación tomando más tiempo en la toma del registro.

La principal limitación hasta el momento de una CD es la falta de aplicación en situaciones reales en las que a pesar de que este método parece técnicamente factible no se han realizado operaciones en las cuales esta práctica sea la solución a las problemáticas en diferentes campos en el mundo, su aplicación únicamente ha sido limitada a la perforación de zonas de baja consolidación y yacimientos convencionales. Si bien los estudios sobre la perforación de este tipo la presentan como una opción viable para la solución de problemáticas en diversos campos del mundo, es necesario iniciar su implementación para comprobar la efectividad de la técnica. Los yacimientos No Convencionales de lutitas son el nuevo reto de la industria por lo que esta técnica de perforación requiere de ajustes y avances para su aplicación en este tipo de yacimientos.



Figura 3.11. En la imagen, fue cementada la última sección de la perforación, el intervalo es disparado y puesto en producción mientras la barrena es dejada en el agujero.

La Tabla 3.1 presenta un balance de las ventajas y desventajas de implementar la perforación con tubería de revestimiento.

Ventajas

- Posibilidad de omitir los viajes de cambio de tubería de perforación por tubería de revestimiento.
- Mayor control dentro del pozo.
- Disminuye las posibilidades de pegaduras diferenciales y colapsos.
- Ahorros en la operación general.
- Es posible abandonar el ensamble de fondo para salvar tiempo de la operación.
- Existe la posibilidad de emplear la técnica en conjunción con otras técnicas o tecnologías.
- Técnicamente posee alta aplicabilidad.

Desventajas

- Eficiencia sin comprobar dentro de campos reales.
- Se requiere de un grado alto de experiencia del personal.
- Las operaciones de cementación pueden presentar dificultades.
- Los altos esfuerzos a los cuales se somete la TR dentro del yacimiento pueden poner en peligro la integridad de la tubería, en especial en las conexiones entre tramos.

Tabla 3.1. Balance de ventajas y desventajas de la CD.

Capítulo 4. Perforación Bajo Balance.

El mundo petrolero ha presentado un mayor número de retos a lo largo de los años, esto es debido a que se requiere realizar las explotaciones de yacimientos con una recuperación mayor de los hidrocarburos contenidos en éstos. Anteriormente se pasaba por alto el daño que se ocasionaba a alguna formación al ser perforada, principalmente derivado del hecho de que existía una gran cantidad de yacimientos que podrían explotarse de una manera desmesurada y que sin importar las consecuencias de esto la cantidad de hidrocarburos recuperada era lo suficientemente grande como para que cualquier operación de producción fuera evaluada como provechosa.

En los últimos tiempos el desarrollo de yacimientos ha requerido de un mayor número de análisis y estudios que permitan una recuperación superior, el continuo avance tecnológico en la industria ha permitido el desarrollo de nuevas maneras para aumentar la recuperación de hidrocarburos incluso desde las primeras etapas de gestión de un pozo petrolero. Con esto, se ha buscado la manera de disminuir e incluso nulificar el daño ocasionado a una formación desde la etapa de perforación de un pozo, se han implementado diferentes métodos y técnicas para lograr dicha tarea, tal es el caso del desarrollo de la Perforación Bajo Balance (UBD, por sus siglas en inglés), una tecnología de perforación que de manera primordial busca la reducción del daño a la formación, así como el incremento de la recuperación del hidrocarburo dentro del yacimiento. La tecnología UBD fue desarrollada a partir de cierto proceso utilizado con el paso del tiempo que se conoce como Manejo de la Presión durante la Perforación (MPD, por sus siglas en inglés).

4.1. Descripción.

La Perforación Bajo Balance (UBD) es una técnica de desarrollo relativamente nueva, es aproximadamente en la mitad de la década de los años 90 cuando su implementación se realizó de manera formal, es decir, existen registros de este tipo de perforación desde las primeras etapas de desarrollo de campos petroleros cuando era utilizado el aire como fluido de perforación de un pozo petrolero. Aunque se hayan realizado este tipo de perforaciones en etapas muy tempranas de la historia petrolera, es hasta hace pocos años cuando la UBD se lleva a cabo de manera concientizada y estudiada a fondo.

Primordialmente con la UBD se busca minimizar el daño ocasionado a la formación por el enjarre que se produce por la circulación del fluido de control durante las perforaciones convencionales, de esta manera puede obtenerse una mayor recuperación del hidrocarburo acumulado dentro de un yacimiento petrolero. La operación de una perforación Bajo Balance está basada en el control de las presiones, primordialmente la presión que es encontrada al fondo del agujero en perforación (BHP, por sus siglas en inglés); existen diferentes maneras de mantener el control dentro del agujero como son el uso de las bombas, estranguladores y válvulas. El uso de bombas permite un control dinámico de la presión de fondo, mientras que los estranguladores y válvulas funcionando como aislantes complementan el control estático del pozo a perforar.

La condición de “Bajo Balance” es referida a la Densidad Equivalente de Circulación (ECD, por sus siglas en inglés), es decir, a la presión que ejerce la columna hidrostática del fluido

de perforación en circulación durante la operación. La ventana operativa es definida en las operaciones de perforación convencional sobre balance como la sección que se encuentra ubicada por encima de la presión de poro de la formación y la presión a la que dicha formación comienza a fracturarse, el diseño de tal ventana tiene como objetivo mantener dentro de este rango la densidad del fluido de perforación para evitar que los fluidos dentro del yacimiento aporten flujo hacia el espacio anular del pozo de igual forma que se busca mantener la integridad del agujero evitando que este pueda fracturarse. Esta ventana puede observarse dentro de un gráfico de presión contra profundidad a través del gradiente de presión de poro y el gradiente de presión de fractura en relación al aumento de la profundidad, tal es el caso de la Figura 4.1 donde la sección sombreada representa la ventana operativa de una operación de perforación convencional sobre balance.

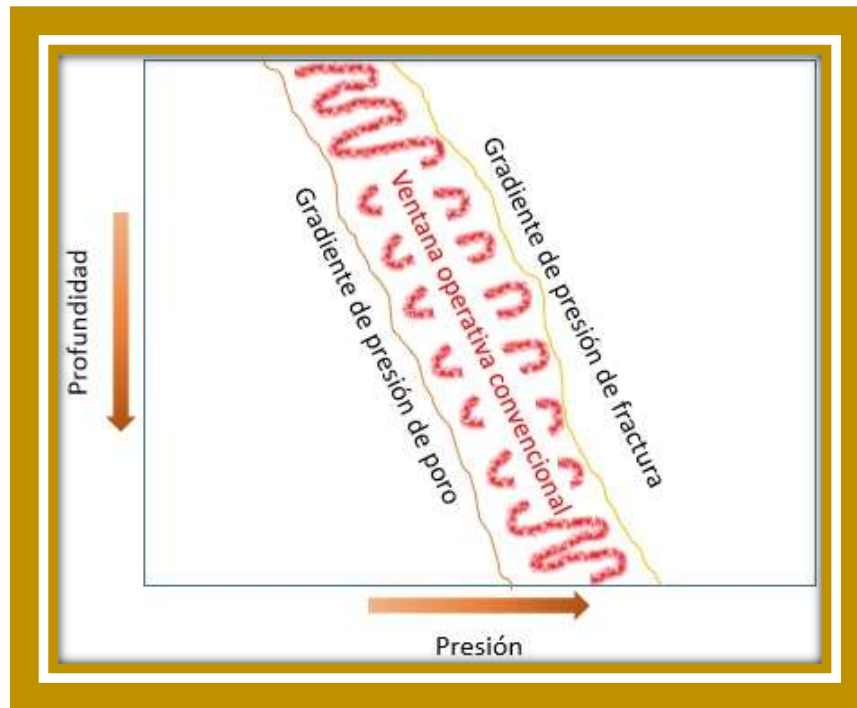


Figura 4.1. Ventana operativa en una operación convencional sobre balance en la que la ECD se mantiene por encima de la presión de poro y por debajo de la presión de fractura.

De esta manera es que la Perforación Bajo Balance busca, por el contrario de una perforación convencional sobre balance, mantener por debajo del rango normal de una ventana operativa la densidad del fluido de perforación, es decir, la presión que la columna hidrostática ejercerá dentro de un pozo será menor a la presión ejercida por los fluidos confinados dentro de los poros de la formación, tal caso puede observarse en la Figura 4.2 donde la sección sombreada representa el rango de operación a la que se lleva a cabo una UBD. Pero, ¿Qué consecuencias puede traer realizar una operación Bajo Balance si esta no mantiene la presión de poro bajo control? La realidad es que al realizar una UBD se torna necesario tomar consideraciones extras para lograr que ésta se lleve a cabo con éxito, esto es ocasionado por el marco operativo de esta técnica en el que la presión de la columna hidrostática se encuentra por debajo de la presión de poro, es necesario mantener en mente aspectos importantes, el principal de éstos es que el pozo se encontrará la mayor parte del tiempo en producción, aun cuando este no haya sido terminado. La aportación de

fluidos desde la formación será una constante durante la perforación de la zona de interés, por tal motivo resulta necesario que las instalaciones superficiales estén acondicionadas y que éstas sean capaces de efectuar la separación de fluidos, así como de otros elementos que la formación pudiese aportar durante la operación de la perforación.

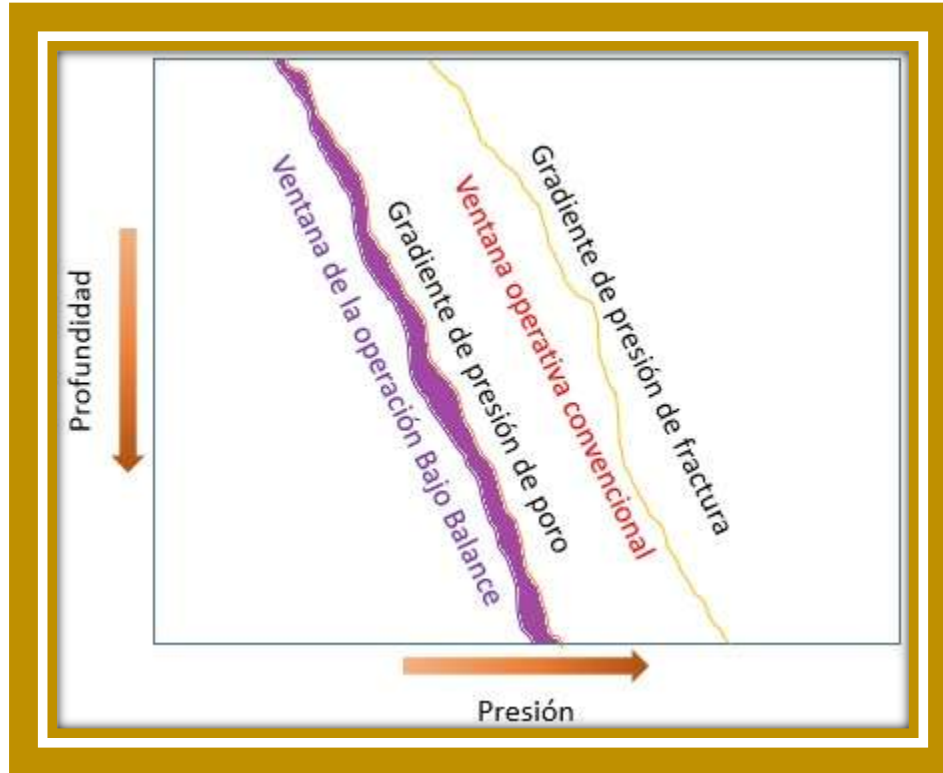


Figura 4.2. Ventana operativa de una operación Bajo Balance (sección sombreada). Utilizando el MPD para mantener la ECD por debajo de la presión de poro con lo mínimo requerido para mantener la integridad del agujero.

La UBD puede ser una técnica que se utilice durante las etapas intermedias, así como en las últimas fases de la perforación de un pozo petrolero, es decir, por lo general serán perforadas las zonas de interés e intervalos cercanos a las mismas debido a que se busca disminuir el daño de los estratos productores, la Figura 4.3 muestra un esquema de las etapas de perforación cuando se busca una condición Bajo Balance. Crear la condición de Bajo Balance durante estas fases puede lograrse haciendo la combinación del fluido de control en uso con la inyección de un fluido más ligero como son gases o aditivos que son capaces de aligerar la densidad de la columna de fluido en movimiento, es decir, la ECD.

Existen tres maneras de realizar la inyección del fluido que va a reducir la densidad del lodo de perforación, las tres maneras de lograr esto son las siguientes:

- Inyección conjunta desde la sarta de perforación.
- Inyección desde el espacio anular mediante el uso de una tubería parásito.
- Inyección desde el espacio anular a través de una tubería concéntrica.

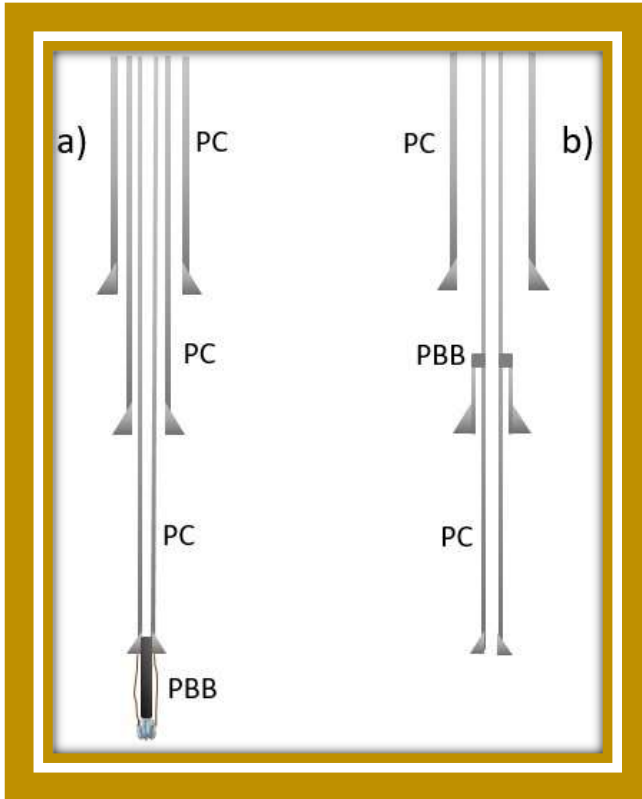


Figura 4.3. a) El esquema muestra la perforación en condiciones Bajo Balance de la sección final de la operación, es decir, el intervalo productor.

b) Esta operación tiene una sección intermedia del pozo con UBD y protegiéndola mediante una tubería corta haciendo uso de un colgador. La perforación continúa con condiciones convencionales o sobre balance.

Cualquier práctica antes mencionada será capaz de lograr el Bajo Balance dentro del agujero, pero todas éstas tienen características distintas debidas a la forma en que cada una de éstas realiza el trabajo, la inyección de fluido dentro de una sección específica del pozo provocará alteraciones dentro del mismo, por lo que cada una de estas deberá tomar consideraciones distintas. La Figura 4.4 es una representación de las diferentes secciones de inyección del gas o del fluido que disminuirá la densidad original del lodo de control. Una vez perforado el pozo, hay otra manera en la cual es posible lograr la condición Bajo Balance, aunque su descripción no forma parte del alcance de este trabajo.

La oportunidad de realizar una operación Bajo Balance durante todo el proceso de perforación de un pozo queda descartada debido a que mantener la densidad del fluido por debajo de la presión de poro ejercida por los fluidos de la formación ocasionará la pérdida de la estabilidad dentro del pozo por lo que el colapso

del agujero es un riesgo latente durante la operación, esta situación es la limitante técnica del uso de esta tecnología durante una operación completa. Por el lado económico, la intervención del equipo Bajo Balance es de un costo alto, por lo que mantener este equipo trabajando durante la totalidad del tiempo de construcción del pozo convertiría la perforación en una operación no redituable.

Si bien la aplicación de este tipo de tecnología es en campos de características específicas, su complementación con otro tipo de tecnologías como son la tubería flexible amplía un poco más el marco operativo de la UBD. Las condiciones generadas por la condición Bajo Balance hacen que los objetivos de un fluido convencional de control se vean comprometidos, principalmente la remoción de recortes dentro de la formación, así como aislar las zonas potenciales de altas presiones mediante el enjarre que se produce cuando se circula un lodo de perforación de manera convencional.

Con el paso de los años se ha buscado la forma de que los requerimientos necesarios de un fluido de control como el arrastre de recortes o el control de zonas de presiones anormales sean cumplidos por un fluido capaz de mantener una condición Bajo Balance.

Para esta tecnología existen diferentes bases de fluidos para lograr una operación UBD, hay tres tipos de fluidos principales que pueden lograr las condiciones requeridas⁹, éstos son:

- Fluidos Gaseosos.
- Fluidos Bifásicos.
- Fluidos Líquidos.

La principal condición que diferencia un fluido de otro es la composición de los mismos cuando estos son inyectados al espacio anular o a la sarta de perforación.

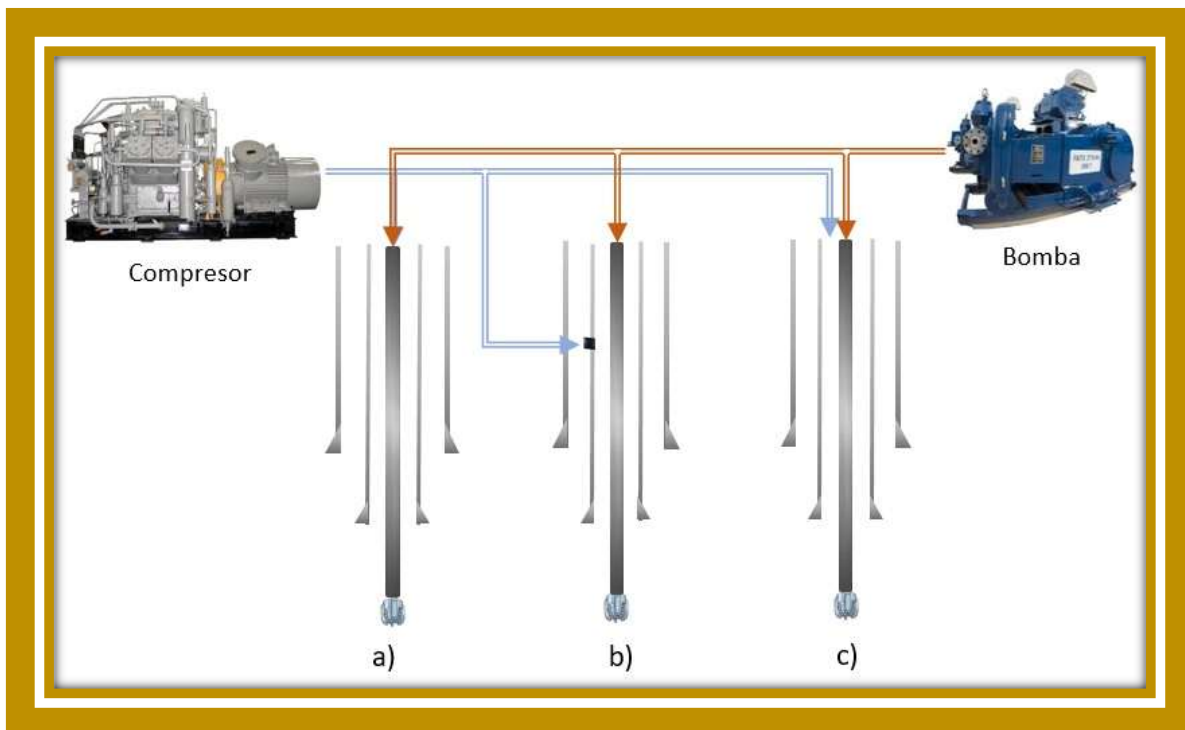


Figura 4.4. Esquema representativo de las zonas de inyección de gas para disminuir la ECD.

- a)** Inyección conjunta desde la sarta de perforación.
- b)** Inyección a través de una tubería parásita.
- c)** Inyección a través de una tubería concéntrica.

- Fluidos Gaseosos.

Este tipo de fluidos resultan ser aquellos de las prácticas más antiguas de perforación, es decir, la inyección de aire, así como actualmente la inyección de gases como el nitrógeno o los propios gases obtenidos de la formación que son recirculados para ser utilizados durante algunas etapas de la perforación. El uso de este tipo de fluidos puede producir condiciones adversas dentro del agujero, la probabilidad de cualquier ignición se incrementa debido a la composición de este tipo de gases de igual forma que los producidos de su combinación con los fluidos dentro de la formación, por otro lado, la baja densidad de

⁹ “Underbalanced Drilling Overview”. National Compressed Air.

los mismos dificulta la correcta limpieza de los recortes remanentes dentro del agujero. Cualquier método de inyección puede aplicarse a este tipo de fluidos para disminuir la densidad de la columna original.

- Fluidos Bifásicos.

Los fluidos bifásicos son principalmente el uso de espumas, lodos aireados o agentes espumantes capaces de reducir la densidad del lodo de control. La composición del fluido determinará qué tipo de fluido es el que se va a utilizar, un porcentaje menor al 25% de líquido indicará un fluido de tipo espuma mientras que un porcentaje mayor a éste indicará que se trata de un lodo aireado¹⁰, las capacidades de este tipo de fluidos incrementan la capacidad de transporte de recortes con respecto a los fluidos gaseosos. Cuando se hace uso de un fluido de este tipo es necesario considerar las condiciones de flujo, es decir, el régimen de flujo, llámese flujo burbuja, neblina, bache, etc. Figura 4.5.

- Fluidos Líquidos.

Este tipo de fluidos incluye a las salmueras, agua fresca e incluso lodos de perforación convencionales que mediante su tratamiento pueden brindar las características necesarias para lograr una condición Bajo Balance. Su uso no es tan común cuando se implementa este tipo de tecnología.

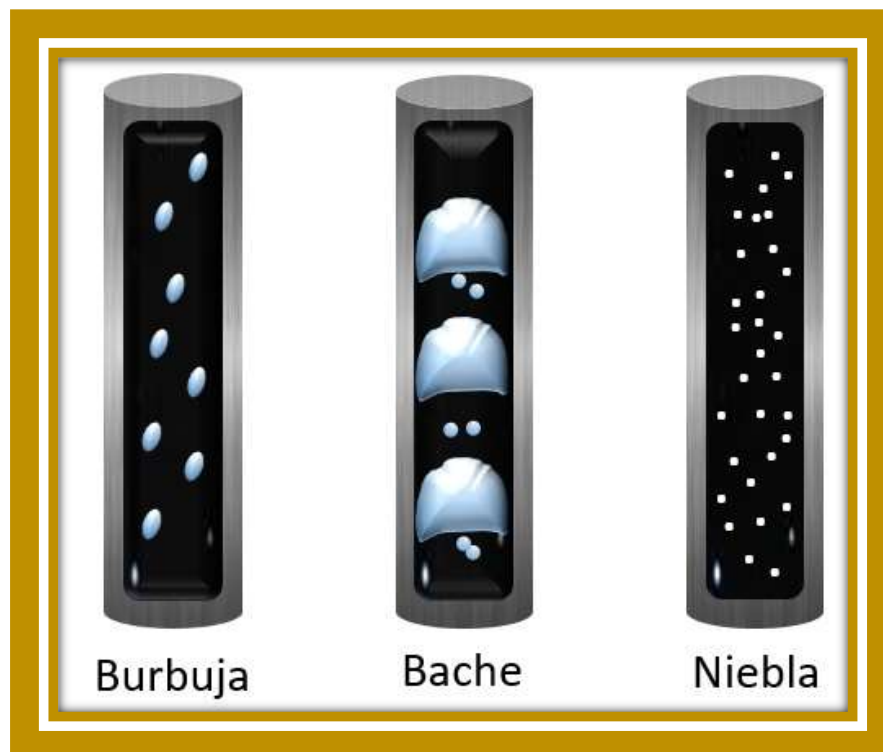


Figura 4.5. Tipos de flujo multifásico en tubería. Cualquiera de estas condiciones puede presentarse dentro de una tubería al mezclarse los fluidos dentro de la misma.

¹⁰ “Underbalanced Drilling Overview”. National Compressed Air.

La selección del fluido a inyectar recae sobre múltiples factores que resulta necesario analizar de acuerdo con los objetivos que se buscan conseguir. Deben tomarse en cuenta factores como la composición de los fluidos in-situ debido a las reacciones que éstos puedan desencadenar dentro del yacimiento al mezclarse con el fluido inyectado dentro del pozo. Otro factor de importancia a tomarse en consideración es la ECD ya que esta va a repercutir de manera directa sobre la velocidad de penetración o Rate of Penetration de la barrena dentro del agujero (ROP, por sus siglas en inglés), esto es porque dependerá de las características del fluido de control que esta velocidad de penetración sea la óptima tomando en consideración las características de la formación. Existen dentro de la literatura algunos métodos de selección del fluido, todos estos métodos toman en cuenta análisis completos de las características de la formación, así como de los fluidos para realizar una selección adecuada del fluido de inyección.

4.1.1. Herramientas y equipos.

La perforación de pozos en condiciones de Bajo Balance requiere el uso de equipo especializado para lograr que la densidad de circulación equivalente del fluido de control permanezca por debajo de la presión de poro durante el tiempo que la operación lo requiera. Principalmente el equipo especializado para la operación de Bajo Balance será equipo superficial, por lo que el equipo sub superficial no presentará grandes modificaciones de una operación de perforación convencional, salvo en los casos donde se inyecte fluido a través de una sarta parásito. El equipo necesario para el trabajo de operación Bajo Balance dependerá en buena medida del fluido que haya sido seleccionado basado en los análisis de etapas previas.

Superficialmente, se necesita equipo de bombeo para realizar la inyección de fluido hacia el pozo, para lograr esta tarea es necesario el uso de compresores y bombas, el funcionamiento de estos equipos resultará primordial para una operación óptima ya que de estos equipos dependerá una inyección constante del fluido seleccionado, por lo tanto, puede traducirse en un mejor control y manejo del flujo que está retornando a la superficie, aunado a esto el uso de un booster puede requerirse para elevar la presión de los equipos en caso de ser necesario. Véase Figura 4.6. De igual manera, dentro de los equipos superficiales es necesario el uso de sistemas de separación trifásicos e incluso de cuatro fases, es decir, gas, hidrocarburo líquido o condensado, agua y componentes sólidos, la razón de esto es que cuando se ha alcanzado la profundidad de interés o una profundidad cercana a ésta y se inicie la etapa de la perforación Bajo Balance los fluidos confinados dentro del yacimiento no encontrarán más oposición a fluir por el anular hacia la superficie por lo que iniciará su aporte al fluido de retorno y será necesario que todos los componentes de dicho fluido sean debidamente separados para su re utilización, aprovechamiento o manejo correspondiente. Por último, los aparejos de perforación de una operación Bajo Balance no difieren mucho de una instalación convencional salvo los equipos extra como son los compresores o el caso en el que esta tecnología es combinada con otra como lo es la tubería flexible o perforación con tubería de revestimiento.

El resto del equipo es similar al equipo de perforación convencional, esto se debe a que la mayor parte de la operación se realiza por métodos convencionales, únicamente las

secciones seleccionadas de la operación se realizan en condiciones Bajo Balance, aunque cabe mencionar que el proceso de operación en las condiciones UBD es similar al proceso convencional.



Figura 4.6. Equipo booster para una operación de perforación Bajo Balance.
Tomada de "<http://www.perforacionesromera.com/maquinaria-booster.php>"

La Asociación Internacional de Contratistas de Perforación (IADC, por sus siglas en inglés) propuso una tabla guía en cuanto a los requerimientos en equipos para perforar un pozo en condiciones Bajo Balance de acuerdo con el fluido que ha sido seleccionado para realizar la operación. Véase Tabla 4.1.

Por último, la operación Bajo Balance puede requerir equipo extra cuando la zona a perforar haya sido alcanzada, éste equipo extra será equipo de terminación convencional como son los liners o el uso de válvulas o equipo especial como un conector inflable que funcionará como un aislante de la zona de flujo.

4.1.2. Proceso.

El procedimiento para realizar una perforación en estado Bajo Balance consiste de múltiples etapas en las que debe llevarse a cabo una planeación amplia y un análisis a detalle del yacimiento que desea explotarse, esto se debe a que las condiciones propias de la UBD ponen en situaciones de mayor peligro la integridad del pozo, las instalaciones y la seguridad de los operadores. Considerar el hecho de que el pozo se encuentra en flujo constante hace que los análisis necesarios se conviertan en una prioridad para realizar una operación segura.

Las primeras etapas de perforación son llevadas a cabo mediante métodos convencionales, es decir, se utiliza un sistema rotatorio a través de una barrena para alcanzar la profundidad

Capítulo 4. Perforación Bajo Balance

determinada, la perforación se realiza por etapas. Se determinan las profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento conductora, superficial e intermedia mediante los estudios previos a la perforación en los cuales se realiza la caracterización del yacimiento para la construcción de la ventana operativa, así como de la selección del equipo y del fluido de perforación, esto tomará mayor relevancia para las condiciones Bajo Balance cuando se alcance la zona que será perforada mediante esta tecnología.

Grupo del fluido	Fluido	Equipos requeridos
Gas	Aire	<ul style="list-style-type: none"> • Compresores • Boosters • Bomba de espuma • Cabeza rotatoria • Quemadores • Flotadores de sarta de perforación
	Nitrógeno	<ul style="list-style-type: none"> • Tanques criogénicos y calentadores o generadores de una membrana de nitrógeno • Boosters • Bomba de espuma • Cabeza rotatoria • Quemadores • Flotadores de sarta de perforación
	Gas Natural	<ul style="list-style-type: none"> • Tubería fuente de gas • Compresores • Boosters • Bomba de espuma • Cabeza rotatoria • Quemadores • Flotadores de sarta de perforación
Niebla	Niebla	<ul style="list-style-type: none"> • Fuente de gas • Bomba de inyección • Compresores • Boosters • Bomba de espuma • Cabeza rotatoria • Quemadores • Flotadores de sarta de perforación
Espuma	Espuma Seca	<ul style="list-style-type: none"> • Fuente de gas • Compresores • Boosters • Generador de espuma

Espuma	Espuma Seca	<ul style="list-style-type: none"> • Equipo especial de medición • Tanque y bomba de desespumante • Cabeza rotatoria • Quemadores • Flotadores de sarta de perforación
Líquido Gasificado	Líquido Gasificado	<ul style="list-style-type: none"> • Separador gas/líquido • Compresores • Boosters • Cabeza rotatoria • Quemadores • Flotadores de sarta de perforación
Líquido	Base Aceite	<ul style="list-style-type: none"> • Cabeza rotatoria • Flotadores de sarta de perforación • Manejo de recortes
	Emulsión	<ul style="list-style-type: none"> • Cabeza rotatoria • Flotadores de sarta de perforación • Manejo de recortes
	Base Agua	<ul style="list-style-type: none"> • Cabeza rotatoria • Flotadores de sarta de perforación

Tabla 4.1. Equipos requeridos para una perforación Bajo Balance en concordancia con el tipo de fluido a utilizar de acuerdo con Asociación Internacional de Contratistas de Perforación (IADC). Traducida de "Fluid Selection for Underbalanced Drilling Operations".

Una vez que se ha alcanzado la profundidad donde se prevé que será realizada la perforación en condiciones Bajo Balance, será iniciada la inyección del fluido que será el encargado de disminuir la Densidad de Circulación Equivalente para que se logre el Bajo Balance dentro del pozo. La relevancia de esta situación es la técnica que será utilizada para la inyección de dicho fluido y la manera en que esto repercute en el proceso para llevar a cabo la perforación de la zona productora. En una sección previa se dijo que las tres maneras de realizar dicha inyección de fluido son la inyección conjunta desde la sarta de perforación, la inyección desde el espacio anular mediante el uso de una tubería parásito e la inyección desde el espacio anular a través de una tubería concéntrica. A continuación, serán detalladas las tres formas mencionadas para la inyección del fluido.

4.1.2.1. Inyección conjunta desde la sarta de perforación.

Cuando se practica la inyección de fluido a través de la tubería de perforación se va a modificar la columna hidrostática del fluido de control por completo, esto es por la alteración de la densidad del fluido de perforación desde la superficie, de tal forma que el lodo de control comenzará a mezclarse con el fluido inyectado a lo largo de la sarta de perforación

hasta alcanzar la profundidad correspondiente a la barrena en tal momento. La Figura 4.4-a muestra un esquema de la inyección de fluido desde la sarta de perforación. La disminución de la densidad de la columna hidrostática total ocasionará una disminución significativa de la ECD y, por lo tanto, una baja en la presión que la columna de fluido ejercerá sobre la pared de la formación; a diferencia de los dos métodos restantes donde la densidad de la columna hidrostática no cambia de manera tan drástica debido a que la sección donde el fluido será inyectado difiere de este método. El proceso de perforación de la última zona, es decir la zona productora, se mantiene bajo el mismo principio que el de una perforación convencional en la que la rotación de la barrena abre el agujero hasta alcanzar la zona de flujo de hidrocarburo, con la diferencia que una vez que se comienza a penetrar la zona de interés, ésta traerá consigo el flujo de hidrocarburo hacia la superficie debido a la condición Bajo Balance y las instalaciones deberán estar propiamente adecuadas para la separación de las distintas fases. Cuando es utilizada esta técnica serán requeridas barreras de seguridad para lograr la prevención necesaria contra un posible descontrol del fluido en la superficie, así como golpes de presión provenientes del pozo.

4.1.2.2. Inyección desde el espacio anular mediante el uso de una tubería parásito.

La inyección de fluido a través de una sarta parásito utiliza el principio del método artificial de producción conocido como bombeo neumático. Este tipo de inyección puede realizarse a cualquier profundidad dentro del pozo, esto es posible mediante la colocación de un elemento acoplado a la tubería de revestimiento conocido como mandril, dicho mandril permite el paso de cualquier fluido que sea inyectado dentro del espacio anular entre tuberías, el funcionamiento de este elemento tipo válvula es mediante el aumento de presión, es decir, cuando es inyectado un fluido el aumento de la presión sobre dicho elemento permite el paso del fluido hacia el espacio anular entre un par de tuberías. La ventaja de realizar una inyección a cualquier profundidad permite la modificación de la columna hidrostática a una profundidad específica y permite realizar la modificación de la ECD de manera gradual sin modificar la columna completa como en el caso anterior. La Figura 4.4-b da muestra de este tipo de inyección.

4.1.2.3. Inyección desde el espacio anular a través de una tubería concéntrica.

De manera similar a la inyección por medio de la sarta de perforación, la inyección de fluido a través de una tubería concéntrica también corresponde a su circulación desde la superficie. La diferencia entre la inyección conjunta y la inyección de este tipo es que el fluido será conducido por el espacio anular entre la sarta de perforación y la tubería de revestimiento previamente asentada. Véase Figura 4.4-c. Cuando se realiza este tipo de inyección, la ECD del fluido de control no sufre disminuciones tan drásticas o notorias ya que la mezcla de fluidos se da a partir de una sección menos profunda que el dado cuando se mezclan a través del interior de la sarta de perforación para su posterior circulación a través de la barrena, el cual corresponde al punto más profundo de la perforación. De igual manera que en cualquiera de los métodos anteriores, el proceso para la perforación de la zona de interés corresponde a la rotación de una barrena que traspasa la zona para su posterior terminación.

Como ha quedado acentuado, la perforación de zonas previas a la sección en la que se desean condiciones Bajo Balance sigue el mismo procedimiento al de una perforación convencional, aislando zonas a través de tuberías de revestimiento y continuando la penetración mediante la rotación de la barrena sin importar si es una rotación generada desde la superficie o mediante un motor de fondo, la gran diferencia recae sobre la manera en la que son perforadas las zonas que se requiere sean en condiciones Bajo Balance, de manera general será la zona impregnada de hidrocarburos aquella que sea penetrada bajo esta técnica aunque existe la posibilidad de perforar zonas intermedias si esto fuese requerido, cabe mencionar que en dichas secciones intermedias de un pozo en perforación la operación de cementación puede verse comprometida por lo que puede optarse por anclar la zapata sin cementar.

En las secciones anteriores se mencionó la manera de alcanzar las condiciones Bajo Balance mediante los distintos métodos de inyección de fluido, por último, es necesario tomar en cuenta el tipo de terminación que puede realizarse en operaciones de UBD, estos métodos de terminación buscan la manera de realizar operaciones Bajo Balance de manera más segura. Existen diversos tipos de terminación para operaciones UBD, principalmente se diferencian del estado de flujo del agujero, es decir, si éste se encuentra fluyendo o aislado. Los métodos de terminación son los siguientes¹¹:

- a) Pozo fluyendo.
- b) Dos etapas de perforación.
- c) Lubricadores sub superficiales.
- d) Válvulas sub superficiales.

- a) Pozo Fluyendo.

La terminación de este tipo había sido la más común para las operaciones de UBD. Este tipo de terminación es en agujero descubierto mientras el pozo se encuentra aportando flujo hacia la superficie, la perforación Bajo Balance se lleva a cabo en la zona productora, donde la disminución de la ECD provoca que exista flujo desde el intervalo hacia el pozo por lo que se requiere tomar precauciones al realizar este tipo de operación. Véase Figura 4.7. En la actualidad se han buscado opciones que permitan mantener la condición Bajo Balance sin atentar contra la integridad del pozo o la seguridad de los operadores cuando se lleva a cabo una terminación en agujero descubierto.

- b) Dos Etapas de Perforación.

Este tipo de terminación requiere el uso de una unidad de perforación con tubería flexible, el proceso para terminar el pozo mediante esta técnica consiste en penetrar hasta la sección más cercana a la zona estimada de producción, posteriormente se realiza la inserción de una tubería de revestimiento seguida de su cementación y se continuará con la perforación de la zona de interés en condiciones Bajo Balance. Una vez alcanzada la zona más cercana al estrato productor, es introducida el equipo de tubería flexible que será la encargada de

¹¹ “Underbalanced Completions”. Walker, Tim; Hopman, Mark; Baker Oil Tools. 1995.

realizar la perforación del intervalo de interés en condiciones Bajo Balance, para terminar la operación es introducido un liner hacia el intervalo. La figura 4.7 muestra el esquema de este tipo de terminación.

c) Lubricantes Sub Superficiales.

Cuando se realiza la terminación con esta técnica, el proceso es similar al utilizado en el método de Dos Etapas de Perforación, es decir, se realiza la perforación hasta el punto más cercano al intervalo productor, de igual forma se introduce una tubería de revestimiento para su posterior cementación. A continuación, se coloca dentro del agujero una conexión tipo puente inflable, esta conexión realizará la labor de aislar el intervalo a perforar de las secciones superiores, una vez que ha sido colocado este puente se realizan las pruebas de integridad y hermeticidad a los intervalos superiores a donde fue colocado el puente. Posteriormente se lleva a la profundidad del puente un liner que acoplado a dicha conexión inflable generalmente mediante el uso de tubería flexible, una vez dentro del intervalo el liner es cementado, siendo así, se realiza la terminación de un pozo perforado en condiciones Bajo Balance en su última etapa. Véase Figura 4.8. No existe necesidad de retirar la conexión inflable.



Figura 4.7. Tipos de terminaciones para la perforación Bajo Balance.

En el lado **izquierdo** se esquematiza la perforación de un intervalo mientras éste aporta fluido hacia la sección del pozo en perforación.

Por otra parte, en el lado **derecho** se muestra la inserción de un liner dentro del intervalo perforado con equipo de tubería flexible en condiciones Bajo Balance.



Figura 4.8. El uso de la conexión inflable dentro del intervalo a perforar permite el paso de equipo, en este caso el liner, para continuar con la operación aislando el intervalo y manteniendo control sobre el mismo.

d) Válvulas Sub Superficiales.

Esta manera de realizar la terminación tiene el mismo principio que las dos anteriores, es decir, se coloca una tubería de revestimiento en el intervalo más cercano a la zona productora. A diferencia de los métodos de terminación anteriores, este brinda un marco operativo más amplio de seguridad, esto se basa en la inclusión de una válvula extra a la válvula retirable de seguridad que es utilizada convencionalmente como puede verse en la Figura 4.9. La segunda válvula es colocada alrededor de 100 [ft] por encima de la válvula convencional permitiendo que se pueda realizar un aislamiento seccional del pozo. El método para realizar la terminación es, una vez colocadas ambas válvulas, introducir el equipo de tubería flexible de manera normal para que este pase a través de ambas válvulas, cuando el equipo de tubería flexible ha alcanzado la profundidad de la etapa perforada Bajo Balance es colocado un liner dentro del intervalo de interés, posteriormente el equipo es retirado. Por último, se realizan pruebas de hermeticidad dentro del pozo para verificar la integridad del mismo.

4.2. Yacimientos a los que aplica.

El marco operativo para las operaciones UBD puede resultar un poco limitado, esto se debe a la naturaleza misma de la técnica, es decir, las

condiciones bajo las cuales se perfora un intervalo provoca que esta tecnología reduzca su rango de aplicación dentro de cierto tipo de yacimientos.

De manera general, la aplicación de este tipo de técnica es en yacimientos convencionales, los cuales incluyen formaciones con un grado de consolidación de media a baja, llámese calizas, arcillas o areniscas; esto se debe a la alta probabilidad de invasión hacia este tipo de formaciones si se usa un fluido convencional con una densidad del orden de 10 [lb/gal] o mayor, por lo que formaciones de alta dureza como los yacimientos de lutitas generalmente también estarán excluidas de este tipo de operaciones debido a las características del fluido de control. Dentro del rango de las actividades UBD es posible realizar trabajos mediante este tipo de técnica en yacimientos submarinos, la perforación de yacimientos en aguas cuya clasificación van de someras a profundas son una oportunidad para operar bajo los términos establecidos por las condiciones Bajo Balance

con pruebas de que el método ha funcionado con sus respectivas consideraciones, esto no resulta aplicable a la perforación de segmentos en pozos de aguas ultra profundas donde las condiciones internas del yacimiento se tornan más agresivas.

La aplicación de esta tecnología también puede extenderse a pozos direccionales de baja inclinación en yacimientos que han sido explotados con anterioridad, de igual manera que en pozos con una gran cantidad de fracturas naturales o inducidas mediante el uso de equipo de terminación especial. Es necesario tener en consideración los gastos de fluido bombeado ya que los límites establecidos para el caudal de fluido pueden convertirse en una limitante para conseguir realizar el trabajo con éxito.

4.2.1. Restricciones.

La aplicación de este tipo de tecnología se ve comprometida por las condiciones necesarias para llevar a cabo la operación, utilizar un fluido cuya Densidad Equivalente de Circulación se encuentra por debajo de la presión de poro limita de buena manera el rango de aplicación de la técnica de perforación Bajo Balance.

De primera instancia, es necesario remarcar la falta de operatividad de esta técnica de perforación en yacimientos de alta dureza debido a que este tipo de yacimientos pueden presentar zonas de presiones desviadas del gradiente normal de presión, es decir, zonas de presiones anormalmente altas debidas al posible entrapamiento de agua intersticial, así como operaciones de fracturamiento hidráulico dentro de un pozo en perforación. Este aumento en la presión de formación ocasiona que el control dentro de un pozo que se quiere perforar en condiciones de Bajo Balance se complique y pueda provocar situaciones adversas de seguridad. De manera semejante, los pozos de aguas ultraprofundas (≥ 1500 [m] de profundidad), véase Figura 6.1 (p. 109), que presentan condiciones de altas presiones debido a la gran profundidad a la que éstos se encuentran comprometen la aplicación de esta técnica por las mismas cuestiones de control antes mencionadas. De tal suerte que los yacimientos clasificados como High Pressure/High Temperature (HPHT, por sus siglas en inglés) quedan fuera del alcance operativo de la técnica de perforación Bajo Balance.

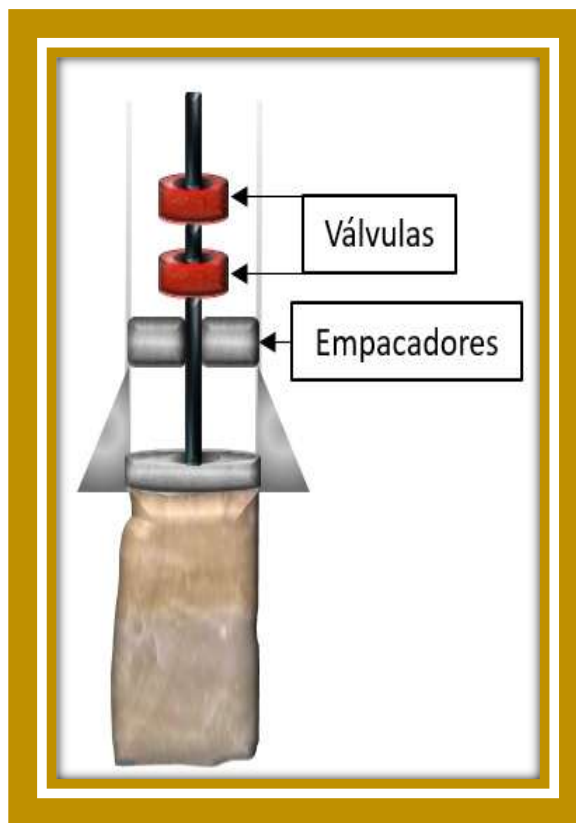


Figura 4.9. El método de válvulas sub-superficiales permite aislar por secciones el pozo y realizar la terminación del pozo con la certeza de que el pozo no se encuentra aportando fluido durante la operación.

Las propiedades de los fluidos in-situ deben ser cuidadosamente analizadas para que la implementación de la perforación Bajo Balance pueda aplicarse de manera óptima, la razón de esto recae en los fluidos que puedan resultar de la combinación de los gases, líquidos o químicos que están siendo introducidos de forma externa al yacimiento con los fluidos propios de la formación, en algunos caso las reacciones de la mezcla de fluidos puede resultar en un exceso de aporte desde la formación hacia la superficie comprometiendo las instalaciones superficiales, así como un incremento significativo de la probabilidad de explosión en caso de que los fluidos producidos sean altamente inflamables.

En el ámbito técnico, las restricciones para la aplicación de este método son otras y están enfocadas en las necesidades requeridas para una mayor explotación del yacimiento. Principalmente la perforación de pozos direccionales altamente desviados y pozos horizontales podrá verse comprometida cuando es realizado el re direccionamiento a partir de su Kick-Off Point¹² (KOP, por sus siglas en inglés) donde la sarta de perforación comienza a recargarse sobre la pared del agujero y por lo tanto existirán complicaciones en la remoción de recortes desde éste de vuelta a la superficie debido a las propiedades de un fluido de control de menor densidad, aumentando las probabilidades de pegaduras diferenciales. La misma situación puede presentarse en pozos de alcance extendido.

4.3. Ventajas y desventajas.

Dentro de la perforación Bajo Balance son buscados objetivos muy definidos y estos pueden ser alcanzados cuando se lleva a cabo una operación correctamente diseñada y ejecutada, aunque la falta de ésta planeación puede llevar a complicaciones durante la perforación de un pozo mediante esta técnica.

4.3.1. Ventajas.

Las ventajas que proporciona llevar a cabo una perforación en condiciones de Bajo Balance son muy claras y están definidas dentro de los propósitos de la técnica. Entre estas ventajas principalmente pueden encontrarse la disminución significativa del daño causado a la formación durante las operaciones de perforación, así como del aumento de la producción derivado de la misma. La Figura 4.10 muestra un esquema de la diferenciación sobre el enjarre causado mediante una operación Bajo Balance y una operación convencional. La disminución del enjarre repercute en la recuperación del hidrocarburo dentro de un yacimiento debido a que si la operación es lograda con éxito es posible el acceso a una mayor extensión de la zona productora, aunque por otro lado, la disminución del enjarre puede aumentar el riesgo de las pegaduras diferenciales. La disminución del enjarre a la pared de la formación es beneficiosa si pueden evitarse operaciones de estimulación sobre la zona que usualmente puede presentar daños por el exceso del filtrado de fluido cuando se realizan operaciones convencionales.

¹² Definición y explicación dentro del contenido del Capítulo 1. Conceptos Básicos.

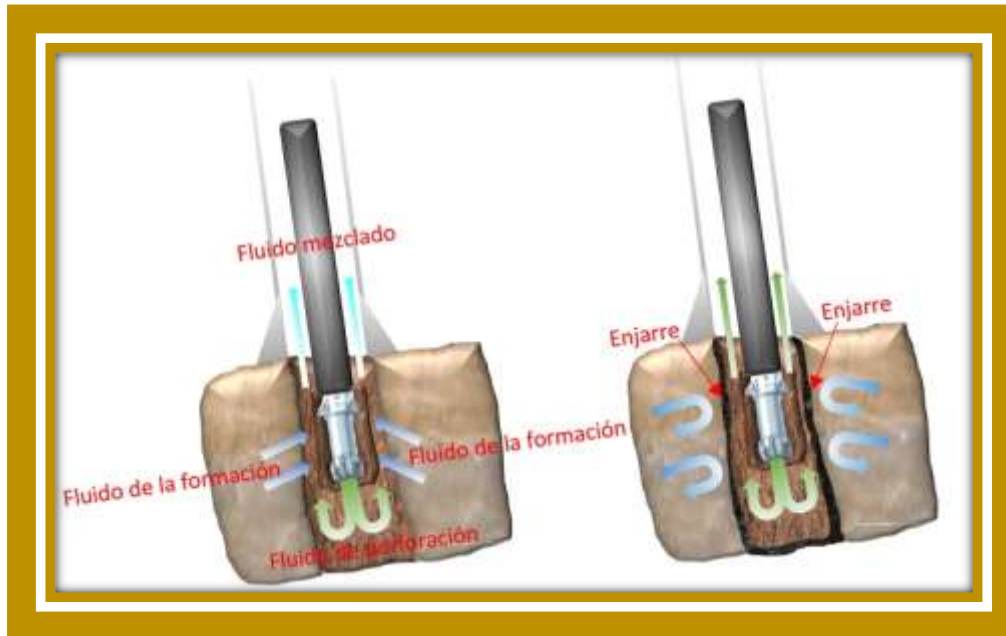


Figura 4.10. Diferencia entre una perforación Bajo Balance y una perforación convencional. En el lado **izquierdo** se observa una perforación Bajo Balance en la que la disminución de la ECD en el fluido de control promueve el aporte de fluido desde la formación ocasionando un flujo mezclado a través del anular de vuelta a la superficie.

En caso contrario, el lado **derecho** muestra una perforación convencional sobre balance en la que una densidad del fluido de control mayor o igual a 10 [lb/gal] genera un enjarre en la pared de la formación el cual evita que el fluido in-situ del yacimiento fluya hacia la superficie de manera libre, el enjarre en la pared del agujero también provoca daño al yacimiento.

Cuando se busca realizar una operación Bajo Balance es posible localizar la zona productora de manera más sencilla debido al aporte de fluido proveniente de la formación cuando la ECD del fluido de control se ha disminuido y, por lo tanto, la presión de los fluidos confinados dentro de los poros del estrato productor es mayor a dicha ECD por lo que éstos pueden comenzar su migración hacia la superficie y de esta manera es sencillo reconocer que se ha alcanzado la zona productora de la formación.

Otro factor importante a reconocer es que las velocidades de penetración (ROP) son aumentadas mediante las prácticas de perforación Bajo Balance, esto se debe a la disminución del peso sobre la barrena¹³ que a su vez se ve traducido en un aumento en el tiempo de vida de la barrena. Cuando se aumenta la ROP es posible disminuir el tiempo de perforación de cualquier sección del pozo. La reducción del desgaste de una barrena, así como operaciones más rápidas de perforación se trasladan a cuestiones económicas con el ahorro de costos.

Con el uso de fluidos de perforación más ligeros es posible hacer uso de equipos de registros durante la perforación basados en el funcionamiento de herramientas electromagnéticas, esto facilita la comunicación en tiempo real con el operador en superficie

¹³ “Undebalanced Drilling, Praises and Perils”. Bennion, Brant; Thomas, Brent, Bietz Ronald; Bennion, Douglas. 1996.

y aumenta la posibilidad de realizar acciones correctivas en caso de que éstas sean requeridas.

4.3.2. Desventajas.

Una de las principales desventajas de una UBD son los altos costos del equipo necesario para lograr la perforación de alguna sección del pozo bajo estas condiciones, los altos costos asociados a estas operaciones hacen necesario tomar consideraciones extras en cuanto al análisis de rentabilidad de la implementación de esta tecnología.

Otra de las principales preocupaciones derivadas de las UBD es la relacionada con la seguridad tanto dentro del pozo como de los operadores en las instalaciones en superficie. El control del pozo al realizar un trabajo en condiciones de Bajo Balance es una constante en todo momento debido al aporte de fluido desde la formación durante la perforación del intervalo, el flujo de hidrocarburo dentro del pozo hace que el peligro de explosión se encuentre latente en todo momento poniendo en predicamento todas las instalaciones y al personal. Es común que dentro de las UBD no se mantenga la condición Bajo Balance durante todo el tiempo de trabajo derivada de una mala planeación, por lo que la problemática anterior puede verse mitigada al llevar a cabo una operación sobre balance, pero perdiendo todos los beneficios derivados de la UBD.

Dentro del proceso que se lleva a cabo en el interior del pozo es posible que derivada de las propiedades tanto de los fluidos contenidos dentro de la formación como de los fluidos inyectados se suscite una interacción entre ambos que provoque la imbibición¹⁴ de los mismos. La imbibición puede beneficiar o dificultar el movimiento del hidrocarburo dentro del medio poroso y este fenómeno debe tomarse en cuenta principalmente en aquellos yacimientos de tendencia a producir mediante medios de empuje vinculados con el agua debido a las propiedades de mojabilidad de ésta en relación con las propiedades del hidrocarburo.

Otra de las limitantes de la UBD resulta ser la aplicabilidad de este tipo de tecnología dentro de cierto tipo de yacimientos debido a que se complica su utilidad dentro de yacimientos como lo son los yacimientos de lutitas, de aguas ultraprofundas y yacimientos de tipo HPHT por lo que los avances de esta tecnología aún no son suficientes para que esta tecnología pueda ampliar su aplicación a un rango más extenso de yacimientos en los distintos campos del mundo. Dichos yacimientos representan el futuro de la industria energética.

La Tabla 4.2 muestra un resumen de las ventajas y desventajas de esta técnica

¹⁴ Imbibición. Proceso relacionado con la mojabilidad de un fluido sobre una superficie en relación con otro. Preferencia de una superficie a ser mojado por un fluido sobre otro.

Ventajas

- Disminución de daño al yacimiento.
- Promueve la recuperación de hidrocarburo en yacimientos depletados.
- Identificación mas sencilla de la zona productora cuando esta empieza su aporte de flujo hacia el pozo.
- ROP's mejoradas.
- Mayor tiempo de vida de la barrena.
- Comunicación mejorada con la superficie al utilizar equipo de medición electromagnético.

Desventajas

- Altos costos asociados al uso de los equipos necesarios en operaciones Bajo Balance.
- Riesgo continuo de explosiones subsuperficiales durante las operaciones debido al flujo proveniente de la formación.
- Es necesario la separación óptima del fluido de retorno debido al riesgo en las instalaciones y del personal.
- Puede requerirse equipo de medición en tiempo real de mayor costo aumentando el costo de la operación.
- Es posible que se presente el fenómeno de la imbibición de manera perjudicial.

Tabla 4.2. Balance de Ventajas y Desventajas de la perforación Bajo Balance.

Capítulo 5. Perforación multilateral.

Con el transcurrir de los años, el desarrollo de un mayor número de campos de hidrocarburos alrededor del mundo ha aumentado debido a las necesidades energéticas que el aumento poblacional en el planeta implica. La necesidad de obtener una mayor cantidad de energía se ha visto reflejado en la necesidad de desarrollar nuevas tecnologías que proporcionen distintas posibilidades de continuar el avance dentro de campos nuevos o también de aquellos campos que ya han sido sometidos a producción durante cierto tiempo y así, aquellos pozos que se creían agotados o limitados por alguna condición interna del yacimiento pueden ser llevados a producción de nuevo mediante un sistema de conexiones y re entradas. La perforación multilateral ofrece estas opciones para continuar con el desarrollo de un pozo que ya ha sido explotado anteriormente o realizar un tipo de conexión a un pozo de nuevo desarrollo para obtener un aumento de la producción.

5.1. Descripción.

La perforación multilateral es una tecnología de un desarrollo relativamente reciente, esta tuvo su "boom" durante la década de los años 90, fue durante esta época cuando este tipo de tecnología comenzó a utilizarse debido a la versatilidad de un pozo cuando es desarrollado con la intención de perforar uno o más laterales de igual forma que se puede hacer un re desarrollo de algún pozo que ya ha estado en producción durante cierto tiempo o que incluso ya había sido determinado como cerrado. No obstante, los primeros multilaterales del mundo datan de mediados del siglo XX cuando se realizaron las primeras perforaciones de este tipo en un campo en la antigua Unión Soviética, hoy Rusia.

El objetivo de perforar laterales es de manera primordial un aumento significativo en la producción de un yacimiento ya que los ramales de una perforación multilateral van a conectar una mayor extensión de una zona productora o múltiples zonas de interés con el pozo madre. Véase Figura 5.1.

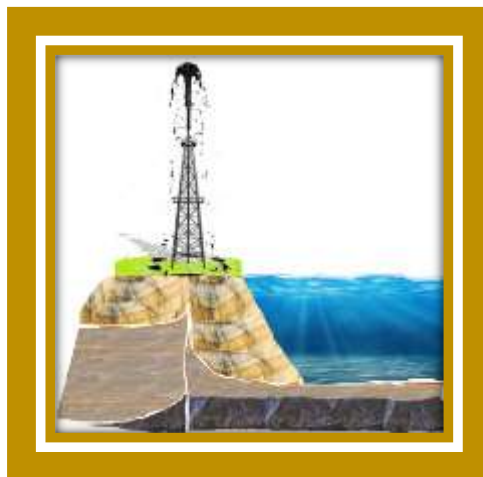


Figura 5.1. Perforación multilateral para el alcance de diversas formaciones, así como de un lateral bajo el lecho marino.

Existen diferentes maneras de desarrollar la tecnología multilateral, de manera general pueden ser llamados "Dualaterales o laterales duales" y "Multilaterales", definiendo éstos como una configuración con un par de ramificaciones y más de dos ramificaciones respectivamente. Dentro de esta misma clasificación, pueden encontrarse diferentes tipos de configuraciones de pozos, la manera en que estén dispuestos dentro del yacimiento, así como la forma que tomen será como sean denominados dichos ramales. La Figura 5.2 muestra esquemas significativos de ambas configuraciones.

Para realizar la perforación de laterales múltiples a partir de una tubería de revestimiento principal se requiere de herramientas que en su mayoría son utilizadas en la perforación direccional, esto se debe a que el desarrollo de esta tecnología tuvo su origen en la perforación horizontal así como la perforación de alcance extendido ya que después de cierto tiempo éstas dejaban de cumplir con los objetivos que se les tenían planteados, de esta forma fue que la perforación de laterales a partir de un pozo principal comenzó a adquirir relevancia. La manera de realizar dichos laterales puede variar debido a que existe la opción de realizar una perforación a partir de dos tipos principales de terminaciones, en agujero descubierto o en agujero revestido, es decir, manteniendo el estrato productor sin revestir o revistiendo el pozo en su totalidad respectivamente. Existe un amplio margen de posibilidades para la perforación de un lateral a partir de dichos tipos de terminación, es por esto que se llegó a una convención para realizar la clasificación de los tipos de laterales, siendo 7 tipos distintos, del 1 al 6 y por último el tipo 6S, esta clasificación será de acuerdo con la complejidad, así como la funcionalidad determinada para cada tipo de ramal.

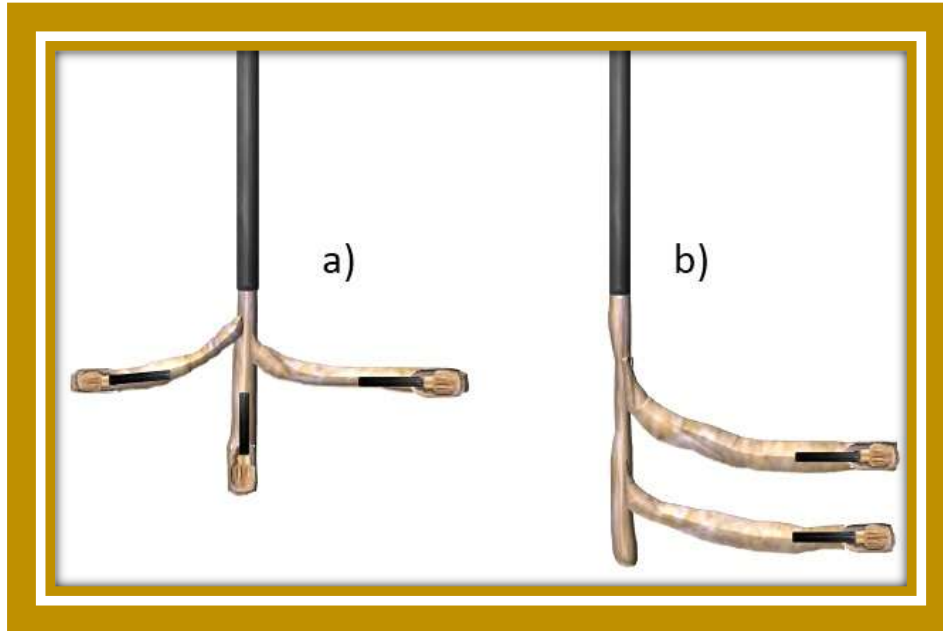


Figura 5.2. Clasificación del tipo de lateral por número de ramificaciones. **a)** Laterales duales (2 laterales). Ramales opuestos para lograr un mayor contacto en un solo estrato de longitud considerable. **b)** Multilaterales (más de 2 laterales). Laterales apilados dispuestos para explotar un yacimiento estratificado.

Primeramente, se encuentran los laterales que son clasificados dentro de las terminaciones en agujero descubierto, estos serán los ramales de tipo 1, de igual manera que el agujero principal, la perforación del lateral será terminada en agujero descubierto dejando ambos expuestos a la formación. El segundo tipo de lateral, el tipo 2, será similar al tipo 1 ya que este tipo de lateral estará terminado en agujero descubierto mientras que el agujero principal estará revestido y cementado. El tercer nivel de lateral es el primero en ser terminado con un revestimiento, aunque este no sea cementado, a diferencia del agujero principal que será tanto revestido como cementado. Para el cuarto tipo, la única diferencia encontrada con el nivel anterior será que el revestimiento del lateral se encuentra cementado de igual manera que el revestimiento principal. Los últimos tres niveles de lateral se encuentran diferenciados por el equipo utilizado para realizarlos ya que esto requiere que se tenga un mayor cuidado en la integridad del pozo, así como un mejor control de la presión en la unión del ramal a la tubería principal, el tipo 5 requiere de equipo especial de terminación para lograr el control y la integridad en la unión, el lateral de nivel 6 obtendrá la integridad en la unión mediante un revestimiento aunque éste no va a requerir de equipo especial de terminación y por último, el lateral de tipo 6S será cuando se coloque dentro del revestimiento principal una herramienta que secciona en partes iguales el agujero principal, o bien, puede ser entendido como una bifurcación dentro de la tubería. La tabla 5.1 diferencia esquemáticamente cada uno de estos niveles. Si bien existen similitudes entre varios niveles de construcción del lateral, es importante considerar las condiciones que permiten la implementación de un nivel u otro sobre una tubería de revestimiento o en el caso del nivel 1 el agujero descubierto, destacando este nivel como el único que permanece el agujero principal en contacto directo con la formación.

En cuanto a la manera de disponer los laterales dentro del pozo existe otro tipo de clasificación para los ramales, tomando como referencia si son dual laterales o multilaterales se puede complementar esta clasificación conociendo la configuración en que son posicionados dichos laterales, es decir, de manera sencilla, la forma que estos adopten en el agujero. Existen múltiples formas para configurar un lateral, estos serán de manera general:

- a) Laterales duales opuestos,
- b) Laterales bifurcados,
- c) Laterales múltiples en un pozo horizontal,
- d) Laterales múltiples en un pozo vertical,
- e) Laterales apilados, y
- f) Multiramal

Cada uno de estos laterales tendrá una aplicación específica, aun cuando se dijo que el objetivo principal de construir multilaterales es el aumento significativo de la producción, cada uno de estos tipos de configuración tendrá una aplicación importante para algún ambiente específico dentro de un yacimiento, llámese condiciones geológicas, estructurales, etc. La tabla 5.2 esquematiza cada uno de estos laterales, así como la aplicación preferente de cada uno de estos.

El objetivo de estos laterales será penetrar y aumentar el área de contacto entre la formación productora y los pozos construidos siendo así que cada uno de estos laterales será perforado para explotar diferentes tipos de estructuras. De esta forma, los laterales duales opuestos tendrán el objetivo de aumentar el área de contacto en una sola capa para sustituir la construcción de un solo pozo horizontal que requeriría un tamaño mucho mayor para obtener los mismos resultados. Los laterales múltiples tanto en pozos horizontales como en pozos verticales tendrán el objetivo de intersectar la mayor cantidad de fracturas dentro de la formación de igual manera que evitar las conificaciones de agua y/o aceite según sea el caso. Los laterales bifurcados, así como los laterales multiramal tienen el objetivo de explotar de mayor manera una formación que está constituida por pequeñas y delgadas capas, esto es posible modificando la inclinación de los laterales dentro del yacimiento. Por último, los laterales apilados serán aplicados para maximizar la producción de múltiples capas dentro del yacimiento¹⁵. Véase tabla 5.2.

El uso de los laterales resulta amplio cuando se evalúan sus posibilidades ya que estos pueden ser establecidos desde un inicio de la planeación de la construcción de un pozo, para campos que están en producción o para pozos que ya han sido cerrados de manera temporal o permanentemente, para esto es importante considerar análisis previos para cualquiera que sea el caso y determinar la conveniencia de realizar la perforación de ramales o para realizar un trabajo de re entrada al yacimiento para re integrar el pozo a producción. Los yacimientos deben cumplir ciertas características para ser candidatos a una operación de perforación multilateral, principalmente las condiciones internas del yacimiento, tales como geología, estructura y posiblemente en menor medida las condiciones del fluido dentro de la formación, sean éstas las propiedades mismas del fluido como composición, o la presión del mismo aunque éstos no se traten de factores tan determinantes como las condiciones estructurales. Es importante destacar que no pueden ser tomadas a la ligera una vez que se haya decidido implementar algún sistema de perforación multilateral.

¹⁵ “Key Issues in Multilateral Technology”. Steve Bosworth, Hussein Saad El-Sayed, Gamal Imail.





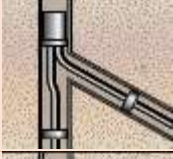

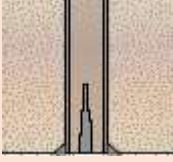
Niveles de Laterales	Nivel	Esquema	Generalidades
	1		<ul style="list-style-type: none"> • Agujero principal descubierto • Lateral terminado en agujero descubierto
	2		<ul style="list-style-type: none"> • Agujero principal revestido y cementado • Lateral terminado en agujero descubierto
	3		<ul style="list-style-type: none"> • Agujero principal revestido y cementado • Lateral revestido pero carente de cementación
	4		<ul style="list-style-type: none"> • Agujero principal revestido y cementado • Lateral revestido y cementado
	5		<ul style="list-style-type: none"> • Agujero principal revestido y cementado • Lateral con equipo especial de terminación
	6		<ul style="list-style-type: none"> • Agujero principal revestido y cementado • Lateral con estabilidad basada en revestimiento
6S		<ul style="list-style-type: none"> • Agujero principal revestido y cementado • Herramienta especial que divide el pozo en secciones iguales 	

Tabla 5.1. Distintos niveles en la terminación de laterales, así como las características de los mismos. Elaborada a partir de "Key Issues in Multilateral Technology". Steve Bosworth, Hussein Saad El-Sayed, Gamal Imail. Imágenes del mismo autor.







Tipos de Laterales	Lateral	Esquema	Aplicación
	Duales Opuestos		Mayor extensión dentro del yacimiento. Reemplazo de un pozo horizontal de gran dimensión.
	Bifurcados		Mayor alcance en formaciones estratificadas de poco espesor.
	Múltiples en pozo Vertical		Mayor contacto y conexión con fracturas naturales.
	Múltiples en pozo Horizontal		Mayor contacto y conexión con fracturas naturales.
	Apilados		Contacto múltiple con diferentes capas a distintas profundidades y espesores.
	Multiramal		Mayor alcance en formaciones estratificadas de poco espesor.

Tabla 5.2. Tipos de configuraciones (formas) para la construcción de laterales, así como la principal aplicación de las mismas.

5.1.1. Herramientas y equipos.

La perforación de laterales múltiples, esquemáticamente, puede verse muy parecida a una perforación direccional, dependiendo el tipo de laterales a perforar será como éstos se asemejen más a una perforación direccional inclinada o angulada, o a una perforación completamente orientada de manera horizontal, aunque esto no hace que una resulte excluyente de la otra. Es por este motivo que las herramientas que son utilizadas para realizar este tipo de operaciones resulta muy similar a las utilizadas para realizar las perforaciones direccionales u horizontales. Si bien el equipo para realizar la perforación es similar, para la fabricación de laterales también se requiere de herramientas y equipos especializados para realizar tareas que resultan primordiales para ciertas operaciones.

Para realizar una perforación multilateral se requieren de equipos direccionales, estos pueden ser de varios tipos, aunque de manera general se utilizan los equipos Logging While Drilling (LWD, por sus siglas en inglés) o Measure While Drilling (MWD, por sus siglas en inglés), esto resulta de la necesidad del monitoreo constante mientras es realizada la perforación.

Cuando se trata de la localización de la profundidad a la que se debe encontrar el lateral cuando éste se trate de una ramificación en un trabajo de re entrada será determinada mediante el uso de una herramienta especializada, esta es una herramienta que consta de una extensión polimérica en uno de sus extremos, semejante a una varita, esta varita se encuentra unida a un rotor que mecaniza la rotación en el extremo de la herramienta sobre la pared de la formación sin causarle daño a ésta cuando el objetivo de la herramienta es ubicar el agujero o ventana molida, esta herramienta rota hasta localizar el punto de entrada al lateral, cuando ésta no lo encuentra simplemente se lleva a una profundidad diferente repitiendo el proceso, esto puede observarse en la Figura 5.3, aunque una rotación descontrolada de igual manera que un mal manejo del movimiento si puede causar daño a la formación haciendo la tarea de ubicación más complicada. Figura 5.4. La varita es utilizada mediante una tubería flexible que permite la orientación de la misma sobre la pared de la formación para que esta rote e identifique la ventana molida. Por este motivo la limpieza del agujero durante la perforación de laterales resulta crítica, el uso de diferentes tipos de fluidos de perforación es usual, las primeras etapas pueden ser perforadas controlando el agujero mediante el



Figura 5.3. La herramienta de localización rota a la profundidad estimada de una ventana previamente molida con el objetivo de identificar dicha ventana. La varita entra en la ventana molida para su posterior retiro mediante la línea para continuar con la perforación de la ventana.



Figura 5.4. Daño causado a la formación por la herramienta localizadora durante la búsqueda de la ventana pre molida del lateral.

uso de varios fluidos base agua e incluso base aceite, una vez iniciado el proceso de molido y de perforación del lateral es común que se opere con un fluido espumado para una remoción mayor de recortes hacia la superficie. Cuando se trata de un agujero que se encuentra revestido, nivel de lateral 2 en adelante, por lo general se utilizan marcadores radiactivos, estos son complementados con los equipos de LWD o MWD para localizar el punto donde será molida la ventana. A partir de este punto es necesario el uso de desviadores de trayectoria, el uso de las cuñas es lo más común, el tipo de cuña puede variar de acuerdo con la planificación que se tenga sobre el lateral a desarrollar ya que las cuñas que son totalmente sólidas no permiten el paso a través de ellas de ningún otro equipo o flujo de fluido por lo que las cuñas de este tipo deben ser retirables mediante el uso de una línea de acero o por el uso de tubería flexible; por otro lado la implementación de cuñas desviadoras huecas ha hecho posible el acceso a una sección más profunda dentro del pozo por debajo del lateral, la Figura 5.5 esquematiza la diferenciación de ambos tipos de cuña en una operación de perforación multilateral.

El molido de una ventana será variable de acuerdo con el tipo de terminación dentro del pozo, es decir, si se trata de un agujero descubierto o de un agujero revestido, aunque el proceso para realizar el molido de la ventana sea el mismo, se requiere de un mayor número de componentes cuando se realiza la apertura dentro un agujero revestido. De forma que es necesario realizar el molido en etapas, primeramente, se hace uso de cortador para iniciar la apertura de la ventana y esta será terminada con el uso de una fresa o fresas dependiendo la necesidad del diámetro para el lateral a perforar. Si el agujero se encuentra revestido o descubierto será de relevancia para la operación en general, la localización de la profundidad de la ventana a moler y los componentes necesarios para realizarlo.

Una vez dentro del lateral el equipo que es utilizado para alcanzar la distancia perforada dentro del mismo es muy similar a los componentes utilizados para realizar la perforación direccional, el uso de herramientas LWD y



Figura 5.5. Cuña desviadora hueca para permitir el acceso a zonas más profundas o el flujo a través de las mismas (**izquierda**).

Desviador tipo cuña sólida, es necesario retirarla para continuar con otra operación (**derecha**).

Ambos son esquemas representativos modificados de www.matematicasvisuales.com.

MWD se vuelve muy común para mantener el posicionamiento de la barrena de diamante poli cristalino, el uso de este tipo de barrena es mucho más común en estas operaciones que la utilización de barrenas tónicas. La terminación dentro del lateral puede ser también en agujero descubierto o revestido, nivel 3 sin cementación y nivel 4 a nivel 6S con agujero cementado, los últimos niveles en los cuales el agujero del lateral se reviste y cementa amplían la oportunidad de utilizar en la unión del lateral a la tubería principal herramientas especiales de terminación, es decir, equipos de terminación selectiva los cuales hacen uso de tubería flexible para facilitar el ingreso y direccionamiento de equipo o herramientas hacia el lateral para continuar con la perforación o futuros trabajos dentro de los mismos.

Al realizar la perforación de laterales es muy común el uso de liners dentro del mismo para que éste sea preparado para la explotación, el liner dentro del lateral puede ser un liner convencional, es decir, una tubería de revestimiento corta totalmente sólida, aunque en su mayoría de casos, el liner utilizado una vez dentro de los laterales es un liner ranurado. Figura 5.6.

Superficialmente, el aparejo de operación cuando se realiza un trabajo multilateral nuevo o un trabajo de re entrada es un aparejo convencional, cualquier aparejo que sea utilizado para una perforación vertical o una operación direccional puede ser implementado para la perforación de un lateral dentro de un pozo. Para las operaciones de cementación, el equipo utilizado consta de los mismos componentes que los utilizados en una operación de cementación convencional.



Figura 5.6. Liner ranurado. Tomada de “www.diytrade.com”.

5.1.2. Proceso.

Cuando se realiza una perforación multilateral dentro de un yacimiento, así como una operación de re entrada, el proceso para estos trabajos comienza con la selección del pozo, ya que aunque parezca una operación altamente beneficiosa, no todos los pozos a trabajar ni todas las formaciones nuevas a perforar cumplen con las características necesarias para convertirse en candidatos ni posteriormente resultar seleccionados para realizar un trabajo

de este tipo. El proceso de selección de los pozos que pueden llegar a ser trabajados mediante la perforación de laterales múltiples es un proceso de amplio análisis, requiere de un equipo multidisciplinario que realice los estudios pertinentes en cuanto a ciertas cuestiones. Primordialmente, la evaluación de la compatibilidad de estos métodos con las características de algún yacimiento resulta basada en las condiciones estructurales de la formación, para que posteriormente la evaluación siga un rumbo costo-beneficio de la operación que vaya a ser ejecutada dentro del yacimiento. Existe un método propuesto por un grupo de asociados a la compañía Schlumberger que sigue un diagrama de flujo para la primera etapa a evaluar en el estudio de una perforación multilateral. Figura 5.7. Preguntas como, ¿El yacimiento se encuentra en capas apiladas a diferentes profundidades?, ¿Existen acumulaciones de aceite o gas por encima de la zona más alta de la formación productora?, ¿Existen diferentes tipos de fracturas dentro del yacimiento?, entre otras pueden determinar tomar en cuenta la perforación multilateral. La etapa posterior de la evaluación para la implementación de laterales esta complementada por modelos probabilísticos que reflejan el valor económico de la operación, un amplio análisis de indicadores económicos como la estimación y producción de un valor presente neto, realizando evaluaciones de escenarios posibles desde el mejor escenario hasta el peor de éstos; este análisis complementado con un estudio de riesgos en la toma de decisiones completa el proceso previo a la selección de un pozo o formación para realizar perforaciones multilaterales, nuevas o de re entrada.

Una vez que se ha llevado a cabo el proceso de selección, el inicio de las operaciones de perforación para uno o varios multilaterales dependerá de si se trata de una operación de re entrada o una operación totalmente nueva. De esto resulta la diferenciación en una posible terminación, llámese en agujero descubierto o en agujero revestido a partir de la necesidad del pozo, así como las condiciones dentro de la formación. De igual forma debe saberse que la perforación de cualquier multilateral será igual que la de una perforación direccional u horizontal, es decir, será iniciada como un trabajo de perforación vertical hasta una profundidad específica que será conocida como Kick-off Point, (KOP, por sus siglas en inglés). La perforación vertical se lleva a cabo como una perforación convencional.

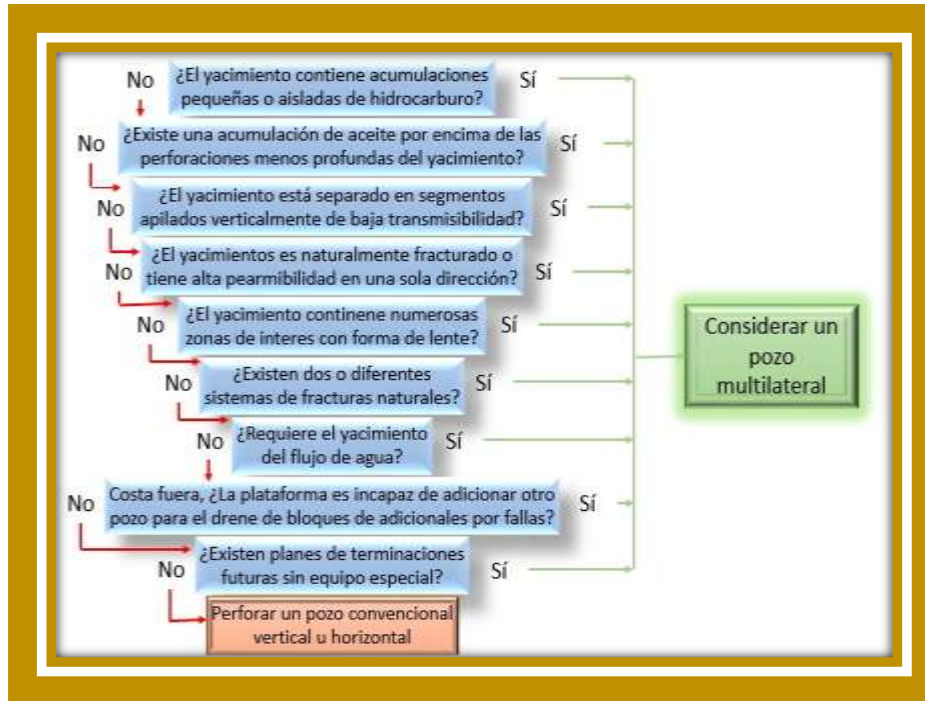


Figura 5.7. Diagrama de flujo para la consideración de perforar un pozo multilateral. “Key Issues in Multilateral Technology”. Steve Bosworth, Hussein Saad El-Sayed, Gamal Imail.

5.1.2.1. Laterales múltiples en campos nuevos.

Tratándose de yacimientos de primer desarrollo, las opciones para realizar un trabajo de perforación de laterales múltiples se amplifica cuando, desde el principio se plantea la realización de una perforación de este tipo, esto se debe a que desde un inicio se puede llevar a cabo una evaluación de la conveniencia de proceder con una terminación en agujero descubierto o en agujero revestido, a diferencia de un trabajo de re entrada donde por lo general se enfrentarán a ventanas molidas a través del metal de una tubería de revestimiento.

Cuando se considere una terminación en agujero descubierto deben tomarse en cuenta ciertos aspectos de relevancia, lo primero y esto resulta común para cualquier tipo de perforación de laterales es determinar la profundidad requerida para el inicio del molido de la ventana, generalmente es realizada mediante la toma de registros cuando se tiene un agujero sin revestir, por lo general el uso de herramientas LWD acoplado al Bottom Hole Assembly (BHA, por sus siglas en inglés), esto permite la medición en tiempo real de las características de la formación. Aunque primeramente será tomado en cuenta la sísmica de la zona para determinar las ubicaciones de acumulaciones de hidrocarburo dentro de la formación, complementando esto con el equipo de mediciones MWD. Una vez que la profundidad de la ventana o KOP ha sido determinada, en un agujero descubierto, se procederá a ubicar la herramienta dentro del agujero, se ubica en el punto seleccionado una cuña de cualquier tipo, sea una cuña de metal sólido retirable o una cuña hueca si es que dentro de los planes se encuentra la perforación a una profundidad mayor de otro lateral

o si alguna formación más profunda se encuentra produciendo lo que puede permitir un flujo mixto de ambas zonas de interés, esta cuña deberá ser alineada mediante el uso de una herramienta que se localiza entre la cuña y la pared del agujero. La herramienta especializada en encontrar la ventana molida constituida por un rotor de desplazamiento positivo y una varita que gira dentro del pozo es utilizada dentro del agujero descubierto cuando se ha realizado el molido de una ventana, pero su perforación se ha visto pospuesta por objetivos específicos del programa como puede ser alguna diferencia de presión entre intervalos. Cuando se trata de una operación en agujero descubierto, no es necesario el uso de cortadores previos a la inserción de la fresa para iniciar el molido de la ventana, tanto los cortadores como la fresa tienen como objetivo comenzar la ventana, el resto de la perforación se realizará con un equipo convencional de perforación direccional acoplado a una barrena de diamante policristalino. El proceso de inicio se muestra en la Figura 5.8. La rotación de los cortadores y las fresas de manera regular generan una gran cantidad de desechos por lo que previo a la perforación de la ventana se requiere una recirculación del agujero que permite una limpieza óptima colaborando a la integridad del pozo.

Cuando se ha iniciado la perforación de la ventana, por lo general, en agujero descubierto, se aumenta el peso sobre la barrena (WOB, por sus siglas en inglés) para incrementar las velocidades de penetración dentro de la formación aunque se requiere que el operador mantenga un excelente control dentro del agujero ya que en un agujero descubierto se busca que la barrena se mantenga dentro de la formación productora para evitar posibles problemas futuros como descontrol del pozo así como la pérdida de la integridad de la formación y un aumento en el filtrado del fluido de perforación. Una vez que se ha perforado la sección, puede mantenerse el lateral sin revestimiento o colocar un revestimiento sin cementar como puede ser un liner dentro del lateral, niveles 2 y 3 respectivamente.

Una vez que se ha finalizado este proceso en agujero descubierto, puede procederse a realizar tantos laterales como sea necesario a las profundidades determinadas por los análisis previos bajo el mismo procedimiento para completar los objetivos de producción planteados. Una vez que ha sido ubicada la profundidad a la que se ha molido la ventana para realizar la perforación de la misma, el procedimiento se homologa para cualquier tipo de lateral a la inclinación que éste sea requerido e incluso si el objetivo es perforar un lateral horizontal.



Figura 5.8. **a)** La herramienta cortadora es colocada dentro del agujero para el posicionamiento de la cuña y el inicio del molido de la ventana.
b) La herramienta hace el corte de las primeras pulgadas de la ventana, ésta perfora el revestimiento y posiblemente un poco de la formación.
c) Se introduce la herramienta para el molido posterior al cortador (fresa), la herramienta hace el molido de la ventana a penas unos cuantos pies para que se continúe con la perforación cuando se introduzca el equipo correspondiente a la perforación direccional.

Cuando se ha planeado la construcción de múltiples laterales dentro de un mismo agujero principal y se ha determinado que la mejor opción para esto resulta ser revestir dicho agujero, el proceso con el que se ubica a que profundidad deberá molerse la ventana será mediante el uso de marcadores radiactivos, esto facilita su localización cuando a su momento, es corrida la herramienta LWD acoplada al BHA seleccionado. A continuación, se coloca la cuña dentro del agujero haciendo uso de la misma herramienta que orienta la cuña en la dirección deseada para iniciar el molido de la ventana y su posterior perforación, esta herramienta hace un corte de pocas pulgadas sobre la tubería del pozo para que esta apertura permita que los elementos del molido, es decir la fresa, pueda ser corrida dentro del pequeño agujero inicial sobre el metal de la tubería. Posterior a esto, la fresa realiza un molido de unos cuantos pies pasando a través de la tubería de revestimiento y moliendo la cementación encontrada en el espacio anular entre la tubería y la pared de la formación, una vez que se ha concretado la ventana, es introducida la barrena de diamante policristalino. El uso de este tipo de barrena resulta común debido a que permite mejor versatilidad y control de la trayectoria dentro de la perforación direccional en comparación con una barrena ticonica que es de una mayor rigidez para su movilidad. Para la perforación de laterales duales opuestos existe la posibilidad de utilizar otro tipo de herramienta de molido para la ventana, esta herramienta constituida por cortadores que se expanden sobre la tubería y, ésta, que se encuentra acoplada por encima del BHA es capaz de moler la sección completa de la pared de la tubería de revestimiento de igual manera que la segmento cementado para exponer de nuevo la formación. La Figura 5.9, muestra el

funcionamiento de esta herramienta. Posterior a esto la cuña debe ser posicionada dentro del agujero para desviar el ensamble de perforación en la dirección requerida y se continúe con la operación. La perforación con la barrena alcanza la profundidad y la longitud de la zona de interés, de igual manera que en la perforación de laterales en agujero descubierto se busca que la trayectoria de la barrena se mantenga a la profundidad del intervalo de interés para evitar posibles descontroles dentro del pozo.

Cuando se tienen agujeros revestidos, se pueden acoplar a la unión entre el revestimiento del agujero principal y el revestimiento del lateral equipos de terminación selectiva. Se hace uso de tubería flexible para ingresar al lateral equipo o la barrena misma para finalizar la perforación. Este tipo de terminaciones también facilitan el trabajo de cementación del lateral ya que permite el aislamiento total de la zona mediante el uso de empacadores admitiendo la circulación de la lechada con un mayor control del pozo y del lateral.

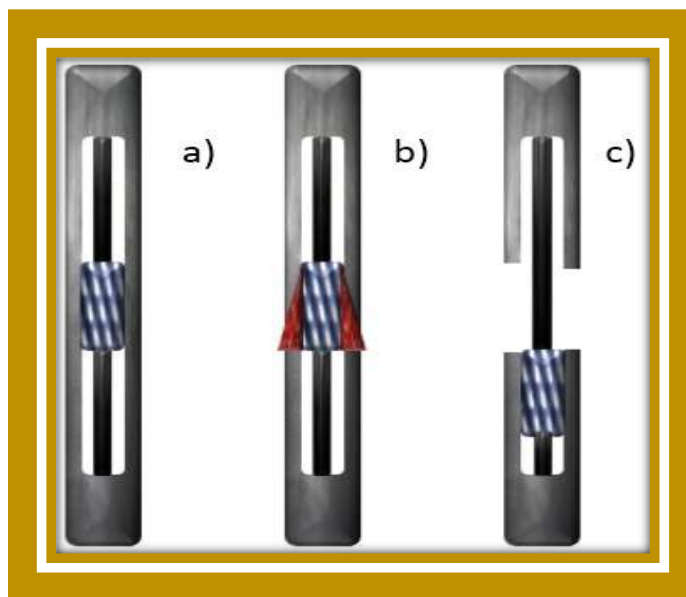


Figura 5.9. **a)** La herramienta de molido es posicionada en la profundidad requerida para iniciar la operación de molido.
b) La herramienta despliega los cortadores y estos penetran dentro del revestimiento de igual manera que sobre el cemento en el espacio anular.
c) Se realiza el desplazamiento del equipo para lograr el molido de la ventana eliminando así el cemento y exponiendo de nuevo la formación.

El proceso de cementación para cualquier lateral de igual forma que gran parte de la perforación multilateral se asemeja de buena manera a la de la perforación direccional, se inicia con el proceso de limpieza dentro del agujero mediante el uso de fluidos espumosos generalmente para aumentar la remoción de los recortes y principalmente de los desechos de menor tamaño que son generados durante el proceso de molido de la ventana. Posteriormente es circulado el bache que desplaza el fluido de control para terminar con la circulación del cemento dentro del lateral, por lo regular son lechadas de entre 100 y 40 m dentro del espacio anular para la instalación de la tubería de revestimiento productora si es

que este resulte el caso o, del liner ranurado (Figura 5.6) que es utilizado en la mayoría de ocasiones en que se termine un lateral.

5.1.2.2. Laterales de re entrada.

Dentro de las operaciones de re entrada a un yacimiento, es decir, un pozo que ya ha sido previamente perforado de igual manera que ya ha sido explotado o que se encuentra durante el periodo de producción, la opción de perforar un mayor número de laterales dentro de estos pozos es que dichas perforaciones por lo general o en prácticamente todas sus operaciones serán con agujero revestido, es decir, el proceso de la perforación del lateral se homologa al procedimiento descrito en la sección anterior donde se coloca la cuña dentro del agujero a la profundidad determinada por los estudios previos al inicio de la operación. La cuña es orientada por la herramienta de molido en la dirección del estrato de interés, la herramienta hace un molido de unas cuantas pulgadas sobre la tubería y del cemento para la entrada posterior de una fresa que muele el resto de la cementación para finalizar con la entrada de la barrena; esto será diferente si se utiliza la herramienta con cortadores capaz de moler la sección completa del agujero. Como puede notarse, el proceso de la perforación de los laterales se diferencia principalmente de los distintos niveles, de un tipo de terminación a otra, así como de si se trata de un campo de nuevo desarrollo o de un pozo de re entrada en la manera de localizar la profundidad a la que debe ser molida la ventana y posteriormente la perforación del lateral.

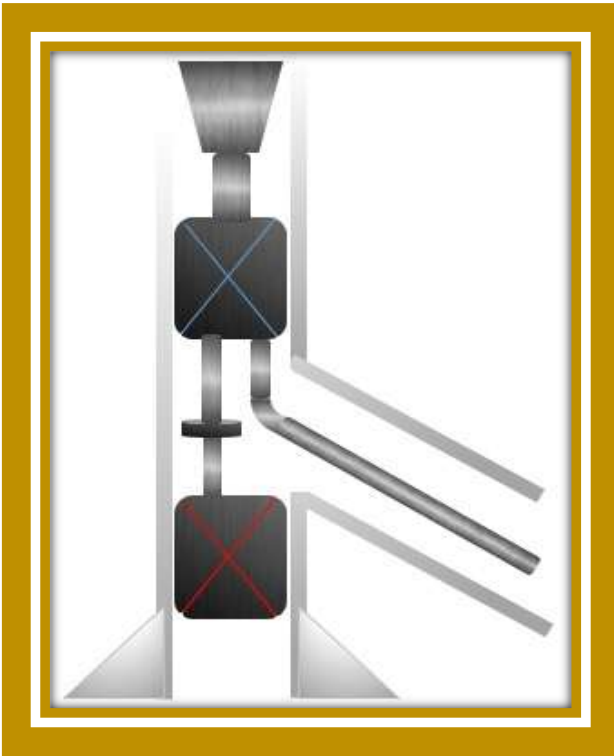


Figura 5.10. Zona de desarrollo aislada mediante el uso de empacadores y colocando una válvula como preventor. Es utilizada una entrada selectiva (lateral nivel 5).

Es importante destacar que la manera de posicionar las herramientas en la profundidad correcta es realizada mediante el uso de herramientas LWD así como MDW, este tipo de herramientas permiten confirmar que la profundidad de la nueva perforación del lateral será la correcta. En un pozo que ya ha sido puesto en producción durante algún tiempo se posee la ventaja que desde el inicio de su construcción así como desde el momento en que este ha sido llevado a producción se tienen una buena cantidad de estudios de igual manera que registros y pruebas dentro de éste. Por lo regular al realizar una operación de re entrada es mucho más común el uso de una cuña hueca, así como de terminaciones selectivas que permitan aislar la formación que está siendo perforada para continuar con la producción de los primeros intervalos perforados dentro del

pozo, en el caso del uso de una cuña sólida, debe aislarse la zona completamente mediante el uso de empacadores y preventores para mantener la operación en control. Figura 5.10.

5.2. Yacimientos a los que aplica.

La aplicación de la perforación de laterales brinda un amplio rango de posibilidades, esto es debido a que su ejecución está basada en la perforación direccional, así como horizontal, esto puede traducirse en un gran margen de aplicaciones dentro de los distintos campos de hidrocarburo en el mundo. Desde la antigua Unión Soviética, actualmente Rusia, pasando por los campos de grandes porosidades de Medio Oriente, las aguas profundas del Mar del Norte de igual manera que en el Golfo de México e incluyendo los yacimientos de lutitas de los Estados Unidos; existen perforaciones de pozos multilaterales en todos los diversos tipos de formaciones mencionadas y fluidos que forman juntos una gran variedad de yacimientos.

La perforación de multilaterales se ha vuelto de importancia para la industria, ser aplicable a un gran número de yacimientos la convierte en una herramienta sólida para maximizar los beneficios de un yacimiento a explotar, es por esto que este tipo de perforaciones han tomado relevancia dentro del campo específico que pareciera ser el futuro energético, es decir, los yacimientos no convencionales, tanto formaciones bajo aguas profundas como de alta dureza como son las lutitas. Esto se debe a que con la perforación multilateral puede alcanzarse un mayor número de formaciones haciendo uso de un solo aparejo de perforación, tal es el caso de las aguas profundas, así como la perforación apilada dentro de una formación para realizar operaciones de estimulación en el caso de fracturamientos hidráulicos en los yacimientos de hidrocarburo “shale”.

El uso de estos métodos de perforación han sido ampliamente utilizados en yacimientos naturalmente fracturados, este tipo de yacimientos poseen un alta permeabilidad derivada de la gran conectividad dentro de la formación, la perforación de estos laterales posibilita un aumento en el contacto existente entre la formación y las instalaciones del pozo ya que su objetivo es atravesar el mayor número posible de dichas fracturas y aumentar de manera significativa el flujo de hidrocarburo hacia las instalaciones superficiales. De igual manera es posible el acceso a zonas aisladas dentro de una formación como lo pueden ser domos

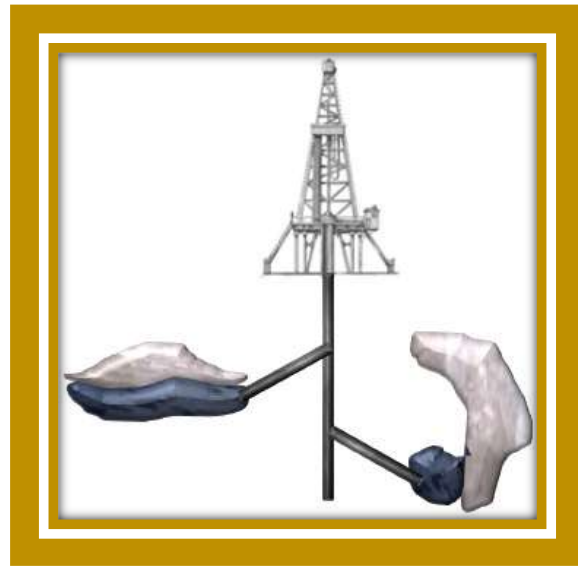


Figura 5.11. Los yacimientos que acumulan hidrocarburos bajo o en las cercanías a domos salinos pueden ser desarrollados con el uso de la perforación multilateral. Dos laterales, más otro lateral dual opuesto permiten explotar las zonas de aceite en este yacimiento.

salinos o trampas estructurales por la naturaleza de la técnica de perforación utilizada en la construcción de pozos multilaterales. La Figura 5.11 esquematiza este tipo de yacimientos.

De manera primordial la aplicación de esta técnica se ha enfocado al desarrollo de los tipos de yacimientos descritos en los párrafos anteriores sin embargo, esto no se traduce a una limitación dentro de los otros tipos de yacimientos, yacimientos conocidos como convencionales, es decir, yacimientos de areniscas o calizas haciendo una referencia a la composición de la formación; yacimientos que contengan aceite o que contengan gas referenciado al tipo de fluido. De tal manera que resulta factible la construcción de pozos multilaterales en la gran mayoría yacimientos sin importar el tipo de fluidos contenidos y la estratigrafía de la formación, la evaluación del costo-beneficio sobre este tipo de yacimientos que resultan explotables por perforaciones convencionales dará una gran pauta para limitar la construcción de laterales dentro de un yacimiento de nuevo desarrollo o un pozo al que se le pretenda realizar una operación de re entrada.

5.2.1. Restricciones.

Las limitaciones que se imponen a la perforación de laterales dentro de una formación resultan comúnmente de los estudios de beneficios en comparación con los costos e inversiones que conlleva una operación de este tipo, el costo de la construcción de una perforación de este tipo es considerablemente mayor al costo de una operación convencional, por eso resulta imperante alcanzar un alto beneficio derivado de los estudios realizados, tanto de ingeniería como económicos.

Aunque si es necesario considerar la existencia de cierto tipo de yacimientos que por su naturaleza pueden ocasionar tanto dificultades como fallos cuando se realiza la perforación de laterales, los yacimientos que presentan características de alta presión como de alta temperatura resultan en probables complicaciones dentro del pozo, esto se debe a que la realización de una perforación multilateral requiere de una alta integridad en la unión del ramal a la tubería de revestimiento principal, esto hace de este tipo de condiciones una llamada de alerta para la operación pero no lo convierte en una limitante para lograrse, un aislado correcto de la zona de unión para la construcción propia permitirá mantener la estabilidad de la unión así como la integridad y control del pozo mientras sea realizada la perforación del lateral.

5.3. Ventajas y desventajas.

Las capacidades de la perforación multilateral resultan muy amplias cuando es realizada una evaluación técnica del método para que éste sea llevado a operación dentro de un campo, lo que lo convierte en una opción con un alto grado de atención, recordando que su principal objetivo se ve resumido en un aumento amplio de la producción a un costo no tan alto ni una gran complicación técnica cuando resulte implementada este tipo perforación, la construcción de estos laterales resulta en grandes ventajas así como beneficios de llevarlo a la práctica. Realmente no parecieran existir muchas oposiciones a este método, pero éstas existen y deben ser consideradas para la optimización del proceso.

5.3.1. Ventajas.

En primer lugar, se colocarán sobre el estudio las bondades que este método ofrece, un amplio margen de ganancia puede obtenerse de la implementación de esta técnica. La principal y más notoria de estas ganancias es la recuperación del yacimiento en desarrollo, como se ha dicho la perforación de multilaterales aumenta de buena manera la comunicación existente entre la formación y las instalaciones superficiales lo que facilita y amplifica el flujo de hidrocarburo dentro de la formación, llámese gases o líquidos, hacia las instalaciones superficiales. Esto se resume en un aumento significativo de la producción cuando lo que se busca es una producción acelerada del yacimiento, esto puede ser objetivo de múltiples factores.

La perforación multilateral técnicamente brinda muchas posibilidades, una de estas es la oportunidad de desarrollar múltiples acumulaciones de hidrocarburos que en otras condiciones requerirían del mismo número de instalaciones superficiales para lograr su explotación, esto amplía el margen de aplicación de esta técnica, pequeñas acumulaciones salinas que de otra manera no resultarían económicamente viables se vuelven una posibilidad, el uso de un solo aparejo de perforación para lograr esto lo convierte en una opción ampliamente factible para desarrollar estos campos. De igual forma esto se vuelve una ventaja cuando se trate de la perforación dentro de campos marinos cuando la colocación de varias plataformas se vuelve una limitante, la posibilidad de utilizar solamente una plataforma fija o sumergible, así como un solo barco de perforación posibilita el desarrollo de más zonas de interés sin los requerimientos ambientales ni legales que la ubicación de cada equipo de perforación requiere.

Más adelante en el proceso, una vez que se ha entrado a la formación, el equipo que es utilizado para realizar la perforación o únicamente el molido de una ventana en la pared de la formación permite que otros intervalos permanezcan en proceso de producción mientras que se realiza la apertura de otro lateral en un intervalo distinto, para esto es necesario recordar el uso de equipo de terminación, así como de la cuña hueca para permitir el paso a través de este intervalo. De igual manera, de ser necesario es posible realizar el aislado de la sección haciendo uso de la terminación especial antes mencionada, así como del equipo preventivo necesario para dicha operación. El posible aislamiento de cualquier lateral permite también la posibilidad de producir por secciones, por otro lado, si existiese alguna conveniencia de realizar una producción diferida por tipo de fluidos o realizar una producción mixta a través de la tubería madre. Estas condiciones resultan de mucha utilidad y versatilidad cuando la operación se encuentra en proceso.

Realizar una operación de perforación multilateral puede verse beneficiada por el uso de tecnologías complementarias, es decir, la combinación de distintos métodos como pueden ser la perforación radial, con tubería de revestimiento o el uso de tecnologías tales como la tubería flexible para realizar operaciones de retiro o introducción de equipos dentro de los laterales, esto posibilita la mejora en el funcionamiento de la perforación de dichos laterales dentro del pozo. Puede resultar más conveniente cuando el equipo utilizado para la construcción de pozos multilaterales es equipo de uso en la perforación direccional, así

como de la perforación de pozos horizontales, lo que indica que no resulta necesario un costo excesivo en equipo especial para realizar estos pozos.

5.3.2. Desventajas.

La posibilidad de aplicar el método de perforación con laterales múltiples se puede ver limitada por cuestiones principalmente de costos, debe ser tomado en cuenta que el costo que implica una operación de perforación multilateral solamente resulta viable cuando es mayor el retorno de ganancias, en este tipo de operaciones se toman en cuenta condiciones económicas que lleven a la decisión de realizar esta perforación, en este caso los análisis pueden resultar extensos en demasía.

Si la implementación de la perforación de laterales ha resultado económicamente factible para una recuperación mayor del yacimiento, es necesario tener precauciones principalmente en el control de la perforación, así como de las condiciones que pudiesen derivar en manifestaciones de fluido de formación hacia la superficie. El método es algo probado, es decir, es un método basado en otro que ya cuenta con tiempo considerable dentro de la industria y que ha sido probada su eficiencia, entonces valdría la pena identificar, ¿Qué podría causar afectaciones a un método probado?

Si bien, es algo que ya es conocido, la técnica de estas perforaciones requiere de precisión durante el proceso, el operador debe poseer la experiencia necesaria para la identificación de posibles desvíos en la trayectoria de la barrena durante la sección perforada direccionalmente, y prioritariamente que este pueda actuar frente a situaciones de esta naturaleza. Inmediatamente después es necesario mantener en todo momento el control de la formación, esto debido a que el recorte generado del molido de las ventanas puede traer consigo complicaciones, el control del pozo puede verse comprometido si no se realiza una re circulación, así como una limpieza apropiada del agujero.

Son posibles otras cuestiones que pueden derivar en complicaciones como son la ubicación de la herramienta desviadora, un direccionamiento incorrecto de ésta puede provocar un desbalance en el control de la formación causando posibles problemas de integridad del pozo o superficialmente. Igualmente, la colocación de la herramienta de terminación debe ser ubicada con precisión para evitar problemas de la misma naturaleza.

Cuando se realizan multilaterales, es muy probable la ocurrencia tanto de conificaciones como de canalizaciones de agua dentro del yacimiento, esto es debido a la ampliación de la zona de contacto entre el yacimiento y el pozo cuando se realiza la construcción de los laterales, el incremento de esto puede causar una temprana entrada de grandes cantidades de agua o de gas dependiendo de la zona de contacto más cercana a la zona productora, la producción acelerada del yacimiento puede acarrear complicaciones como puede observarse en la Figura 5.12.

Como se hace notar el número de desventajas que pueden resultar de una operación de perforación multilateral son más bien generadas a partir de la necesidad de una alta precisión durante la operación por lo que es necesario un equipo altamente capacitado para

realizar este tipo de operaciones, incluso puede mencionarse la existencia de equipos especiales para estas perforaciones por lo que la contratación de estos equipos se deriva en costos extras.



Figura 5.12. La problemática de amplificar las zonas de contacto entre el yacimiento y el pozo y por lo tanto incrementar la producción de dicho yacimiento puede verse reflejado en entrada de agua o de gas hacia la zona productora en alguno de estos casos. La canalización en un pozo de conectado al yacimiento durante gran extensión de la tubería, mientras la conificación se dará en un solo intervalo disparado.

La Tabla 5.3 muestra una recapitulación de las ventajas y desventajas de este método.

Ventajas

- Aumento significativo de la zona de contacto entre el yacimiento y el pozo.
- Desarrollo de múltiples zonas de contacto a partir de una instalación superficial única.
- Capacidad de desarrollar campos que ya han sido puestos a producción, así como de campos o pozos que ya han sido determinados como cerrados.
- Mayor alcance dentro de yacimientos de difícil acceso. (Por ejemplo domos salinos)
- Perforación de nuevos ramales laterales sin necesidad de cerrar algún otro pozo en producción.
- Este método puede ser considerado para perforar casi cualquier tipo de yacimiento por tipo de formación o de fluido.

Desventajas

- Posible entrada en forma de canalización o conificación debido al aumento significativo de la producción.
- Aumento significativo en los costos de desarrollo durante la operación.
- Una gran cantidad de estudios y análisis requeridos antes de confirmar la perforación multilateral como la mejor opción.
- Operaciones de alta precisión debido a los riesgos de perforar pozos en producción o de manera múltiple.

Tabla 5.3. Balance de ventajas y desventajas de una perforación multilateral.

Capítulo 6. Perforación de Aguas Profundas.

La perforación de pozos de difícil acceso se ha convertido en la etapa siguiente de la explotación de hidrocarburos a nivel mundial, es decir, cada vez se torna más complicado extraer el recurso de los yacimientos petroleros restantes en el mundo. La explotación de los yacimientos clasificados como No Convencionales incluye aquellos yacimientos de lutitas, tanto de aceite como de gas, los yacimientos de altos niveles de compactación o “tight” y los yacimientos de aguas profundas (YAP). Este tipo de yacimientos requieren de otro tipo de técnicas para lograr conectar los estratos impregnados con hidrocarburo con alguna instalación superficial y esto es debido a las condiciones internas que éstos presentan.

Los Yacimientos No Convencionales poseen un volumen considerable de hidrocarburos contenidos en ellos, es por este motivo que los avances de la industria están apuntando a optimizar el desarrollo de éstos para lograr un factor de recuperación mayor y hacer de su explotación una operación redituable económicamente. Si bien, la inversión necesaria para su explotación es alta, el volumen que puede recuperarse es el suficiente como para considerarla una operación factible. Grandes reservas de hidrocarburos a nivel mundial están contenidas dentro de este tipo de yacimientos, casos como los Estados Unidos con el hidrocarburo asociado a lutitas o bien, Noruega y México con grandes reservas de recurso acumulados en formaciones bajo aguas profundas están buscando satisfacer sus necesidades energéticas explotando estos yacimientos.

6.1. Descripción.

La perforación de pozos en aguas profundas tiene registros muy antiguos, éstos datan aproximadamente de las últimas décadas del siglo XIX, estas perforaciones aisladas en el tiempo corresponden a los inicios del contacto del hombre con las perforaciones submarinas. Entrando en materia, es decir, cuando las perforaciones submarinas fueron realizadas con el objetivo de extraer hidrocarburo desde formaciones por debajo del lecho marino se tienen registros de la segunda mitad del siglo XX o partiendo de la década de 1950. El desarrollo relativamente tardío de estos campos se debió a que los yacimientos que habían sido explotados fueron costa dentro. Estos yacimientos costa dentro han sido la mayor fuente de obtención de materia prima energética por mucho tiempo, por tal motivo la exploración marítima en busca de este recurso no se tornó necesaria sino hasta que se manifestó la exigencia de aumentar la producción energética debido a la alta demanda de la humanidad en crecimiento.

Las perforaciones submarinas están clasificadas de acuerdo con el tirante de agua que debe ser sorteado para hacer contacto con el lecho marino, cuanto más extenso sea éste, será necesario el uso de diferentes equipos con la finalidad de lograr perforaciones seguras y altamente productivas, si bien el proceso que se lleva a cabo para perforar yacimientos submarinos sigue los mismos principios sin importar la extensión de dicho tirante de agua, pueden requerirse algunas modificaciones que resulten de conveniencia a la operación.

Dicha clasificación de estos yacimientos corresponde a la siguiente y es ilustrada en la Figura 6.1¹⁶.

- I. Aguas Someras. Estas perforaciones son las de menor tirante de agua. (Tirante de agua < 500 [m]).
- II. Aguas Profundas. La extensión de estos tirantes de agua se mantienen en un rango intermedio, se encuentran entre las aguas someras y las aguas ultraprofundas. (500 [m] ≤ Tirante de agua ≤ 1500 [m]).
- III. Aguas Ultraprofundas. Estas perforaciones corresponden a los tirantes de agua más extensos. (Tirante de agua > 1500 [m]).

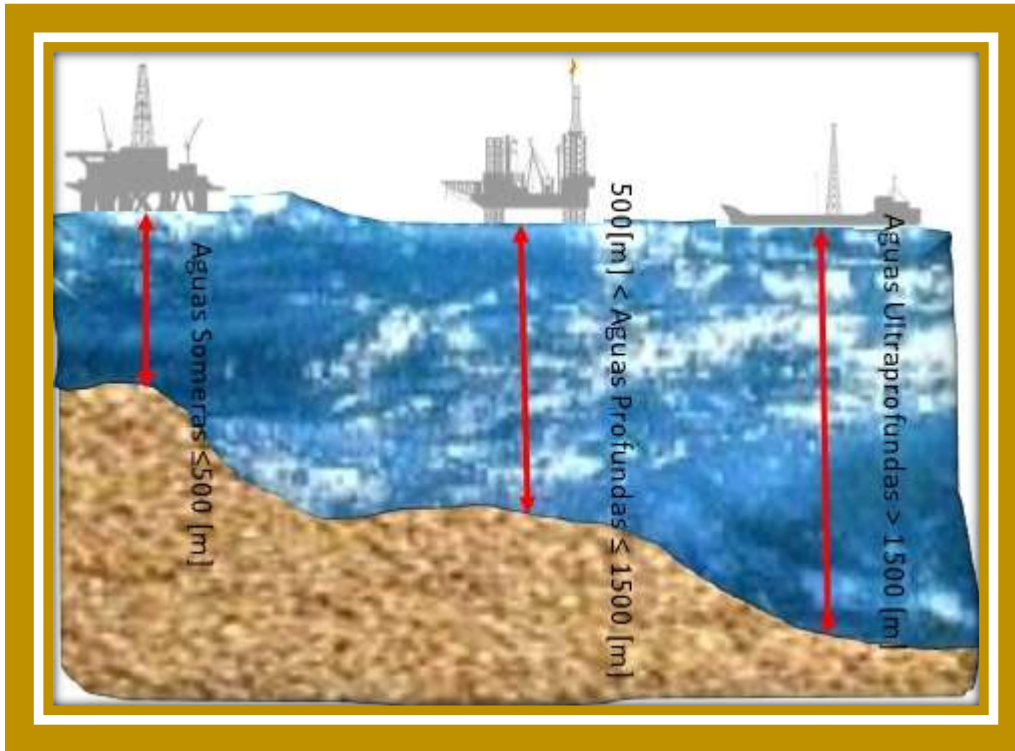


Figura 6.1. Clasificación de las perforaciones en aguas profundas de acuerdo con el tirante de agua. Clasificación según Pemex.

Uno de los aspectos de mayor importancia durante las operaciones de exploración y producción dentro de mares y océanos es la necesidad de una caracterización correcta de los yacimientos, por tal motivo resulta esencial realizar los estudios pertinentes dentro de la zona con el objetivo de delimitar la posible sección productora y de esta manera evitar

¹⁶ Clasificación de acuerdo a Petróleos Mexicanos.

causar mayores modificaciones al entorno. Regularmente para este tipo de yacimientos submarinos son utilizadas las prospecciones sísmicas con la cual se busca estimular alguna respuesta proveniente de los fluidos contenidos en los estratos para localizar la zona de interés y así poder realizar estudios que ayuden a determinar los datos requeridos del yacimiento para su propia caracterización. Para que las prospecciones sísmicas sean capaces de aportar resultados fiables puede ser necesario realizar varias estimulaciones lo cual debe ser controlado en todo momento ya que este tipo de impulsos pueden provocar daños al ecosistema marino debido a que éstos se transfieren a través de un medio líquido con la probabilidad de dañar a la fauna existente (Figura 6.2), dichos factores se encuentran altamente regulados por diferentes organismos gubernamentales en cada país o región.

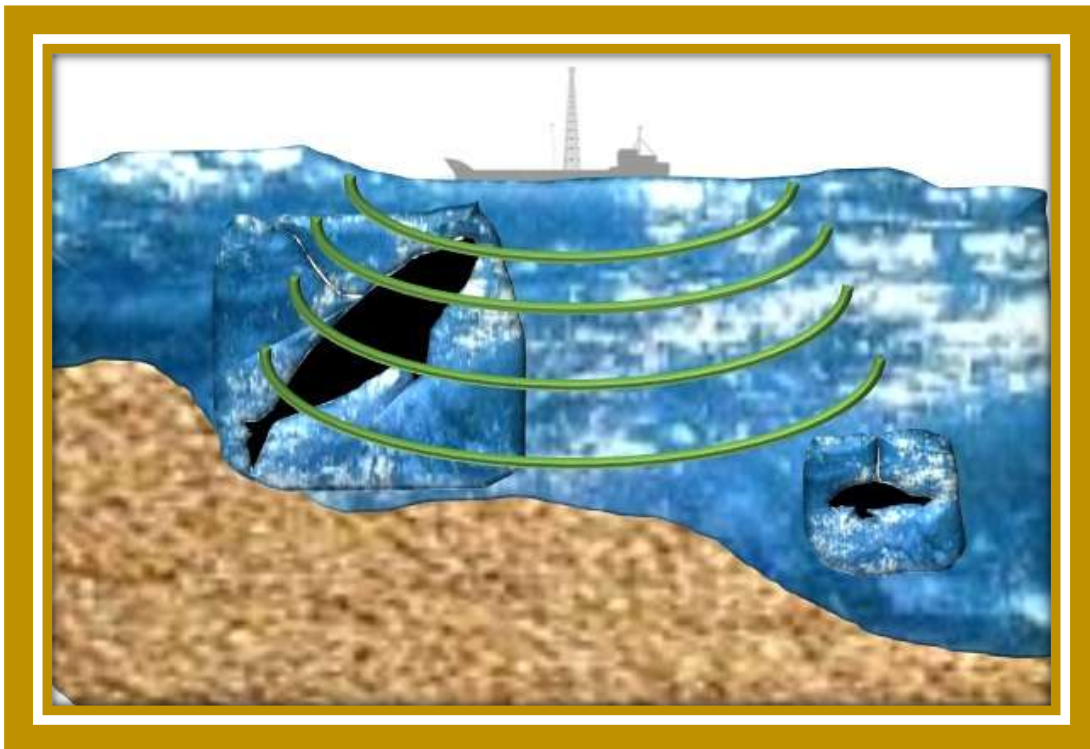


Figura 6.2. Las estimulaciones (representadas con las curvas verdes) son capaces de perjudicar el ambiente marino, la fauna marina corre peligro cuando la magnitud de dichas estimulaciones es demasiado alta.

Se sabe que los yacimientos contenidos en aguas profundas y ultraprofundas poseen un alto volumen remanente de hidrocarburos, haciéndolos en conjunto con los yacimientos de lutitas, es decir, los yacimientos conocidos como “Shale oil” o “Shale gas” de igual manera que los yacimientos con un alto grado de compresión o “Tight” la fuente futura más prolífera de recursos energéticos por lo cual la búsqueda constante por optimizar su desarrollo se ha vuelto motivo de enfoque para la industria. A pesar del alto interés en los yacimientos de aguas profundas, aún se siguen encontrando ciertas problemáticas relacionadas con las condiciones que deben afrontarse bajo las grandes profundidades a las que se encuentran estos yacimientos, esto ha impedido que éstos sean explotados de manera suficiente como

para que puedan convertirse en la fuente primaria de recurso energético forzando a la industria a voltear su atención hacia los yacimientos que fueron mencionados anteriormente.

Las operaciones de exploración y producción realizadas en yacimientos submarinos requieren de una inversión alta sin importar el tipo de yacimiento, es decir, sin importar el fluido contenido dentro del yacimiento, aunque en su mayoría se tratan de estratos impregnados con aceite y aceite pesado derivado de las condiciones a las cuales se forma dicho yacimiento, se requiere un equipo especializado desde las instalaciones superficiales hasta la perforación y producción del mismo. Algunos países como es el caso de México requieren de inversiones demasiado altas para realizar una operación de este tipo debido a que no se cuenta con los equipos requeridos y la renta de éstos resulta muy costosa por lo cual se ha visto limitado el desarrollo de este tipo de yacimientos.

Otro de los aspectos que deben ser considerados cuando se realiza un proyecto de exploración y producción costa fuera es la probabilidad existente de un accidente derivado de alguna falla dentro de las instalaciones, el aislamiento de una plataforma de operación representa un peligro potencial ya que se necesita un excelente planeación de las respuestas contra contingencias. Tales casos han resultado mortales en algunas plataformas dentro del Golfo de México. Figura 6.3.

6.1.1. Proceso.

La perforación de YAP atraviesa por un proceso muy amplio para conseguir el objetivo final, la extracción del hidrocarburo. Este procedimiento inicia con la determinación de la zona a perforar, generalmente se requieren de diversos estudios como pueden ser las prospecciones sísmicas o diversos tipos de registros como los sínicos, esto es debido a que una prospección sísmica, aún cuando es una de las primeras evaluaciones en campos marinos, requiere de estudios complementarios para la obtención de resultados fiables con



Figura 6.3. Explosión en plataforma en el Golfo de México.

respecto a la zona que se estima impregnada con petróleo, en otras circunstancias como lo es una perforación costa dentro un estudio sísmico generalmente es capaz de obtener resultados seguros sobre la zona de interés, en una perforación submarina el resultado de este tipo de estudio puede verse afectado por el tirante de agua que debe atravesarse para llegar el lecho marino, realizar un estudio sísmico a través de un tirante de agua muy grande

requeriría de uno o varios estímulos de gran magnitud por lo que pudiera verse afectado el entorno marino. Los estudios iniciales de una operación de perforación de aguas profundas son de suma importancia ya que estos serán los que determinen las variables de la operación en general, desde el equipo de perforación a utilizar hasta el tipo de técnica de perforación. Cuando se ha caracterizado el yacimiento, es posible determinar las propiedades de la formación así como el tipo de fluido que está contenido en éste para que posteriormente pueda seleccionarse el equipo a utilizar durante la operación.

Para llevar a cabo una perforación dentro de yacimientos submarinos las posibles modificaciones se presentarán en la manera en la cual el fluido de retorno es recuperado hacia la superficie, es decir, el contacto con el lecho marino será la frontera entre el tirante de agua y las instalaciones superficiales o la frontera entre el yacimiento y el tirante mismo. Una vez que se han comunicado las instalaciones superficiales con el lecho marino la operación puede tornarse en una perforación de tipo convencional o implementar alguna técnica de perforación complementaria como lo son la Perforación Multilateral o la Perforación con Tubería de Revestimiento, esto dependerá de las características tanto del fluido como del yacimiento mismo.

Las perforaciones en YAP necesitan de una tubería conductora de diámetro amplio para los primeros pies del pozo, esta tubería es transportada hacia el lecho marino a través de una línea de metal, dicha tubería no requiere de una operación rotatoria para introducirla en la formación. Debido a las condiciones en las cuales se encuentran las secciones más superficiales de la formación, es decir, las corrientes marinas y los sedimentos altamente deleznable debido al eterno contacto con agua, el peso mismo de la tubería basta para que ésta penetre hasta cierta profundidad y se entube esta primera sección. Una vez que se ha penetrado la primer sección del pozo, es bajada a través de la línea metálica un arreglo de preventores submarino (Figura 6.4), este equipo submarino es conectado a la tubería conductora que previamente se encuentra asentada en la formación y éste corresponde a la primer barrera de seguridad contra posibles arrancones o patadas provenientes del fluido de la formación.



Figura 6.4. Blow-out Preventer submarino. Este es el arreglo de los preventores que son colocados sobre el lecho marino en el fondo del mar.

Tomada de

<https://www.youtube.com/watch?v=dRFV1O5sKsA&t=50>
s "El proceso de perforación en aguas profundas".

La siguiente etapa consiste en realizar la comunicación entre las instalaciones superficiales y el Blow Out Preventer (BOP, por sus siglas en inglés) submarino para que sea posible realizar la perforación hasta los segmentos impregnados de hidrocarburo. Para realizar dicha conexión son utilizados tres equipos distintos y cada uno de estos ofrece distintas características, dichos equipos modifican el operar de la perforación y están basados en aumentar la seguridad de dicha operación cuando se realiza el manejo y circulación de fluidos de control. Dichos equipos son los siguientes:

- a) Perforación con riser.
- b) Perforación con dos risers concéntricos.
- c) Perforación con línea auxiliar de circulación.

- a) Perforación con riser.

La perforación con el uso de un solo riser es la de mayor uso en las perforaciones costa fuera. Una vez asentado el BOP submarino, las instalaciones superficiales son conectadas a través de una tubería de alta resistencia la cual actúa como parte del pozo, es decir, a través de ésta serán circulados los fluidos de control así como las barrenas y otros equipos necesarios durante la operación, la Figura 6.5 es una muestra del uso de un solo riser marino.

Esta tubería o riser tiene la tarea de mantener una barrera entre los fluidos de control y el agua oceánica para evitar contaminar el ambiente, así como también de conducir el equipo de perforación desde la superficie hasta la formación a través del BOP submarino. Cuando se realiza una operación con un riser, el fluido de perforación será circulado a través de la barrena de forma convencional y este será regresado a superficie para su tratamiento a través del espacio anular entre la sarta de perforación y el riser. El tiempo necesario para realizar un cambio en la densidad del fluido de control es un poco mayor ya que deben tomarse en consideración las condiciones a las que fue sometido el fluido, es decir, aquellas situaciones que pueden modificar las características iniciales de éste como es la baja temperatura del agua en el fondo marino, así como debe tomarse en cuenta la columna hidrostática la cual se verá afectada por el peso de la sarta de perforación y los recortes arrastrados por dicho fluido.

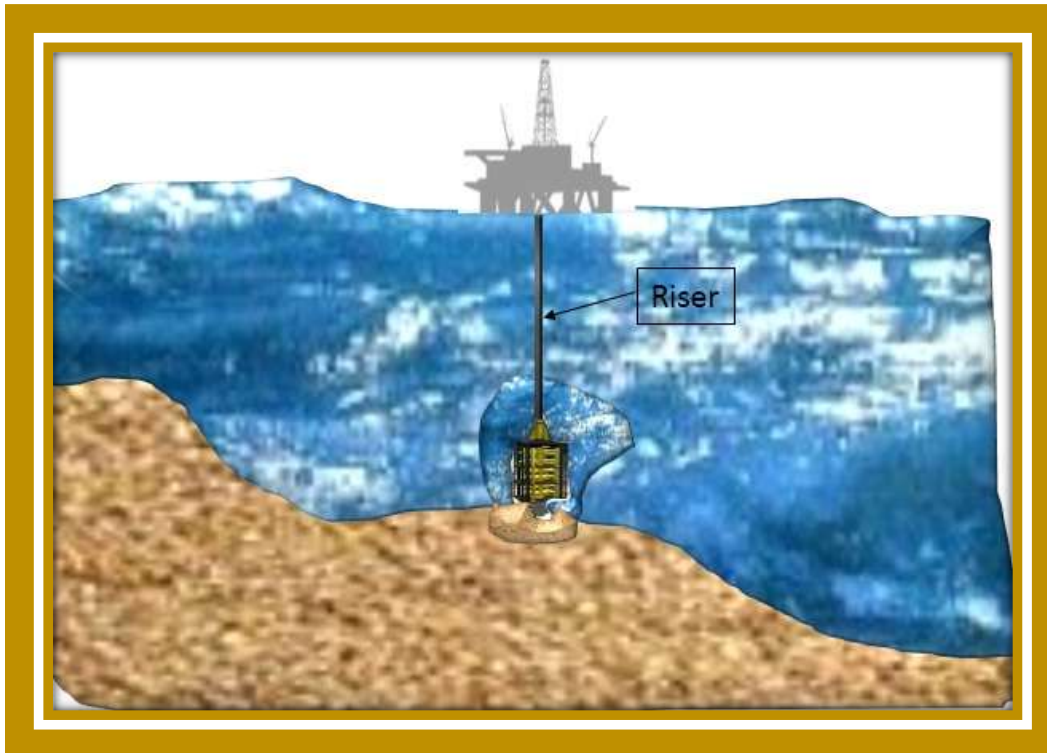


Figura 6.5. Uso de un Riser conectado al BOP submarino.

b) Perforación con dos risers concéntricos.

El uso de un par de risers concéntricos para llevar a cabo la perforación de yacimientos submarinos es una adaptación del tipo anterior. Tal cual su nombre lo indica consiste en la conexión de un par de tuberías largas con el objetivo de aislar el agua oceánica de los fluidos de control circulados a través de la barrena y sarta de perforación, así como también aislar dicho fluido de control del fluido de retorno proveniente del yacimiento el cual tiene un porcentaje de recortes sólidos y en algunas ocasiones fluido proveniente de la formación. Véase Figura 6.6.

Una de las principales ventajas del uso de dos risers concéntricos como conexión entre la superficie y el yacimiento en el fondo del mar es la adición de un espacio anular extra a través del cual es posible circular otro tipo de fluidos como es el caso de algún gas con el objetivo de disminuir la densidad del fluido de perforación y a su vez modificando la densidad equivalente de circulación o ECD (Equivalent Circulation Density, por sus siglas en inglés) para poder lograr las condiciones conocidas como Bajo Balance.

c) Perforación con línea auxiliar de circulación.

Para llevar a cabo este tipo de procedimiento se requiere de un riser para hacer de éste el uso convencional y además utilizar una línea extra conectada directamente al BOP submarino, esta línea puede ser otra tubería más flexible. Dentro del BOP es necesario el uso de un desviador de flujo, éste tendrá como objetivo la modificación de la trayectoria del

fluido de retorno hacia la línea auxiliar la cual estará conectada a las instalaciones superficiales con el objetivo de dar tratamiento al fluido que ya ha sido circulado y éste pueda ser recirculado hacia el pozo. Véase Figura 6.7.

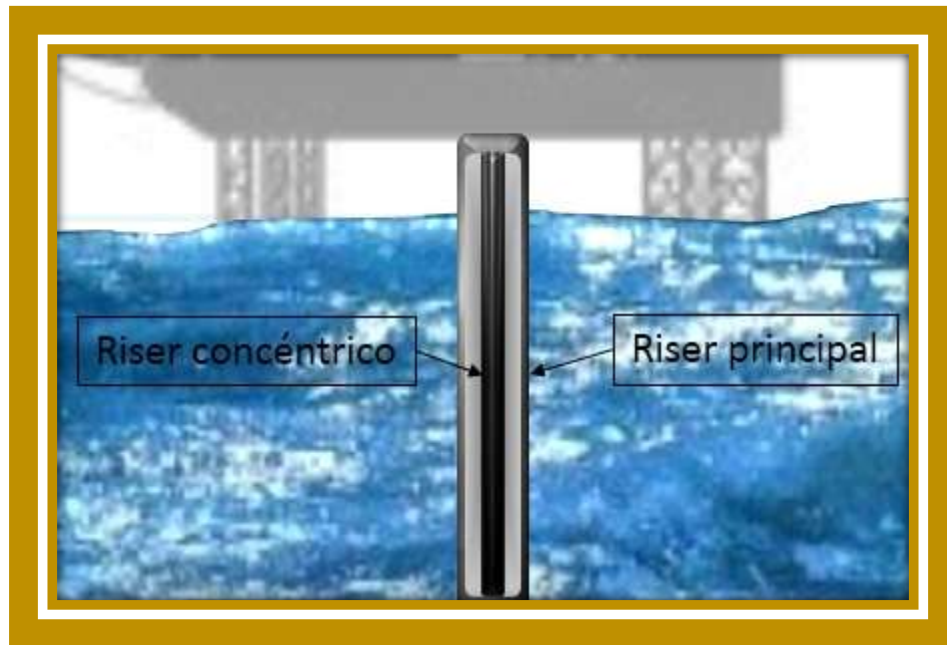


Figura 6.6. Uso de dos risers, el primer Riser principal es el primer medio para aislar el agua oceánica de los fluidos de retorno desde la formación hacia la superficie. El Riser interno concéntrico circula el fluido de control, así como conduce las herramientas desde la superficie y hasta a formación.

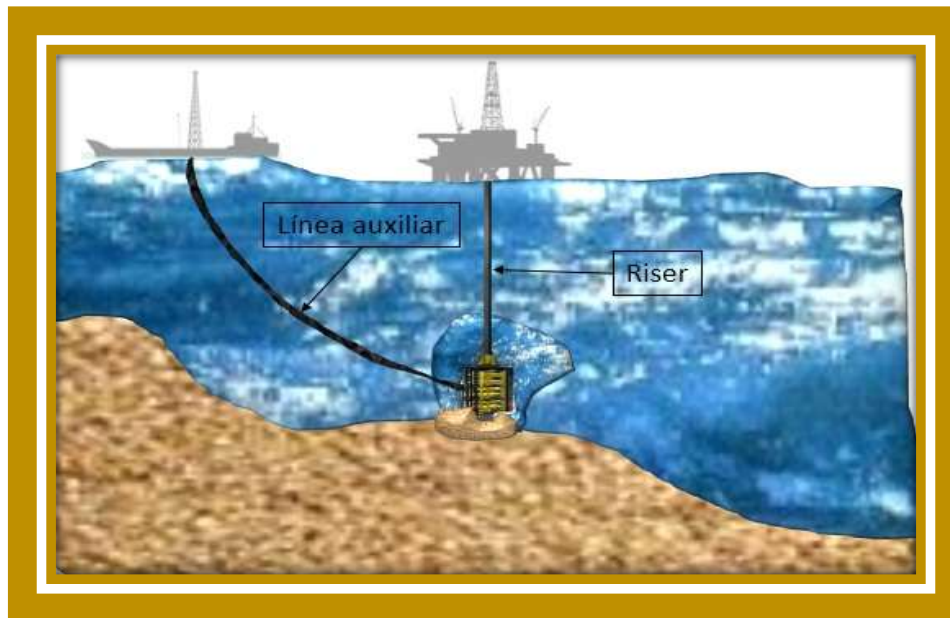


Figura 6.7. A través del Riser es circulado el fluido de control para realizar las operaciones comunes de perforación mientras la línea auxiliar ayuda a circular el fluido de retorno hacia las instalaciones superficiales para brindarle tratamiento.

Se puede hacer uso de otras líneas extra conectadas directamente al BOP submarino con el objetivo de bombear otros fluidos con la finalidad de modificar la ECD dentro del pozo de igual forma que haciendo uso de los risers concéntricos.

Una vez que se ha realizado la comunicación entre las instalaciones superficiales y el pozo en el fondo del lecho marino la operación continua mediante el proceso convencional en el cual es introducida una barrena de cierto diámetro para realizar la perforación rotatoria hasta la profundidad objetivo que es determinada por la ventana operativa, dicho intervalo es cementado y protegido del flujo de los fluidos provenientes desde la formación, así como de un posible colapso. La perforación continua cuando se introduce una barrena de diámetro menor acompañada del cambio en la densidad del fluido de control y el proceso se repite hasta que se alcanza la profundidad objetivo. Dicha profundidad después de ser cementada es conectada hacia el pozo mediante el uso de disparos. Este tipo de perforación es aquella que sigue el modelo convencional de la operación aunque también puede utilizarse alguna técnica de perforación complementaria como la Perforación Bajo Balance o la Perforación con Tubería de Revestimiento.

6.1.2. Herramientas y equipos.

Para perforar pozos submarinos el equipo necesario es un equipo muy especializado, desde las instalaciones superficiales hasta la manera en que se comunica el yacimiento con las mismas.

Las plataformas de perforación que son utilizadas en las operaciones costa fuera son de diversas características. Las utilizadas son las siguientes:

- a) Plataformas semisumergibles.
- b) Plataformas fijas o fijas con barco de apoyo.

Principalmente estas son los tipos de plataforma de perforación que son utilizadas en operaciones costa fuera aunque también pueden derivarse algunas otras como lo son plataformas flotantes tensionadas o TLP (Tension-Leg Plataform, por sus siglas en inglés), plataformas de tipo "spar", aunadas a estas plataformas de operación pueden requerirse fuentes de almacenamiento como las plataformas "condeep" las cuales consisten de tanques verticales de almacenamiento colocadas directamente al suelo del lecho marino (Figura 6.8). Fuera de las plataformas también son utilizados los buques de perforación.

- Plataformas semisumergibles.

Este tipo de plataformas pueden ser movilizadas con facilidad debido a que son posicionadas de manera dinámica utilizando anclas aseguradas en el lecho marino. Dichas anclas pueden ser recogidas y de tal forma la plataforma puede ser arrastrada hacia una nueva locación. Véase Figura 6.9. Este tipo de plataformas son utilizadas en aguas mayores a los 100 [m] de tirante de agua, además de que su estructura está capacitada para llenarse de agua permitiéndole subir o sumergirse para un mejor posicionamiento o contrarrestar los movimientos producidos por las corrientes marinas.

- Plataformas fijas o fijas con barco de apoyo.

Estas plataformas son las utilizadas cuando se plantea una operación de larga duración debido a la dificultad que representa movilizarla de un lugar a otro. Son ancladas al fondo del mar mediante el uso de pilares de manera semejante a las plataformas auto elevables con la diferencia de que es utilizado un material distinto. Las plataformas de este tipo son utilizadas a grandes longitudes de tirante de agua y utilizadas para perforar por arriba de los 1500 [m], es decir, son las instalaciones utilizadas para la perforación en aguas ultraprofundas. Figura 6.9. El otro tipo de plataformas, es decir, las asistidas con barco de apoyo, permanecen fijas mediante el uso de barcazas. Este tipo de equipo es capaz de perforar de los 400 [m] en adelante. Véase Figura 6.9.

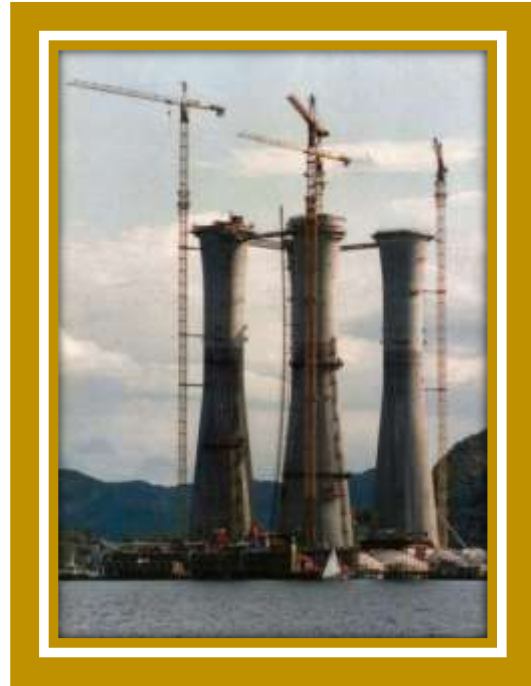


Figura 6.8. Plataforma de almacenamiento tipo Condeep.

Tomada de

<http://perfob.blogspot.mx/2017/01/plataformas-costa-afuera-estructuras-de.html>

- Plataformas flotantes tensionadas.

Este tipo de instalación es posicionada y fijada al fondo del mar mediante el uso de anclas tensionadas que evitan los movimientos de la plataforma. Generalmente son utilizadas en profundidades que pueden abarcar yacimientos de aguas profundas y ultraprofundas por lo cual resultan versátiles si se requiere de un movimiento constante de la instalación ya que dichas anclas pueden retirarse y mover la plataforma a una nueva locación. Figura 6.9.

- Plataformas tipo “spar”.

“Spar” es un término marítimo que se utiliza para denominar una estructura con forma de poste o mástil. Esta plataforma es acoplada al suelo marino a través de anclas tensionadas de manera similar a las TLP aunque presentan mejor estabilidad debido a un mayor contrapeso proporcionado por su estructura de torre, además que resulta más sencillo desplazar la instalación a otra locación debido a dicha estabilidad. Figura 6.9.

- Buques de perforación.

Los buques de perforación son utilizados en múltiples ocasiones para la realización de perforaciones exploratorias debido a su versatilidad de movilidad. Esta instalación acoplada

a un barco también es capaz de realizar perforaciones a grandes profundidades además de contar con tanques de almacenamiento. Otra de las utilidades de éste es la opción de anclar y desplazar otro tipo de plataformas. Figura 6.9.



Figura 6.9. Tipos de plataformas. De izquierda a derecha:

- 1) Plataformas fijas.
- 2) Plataformas flotantes tensionadas.
- 3) Plataformas spar.
- 4) Plataformas semi sumergibles.
- 5) Barcos perforadores.

Imagen modificada de <http://planetenergynews.com/2015/04/01/whats-a-rig-worth-anyway/>

Los equipos extra en las operaciones de perforación costa fuera resultan de suma importancia ya que éstas son traducidas en la fiabilidad de realizar un proyecto de manera segura. Existen ciertos equipos que resultan críticos en el desarrollo óptimo de una perforación en YAP. Dentro de dichos equipos cruciales se encuentran la junta deslizante, el riser de perforación y el BOP submarino. Los equipos mencionados anteriormente son aquellos utilizados especialmente en operaciones de perforación costa fuera aunque éstos requieran de otros equipos que son utilizados de manera convencional y que representan un complemento para la operación.



Figura 6.10. Junta deslizante de una operación en aguas profundas, la junta deslizante mantiene el Riser unido a las instalaciones superficiales.

Tomada de
<https://www.youtube.com/watch?v=te2NAfKnmo8> "Estrella polar: la vida en una plataforma petrolera.



Figura 6.11. BOP utilizado dentro de las plataformas como barrera secundaria de seguridad en contra de la entrada de fluidos provenientes de la formación.

La junta deslizante es un elemento metálico, dicha junta esta acoplada al riser de perforación en su parte inferior y unida a la plataforma en su parte superior, el objetivo de dicha junta es mantener la unión entre el riser y la instalación superficial como se muestra en la Figura 6.10. El detalle principal de este elemento es que debe ser capaz de mantener la estabilidad en la unión entre el riser y la plataforma a la vez que debe permitir cierta movilidad entre dichos elementos, esto es debido al movimiento constante provocado por las corrientes marinas por lo cual, una junta deslizante demasiado rígida o mal acoplada puede provocar una desconexión entre el riser y la plataforma lo cual puede causar derrames de fluido de control o aceite, si resulta que el pozo ya se encuentra en la etapa de producción, hacia las aguas oceánicas y dicho percance es traducido en tiempo no productivo y a su vez en pérdidas monetarias.

El riser de perforación es una tubería larga metálica la cual se encuentra conectada desde las instalaciones superficiales hasta el BOP submarino que se encuentra acoplado a la tubería conductora en el lecho marino, véase Figura 6.5. El material de dicho riser debe ser

de alta resistencia, generalmente se trata de acero inoxidable o alguna otra aleación que brinde características similares, esto se debe a que necesita mantener la integridad de la instalación debido a las altas presiones ejercidas por el agua de los océanos a grandes profundidades bajo la superficie marina. Este riser es también el conducto mediante el cual son transportados algunos equipos y herramientas como son las barrenas y tuberías de revestimiento, así como equipos de toma de registros.

Dentro de los equipos críticos especializados está el BOP submarino el cual tiene un arreglo similar al utilizado en los BOP convencionales en operaciones costa dentro, es decir, cuentan con estranguladores y preventores tipo RAM, así como líneas de matar. Estos sistemas en conjunto pueden ser accionados manualmente aunque regularmente es utilizado otro sistema de accionamiento eléctrico con el objetivo de disminuir los posibles riesgos si alguno de estos sistemas presenta fallas. Además del BOP submarino que se encuentra en el lecho marino, es utilizado en las instalaciones superficiales un BOP convencional para aumentar la seguridad de las instalaciones. Figura 6.11.

Además de los equipos especializados para operaciones costa fuera antes mencionados se hace también el uso de otros equipos y herramientas convencionales como lo son

bombas en el caso de que sea utilizada la línea auxiliar para el transporte de fluido de retorno hacia la superficie, el uso de desviadores de flujo o equipos para medir y tomar registros mientras se perfora. Esto es obviando el uso de barrenas y tuberías de revestimiento, así como el equipo de cementación y terminación.

6.2. Barreras y obstáculos.

En cuanto a los YAP las barreras que no han permitido que su desarrollo se haga mucho más común y constante es la problemática que presentan las condiciones internas del yacimiento, es decir, principalmente las condiciones de altas presiones y bajas temperaturas en el fondo del mar. Estas condiciones son las principales circunstancias mediante las cuales son formados los hidratos de gas.

Los hidratos de gas son cristales en los cuales se entrapan moléculas de gas (Figura 6.12), principalmente de metano, las cuales pueden provocar tapones dentro de las instalaciones submarinas. El principal peligro de éstos recae en que dichos hidratos de gas tienden a asentarse dentro del BOP submarino, la importancia de esto es notoria cuando el posible bloqueo de conductos dentro del sistema de preventores pueda provocar el mal funcionamiento de los mismos de tal manera que una o varias barreras de seguridad dentro del BOP presenten fallas aumentando la posibilidad de un accidente si una manifestación de fluido no es notada a tiempo. Por tales motivos el manejo de hidratos ha sido a lo largo de las operaciones de exploración y producción costa fuera una de las principales problemáticas.

Otra de las condiciones por las cuales no se ha podido hacer un desarrollo total de los yacimientos submarinos es debido a las condiciones de seguridad requeridas por este tipo de operaciones, para el caso mencionado esto es referido a que se requiere del control y monitoreo total de las condiciones internas del yacimiento, es decir, este tipo de formaciones resultan de mayor actividad en cuanto a la movilidad de fluido refiere, el aporte desde los estratos submarinos resulta muy común por tal motivo es que se han producido accidentes que resultaron fatales para la gente que se encontró en las plataformas que presentaron este tipo de accidentes. La Figura 6.13 muestra fotografías reales de accidentes suscitados derivados de fallas en los equipos de seguridad en instalaciones costa fuera.

Para poder realizar operaciones de producción de hidrocarburos en yacimientos submarinos es necesaria una inversión muy alta debido a los equipos necesarios para realizar la operación. Existen compañías que requieren rentar plataformas lo cual necesita una inversión importante, estas operaciones requieren de todos los estudios como son la toma de registros o prospecciones sísmicas con el objetivo de eliminar tiempos no productivos de igual forma que se requiere de personal capacitado.

6.3. Oportunidades.

Los YAP poseen uno de los mayores volúmenes de hidrocarburos remanentes a nivel mundial, lo que quiere decir que un alto porcentaje de las reservas probadas se encuentran concentradas en este tipo de yacimientos. La variedad de ambientes encontrados dentro

de este tipo de yacimientos representan un gran marco de trabajo a cubrir para la industria, la complejidad técnica y tecnológica para lograr abarcar dicho rango hace que el desarrollo de YAP se convierta en uno de los campos que requiere grandes esfuerzos.



Figura 6.12. Sección transversal de una tubería en la cual se asentaron moléculas de hidratos de gas, en la imagen puede observarse como se ve disminuido el diámetro de una tubería, esto también puede suceder en los BOP y causar problemáticas.

Tomada de <http://larocamadrehg.blogspot.mx>.

El avance tecnológico que ha sido alcanzado en años más recientes ha permitido que sea posible desarrollar los campos en aguas profundas de manera más efectiva y con un mayor aprovechamiento del hidrocarburo contenido en éstos. En relación a tiempos más recientes, el desarrollo de aguas ultraprofundas (mayor a los 1500 [m] de tirante de agua) se ha convertido en el mayor enfoque de las investigaciones en la industria, las condiciones de temperatura y presión a tales profundidades requieren de operaciones seguras. Las técnicas utilizadas para la explotación de las aguas ultra profundas han sido desarrolladas en años más recientes por lo que el acceso a los hidrocarburos bajo estos tirantes de agua se ha convertido en una realidad.

Algunos países de la industria petrolera a nivel mundial tienen hoy día la oportunidad de explotar los yacimientos bajo aguas ultraprofundas debido a su avance tecnológico. La problemática de este tipo de yacimientos recae en las condiciones que se presentan en éstos, es decir, las características de alta presión y baja temperatura dificultan los procesos regulares de perforación y aumentan las probabilidades de complicaciones durante la operación derivadas de la formación de hidratos de gas o el manejo de los fluidos de control durante la perforación, cementación o terminación.



Figura 6.13. Los accidentes derivados de un mal procedimiento dentro de los océanos tienen consecuencias de gravedad. En primer lugar existe la probabilidad de explosiones y derrames, esta problemática causa daños a las instalaciones, así como la potencial pérdida de vidas humanas. El hábitat de flora y fauna también tiene afectaciones cuando suceden estos accidentes.

El manejo temprano de los hidratos de metano facilita la remoción o inhibe la formación de los mismos de forma tal que éste se ha vuelto un área de interés común para los operadores involucrados en la explotación de YAP. La posibilidad de desarrollar químicos principalmente poliméricos es otro campo en expansión mediante el cual es posible realizar un mejor manejo de los hidratos formados, así como la mejora de aditivos a los fluidos de control con diversos objetivos como puede ser evitar que las condiciones de presión y temperatura en el fondo del mar modifiquen la reología del fluido de control que se encuentre en circulación. Se ha demostrado que dichos hidratos de gas tienen una capacidad energética que puede resultar redituable, la oportunidad que éstos presentan de ser removidos y manejados de forma tal que puedan ser aprovechados representan una fuente extra energética dentro de los yacimientos submarinos.

Las principales oportunidades que ofrece la explotación de YAP es la extracción de un gran volumen de hidrocarburos y esto puede ser logrado a través del desarrollo científico y tecnológico de elementos que ayuden a sobrepasar lo que hasta ahora han sido las principales limitantes de la explotación de yacimientos submarinos. Existe la posibilidad de desarrollar fluidos de diferentes composiciones capaces de mantener las necesidades de un fluido de control y que no requieran de aditivos para evitar algún cambio en las propiedades reológicas a pesar de las condiciones ambientales del yacimiento. Existen algunos campos dentro de las operaciones de exploración y producción costa fuera en los cuales es posible realizar mejoras con el objetivo de producir operaciones más productivas, así como más seguras, algunos de estos campos pueden ser los materiales de las tuberías y sartas, los sistemas de seguridad contra arrancones y patadas o incluso mejores

operaciones de cementación y terminación las cuales proporcionen un pozo de mayor integridad a pesar de formaciones altamente deleznable y de altas permeabilidades y/o porosidades, por lo tanto es posible obtener pozos con mayores márgenes productivos.

Capítulo 7. Perforación con Inyección de Nitrógeno.

Constantemente es necesario el desarrollo de investigaciones científicas que lleven a un mejor progreso de un campo petrolero. Estos avances tecnológicos llevan al operador a disponer de un mayor número de opciones para contrarrestar las adversidades que se presentan día con día cuando se requiere perforar un pozo petrolero. La búsqueda de distintas opciones brinda un mayor número de oportunidades de mejorar el aprovechamiento de un yacimiento, si bien en la actualidad es posible tener acceso a prácticamente todos los tipos de yacimientos existentes, la carrera petrolera ahora está enfocada a la optimización de la construcción de un pozo que permita una recuperación mejorada del hidrocarburo contenido en cualquier tipo de formación.

Partiendo de las técnicas y/o tecnologías de perforación desarrolladas a lo largo del tiempo, se han trabajado, descubierto y mejorado las maneras de perforar un pozo, esto ha derivado en las técnicas de perforación no convencionales. A su vez, la investigación continua de estas técnicas ha permitido que éstas sigan desarrollándose con la opción de desplegar tecnologías alternativas a los métodos previamente utilizados. Tal es el caso de la Perforación con Inyección de Nitrógeno (PIN). Este método de perforación fue desarrollado a partir de la perforación con aire, posteriormente la inyección de gas natural y finalizando con la inyección de otros gases. Posteriores investigaciones permitieron realizar la PIN y otras aplicaciones como el desarrollo de la Perforación Criogénica.

7.1. Descripción.

La perforación de pozos utilizando aire o gas natural data de la década de los años 50, a pesar de ser un método de perforación relativamente antiguo, éste ha tenido mejoras continuas a lo largo de los años desarrollando este tipo de perforación utilizando otro tipo de gases como son el nitrógeno.

De manera más específica, una de las principales aplicaciones de la perforación haciendo uso de nitrógeno está enfocada en la disminución del daño que se ocasiona a la formación durante los trabajos de circulación del fluido de perforación, de igual forma que el daño ocasionado en las operaciones de cementación. El flujo de nitrógeno mezclado con el fluido de control disminuye la ECD dentro del pozo, de tal manera que la disminución de la presión ejercida por la columna hidrostática dentro del pozo se traduzca en una reducción del fluido filtrado hacia una formación que presente altas permeabilidades, altas porosidades o secciones con un gran número de fracturas. La aplicación de la inyección de nitrógeno enfocada de esta forma se encuentra descrita a fondo dentro del Capítulo 4. Perforación Bajo Balance.

La inyección de nitrógeno en todas las aplicaciones comprobadas en distintos campos ha sido realizada en fase gaseosa, aun cuando este haya sido transportado a la locación en fase líquida. La inyección en fase gaseosa del nitrógeno es utilizada generalmente para la

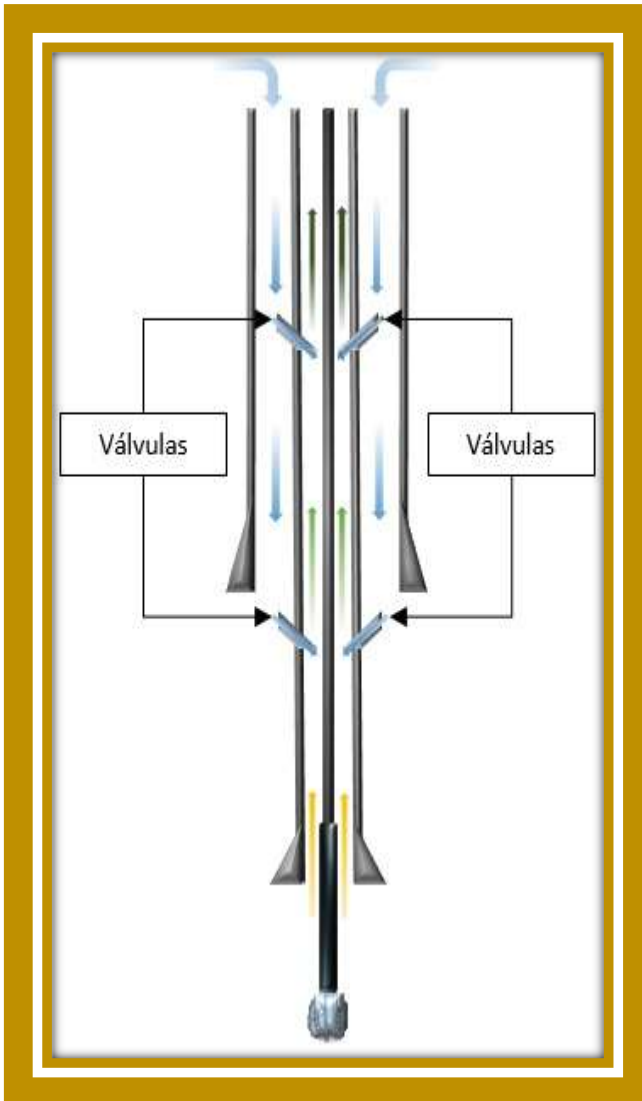


Figura 7.1. El flujo de nitrógeno gaseoso a través de las válvulas permite su mezcla con el fluido de control. El primer punto de contacto, es decir, la válvula de mayor profundidad aligera la densidad del fluido de control; para el segundo punto de contacto, la válvula más superficial disminuye en mayor medida la densidad ya que en dicho contacto el nitrógeno se encuentra a mayor proporción.

disminución de la densidad del fluido de perforación, aunque la inyección de este gas inerte dentro de un yacimiento también funciona como fluido de perforación por sí solo en zonas donde la posibilidad de una pérdida de fluido se encuentra presente en todo momento, así como la perforación de pozos desviados dentro de yacimientos que han sido previamente explotados causando que éstos hayan quedado en una condición de baja presión. La circulación del nitrógeno como fluido de control permite atravesar dichas zonas evitando un mayor daño a la formación, aunque debe determinarse el volumen óptimo inyección de gas nitrógeno para garantizar la limpieza del agujero y evitar la acumulación y posterior asentamiento de recortes dentro del pozo, así como la integridad de la pared del agujero y evitar un posible colapso. Por otro lado, también suele realizarse la inyección de nitrógeno a través de los intervalos productores en los cuales se pretende promover un flujo del hidrocarburo contenido optimizando la recuperación del recurso. La inyección del nitrógeno hacia el pozo puede ser realizada bajo el principio del bombeo neumático en el cual son colocadas válvulas a profundidades específicas determinadas por un análisis previo y que se encuentran calibradas a una presión específica a la cual la corriente de nitrógeno abrirá las válvulas y permitirá la entrada del gas inyectado a la tubería como puede observarse en la

Figura 7.1. La inyección de nitrógeno hacia un pozo también puede lograrse mediante su inyección a través de una tubería concéntrica a la sarta de perforación, en la cual el punto de contacto entre el gas inyectado y el fluido de control será la profundidad a la cual ha sido asentada la tubería concéntrica antes mencionada.

Otra aplicación de la inyección del nitrógeno en operaciones de perforación de un pozo petrolero es en la que se busca aligerar el fluido de perforación circulado después de la lechada de cemento, las burbujas del nitrógeno en fase gaseosa entran con contacto de inmediato con las moléculas del fluido buscando así que el desplazamiento del cemento que protegerá la pared de la formación cause el menor daño posible a la formación. Estas operaciones son preámbulos de la circulación de nitrógeno para el desplazamiento de fluidos hacia la superficie bajo el mismo principio que el utilizado para desplazar la lechada de cemento, cuando se requiere circular fluido para realizar un cambio a la densidad del fluido de control se facilita el desplazamiento del fluido utilizado hacia la superficie evitando el posible movimiento de la tubería como pistón reduciendo de esa manera las probabilidades de golpes de presión dentro del pozo o disminución en la estabilidad del mismo. Figura 7.2.



Figura 7.2. En la sección ampliada: El movimiento de la tubería dentro del pozo en forma de pistón (arriba y abajo) o "swabeo" puede causar daño excesivo a la formación.

La inyección de nitrógeno en fase gaseosa tiene aplicaciones específicas durante ciertas etapas de la perforación de un pozo petrolero, esta tecnología toma su clasificación como una perforación no convencional debido a que el fluido de control no es utilizado como en las operaciones regulares, es decir, se utiliza gas nitrógeno para realizar la circulación de

fluido, remoción de recortes, crear condiciones Bajo Balance, etc. A pesar de este tipo de aplicaciones, el proceso de perforación no presenta grandes modificaciones al curso que se sigue de manera convencional en el que se perfora hasta una profundidad determinada en las etapas de análisis y diseño, se introduce una sarta de revestimiento que posteriormente es cementada para continuar con la perforación con una barrena de diámetro menor y así sucesivamente hasta alcanzar la profundidad de la zona productora.

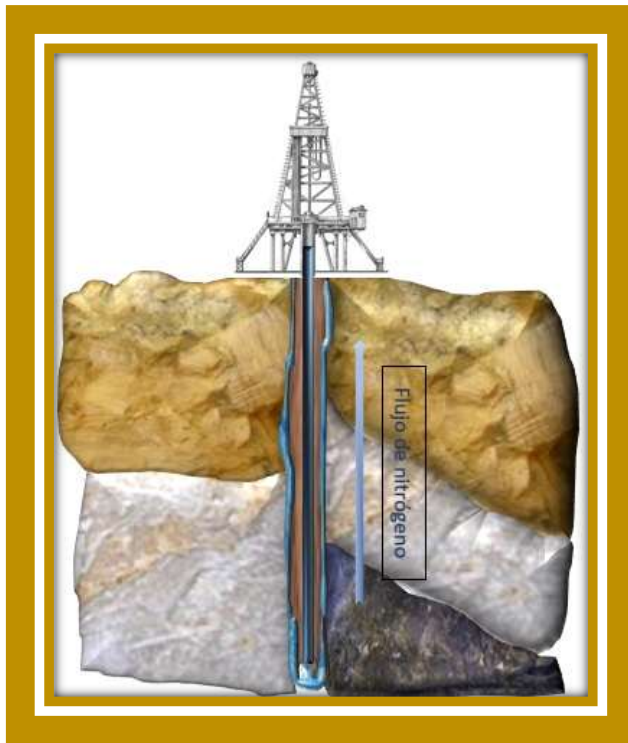


Figura 7.3. La circulación constante e ininterrumpida de nitrógeno permite el congelamiento de la formación. Mediante este proceso de bombeo constante se logra la inmovilización de los fluidos.

Por otra parte, consiguiente de la búsqueda por la mejor práctica en el uso de este elemento, en años mucho más recientes fueron realizadas pruebas en las que la inyección de nitrógeno en pozos nuevos fue a temperaturas tan bajas como los -196 [°C] (-320 [°F]) donde éste fue bombeado al interior del pozo en fase líquida¹⁷ haciendo una Perforación con Inyección de Nitrógeno Líquido (PINL). A mediados de la década de los años 90, en Estados Unidos de Norteamérica fueron realizadas las perforaciones antes mencionadas mediante el uso de un equipo especial que permite la circulación de nitrógeno líquido a temperaturas tan bajas que resulta posible el congelamiento de la humedad contenida en la formación, esto deriva en una cristalización parcial del estrato en perforación facilitando la penetración del mismo y disminuyendo los riesgos de colapso dentro del agujero. La Figura 7.3 muestra cómo se lleva a cabo el congelamiento de la formación. El

intervalo que fue perforado en dichas pruebas oscila entre los 8 y los 81 [ft], en estos intervalos no se requirió de ningún revestimiento para mantener la integridad del agujero y el control del mismo se dio mediante la congelación del fluido adyacente por lo que no se presentaron manifestaciones del fluido de la formación en la superficie. La perforación de pozos mediante esta técnica no presenta registros en situaciones reales de campo, aunque su futuro parece promisorio después de los resultados obtenidos de los pilotos realizados.

¹⁷ "Cryogenic Drilling". U. S. Department of Energy. Office of Environmental Management; Office of Science and Technology

Cuando se perfora con nitrógeno tanto de forma líquida como gaseosa se presentan limitaciones en intervalos que se encuentran altamente saturados de agua, este puede ser el caso de acuíferos. La presencia de agua dificulta el flujo de nitrógeno cuando éste es bombeado en fase gaseosa e impide que inyectado de forma líquida congele íntegramente la vecindad del pozo por lo que en ambos casos es necesario un volumen mucho mayor de fluido inyectado lo que aumenta significativamente los costos que de primera instancia ya son elevados debido al equipo necesario para el manejo del nitrógeno. Cuando se inyecta de forma gaseosa, una entrada elevada de agua imposibilita el arrastre de los recortes, esto es debido a que el agua que entra en contacto con las rocas derivadas de la perforación tendrán la tendencia a formar lodos y sólidos de mayor tamaño, Figura 7.4, por lo que el aumento de su peso dificultara que el nitrógeno pueda conducirlos hasta la superficie, de igual manera la generación de lodos y un alto flujo de agua hacia al pozo imposibilitaran la congelación de la formación o de los recortes generados que de manera general son de un rango más pequeños cuando el nitrógeno sea bombeado en fase líquida. El control de agua durante operaciones de perforación con inyección de nitrógeno permanece como una limitante para su aplicación, el manejo de esta variable podría ampliar el marco operativo de esta tecnología.

7.1.1. Herramientas y equipos.

La cantidad necesaria de nitrógeno para realizar una perforación estará basada en los requerimientos necesarios para lograr los objetivos planeados para la perforación del pozo. El volumen de nitrógeno, así como la presión de bombeo del mismo requerida se enfocará primordialmente en el control de la presión dentro del agujero en el momento de la perforación, es decir, el volumen y presión a la que se requiere que el nitrógeno sea bombeado para conseguir que el flujo proveniente de la formación no salga del control de los operadores y como segundo criterio, aunque no de menor importancia, la limpieza óptima del agujero. Estas dos variables establecerán las especificaciones del equipo requerido para el bombeo de fluido.

Existen equipos que resultan necesarios sin importar la fase en la cual el nitrógeno sea bombeado hacia el interior del pozo. Dentro de los equipos que son requeridos se encuentra el tanque transportador de nitrógeno, este tanque no presenta mayores especificaciones más que el recubrimiento interno necesario para mantener al nitrógeno aislado de las condiciones que se presentan en el exterior, las condiciones climáticas externas pueden causar modificaciones a las condiciones requeridas del nitrógeno, regularmente éste es transportado en fase líquida a temperaturas muy bajas. Para lograr el transporte óptimo del nitrógeno, el interior del tanque debe ser de un recubrimiento de acero inoxidable o de cualquier otra aleación que no presente desgaste cuando se maneje el nitrógeno a bajas temperaturas o a altas presiones. La mayoría de ocasiones estos tanques son móviles y se transportan por sí mismos hasta la locación que se mantendrán durante la operación.

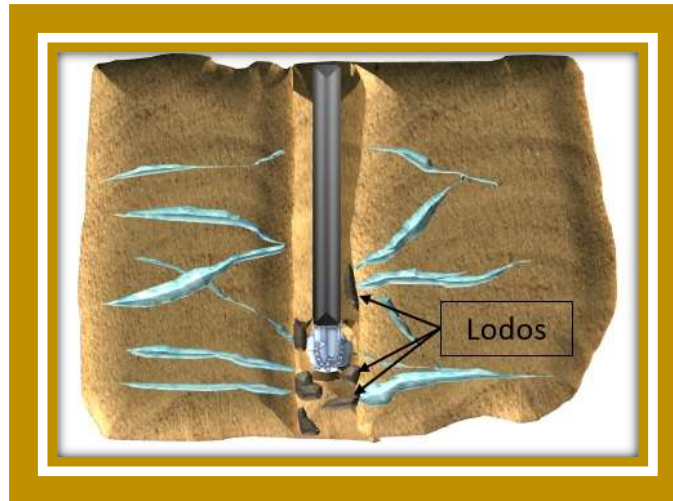


Figura 7.4. El elevado flujo de agua dentro de un pozo debido a algún acuífero genera lodos cuando dicho volúmenes considerables de agua entran en contacto con los recortes generados de la fricción de la barrena con la pared de la formación. Dichos lodos resultan de difícil arrastre en especial para un fluido ligero como el nitrógeno.

Otro de los equipos que resultan necesarios en cualquier operación de inyección de nitrógeno son los compresores o bombas, Figura 7.5, estos elementos resultan de suma importancia ya que estos equipos son críticos en la ejecución óptima y segura del bombeo hacia el interior de un pozo. La capacidad necesaria de los compresores y/o bombas será determinado por la cantidad de nitrógeno, así como la presión a la que éste debe ser bombeado al interior del pozo, dichas especificaciones deben cumplir un margen de seguridad para que de ser necesario, pueda bombearse una cantidad mayor de nitrógeno o bien aumentar la presión de bombeo, para esto también puede hacerse uso de boosters. Regularmente las condiciones de bombeo serán, en cuestiones de volumen del orden de millones de pies cúbicos estándar y en cuanto a la presión en rangos que van desde los 200 a los 10000 [psi] y serán determinados por las características de la zona a perforar.



Figura 7.5. Equipos críticos para la Perforación con Inyección de Nitrógeno (líquido o gaseoso). En el lado **izquierdo** un compresor.
En el lado **derecho** se muestran bombas.

La generación de nitrógeno es importante debido a las grandes cantidades de gas que son requeridas para el bombeo dentro de un pozo, la mayor fuente de nitrógeno para estas operaciones es mediante el aire, el contenido de nitrógeno en el aire es de más del 70% por lo que resulta una fuente notable de este elemento. Para captar el nitrógeno a partir del aire es necesaria una membrana de nitrógeno la cual funciona a partir de un proceso de filtrado en el cual son captadas grandes cantidades de aire y mediante un proceso multi etapa es separado el nitrógeno. Existe la posibilidad de transportar el nitrógeno a través de carros tanque de almacenamiento, aunque esta opción aumenta significativamente el costo de igual forma que entorpece la logística de la operación.

Debe tomarse en cuenta que para llevar a cabo una perforación inyectando nitrógeno líquido es necesario que el equipo sea de un material de mayor resistencia al desgaste debido a la circulación de un fluido a temperaturas mucho más bajas, se requieren materiales con un recubrimiento interno de acero inoxidable o de una aleación de resistencia similar. Para realizar la PIN con el fluido líquido es necesario que se utilice a la salida del agujero un desviador especial ya que los recortes contenidos en el nitrógeno líquido requieren una debida separación para facilitar el reacondicionamiento del nitrógeno dentro del tanque de almacenamiento y de esta forma pueda ser reutilizado posteriormente, la tubería de perforación especial para perforar con nitrógeno líquido debe llevar acoplado a ésta raspadores con el objetivo de eliminar recortes adheridos por el proceso de congelación de la pared de la formación. La Figura 7.6 es un esquema representativo del equipo necesario para realizar una operación PINL.

Por otra parte, el resto del equipo para llevar a cabo la PIN no presenta grandes variaciones en cuanto al aparejo de lo que se requiere en una operación de perforación convencional, es decir, los BOP's, válvulas, estranguladores, empacadores, zapatas de cementación, etcétera, resultan ser las mismas herramientas que en una operación convencional.

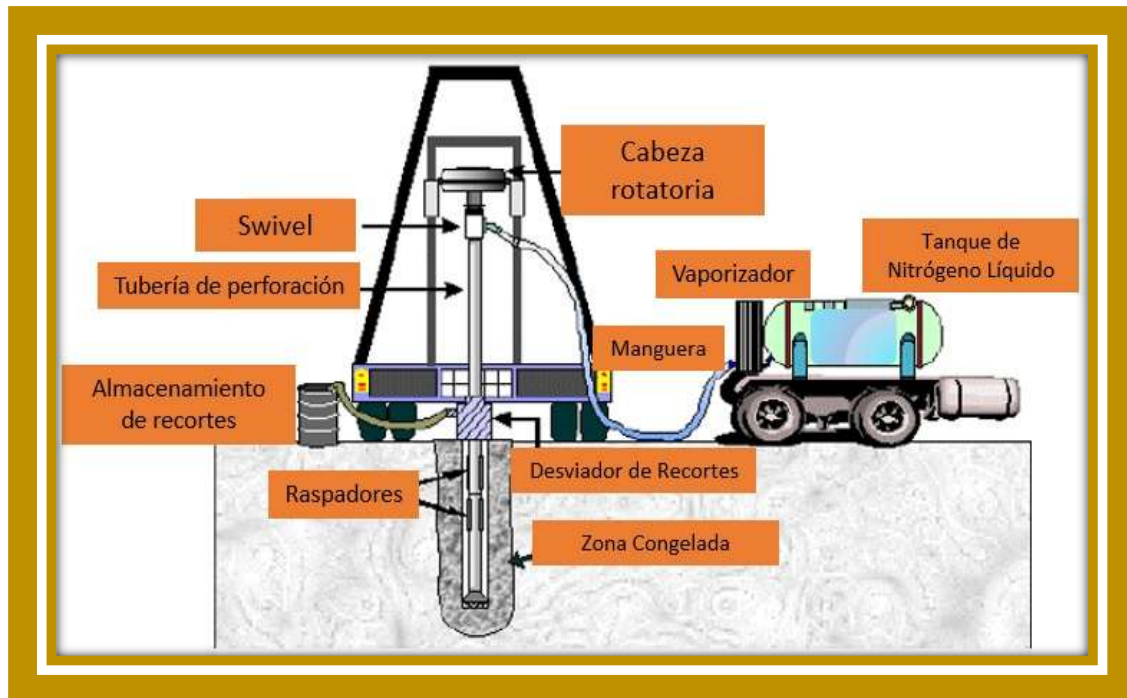


Figura 7.6. Equipo necesario para realizar una perforación con nitrógeno líquido.
Traducida de "Cryogenic Drilling". U. S. Department of Energy. Office of Environmental Management; Office of Science and Technology.

7.1.2. Proceso.

Cuando se perfora con nitrógeno, el primer factor a considerar dentro del diseño de un programa de perforación será determinar si se desea realizar una perforación haciendo uso de nitrógeno gaseoso, así como seleccionar el intervalo para ser perforado bajo tal técnica. El nitrógeno líquido no ha sido utilizado en un campo real por lo que su implementación aún se encuentra en fases de desarrollo, continuar realizando pruebas con este tipo de fluido es la clave para que éste pueda ser considerado dentro de operaciones reales en un campo petrolero. Una vez que estos dos factores han sido determinados es posible determinar el equipo necesario para realizar la operación, así como los volúmenes necesarios requeridos de nitrógeno para completar el trabajo. Para determinar estos factores es necesario que se realicen estudios y pruebas tanto de la formación como de los fluidos dentro del yacimiento que determinen que esta técnica es viable y complementando los estudios con los análisis costo/beneficio que proporcionen certeza en la decisión.

Cabe destacar que la perforación con nitrógeno líquido seguirá un procedimiento distinto. Cualquiera que sea el fluido utilizado en una operación PIN, es necesario reconocer los detalles de su proceso y como es que este se diferencia de

7.1.2.1. PIN gaseoso.

La perforación con inyección de nitrógeno gaseoso sigue un procedimiento semejante al utilizado en las operaciones convencionales, es decir, se perfora a una profundidad dada la cual es determinada por la ventana operativa para el posterior asentamiento de una tubería de revestimiento y su cementación. Una vez terminado el asentamiento de dicha tubería, así como sus pruebas de integridad y hermeticidad, se continua el proceso modificando la densidad del fluido de control para permitir la perforación de un agujero de menor diámetro y repetir el procedimiento hasta alcanzar la zona de interés. Cuando se realiza una perforación con nitrógeno gaseoso es necesario circular un fluido de control espumado o una mezcla donde la fase dispersa sea el nitrógeno para lograr el desplazamiento del nitrógeno gaseoso y pueda continuarse con la etapa siguiente de la perforación o, en caso de un fluido predecesor al nitrógeno dicho fluido espumado sea capaz de desplazar el lodo de perforación en uso y no exista el cambio drástico a la ECD cuando el nitrógeno gaseoso sea circulado.

Las operaciones de inyección de nitrógeno durante la perforación de un pozo utilizando este fluido como gas son de tres tipos distintos:

- a) Disminución de la densidad del fluido de control.
- b) Facilitar la circulación de fluido, llámese cemento o lodo de perforación.
- c) Como fluido de perforación por sí mismo.

a) Disminución de la densidad del fluido de control.

La inyección de nitrógeno gaseoso con el objetivo de disminuir la densidad del fluido de perforación tendrá repercusiones en la ECD dentro del pozo, de suerte tal que se pueden conseguir condiciones de Bajo Balance dentro del agujero y de esta forma perforar una o varias secciones de un pozo causando y en algunas ocasiones nulificando el daño ocasionado a la formación. Este tema es profundizado en el Capítulo 4. Perforación Bajo Balance.

b) Facilitar la circulación de fluido.

El nitrógeno gaseoso tiene una amplia capacidad de mezclarse con otro fluido, esto facilita que la ligereza de dicho gas pueda modificar las propiedades físicas de algún fluido mediante un proceso de inyección miscible. Tal es el caso de los fluidos de control dentro de un yacimiento, en estas situaciones regularmente el nitrógeno es inyectado en alguna zona en la cual se requiere evitar una posible pérdida de fluido hacia la formación disminuyendo la densidad de la columna hidrostática del fluido de perforación a un valor muy cercano al gradiente de poro de la formación a manera de que se mantenga la estabilidad de la pared de la formación de igual forma que se evita que la pérdida de fluido hacia la formación sea de consideración, el tipo de estratificaciones que presentan alta

cantidad de filtrado de fluido de perforación hacia la formación son formaciones de un nivel bajo de consolidación, altamente fracturadas, zonas de presiones anormalmente bajas o depresionadas por su anterior explotación.

Otro de los objetivos de la inyección de nitrógeno es promover el desplazamiento de la lechada de cemento hacia el espacio anular. En la Figura 7.7 puede observarse la manera de realizar esto, dicho procedimiento corresponde a la inyección de fluido de control enriquecido en nitrógeno con el objetivo de generar un fluido espumoso que no se mezcle con la lechada y ocupe por completo el diámetro de la tubería de forma tal que éste disminuya la densidad de la columna hidrostática total evitando una posible pérdida de cemento hacia la formación, de igual forma que se logre el desplazamiento total hacia el espacio anular y éste alcance la altura requerida para el recubrimiento de la formación.

c) Como fluido de perforación por sí mismo.

Cuando una sarta de perforación atraviesa zonas de bajas presiones, altas porosidades y gran conectividad dentro del pozo, es posible hacer uso del nitrógeno para evitar que se pierda fluido de control hacia la formación. Esto es posible realizando un aislamiento de la zona. De primera instancia es necesario que se alcance la zona problemática que va a ser perforada, una vez que la tubería de revestimiento ha sido propiamente asentada y cementada en dicha profundidad, deben protegerse las secciones superiores, además de la instalación de los BOP's utilizados convencionalmente, puede hacerse uso de empacadores, válvulas, así como también puede utilizarse un conector inflable el cual es colocado dentro de la tubería y que puede inflarse al diámetro total de la tubería mediante la circulación del nitrógeno. Una vez que se ha asegurado la zona, se inicia el bombeo de grandes cantidades de nitrógeno a una presión determinada para continuar con el proceso de perforación, el cual sigue el principio convencional de perforación, es decir, se atraviesa la zona especificada a través de la rotación de la barrena. Las altas velocidades alcanzadas por el nitrógeno dentro del espacio anular, como puede verse en la Figura 7.7, son capaces de levantar los recortes que son generados de la fricción de la barrena con la formación garantizando la limpieza del agujero. Para finalizar se puede cementar la tubería de revestimiento con el mínimo requerido sin la necesidad de circular el cemento a través del espacio anular y seguir con la perforación del pozo si se trata de una sección intermedia de la perforación o terminar el pozo en agujero descubierto para el intervalo productor.

7.1.2.2. PIN líquido.

La técnica que se ha desarrollado en tiempos mucho más recientes en la que se ha utilizado el nitrógeno líquido como fluido de perforación sigue un principio de perforación convencional, es decir, se circula el nitrógeno líquido a través de la sarta de perforación para que la corriente de un fluido a una temperatura aproximada de -196 [°C] congele la humedad contenida en la vecindad del pozo y esto, a su vez, cristalice la pared del estrato, Figura 7.8. El efecto de cristalización logrado dentro de la formación tiene dos resultados

principales, éstos son, se logra disminuir la resistencia de las rocas de una formación a ser perforadas y, por otro lado, una generación de recortes similar al polvo debido al molido de cristales de la roca, esto a su vez simplifica la tarea de limpieza del agujero ya que las partículas que son devueltas a la superficie son de un tamaño mucho menor.

El proceso de perforación con nitrógeno líquido no requiere de una tubería de revestimiento para proteger la integridad del intervalo que está siendo atravesado, esta situación se deriva de la congelación de la formación, el resultado de la inmovilización de las proximidades del pozo elimina el desplazamiento del fluido cercano al agujero perforado por lo que se nulifica cualquier brote de fluido proveniente de los poros del estrato, así como también se eliminan prácticamente por completo los riesgos de una pegadura diferencial de la tubería y consiguientemente evitando los riesgos de un colapso dentro del pozo. Para lograr los resultados previamente descritos es necesaria la inyección continua del gasto requerido de nitrógeno para que la formación permanezca inmovilizada durante el tiempo que el pozo está siendo perforado, una posible intermitencia en el bombeo del nitrógeno hacia la formación puede provocar que el congelamiento de la formación no sea uniforme y puedan presentarse dificultades. En las pruebas de PINL realizadas pudo observarse que la formación puede llegar a descongelarse en periodos de 1 a 4 horas¹⁸, por lo que se requiere el flujo continuo del fluido, debido a los motivos expuestos, los equipos de bombeo retoman importancia, cualquier falla que pueda presentarse en alguno de estos equipos genera riesgos debido a la inminente movilización de fluido hacia la superficie lo que se traduce en descontroles del pozo y que ponen en peligro la integridad del agujero comprometiendo la operación por completo.

¹⁸ “Cryogenic Drilling”. U. S. Department of Energy. Office of Environmental Management; Office of Science and Technology.



Figura 7.7. Las altas presiones de bombeo, así como las altas velocidades alcanzadas por el nitrógeno dentro del espacio anular son capaces de arrastrar los recortes que se generan de la perforación en grandes cantidades cuando estos poseen tamaños similares al polvo.

La capacidad de perforar alguna formación haciendo uso de nitrógeno líquido es muy amplia debido a que únicamente se requiere que los poros posean un 2% de humedad para que el bombeo de nitrógeno congele el estrato. Por otro lado, un exceso de flujo de agua hacia el pozo haría prácticamente imposible que el nitrógeno bombeado sea capaz de congelar por completo la formación.

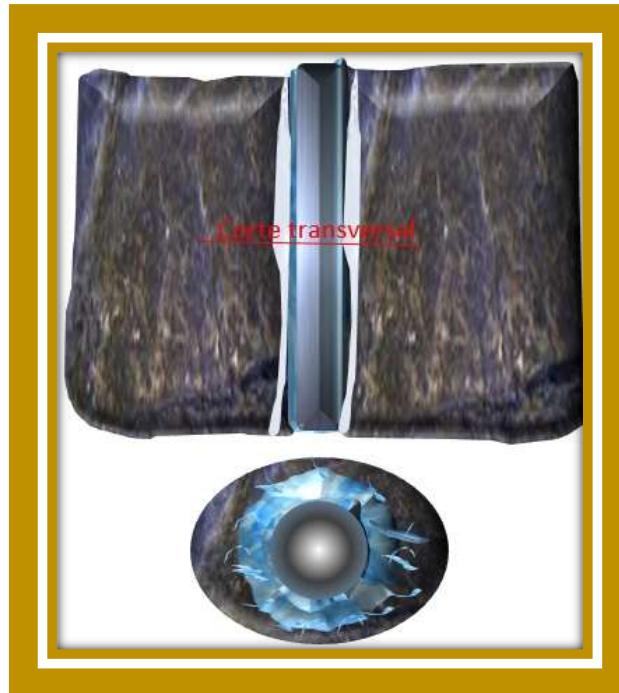


Figura 7.8. En una sección de una PINL es realizado un corte transversal para obtener una vista de planta que permita visualizar la cristalización de la formación por el flujo de nitrógeno líquido aislando de tal forma el pozo de los fluidos in-situ.

7.2. Yacimientos a los que aplica.

El grado de usanza de la PIN es bastante amplio y esto se debe a que posee un marco amplio de aplicaciones, es decir, puede ser utilizado con diferentes objetivos y a lo largo de muchas etapas de las operaciones de perforación de un pozo petrolero. A pesar de poseer un amplio rango de posibilidades también es necesario reconocer las limitaciones de esta tecnología.

Primordialmente el enfoque de la perforación con nitrógeno gaseoso está enfocado a la perforación de intervalos que se encuentran por debajo del gradiente de presión normal por cualquier circunstancia que se haya presentado. El nitrógeno, al ser de naturaleza mucho más ligera y de menor densidad que la de un lodo de perforación convencional disminuye el daño a este tipo de zonas de menor presión interna haciéndolo una opción viable para realizar la perforación de estas secciones. Este tipo de condiciones serán encontradas en yacimientos de consolidaciones medias a bajas, es decir, yacimientos de areniscas y algunas calizas, de igual forma en los yacimientos que han sido naturalmente fracturados por la mecánica interna de la Tierra, las operaciones en este tipo de yacimientos pueden realizarse por la disminución de la ECD o circulando nitrógeno por sí solo. Por otra parte, cuando el nitrógeno es circulado como agente espumante que facilite el desplazamiento del fluido de control o de la lechada de cemento es ajustable a yacimientos de la misma

naturaleza que los antes mencionados y es posible mejorar el desplazamiento de fluidos en prácticamente cualquier tipo de yacimientos con las consideraciones necesarias de control.

En cuanto al hidrocarburo contenido dentro de un yacimiento el nitrógeno inyectado en cualquier fase puede ser utilizado. De forma gaseosa, el nitrógeno al ser un gas inerte no incrementa los riesgos de explosiones dentro del pozo ni modifica las propiedades del hidrocarburo por lo que el tipo de fluido no representa un impedimento. El principio de operación de la PINL evita el contacto del nitrógeno con los fluidos dentro de la formación por lo cual su inyección en fase líquida tampoco representa una barrera operativa.

La PINL no ha sido aplicada en yacimientos reales por lo que su alcance resulta debatible por el momento. Esta situación no impide especular al respecto tomando en consideración las condiciones a las cuales se han realizado las pruebas y los resultados que fueron presentados después de la perforación de pozos bajo esta técnica. De acuerdo con los resultados obtenidos de las pruebas¹⁹ en las que fueron perforadas rocas de gran tamaño como son los conglomerados y altas consolidaciones parece ser posible realizar la perforación prácticamente de cualquier tamaño de roca y de alta dureza, esto se debe al principio de funcionamiento de la técnica en el cual, al congelar la humedad presente en una roca es posible disminuir de buena manera la dureza de las rocas al cristalizarla por lo cual la dureza de un yacimiento no parece ser un impedimento para perforar con nitrógeno líquido por lo que cualquier tipo de formación se encontraría dentro del alcance de esta tecnología para perforar algunos intervalos y de mayor interés las zonas productoras.

7.2.1. Restricciones.

La aplicabilidad de la PIN o la PINL parece tener un gran marco de trabajo, pero existen ciertas limitaciones en las que no resulta posible aplicar la perforación bajo esta técnica. Para cualquiera de las dos operaciones con inyección de nitrógeno la entrada excesiva de agua resulta la mayor limitante, es decir, zonas de acuíferos pueden resultar imposibles de perforar mediante la inyección de nitrógeno si el flujo de agua es considerable. El flujo de agua hacia el pozo en perforación por un lado genera lodos imposibilitando que el nitrógeno circulado de forma gaseosa o el lodo ligero mezclado con nitrógeno arrastre recortes de mayor tamaño y peso hacia la superficie por lo que se prevé un atascamiento de la barrena cuando no se ha podido realizar una limpieza apropiada del agujero. Por el otro lado, la PINL se ve ampliamente afectada por grandes cantidades de agua, una constante entrada de agua con partículas o salmueras imposibilita el congelamiento en primera instancia del agua fluyendo al interior del pozo y consiguientemente el congelamiento de la formación por lo que queda imposibilitado el método bajo estas circunstancias. Los volúmenes requeridos de nitrógeno para una perforación en la cual es constante el flujo de agua hacia

¹⁹ “Cryogenic Drilling”. U. S. Department of Energy. Office of Environmental Management; Office of Science and Technology

el interior del pozo hace que los costos de la operación sean demasiado altos descartando la operación por completo.

La inyección de nitrógeno en fase gaseosa puede presentar un mayor número de complicaciones además de la entrada de agua. Otra de las limitantes que pueden presentarse es en la perforación de pozos altamente desviados, esto es debido a que en pozos de direcciones cercanas a la horizontal, la sarta de perforación suele recargarse en la pared del pozo por lo que la circulación de un gas ligero como el nitrógeno no pueda proporcionar el arrastre adecuado de recortes a través del agujero desviado traduciéndose en riesgos de atascamiento dentro del agujero, esta situación también puede aumentar los riesgos de pegaduras y colapsos en el interior del pozo. Véase Figura 7.9.



Figura 7.9. La perforación direccional de pozos altamente desviados puede provocar la acumulación de recortes dentro del agujero comprometiendo la limpieza del mismo y aumentando los riesgos de pegaduras y colapsos.

7.3. Ventajas y desventajas.

La inyección de nitrógeno durante las operaciones de perforación tiene un buen margen de aplicación y beneficios al proceso debido a las características del nitrógeno como fluido de perforación o como un agente que aligere al fluido de perforación. Diferenciar entre ambos procesos del uso de nitrógeno como fluido de perforación ofrece ventajas y desventajas de su uso en diferentes yacimientos.

7.3.1. Ventajas.

Una de las principales ventajas que ofrece la perforación con inyección de nitrógeno es el amplio rango de aplicación que se le puede dar debido a las opciones de operación que provee el nitrógeno, es decir, puede ser utilizado de distintas maneras durante distintas etapas de la perforación de un pozo. El uso de nitrógeno como fluido que aligere la columna hidrostática, como fluido de perforación por sí mismo, como agente espumante que facilite el desplazamiento o la implementación de la perforación criogénica facilita su usanza en casi cualquier tipo de yacimiento.

Cuando es utilizado el nitrógeno en fase gaseosa en operaciones de perforación ofrece ciertas ventajas sobre otros métodos y otros gases. La principal ventaja que puede ofrecer el nitrógeno como un fluido de perforación es la disminución del daño ocasionado a zonas con presiones bajas las cuales presentarían tendencias a la admisión de fluidos y que derivan en invasión excesiva de fluido hacia la formación lo que dificulta de mayor manera el flujo del hidrocarburo recuperable. Estas situaciones pueden presentarse cuando se promueven las condiciones de Bajo Balance o únicamente se busca disminuir la ECD de la columna de lodo de perforación.

Una de las amplias problemáticas cuando se inyecta un fluido externo dentro de un pozo es el efecto que este pueda tener al entrar en contacto con los fluidos propios de la formación, un ejemplo claro de esto es el peligro de explosión dentro de un pozo cuando se le inyecta aire bajo una circunstancia cualquiera, el aire mezclado con gases dentro de yacimiento aumenta significativamente las posibilidades de ignición dentro del pozo desencadenando en una explosión que provoque la pérdida del pozo. El nitrógeno que se comporta como un gas inerte no aumenta la posibilidad de un fuego dentro del pozo evitando un riesgo extra de explosión por lo cual esto deja de ser un peligro cuando se perfora circulando nitrógeno.

El uso de equipo durante las operaciones de inyección con nitrógeno no requiere equipo altamente especializado, únicamente el uso de compresores, bombas y el tanque de almacenamiento se requiere para realizar el manejo del nitrógeno y su bombeo al interior del pozo por lo que las operaciones de perforación haciendo uso de nitrógeno no requieren de una logística mucho mayor a la necesaria en las operaciones de perforación convencional. Tanto el equipo superficial como el equipo subsuperficial no requiere de grandes modificaciones cuando la inyección de nitrógeno sea realizada en fase gaseosa.

La inyección de nitrógeno como gas para perforar zonas problemáticas no resulta exclusivo, es decir, cualquier zona de un pozo puede ser perforada bajo estas circunstancias, zonas intermedias del pozo o el estrato de interés puede ser perforado bajo este principio. La perforación del intervalo productor inyectando nitrógeno promueve el flujo de hidrocarburo debido a la disminución del daño que puede ocasionarse si dicho intervalo es perforado con un fluido convencional.

Dentro de las facilidades que proporciona la PINL principalmente es la posibilidad de realizar una perforación sin la necesidad de revestir el agujero perforado debido al funcionamiento de la técnica en la cual la corriente de nitrógeno cristaliza e inmoviliza la formación manteniendo de esta manera el intervalo perforado alejado del peligro de colapso, así como del flujo proveniente de la formación debido a la estática dentro del yacimiento. La inyección de nitrógeno líquido también facilita la perforación de pozos de menor tamaño facilitando el control del agujero de igual manera que la integridad de la sección a perforar.

7.3.2. Desventajas.

La problemática de inyectar nitrógeno durante la perforación de un pozo petrolero recae principalmente en los volúmenes tan altos de nitrógeno requeridos para realizar los trabajos de bombeo. Es necesario un sistema sofisticado para lograr la captación de los volúmenes requeridos de nitrógeno o, es necesario el uso de carros tanque que transporten el nitrógeno hasta la locación dificultando la operación y aumentando los costos de la operación. Misma situación se presenta cuando se perfora con nitrógeno líquido debido a que se necesitan grandes cantidades requeridas de nitrógeno necesarias para mantener el pozo en congelación, los costos de operación de grandes cantidades de nitrógeno son una limitante de la tecnología.

Si bien el margen de aplicación de la tecnología es muy amplio, presenta algunas limitantes en cuanto a cierto tipo de yacimientos, su utilidad en yacimientos no convencionales hace que este método se vea marginado como una opción para realizar la perforación de este tipo de pozos. Los yacimientos de aguas profundas han presentado uno de los grandes retos dentro de la industria en los últimos años, el método se ve comprometido si se quisiera realizar la perforación de un yacimiento de este tipo debido a la posibilidad de intersectar cuerpos de agua en cualquier etapa de la perforación, si no es posible controlar los cuerpos de agua durante la perforación se imposibilita la operación y ésta se ve comprometida en su totalidad. El control de agua dentro del pozo sigue siendo una de las mayores problemáticas en esta práctica, si bien se ha buscado la manera de neutralizar esta limitante siempre se tiene latente el riesgo durante la perforación.

La perforación con nitrógeno líquido no ha sido implementada en campos reales lo que dificulta su evaluación real y pone en perspectiva tanto ventajas como desventajas, de cualquier manera, es posible dar notoriedad al factor costo a partir del conocimiento de la técnica. La manutención del nitrógeno en estado líquido a temperaturas demasiado bajas aumenta en gran medida los costos de su tratamiento, por otro lado, el equipo requerido para realizar con éxito una operación de este tipo requiere de tratamiento especializado para que tanto tuberías como conexiones sean capaces de soportar las condiciones de temperaturas tan bajas aumentando aún más los costos de la operación.

Técnicamente, parece ser prácticamente imposible realizar la perforación de un pozo en su totalidad mediante la inyección de nitrógeno líquido debido a los volúmenes requeridos de nitrógeno por lo cual sería en demasía costoso. Por otra parte, el tiempo requerido de circulación del nitrógeno debería ser mínimo para que este pudiera mantener las condiciones de congelamiento dentro de la totalidad del pozo o la implementación de un sistema que permita desviar el flujo de nitrógeno hacia secciones superiores de la perforación mientras éste sigue fluyendo a través de la barrena para mantener la perforación lo que parece técnicamente dificultoso.

El balance de ventajas y desventajas de las perforaciones con inyección de nitrógeno se encuentra concentrado en la Tabla 7.1.

Ventajas
<ul style="list-style-type: none">• Buen marco de aplicación.• Inyectado en fase gaseosa disminuye las probabilidades de explosión dentro del pozo.• Disminuye el daño ocasionado a zonas propensas.• Facilita la circulación de fluidos como el cemento.• La PINL permite realizar la perforación de un agujero sin la necesidad de revestir el pozo debido a la estática creada cuando se congela la vecindad del pozo.
Desventajas
<ul style="list-style-type: none">• Altos costos asociados a las operaciones de perforación con nitrógeno debido a los grandes volúmenes requeridos.• Difícil control de agua dentro del pozo cuando se circula nitrógeno gaseoso o líquido.• Falta de aplicación de la perforación criogénica en campos reales.• Dificultad para perforar un pozo en su totalidad circulando nitrógeno.

Tabla 7.1. Balance de ventajas y desventajas de la perforación con nitrógeno.

Capítulo 8. Otras Tecnologías.

La perforación de un pozo petrolero no es basada únicamente en las técnicas descritas en los capítulos anteriores, es necesario hacer un reconocimiento de algunos de los elementos críticos que son involucrados durante la perforación de cualquier pozo. Estos elementos son de suma importancia para una operación correcta en la construcción de un pozo, es decir, el correcto funcionamiento y aplicación de los mismos pueden traducirse en mejores prácticas de rendimiento, así como de seguridad. Algunos de estos elementos críticos en la perforación de pozos petroleros son los fluidos de control, las barrenas y el control de la pérdida de circulación; cada uno de estos elementos tiene objetivos distintos en una perforación y son diseñados a través de objetivos específicos.

8.1. Fluidos de Perforación.

Uno de los principales elementos de una perforación es el fluido utilizado para atravesar diferentes intervalos de una formación. Este fluido presentará modificaciones a lo largo del proceso de la perforación de un pozo. El uso de dicho fluido de perforación estará delimitado por la formación que desee atravesarse, no debe malentenderse si debe utilizarse fluido o no, sino, el tipo y las características del fluido que será utilizado, así como los modificaciones requeridas para cada intervalo a perforar. De tal suerte, el fluido de control, que también será conocido como lodo de perforación, debe cumplir con ciertas características y ciertos objetivos para que éste resulte efectivo. Tales características y objetivos serán descritos en las secciones siguientes.

8.1.2. Propiedades de los fluidos.

Los fluidos de perforación deben cumplir con objetivos específicos de acuerdo con las características de la formación que está siendo atravesada, por tal motivo es que dicho fluido posee propiedades que pueden ser modificadas para lograr un fluido de características únicas para cada formación y fluido con las cuales éste entre en contacto.

8.1.2.1. Filtración.

Una de las principales propiedades con la cual deben cumplir los fluidos de perforación es la llamada filtración de fluido. La filtración de un fluido puede ser vista desde un par de enfoques distintos, es importante destacar que ambas situaciones ocurren cuando existe filtrado excesivo hacia un intervalo permeable. Dichos enfoques serán el volumen de fluido que se está introduciendo hacia la formación y que está siendo perdido dentro de la misma, o como el volumen de fluido que está invadiendo la formación provocando daño a la misma. Cada uno de estos enfoques se encuentra focalizado a distintas situaciones dentro de un estrato durante una perforación.

El primero de estos ángulos, es decir, aquel en el cual se ve la filtración de fluido como la pérdida del mismo hacia un estrato permeable tiene como principal característica la probable pérdida en el control de las presiones dentro de un yacimiento. A lo largo de este

trabajo se ha hablado de sucesos como "arrancones" o "brotes", ambas situaciones representan la circulación de los fluidos in-situ de la formación hacia el pozo y su posterior manifestación en las instalaciones superficiales, en caso de suceder un flujo descontrolado de fluido de la formación en las instalaciones superficiales éste puede provocar accidentes tales como explosiones (Figura 8.1). La pérdida de fluido de perforación hacia una formación puede tener otras consecuencias derivadas de la pérdida en el control de las presiones del yacimiento, dichas consecuencias suscitadas de la disminución de la ECD cuando existe pérdida de fluido generan descompensaciones en la pared de los estratos en perforación o que previamente fueron atravesados, dichas desigualdades entre las presiones pueden generar pegaduras diferenciales de la tubería e incluso colapsos dentro del pozo derivando en la potencial pérdida de herramientas y hasta del pozo, dichas herramientas perdidas (o peces) requieren de tiempo para su extracción generando aumento de costoso y tiempo no productivo (NPT, por sus siglas en inglés). Véase Figura 8.2. Por último, la pérdida de fluido durante una perforación requiere la inversión de recursos para recuperar el volumen de dicho fluido y restablecer las condiciones normales dentro del pozo por lo cual el costo general de la operación puede verse afectado.



Figura 8.1. Explosión en un pozo petrolero derivada del pobre manejo de fluidos provenientes de la formación.
Tomada de <http://redproteger.com.ar>.

El otro enfoque en el cual puede desglosarse la filtración de fluido es aquel en el cual el fluido de control está invadiendo una zona más allá de la cual se planteó, la filtración excesiva del fluido de perforación hacia un estrato permeable, en especial dentro del estrato productor, genera daño a la formación, dicho daño está visto como el aumento del espacio poroso ocupado por el fluido de perforación, cuando este espacio poroso se ve invadido de

sobremanera éste ve afectada su conectividad, por lo tanto su capacidad de aporte se ve disminuida ocasionado que el hidrocarburo contenido en dicho intervalo no pueda fluir de la manera esperada hacia el pozo. Figura 8.3. Cuando un intervalo ha resultado dañado en exceso es necesario recurrir a trabajos de estimulación o de recuperación, por ejemplo la circulación de ácidos o el fracturamiento forzado de la formación. Causar daño a la formación también aumenta los costos generales de la perforación de un pozo cuando éste requiere estimulación para que el intervalo productor genere un volumen redituable de hidrocarburo.

Para que la filtración de un fluido sea la adecuada es necesario un estudio detallado sobre qué tipo de fluido puede ser utilizado para alguna formación en específico dependiendo de la clase de roca que constituye dicho intervalo, así como el tipo de fluido que se encuentra contenido en ésta. Principalmente estos estudios son realizados en laboratorios mediante el análisis de núcleos que son extraídos de la formación. Los estudios realizados a dichos núcleos corresponden a la inyección de fluido a éste en condiciones a las cuales se encuentra el yacimiento, dichas condiciones corresponden a la temperatura y presión de fondo, los núcleos son confinados dentro de celdas las cuales son capaces de reproducir dichas condiciones de yacimiento para obtener resultados fiables del estudio, una vez que el núcleo ha sido llevado a las condiciones requeridas se hace circular fluido a través del mismo con el objetivo de determinar la cantidad de filtrado sobre éste como puede observarse en la Figura 8.4. La filtración de fluido adecuada presentará variaciones de un yacimiento a otro.

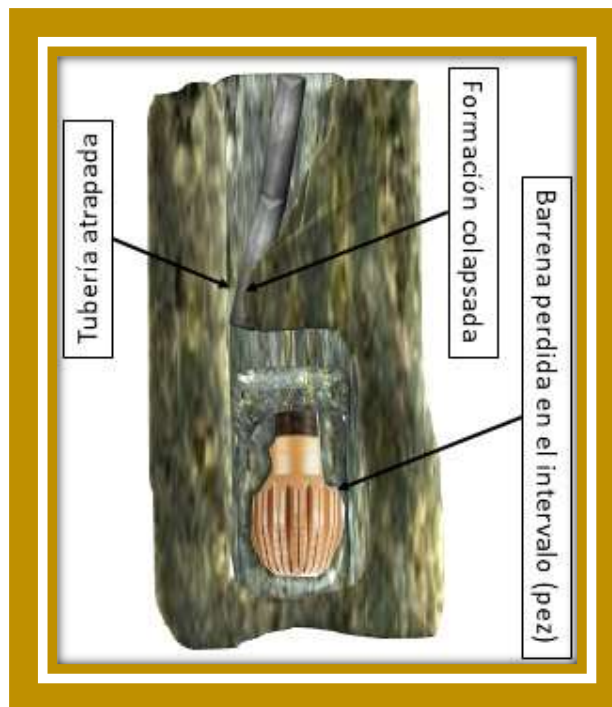


Figura 8.2. Intervalo colapsado debido a la pérdida excesiva de fluido hacia la formación, esto deriva en un pez y el aumento de NPT.

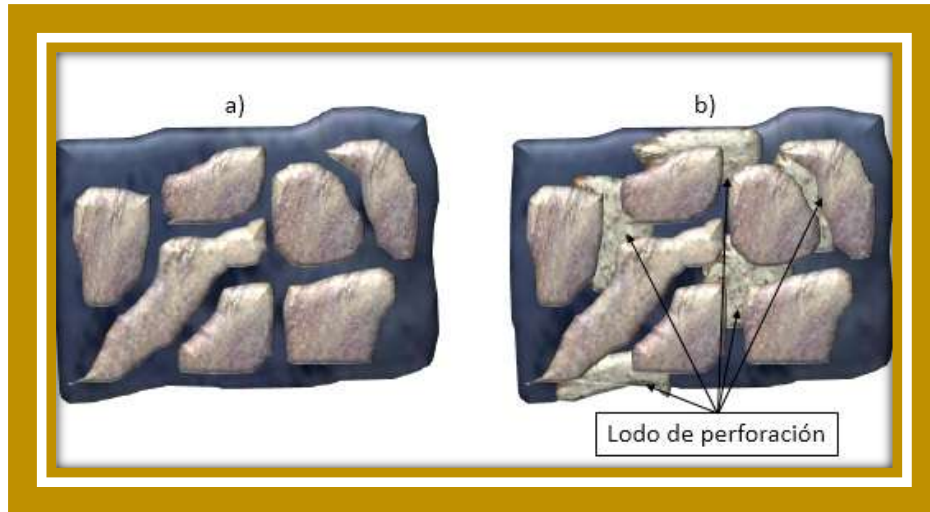


Figura 8.3. a) Matriz de una formación que se encuentra impregnada de aceite.
b) La invasión del fluido de control desplaza el hidrocarburo contenido en la matriz ocasionando que se vea disminuida la conectividad dentro de la misma afectando su capacidad de aporte.

8.1.2.2. Densidad.

El fluido de control crea una columna hidrostática dentro de un pozo en perforación, esta columna hidrostática es función de la profundidad a la cual se esté perforando el pozo y de la densidad del fluido con el cual se está realizando la operación. La presión que ejerce un fluido sobre la pared de la formación o en el fondo del pozo será definida de dos maneras. La primera de éstas será cuando no exista movimiento dentro del pozo, es decir, el fluido de perforación no se mantiene en circulación y puede definirse como una presión estática la cual está en función de una Densidad Estática; la segunda manera en que se modifica la presión ejercida por un fluido de control es cuando éste se encuentra en movimiento o circulando, esta presión estará en función de una Densidad Equivalente de Circulación (ECD). Figura 8.5.



Figura 8.4. Las imágenes corresponden a una prueba de filtrado sobre un núcleo, la línea punteada amarilla en la sección pequeña de la imagen remarca el filtrado dentro de dicho núcleo.

Tomada de "Desarrollo de un fluido de alto rendimiento a base aceite para perforación exploratoria".
Faergstad, Irene.

La DE mencionada corresponde únicamente a la densidad del fluido de perforación la cual está expresada como la masa entre el volumen de fluido y generalmente se expresa en unidades de [gr/cc] o [lb/gal]. La ECD estará en función de la DE y de la velocidad a la cual se mueve dicho fluido dentro del yacimiento.

Para lograr la densidad correcta del fluido de perforación es posible utilizar aditivos mezclados con una fase continua la cual será la base de dicho fluido. Generalmente son utilizados materiales naturales como barita para aumentar la densidad del fluido de perforación aunque también pueden utilizarse componentes sintéticos para este propósito. De otra forma, el uso de gases y algunos otros compuestos químicos pueden ser utilizados para disminuir la densidad del fluido de acuerdo con las condiciones internas del yacimiento cuando se encuentra un intervalo de presión anormalmente baja o una formación altamente deleznable.

8.1.2.3. Potencial hidrógeno.

Otro aspecto de los fluidos de control a tomar en consideración es el pH de los mismos. Generalmente dentro de un yacimiento van a encontrarse intervalos que contengan algún otro fluido, llámese gas o líquido, que no correspondan a hidrocarburos e incluso en los intervalos productores de hidrocarburo éste no es extraído de manera pura hacia la superficie, en otras palabras, el hidrocarburo que es extraído desde un yacimiento puede ser separado en un gran número de componentes distintos. La separación de dichos componentes puede ser de la siguiente manera:

- Componentes ligeros. Estos componentes ligeros corresponden a aquellas fracciones del hidrocarburo que se presentan en fase gaseosa. Generalmente corresponden al metano, etano y en algunas ocasiones butano.
- Componentes intermedios. Los componentes intermedios de un hidrocarburo fraccionado son el butano, propano, pentano y el hexano. Dichos componentes hidrocarburos corresponden a los llamados aceites ligeros, es decir, aquellos compuestos que todavía pueden liberar gas después de su tratamiento aunque de inicio se encuentran en fase líquida.
- Componentes pesados. Los componentes pesados son aquellos que difícilmente liberan gas o la cantidad que desprenden de éste se considera despreciable. Estos son considerados como heptano y C7+, este último corresponde y engloba a todos aquellos componentes más pesados que el heptano, si bien puede realizarse un fraccionamiento detallado de éstos generalmente la cantidad de los mismos son expresados de dicha forma.

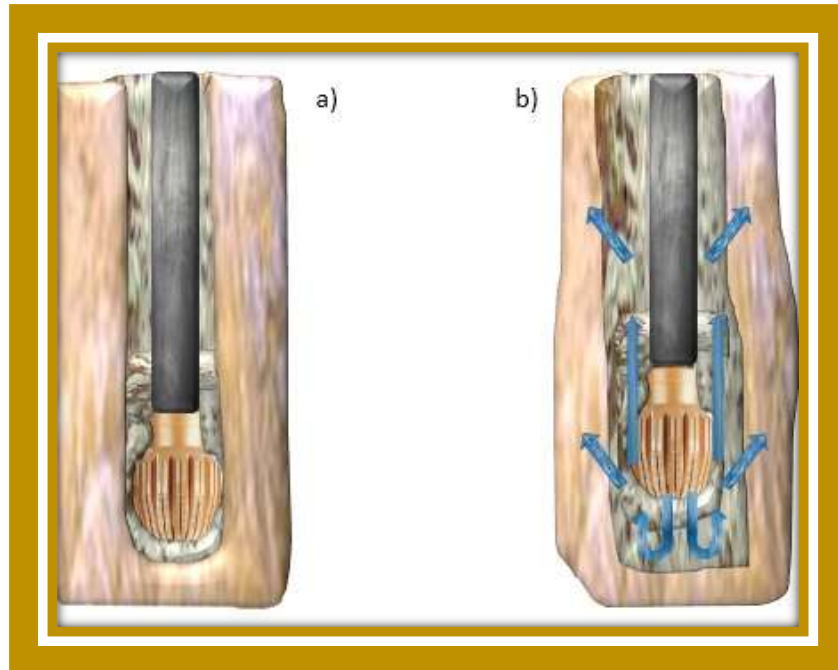


Figura 8.5. **a)** Condiciones estáticas dentro de un pozo, el fluido de control permanece sin circulación.
b) La circulación del fluido asociada a la ECD aumenta las probabilidades de que exista filtración hacia la formación si la magnitud de la ECD es excesiva.

Debe entenderse que un hidrocarburo en fase gaseosa contiene en su mayoría componentes ligeros, aunque también puede contener un mínimo porcentaje fraccional de componentes pesados e intermedios; de igual forma, los aceites pesados contienen en su mayoría componentes pesados aunque puedan contener un porcentaje mínimo de componentes ligeros. El tratamiento que se le dé a los hidrocarburos estará en función de la composición inicial de éste.

La separación de los componentes hidrocarburos es importante, este fraccionamiento no arroja únicamente hidrocarburos sino también componentes de otros tipos como son ácidos y otros componentes de carbono como son el CO o el CO₂, dichos componentes son conocidos como "Componentes No Hidrocarburos". Por tal motivo es que el pH de un fluido de perforación toma relevancia, es decir, debe ser considerada la potencial mezcla del fluido de control con los fluidos in-situ dentro de la formación lo cual puede desencadenar reacciones entre éstos generando otro tipo de fluidos. Principalmente se busca que la mezcla del fluido de control con los fluidos propios de la formación no generen ácidos o agentes corrosivos, esto tiene como objetivo evitar que dichos compuestos puedan crear ambientes agresivos a la formación, así como a los equipos y herramientas en el caso de producir ácidos al contacto entre fluidos; o que éstos generen ambientes corrosivos que puedan dañar los equipos para la perforación cuando se generan grandes cantidades de oxígeno, esto puede observarse en la Figura 8.6. En la mayoría de ocasiones estas condiciones se dan cuando se perfora un intervalo utilizando un fluido aerado. Cuando se desea aumentar la alcalinidad de un fluido por lo general son utilizados compuestos de

calcio o sales, de igual manera que con la densidad, el uso de componentes sintéticos para cumplir este propósito también resulta viable.



Figura 8.6. Los ambientes dañinos provocados por la mezcla entre fluidos ocasiona el desgaste e incluso la ruptura de tuberías ocasionando mayor pérdida de fluido.
Tomada de <http://plantaexternatelefonica.blogspot.mx>.

8.1.2.4. Viscosidad.

La viscosidad de una sustancia se califica como la resistencia de dicha sustancia o fluido al movimiento, es decir, a fluir. Una sustancia que presente un alto grado de viscosidad presentará más dificultades para moverse y lo hará de manera lenta, caso contrario a una sustancia de viscosidad baja que fluirá fácilmente y rápidamente, los aceites con alto contenido de componentes pesados y los gases son ejemplos de cada uno de estos respectivamente.

Un fluido de control requiere cierto grado de viscosidad debido a las tareas que éste debe cumplir. La generación de recortes es una constante durante cualquier operación por lo cual éstos deben ser removidos desde el agujero hasta la superficie para evitar complicaciones, esto se refiere a una condición dinámica dentro del yacimiento, es decir, cuando el fluido de perforación se encuentra en circulación dentro del pozo. Por otra parte, cuando el fluido de perforación se encuentra estático, sin circular, es necesario que la viscosidad del mismo sea tal, que los recortes se mantengan suspendidos dentro del espacio anular y evite el asentamiento de éstos.

Otro de los factores importantes a considerar sobre la viscosidad de un fluido es la flotabilidad, es decir, el peso de tubería que el fluido puede soportar disminuyendo la carga que éste genera sobre el equipo de perforación. La flotabilidad que un fluido puede aportar a una perforación tiene repercusiones cuando se realizan conexiones y desconexiones de las mismas, disminuyendo así la carga que el yacimiento y la tubería misma pueda ejercer sobre dichas uniones entre éstas.

La viscosidad del fluido debe ajustarse en función de la formación debido al tipo de recortes que el fluido deba soportar y acarrear. Para modificar la viscosidad de un fluido de perforación pueden utilizarse componentes naturales como son la bentonita o componentes de origen sintético, cabe mencionar que los fluidos a base aceite tienen una viscosidad inicial alta por lo cual, cuando se requiere disminuir la viscosidad de un fluido algunos agentes surfactantes o la gasificación del fluido puede disminuir la viscosidad del fluido de control.

Dichas propiedades de los fluidos corresponden a las características primordiales del fluido de control que será utilizado durante la perforación de un pozo petrolero, el fluido de perforación será elaborado con base a estas propiedades y debe cumplir con los requerimientos del yacimiento, así como también debe cumplir objetivos los cuales serán descritos a continuación.

8.1.2. Funciones del fluido.

El fluido de control debe cumplir con algunas funciones básicas para realizar una perforación de forma segura y efectiva, estas funciones están basadas en las propiedades del fluido mismo y por tal motivo la fabricación de dicho fluido requiere estudios y análisis de la formación a perforar.

8.1.2.1. Control de la presión.

La columna hidrostática creada por el fluido de perforación genera una presión sobre la pared de la formación, esto tiene como objetivo igualar la presión ejercida por los fluidos confinados dentro de los poros de las rocas. Cuando la presión dentro de los poros es considerablemente mayor a la presión generada por la columna hidrostática del fluido de control el fluido confinado dentro de los poros comenzará a migrar desde la formación hacia el pozo y consecuentemente hacia las instalaciones en superficie, este aporte de fluido proveniente de la formación provoca un exceso del mismo que es posible separar y canalizar dentro de las instalaciones, por lo cual, puede generar fugas y su detección tardía derivar en explosiones potenciales. De forma contraria, una presión de mayor magnitud ejercida por la columna hidrostática del fluido va a generar una sobre carga sobre la formación lo que va a derivar en un fracturamiento de la misma y la consecuente pérdida de fluido de control hacia la formación fracturada, el fluido de control que está siendo perdido dentro del yacimiento también puede ocasionar el descontrol potencial del pozo generando un aumento en la probabilidad de pegaduras diferenciales entre la tubería y la formación, con esto, se incrementa el riesgo de perder herramienta e incluso algún intervalo.

La forma en la cual se maneja la presión generada por la columna hidrostática es a través de la modificación de la densidad del fluido de control. La densidad apropiada estará delimitada por dos gradientes característicos de la formación, el gradiente de presión de poro y el gradiente de presión de fractura, ambos gradientes son función de la profundidad a la cual se analicen y de la formación que está siendo perforada. Los gradientes mencionados pueden ser observados en una gráfica de presión contra profundidad, la

sección intermedia entre éstos se define como la ventana operativa de la perforación y será la que delimite la densidad requerida para el fluido de perforación que permita llevar a cabo la operación sin que el fluido del yacimiento aporte hacia el pozo, así como se evite la fractura de la formación. Véase Figura 8.7.

8.1.2.2. Remoción y suspensión de recortes.

Durante un proceso de perforación rotatoria la barrena atraviesa la formación recortando o triturando la misma, de esta forma se generan pequeños trozos de roca que son mejor conocidos como recortes. Dichos recortes deben ser circulados a través del espacio anular entre en el pozo y la formación con el objetivo de evitar que éstos se acumulen dentro del agujero y los cortadores de la barrena se patinen sobre el fondo del agujero y por lo tanto la velocidad de penetración (ROP, por sus siglas en inglés) se vea disminuida. Cuando los recortes generados de la perforación son circulados hasta la superficie, éstos sirven como indicador de la profundidad a la cual se está perforando, así como también sirve para analizar la formación en perforación, esto es referido a cuando el interior del pozo se encuentra en una condición dinámica, es decir, el fluido de control se encuentra en movimiento. En el caso contrario, cuando el interior del pozo se encuentra en condición estática, el fluido debe ser capaz de suspender los recortes generados de la perforación, si el fluido no es capaz de suspender dichos recortes, éstos van a tener la tendencia de asentarse en el fondo del pozo y causar problemas en el funcionamiento de la barrena.

La viscosidad del fluido de control será la que pueda mantener la suspensión y circulación de los recortes generados a partir de la perforación. Cabe mencionar que no todas las barrenas ni todas las formaciones generan el mismo tipo de recorte por lo cual, debe seleccionarse la viscosidad y el tipo de fluido en base de los recortes que este debe remover desde la formación, este es solo uno de los tantos factores que serán determinantes en el tipo de fluido que será utilizado.

8.1.2.3. Lubricación y enfriamiento de la barrena.

La fricción generada por la rotación de la barrena en contacto con la formación genera un aumento en la temperatura del metal tanto de la tubería como de la barrena y demás equipos, este factor, aunado a la temperatura interna del yacimiento generan un desgaste mucho mayor de los equipos utilizados. La circulación constante del fluido de control acarrea consigo una buena cantidad de ese calor generado hacia la superficie, de igual manera que el flujo de fluido a través de las toberas de la barrena evita un contacto en seco con la formación, la lubricación constante optimiza y mejora el ROP además de evitar un sobre calentamiento sobre el material de la barrena.

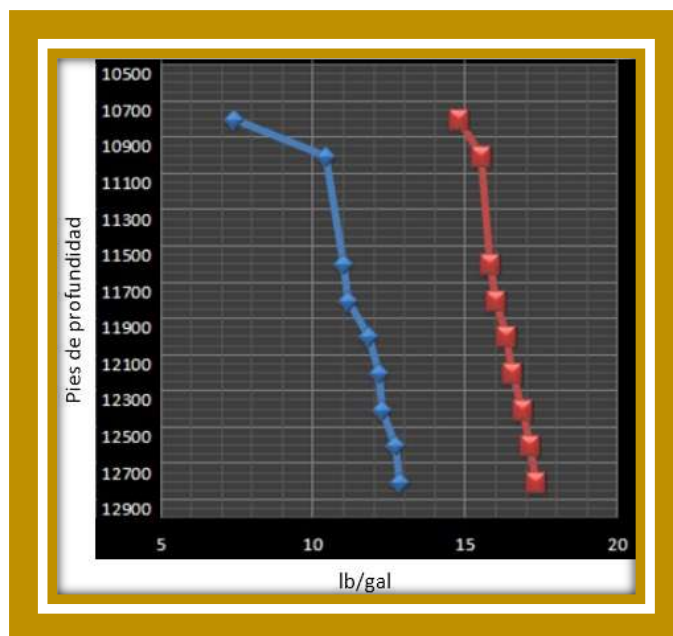


Figura 8.7. Ventana operativa de datos reales, ésta se encuentra entre ambos gradientes. Tomada y modificada de <https://tecnologiadelaperforacionipn.wordpress.com>.

8.1.2.4. Mantenimiento parcial de la carga sobre el equipo.

Otra de las funciones que debe tener el fluido de control es el de soportar cierto peso de la tubería de perforación mientras se realiza la operación. Grandes longitudes de tubería representan un gran peso que soportar para el equipo de perforación, el fluido de control brinda cierta flotabilidad a la tubería cuando está en contacto con el fluido dentro del agujero con lo cual es liberado cierto esfuerzo de la instalación, así como también facilita las operaciones de conexiones y desconexiones entre tuberías y equipos al disminuir los esfuerzos que se generan en las uniones de éstos.

8.1.2.5. Transmitir potencia mecánica a la barrena y otros equipos.

La circulación del fluido de control genera movimiento, dicho movimiento puede ser utilizado para generar rotaciones. El flujo del fluido de perforación puede ser utilizado para generar rotación en la barrena y evitar la rotación de toda la sarta de perforación, esto evita cierto desgaste en las tuberías. Esta rotación es generada a través de un motor de fondo o de turbinas en función del fluido utilizado, dicho equipo de generación de la rotación también puede funcionar como una herramienta direccional con la cual dirigir una barrena hacia una perforación desviada.

8.1.2.6. Estabilidad e integridad de la formación.

Cuando se circula un fluido de perforación a lo largo del espacio anular existente entre la sarta de perforación y la formación, este fluido genera sobre la pared de la formación una película de fluido la cual evita que el fluido de perforación se filtre hacia dicha formación,

así como también disminuye las probabilidades de pegaduras diferenciales y colapso dentro del agujero. La película formada por el fluido de control también es conocida como "enjarre". En la Figura 8.8 puede verse el enjarre sobre una formación en perforación. Las propiedades del fluido de perforación van a determinar el grosor del enjarre que este debe generarse sobre la pared de la formación. Es necesario señalar que no siempre se va a buscar que se genere un enjarre sobre la formación, formaciones altamente deleznables pueden sufrir daño excesivo si se utiliza cierto tipo de fluido, en estos casos pueden utilizarse gases o fluidos aerados como fluidos de control, éstos no van a generar el enjarre producido por un fluido de perforación convencional.

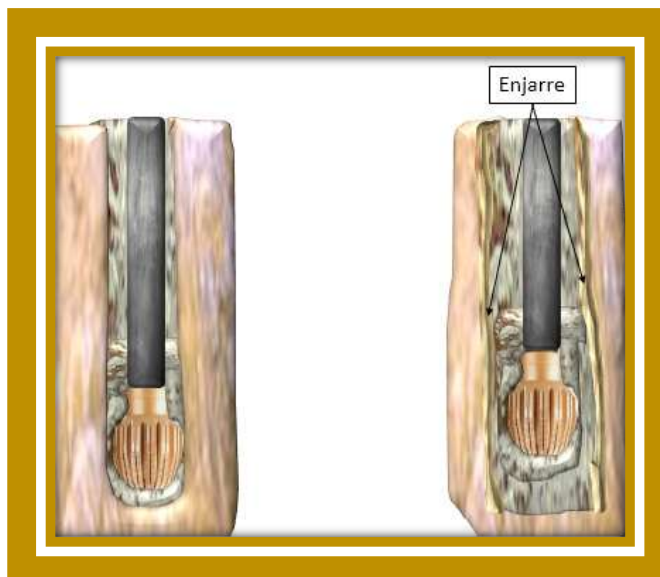


Figura 8.8. En el lado **izquierdo** de la imagen puede observarse una formación que aún no ha sido recubierta por el enjarre del fluido.

Por otra parte, el lado **derecho** de la imagen muestra un fluido que dejó la película de enjarre sobre la pared de la formación.

Las funciones antes descritas son los principales objetivos con los cuales debe cumplir un fluido de perforación, de tal forma es que el fluido de perforación es seleccionado, de acuerdo con las funciones y las propiedades que deben tener los fluidos es que se fabrica un fluido que ajuste las condiciones del yacimiento, tanto del tipo de formación como la composición del fluido contenido en ésta.

8.1.3. Tipos de fluidos.

De acuerdo con el tipo de formación y los fluidos contenidos en ésta, así como las funciones con las cuales debe cumplir un fluido de perforación es que se determina el tipo de fluido de mayor conveniencia y que ajuste de mejor manera las necesidades de la operación. Existen cuatro tipos principales de fluidos de perforación y estos se encuentran clasificados de acuerdo con la fase continua de la mezcla con la cual son fabricados, éstos son:

- Fluidos base agua.
- Fluidos base aceite.
- Fluidos base sintética.
- Gases.

8.1.3.1. Fluidos base agua.

Tal cual su nombre lo indica, la fase continúa de un fluido de perforación a base agua es el agua dulce y ciertas salmueras dependiendo las ppm de sales que éstas contengan. Generalmente este tipo de fluidos contienen arcillas para aumentar la densidad del fluido, así como también pueden contener químicos solubles en agua para tratar al fluido.

El uso de este tipo de fluidos generalmente corresponde a formaciones que no presenten ambientes muy agresivos en cuestiones de presión y temperatura. Las secciones someras e intermedias de yacimientos convencionales pueden ser perforadas haciendo uso de este tipo de fluidos.

8.1.3.2. Fluidos base aceite.

Los fluidos cuya fase continúa es el aceite son fluidos con una densidad mayor, así como una viscosidad mayor a la que presentan los fluidos base agua sin aditivos de tratamiento. Los aceites base de este tipo de fluidos son aceites minerales o también a base diésel, este tipo de fluidos a base aceite también son conocidos como fluidos de emulsión inversa.

Este tipo de fluidos proporcionan mayor control y estabilidad de una formación durante la perforación de un pozo petrolero, así como también es capaz de soportar mayores presiones y temperaturas sin las necesidad de un buen número de aditivos. Por otro lado, debe considerarse que los fluidos de perforación base aceite pueden ser menos amigables con el ambiente.

8.1.3.3. Fluidos base sintética.

Este tipo de fluidos están generados mediante bases sintéticas, mientras los dos tipos de fluidos anteriores utilizan compuestos naturales, la fase continúa de los fluidos sintéticos utilizarán principalmente ésteres, éteres u olefinas como compuesto principal. La versatilidad de un fluido a base sintética permite fabricar fluidos con características y propiedades específicas.

La fabricación de fluidos basados en compuestos sintéticos tienen el objetivo de contrarrestar algunas desventajas que pueden presentar los fluidos base agua y base aceite, los fluidos creados utilizando compuestos sintéticos van a ser capaces de soportar ambientes mucho más agresivos, tanto de presión y temperatura, así como también de los fluidos contenidos dentro del yacimiento. Cabe mencionar que el mayor problema que han presentado los fluido base sintética es el alto grado de daño ambiental que pueden ocasionar, el contacto de éstos con acuíferos o con los cuerpos de agua en operaciones submarinas resulta en exceso contaminante.

8.1.3.4. Gases.

El uso de gases como fluido de perforación data de las primeras perforaciones cuando se circulaba aire para remover los recortes generados. Esta práctica no se ha abandonado aunque con el paso del tiempo ésta se ha optimizado para lograr mejores resultados en el uso de gases y de fluidos basados en gas.

El uso de un gas por sí solo como fluido de control es muy limitado, este tipo de fluido, generalmente aire o gases provenientes de la formación misma. Únicamente las formaciones altamente deleznableles o aquellas cuyos recortes generados sean de tamaño muy pequeño, prácticamente polvos, será el margen de aplicación de este tipo de fluidos. En tiempos recientes resulta muy poco habitual que se use gas como fluido de control único, las aplicaciones del gas como fluido de control generalmente es convirtiéndose en un fluido secundario mediante el cual es posible disminuir la densidad del fluido de control original y de esta manera modificar las condiciones dentro del pozo, por lo regular se busca crear condiciones bajo balance de una perforación (véase Capítulo 4. Perforación Bajo Balance).



Figura 8.9, Prueba de sedimentación en un fluido de control, se observa la cantidad y la relación con respecto al tiempo con la cual se depositan las partículas sólidas.

Por otro lado, la combinación de fluidos base agua con gases van a generar lo que se conoce como fluidos aerados o fluidos espumados, este tipo de fluidos poseen una buena capacidad de arrastre de recortes a través del espacio anular al mismo tiempo que resulta un fluido con una densidad menor a la de un fluido a base agua convencional.

A partir de estos tipos de fluidos es que pueden generarse un sin fin de fluidos con el objetivo de mantener una operación tanto segura como eficiente y productiva. La importancia del fluido de control recae en las funciones con las cuales éste debe cumplir y su selección depende de muchos aspectos como la formación, el tipo de fluido contenido en ésta y también de las condiciones de presión y temperatura por lo cual, las propiedades del fluido se vuelven un factor determinante para que el fluido optimice la perforación.

8.1.4. Un vistazo al futuro del fluido.

La optimización de los fluidos de perforación está apurando hacia un campo que ya es conocido, el desarrollo de fluidos sintéticos de alta resistencia a los ambientes más agresivos pretende ser el futuro de los fluidos de control. El avance en los fluidos requiere del estudio constante sobre los mismos por lo cual, se requieren de

fluidos requiere del estudio constante sobre los mismos por lo cual, se requieren de

múltiples pruebas para que el fluido cumpla con las características necesarias de los yacimientos a perforar.

Los yacimientos de fácil acceso han sido agotados por lo cual es necesario enfrentarse a condiciones de yacimiento cada vez más complicadas, presiones altas y temperaturas bajas, presiones altas y temperaturas altas (HPHT, por sus siglas en inglés) o yacimientos altamente compactados aún contienen un gran volumen remanente de hidrocarburos.

El desarrollo de fluidos de alto rendimiento es parte de esa producción futura dentro de yacimientos no convencionales. Este desarrollo de los fluidos requiere un extenso análisis, es necesario realizar múltiples pruebas de laboratorio en las cuales el fluido es llevado a distintas condiciones similares a las condiciones naturales de dichos yacimientos. Las pruebas generalmente son realizadas dentro de celdas que pueden ser llevadas a altas presiones y altas temperaturas, las pruebas de laboratorio también pueden incluir la sedimentación de los sólidos suspendidos en dicho fluido, así como la filtración del fluido hacia el núcleo, entre otras. Figura 8.9.

8.2. Barrenas de perforación.

Uno de los principales elementos durante la perforación de un pozo petrolero es la barrena de perforación, dicho elemento es el encargado de atravesar las formaciones que se interponen entre el hidrocarburo contenido dentro de un yacimiento y las instalaciones superficiales. Este elemento de la operación ha pasado por múltiples cambios a lo largo de la historia con el objetivo de acoplarse, ajustarse y mejorarse con el paso del tiempo y de esta manera lograr que las operaciones resulten más efectivas.



Figura 8.10. Primeras barrenas de tipo aleta.

Tomada de Schlumberger Oilfield Review, El Diseño de las Barrenas: Desde Arriba Hasta Abajo.

8.2.1. Evolución constante.

Las barrenas de perforación han pasado por un número de cambios considerables a lo largo de la historia, esto es debido a que con el paso del tiempo éstas han pasado de diseños relativamente no tan complejos a lo que conocemos hoy día como diseños basados en un sinnúmero de estudios y simulaciones necesarias para particularizar una barrena en pro de maximizar su comportamiento dentro de una perforación.

Las primeras barrenas basadas en un sistema de perforación rotatoria datan del siglo XIX y éstas eran barrenas de un modelo sencillo tipo aleta que basaban su funcionamiento en el barrido dentro de la formación para generar el agujero del pozo. Véase Figura 8.10. Este tipo de barrenas eran piezas sólidas de acero o de cualquier otra aleación basada en el acero que pudiera presentar

propiedades de alta resistencia aunque estas barrenas presentaban un alto desgaste y tenían que ser remplazadas rápidamente. Este tipo de barrenas no duraron mucho y para el inicio del siglo XX cuando fueron diseñadas las primeras barrenas de conos giratorios, este tipo de barrenas fueron las primeras que presentaron rotación independiente de la rotación general de la sarta de perforación y de la barrena, la Figura 8.11 muestra las primeras barrenas de conos giratorios, si bien el diseño innovador de las nuevas barrenas de cono giratorio mejoraban el proceso de la perforación, de igual manera que disminuían el desgaste de la barrena, el material de éstas seguía siendo el mismo, es decir, aleaciones de acero y de otros metales de alta resistencia. Incluso con el



Figura 8.11. Barrenas de conos giratorios, ambas de ellas tricónicas.

Tomada de Schlumberger Oilfield Review, El Diseño de las Barrenas: Desde Arriba Hasta Abajo.

hecho de que estas barrenas de conos giratorios siguen siendo utilizadas en estos días, fue alrededor de 1920 que se introdujeron las barrenas de cortadores fijos, este tipo de barrenas giran en torno a la rotación de la barrena y de la sarta en su totalidad. Véase la Figura 8.12, esta ilustra las primeras barrenas de cortadores fijos.

El diseño general de las barrenas de perforación no paso a través de grandes cambios a través de sus inicios hasta los tipos de barrenas que conocemos hoy día, es decir, de las barrenas tipo aleta a las barrenas de conos giratorios y por ultimo a las barrenas de cortadores fijos, esto resulta más claro cuando se considera que hoy día dos tipos de estas barrenas siguen siendo utilizadas. Véase Figura 8.13. De ese momento en adelante los avances en las barrenas de perforación han sido enfocados en los materiales de construcción y la optimización de los procesos mismos de la barrena, es decir, la hidráulica de la barrena o los puntos de contacto entre cada cortador de la misma con la formación. El mayor avance que se presentó durante la siguiente etapa de la evolución de es la incorporación de los diamantes incrustados a la barrena, la comercialización de las barrenas con diamante añadido a su estructura fue a partir de la década de 1920, esto marcó la pauta para el diseño innovador que se conoce en la actualidad de las barrenas con diamante. En los años posteriores, el desarrollo de los materiales con los cuales se construyen las barrenas paso a buscar reducir o mejorar aspectos mucho más específicos como la duración y el desgaste antes formaciones de características específicas, la incorporación de materiales como el carburo de tungsteno, el policristalino de diamante o el mejor manejo del diamante mismo.



Figura 8.12. Barrenas de cortadores fijos.

Tomada de Schlumberger Oilfield Review, El Diseño de las Barrenas: Desde Arriba Hasta Abajo.

Por otra parte, paralelo al avance en los materiales de construcción de las barrenas se encuentra el diseño general de éstas, es decir, el material de los cojinetes de cada cono y el desarrollo de elementos en ayuda del funcionamiento en general como son el depósito de grasa en el tema de desgaste en la rotación, por ejemplo.



Figura 8.13. Distintos tipos de barrenas de perforación, desde las primeras barrenas tipo aleta hasta la modernidad de las barrenas de cortadores giratorios y fijos, así como los materiales de diamante.

Tomada de Schlumberger Oilfield Review, El Diseño de las Barrenas: Desde Arriba Hasta Abajo.

8.2.2. Tipos de barrenas de perforación.

Las barrenas de perforación no son un elemento que presente grandes variaciones en cuanto al tipo general de éstas, es decir, se clasifican de manera general en dos tipos principales de barrena diferenciadas por su diseño, éstas pueden ser:

- a) Barrenas de conos giratorios, y
- b) Barrenas de cortadores fijos.

8.2.2.1. Barrenas de conos giratorios.

Las barrenas de conos giratorios son elementos que presentan sus cortadores separados en conos independientes el uno del otro, es decir, cada uno de estos cortadores pueden girar de forma independiente tanto de la barrena y la sarta de perforación como de los conos entre si. Véase Figura 8.14.

Los cortadores de los conos pueden ser de diferentes formas de acuerdo con las necesidades que requiera la roca de la formación, el accionamiento de dichas barrenas, tal cual su nombre lo indica, es cortar la roca con la cual entra en contacto, aunque también se pueden construir cortadores “chatos” con el objetivo de triturar la roca de la formación, el tamaño de recortes generados puede ser controlado de acuerdo con el tamaño de los conos y los cortadores de los mismos

Existen dos tipos de materiales utilizados para la construcción de los cortadores para las barrenas de conos giratorios, el primero de estos es acero forjado para la perforación de formaciones blandas a semiduras. El otro tipo de material utilizado en los cortadores de las barrenas de conos es un compuesto desarrollado más recientemente, el carburo de tungsteno es capaz de perforar formaciones de dureza variable y poseen una mayor resistencia a las formaciones semiabrasivas.

8.2.2.2. Barrenas de cortadores fijos.

Las barrenas de cortadores fijos son elementos de una sola pieza (Figura 8.12), las barrenas de cortadores fijos generalmente realizan la perforación pulverizando la misma, de esta forma los recortes generados de la perforación con este tipo de barrena son de tamaños más pequeños en relación con los recortes generados al perforar con una barrena de conos giratorios pero también variables de acuerdo con la configuración de la barrena. Este tipo de barrenas tiene su antecedente con las barrenas solidas de cortadores tipo cola de pescado o de vela.

La construcción de las barrenas de cortadores fijos generalmente están construidas a base de acero aunque en sus cortadores pueden tener impregnaciones de diamante, pueden poseer un componente similar conocido como policristalino de diamante (PDC, por sus siglas en inglés) o ser en su totalidad de diamante natural, la configuración de dicha barrena es determinada por las características de la formación. Una de las ventajas de este tipo de barrenas es la versatilidad con la cual pueden ser construidas, es decir, pueden estar hechas con cualquiera de los materiales mencionados o ser híbridas aprovechando las características de cada una. El uso de las barrenas de cortadores fijos es similar al de las barrenas de conos giratorios, las barrenas a base de acero son utilizadas en formaciones suaves, las de diamante en formaciones más duras y las barrenas PDC en formaciones de mayor dureza y de alto margen de abrasión.

8.2.3. Complicaciones.

La perforación rotatoria tiene un principio de funcionamiento sencillo, es decir, se imparte rotación a la tubería desde la superficie y ésta a su vez proporciona la fuerza de torque a la barrena de perforación, o de otra forma, las herramientas de fondo como motores o turbinas son capaces de proporcionarle rotación a la barrena sin que la sarta completa tenga que rotar dentro del pozo.

Cuando las barrenas no ejercen una rotación armoniosa, éstas pueden tener movimientos dentro del pozo que pueden generar complicaciones durante la perforación. Los principales movimientos descontrolados de la barrena y/o la sarta de perforación que pueden ocasionar complicaciones son las siguientes:

- a) Rebote de la barrena. Este movimiento es generado por la separación de la barrena con el punto de contacto con el fondo del agujero, la barrena realiza un efecto tipo pistón dentro del agujero ocasionando probables derrumbes ocasionados por el choque de la barrena con el estrato.



Figura 8.14. El diseño de las barrenas de conos giratorios permite la rotación independiente entre la sarta y la barrena.

- b) Atascamiento. Cuando el punto de contacto entre la barrena y la formación no es simétrico ésta tiende a girar de una manera desproporcionada generando que la barrena se atasque dentro del agujero, este atascamiento provoca rotaciones irregulares, es decir, parte de la rotación es lenta y el resto acelerada, esto repercute en la ROP de la barrena y en la generación de recortes.
- c) Flexión. El efecto de flexión sobre una tubería es ocasionado por el peso excesivo sobre la barrena, cuando la barrena contacta el fondo del agujero y ésta no se está moviendo la tubería va a tener una tendencia a doblarse, provocando que la tubería tenga contacto con la pared de la formación derivando en secciones de diámetro mayor al planeado, por otra parte, ocasiona mucho daño a la tubería y otros equipos.
- d) Remolino. Otro de los factores ocasionados por el atascamiento de la barrena dentro del agujero es el llamado efecto de remolino, esto provoca que la tubería rote en movimientos circulares haciendo contacto con la pared de la formación ocasionando, de igual manera que en el caso anterior, diámetros de mayor tamaño que los planeados y esto aumenta las probabilidades de daño al pozo y su potencial colapso.

La Figura 8.15 ilustra los movimientos de la tubería ocasionados a partir de una mala práctica en la rotación de la barrena.

8.2.4. El futuro de las barrenas de perforación.

En años recientes la optimización de las barrenas de perforación se ha apoyado en el desarrollo de software auxiliar en muchos factores importantes del desempeño de la barrena. Hoy día es posible simular el nivel de contacto de cada uno de los cortadores en una barrena lo que permite analizar el comportamiento de éstos cuando entran en contacto con una formación, esto entre otros, actualmente el desarrollo de software con el objetivo mejorar la hidráulica de la barrena a partir del diseño de ésta y la formación que se va a perforar. Figura 8.16.

Los materiales de las barrenas han evolucionado para evitar que estas sufran daños, así como también se busca que su durabilidad sea mayor con el objetivo de disminuir los viajes entre cambios de barrenas y de tal manera evitar el aumento del tiempo no productivo que repercute de manera directa en los costos totales de una perforación.

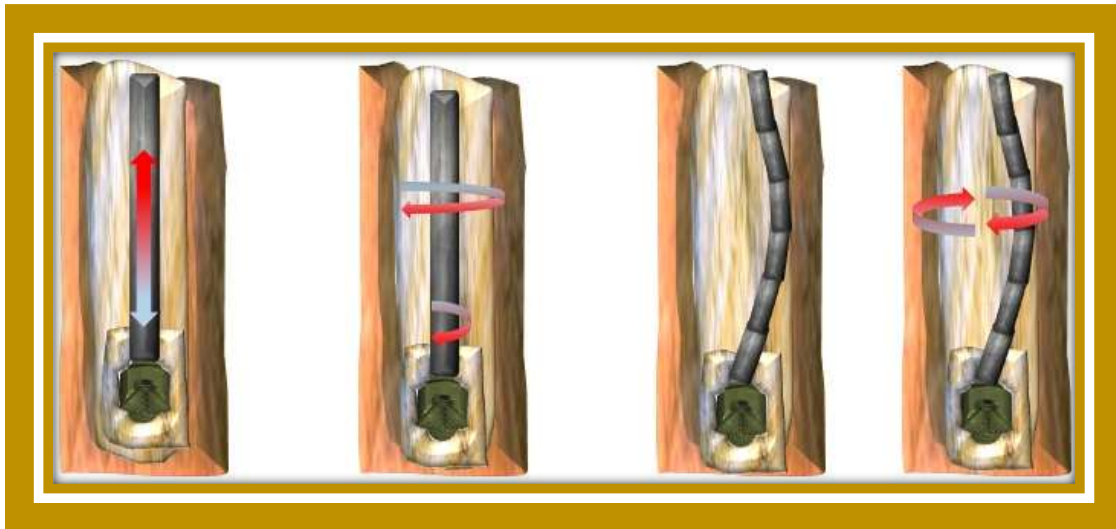


Figura 8.15. Movimientos de una tubería provocados por un mal funcionamiento. De izquierda a derecha.

Rebote de la barrena, movimiento de la tubería de tipo pistón.

Atascamiento, cuando una barrena se atasca dentro del agujero provoca rotaciones desproporcionadas, en la figura, el tamaño de la flecha es función de la velocidad de rotación.

Flexión, si la barrena se atasca dentro del agujero puede provocar un exceso de peso sobre la barrena o WOB ocasionando que la sarta se curve.

Remolino, cuando una barrena ya se ha doblado y sigue su rotación ésta puede comenzar a girar sobre la pared de la formación.

Los diseños actuales de las barrenas están basados en un sinfín de variables, estas variables están determinadas por las características de la formación, dichas características determinan la mejor ubicación de los cortadores, de las toberas para la optimización de la hidráulica de igual forma que el material que proporcione mejor rendimiento durante la perforación. La perforación de ambientes difíciles como son las aguas profundas, los yacimientos de lutitas o los yacimientos de HPHT son el nuevo reto de las barrenas de perforación, el objetivo es optimizar el funcionamiento de éstas en cuestiones técnicas como son la ROP y en cuestiones económicas como la durabilidad de la misma en dichos ambientes. El diseño especializado de las barrenas ha hecho de la fabricación de éstas una práctica especializada y se ha tornado específica y particular para cada situación dentro de un yacimiento.

8.3. Control de la pérdida de circulación.

Una de las principales preocupaciones cuando se perfora cualquier intervalo dentro de un yacimiento es la potencial pérdida de fluido de control hacia alguna formación propensa a acotar dicho fluido. La pérdida de fluido a través de cualquier formación es una de las principales causas de complicaciones durante la perforación de un pozo petrolero e incluso puede derivar en la pérdida de un pozo en su totalidad.

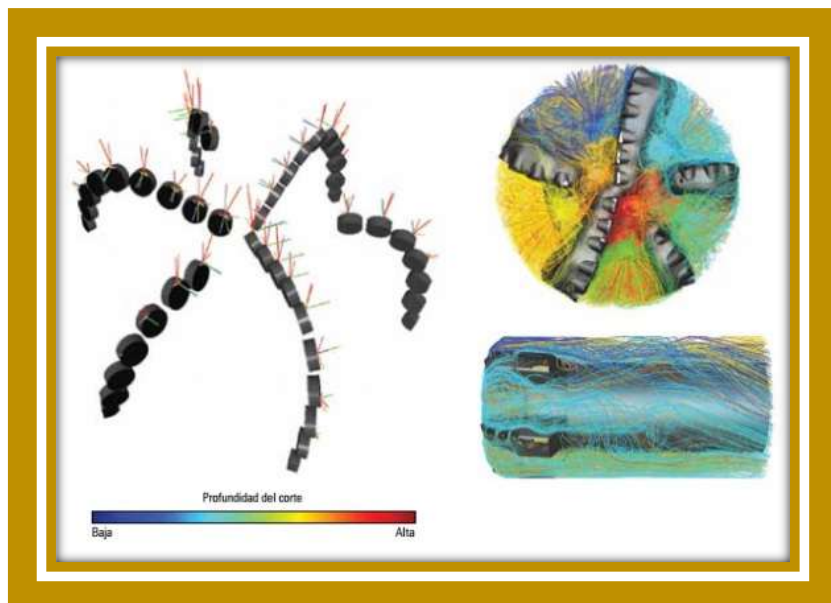


Figura 8.16. Resultados de software con el cual es posible llevar a cabo el diseño de una barrena. En la imagen, del lado **izquierdo** se observa un análisis de cada cortador de una barrena y su profundidad de corte dentro de una formación. El lado **derecho** representa la hidráulica de la barrena cuando el fluido de perforación circula a través de ésta. Tomada de Schlumberger Oilfield Review, El Diseño de las Barrenas: Desde Arriba Hasta Abajo.

Se sabe que el fluido de perforación debe cumplir con funciones básicas durante una perforación, una de éstas y probablemente una de las más importantes es el control de las presiones dentro de una formación. Cualquier fluido contenido dentro de los poros de una roca se encuentra sometido a una presión de acuerdo con el proceso con el cual éste se depositó dentro de dicha roca, cuando cualquier formación que es atravesada crea un canal de flujo para estos fluidos debido a la diferencia de las presiones entre el agujero y su presión inicial. El fluido de perforación tiene la función de equiparar dichas presiones con el objetivo de anular dicha diferencia entre presiones y evitar que el fluido confiando en las rocas fluya hacia el agujero en perforación. Cuando el fluido de perforación se pierde hacia la formación la columna hidrostática de fluido sufre una descompensación generando diferenciales de presión entre dicha formación y la columna de fluido, en tal momento, la presión de los fluidos dentro de la formación es mayor a la presión ejercida por el fluido de control abriendo nuevamente un canal de flujo para los fluidos in-situ del yacimiento. El flujo de fluidos provenientes de la formación tiene múltiples repercusiones durante una perforación, dentro del pozo aumentan las posibilidades de un pegadura diferencial de la tubería.

Por otra parte, la pérdida de fluido hacia una formación "ladrona" provoca daño a las formaciones productoras, es decir, aquellos estratos impregnados de hidrocarburo. La entrada excesiva del fluido de perforación hacia una formación productora va a generar problemática en la capacidad de aporte de dicho estrato disminuyendo el flujo de hidrocarburo hacia la superficie y por tanto disminuyendo el beneficio obtenido del yacimiento.

Por los motivos expuestos anteriormente es que la industria ha buscado nulificar la potencial pérdida de fluido hacia una formación propensa al flujo. Debe notarse que la pérdida de fluido está clasificada en tres tipos distintos en función del volumen de fluido de perforación que está siendo perdido dentro la formación en un tiempo determinado, estas tres pérdidas de fluido son las siguientes:

- Filtración. Corresponde a la menor pérdida de fluido y se encuentra en el rango de $1.6 [m^3/h]$.
- Pérdidas parciales. Este es un nivel de pérdida de fluido considerable pero no es el más grave, corresponde a un rango de $1.6 [m^3/h]$ a $16 [m^3/h]$.
- Pérdidas severas. Estas son las pérdidas excesivas y que desencadenan problemáticas severas en la perforación, van más allá de los $16 [m^3/h]$.

De acuerdo al tipo de pérdida puede ser tomada la medida de remediación para la problemática. La manera más común en la cual puede determinarse que está existiendo una pérdida de fluido dentro de un yacimiento es la diferencia de volúmenes entre el fluido bombeado y el fluido de retorno, este método debe tomar en consideración el volumen de los recortes generados por la barrena y que están siendo acarreados hacia la superficie.

Los tratamientos para mitigar las pérdidas de circulación están basados en el taponamiento de las micro fracturas inducidas por la circulación del fluido de control, para que sea posible realizar un tratamiento adecuado de dichas fracturas es necesario aislar el punto de expansión de la fractura. Para tal efecto es necesario conocer el comportamiento de la formación con respecto de la presión, cada formación posee un valor específico de presión a la cual este comienza a aceptar fluido proveniente del pozo o presión de fuga, la presión de fractura o de ruptura, la presión de propagación de la fractura, la presión del cierre de la fractura y la presión de reapertura de la fractura. Véase Figura 8.17. Cuando se determinan estas presiones para una formación en específico es posible determinar cuándo ésta va a comenzar su ruptura y que sea posible tomar medidas si la fractura se expande.

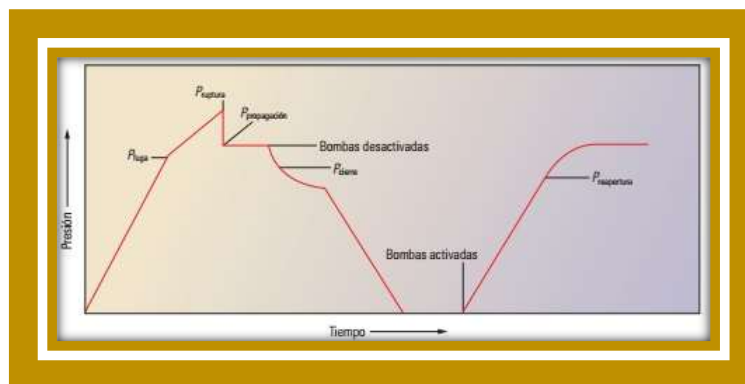


Figura 8.17. Gráfica del comportamiento de una formación ante la presión de un fluido inyectado.

Generalmente se busca evitar que dichas micro fracturas se propaguen en primera instancia en lugar de esperar por una pérdida de fluido de control desmedido para ponerle solución. Los métodos con los cuales se trata esta problemática corresponden a principios

básicos, estos principios están enfocados, además de aislar la punta de la fractura que corresponde al punto de expansión de la misma, en incrementar la resistencia de la formación a los esfuerzos aumentando así la presión de fractura de la misma o la presión de reapertura en el caso de fracturas ya existentes. Los métodos de fortalecimiento corresponden a los siguientes:

- Resistencia a la propagación de la fractura.
- Mejoramiento del esfuerzo tangencial.
- Aislamiento del pozo.
- Esfuerzo de cierre de la fractura.

Cada uno de estos tratamientos funciona bajo el mismo principio, el uso de fluidos adicionados con materiales obturantes, éstos pueden ser adicionados al fluido desde su circulación normal o como píldoras cuando sea requerido su uso.

8.3.1. Resistencia a la propagación de la fractura.

Este método de tratamiento busca, en primera instancia aislar fracturas naturales ya que éstas representan una zona potencial de pérdida de fluido de control; en segundo lugar tiene como objetivo aislar y detener la propagación de micro fracturas provocadas por la densidad del fluido de perforación, esto fue derivado de investigaciones en las cuales el fluido de perforación a base aceite ocasionaba gradientes de fractura menores.

El sólido obturante penetra en la fractura rellenando el espacio de la misma y aísla el extremo de la fractura, dicho extremo es el punto mediante el cual la fractura se extiende, esto puede verse en la Figura 8.18. Cuando la fractura ha sido rellenada la presión de reapertura se vuelve mayor mejorando la integridad del agujero.

8.3.2. Mejoramiento del esfuerzo tangencial.

El principio de este tratamiento es basado en una circulación de fluido sobre balance, esta circulación genera fracturas dentro de la formación, dichas fracturas van a ser ocupadas por el sólido obturante. Cuando el material obturante ocupa la fractura en su totalidad una cantidad mínima del fluido de perforación es perdido hacia la formación, esto genera una celda de esfuerzos²⁰ la cual aumenta la resistencia de la formación y de esta forma aumenta la presión de fuga de dicha formación. Generalmente el sólido de tratamiento es bombeado en conjunto con el fluido de perforación.

8.3.3. Aislamiento del pozo.

El aislamiento total de la formación está basada en la permeabilidad de dicha formación, cuando se busca evitar la pérdida de fluido hacia una estrato permeable, el material obturante rellena los poros de la roca con material flexible reduciendo de esta forma la

²⁰ “Estabilización del pozo para prevenir pérdidas de circulación”. Cook, John; Growcock, Fred; Guo, Quan. Schlumberger Oilfield Review.

conectividad de la roca y por lo tanto la permeabilidad de la misma, esto evita que exista circulación del fluido de perforación hacia dicha formación ladrona. Este es el único tratamiento en el cual no se requiere generar fracturas a la formación.

8.3.4. Esfuerzo de cierre de la fractura.

Este tratamiento del pozo es generalmente es aplicado cuando fracturas existentes están “robando” fluido hacia la formación. La diferencia con los tratamientos anteriores es que el material encargado de sellar las fracturas es aplicado a través de píldoras, esto hace que sea posible aplicarla cuando sea necesario. Cuando dichas fracturas son taponadas y aisladas, de igual manera que en el mejoramiento tangencial, son creadas las celdas de esfuerzos que mejoran la resistencia de la formación, así como también se aumenta la presión de fuga de igual forma que la presión de reapertura.

Para cualquiera de estos métodos de tratamiento para pozos que presentan uno o más intervalos ladrones de fluido se utilizan distintos materiales en pro de evitar dicha pérdida. Los materiales utilizados más comúnmente son sales, escamas, las cascaras de nuez, el grafito, el mármol y el coque de petróleo molido.

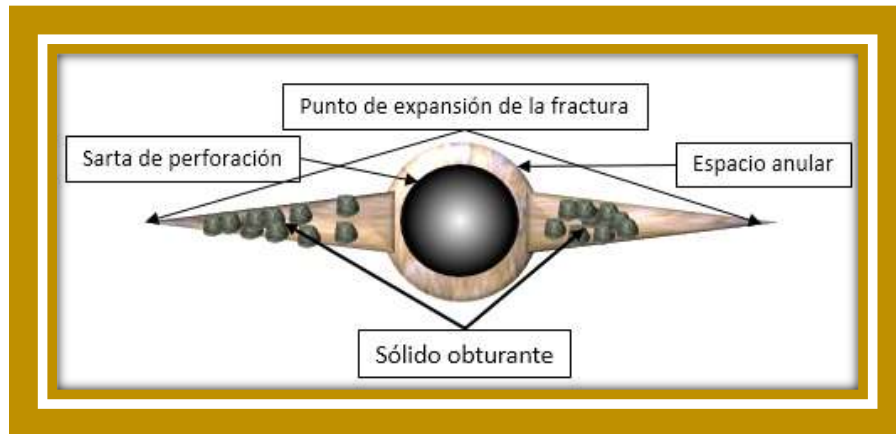


Figura 8.18. El sólido circulado con el fluido de control se coloca dentro de la fractura con el objetivo de aislar el punto de expansión de ésta y de tal forma aumentar el esfuerzo tangencial de la formación, esto mejora la resistencia de la misma a la fractura.

Conclusiones.

El estudio previo a la operación de perforación se torna de suma importancia de acuerdo con las posibilidades de emplear un método de perforación u otro, así como una mejora en la relación costo/beneficio de dicha perforación.

Tratar de mitigar las principales problemáticas de una perforación recae principalmente a la planeación e identificación de estos potenciales problemas, una vez que estos son bien reconocidos es posible evitarlos y en caso de presentarse actuar de manera eficiente.

La perforación de pozos petroleros involucra un número considerable de variables, todas éstas, a su vez, involucran parámetros para llevar a cabo una operación eficiente que permita mejorar la producción de un yacimiento, una perforación efectiva puede verse reflejada en tiempos no productivos, ahorro de costos y evitar operaciones futuras de estimulación al yacimiento.

El desarrollo de diferentes métodos ha permitido acceder a yacimientos que bajo operaciones convencionales podrían presentar complicaciones, el uso de uno o varios criterios de screening para determinar el método más conveniente se torna de suma importancia.

Uno de los principales factores de la perforación de un pozo es el trabajo que lleve a cabo el operador, es necesario gente preparada que pueda llevar a buenos términos la perforación del pozo.

La importancia de conocer métodos alternativos de perforación recae en la manera en que pueden manipularse las características que presente el yacimiento y determinar qué método o métodos ajustan diversas características de un yacimiento. La posible conjunción entre métodos hace posible realizar operaciones íntegras por intervalos recordando que se busca maximizar las ganancias de un yacimiento.

Recomendaciones.

Explorar e incluir algunos otros métodos como la perforación radial o con inyección de nitrógeno como métodos alternativos y que son existentes como complementos enfocados a yacimientos de características específicas.

Tomar en consideración metodologías de screening que permitan determinar qué método puede ser aplicable a un yacimiento específico.

Anexo A1. Clasificación de los Yacimientos.

Sobre la extensión de la Tierra existen un vasto número de yacimientos, no todos se formaron de la misma forma ni con los mismos componentes, debido a esto es que hay diversos tipos de yacimientos. Los yacimientos que existen pueden ser clasificados de diversas maneras, éstas son:

- a) Por estructura.
- b) Por el tipo de fluido contenido.
- c) Yacimientos convencionales y no convencionales.

A1.1 Por estructura.

Una de las principales maneras de clasificar a un yacimiento es de acuerdo con la estructura en la cual se encuentran dispuestos sus estratos, las principales maneras de clasificar los yacimientos por estructura son las siguientes:

- 1) Yacimientos estratificados. Este tipo de yacimientos se encuentran dispuestos en capas una sobre otra, dichas capas serán identificadas por la diferencia entre el tipo de roca que compone cada estrato. Figura A1.1. Esto genera que el hidrocarburo se entrapa cuando encuentra un estrato poroso que no permite que éste siga su migración manteniéndolo a una profundidad relativamente constante.
- 2) Yacimientos estructurales. Este tipo de yacimientos son aquellos que se forman debido a la acción de las fuerzas tectónicas y sus movimientos, este tipo de yacimientos entrapan el hidrocarburo debido a su forma, los principales yacimientos de tipo estructural son:
 - Fallas.
 - Anticlinales y sinclinales.
 - Domos salinos.

Véase Figura A1.1.

- 3) Yacimientos combinados. Como su nombre lo indica, este tipo de yacimientos se caracterizan por tener características tanto de yacimientos estratificados como de yacimientos estructurales.

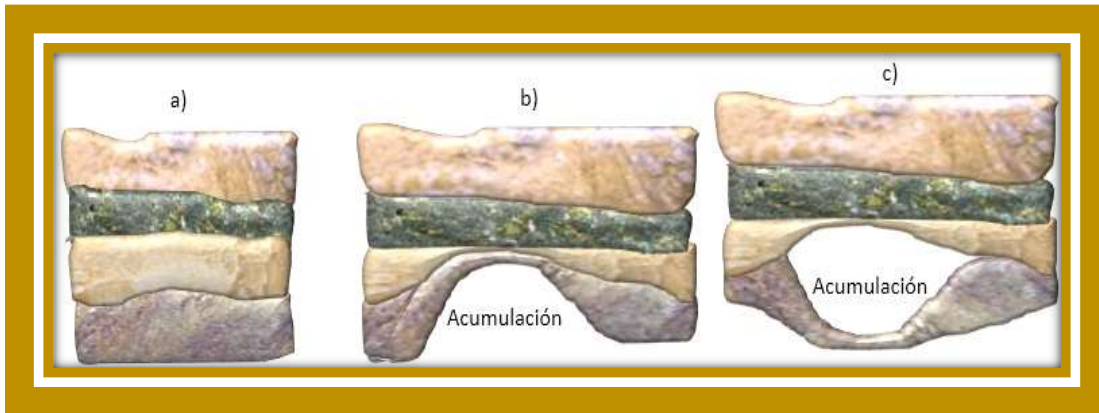


Figura A1.1. Algunos de los principales tipos de yacimientos por su estructura. **a)** Yacimiento de tipo estratificado, un estrato sobre otro. **b)** Yacimiento de tipo anticlinal. **c)** Yacimiento de tipo sinclinal.

A1.2. Por el tipo de fluido.

Cuando se considera el tipo de fluido contenido dentro de un yacimiento casi de inmediato se piensa en la clasificación de McCain, este hombre de ciencia americano discrimino cinco tipos principales de yacimientos de acuerdo con el fluido contenido en su interior en función del diagrama de fase característico de dicho fluido y su comportamiento en función de la presión. Los cinco tipos de yacimientos antes mencionados son los siguientes:

- 1) Aceite negro. Este tipo de yacimiento contiene principalmente aceite de componentes pesados con una cantidad moderada de gas disuelto en él.
- 2) Aceite volátil. Este tipo de yacimiento contiene aceite cuyas condiciones iniciales se encuentran mucho mas cercanas al punto critico de la envolvente de fase. Este tipo de aceite contiene menor cantidad de componentes pesados y una mayor cantidad de gas disuelto en éste.
- 3) Gas y condensado. También conocido como aceite retrogrado, este tipo de yacimiento tiene una envolvente de fase en la cual el cambio de presión dentro del yacimiento puede generar gas y éste a su vez generar condensado de nuevo en su viaje hacia la superficie.
- 4) Gas húmedo. Este tipo de yacimiento contiene gas en su totalidad, este tipo de yacimiento es capaz de producir cantidades considerables de condensado cuando cambian sus propiedades de presión y temperatura.
- 5) Gas Seco. El yacimiento que contiene gas seco, a diferencia del gas húmedo es que la cantidad de condensado que puede generar es prácticamente nula o bien despreciable.

Cada uno de estos yacimientos posee características diferentes con las cuales pueden ser reconocidos, algunas de estas son la densidad, la relación gas-aceite (GOR, por sus siglas en inglés), entre otras. La Figura A1.2 muestra los diagramas de fase de dichos tipos de yacimientos.

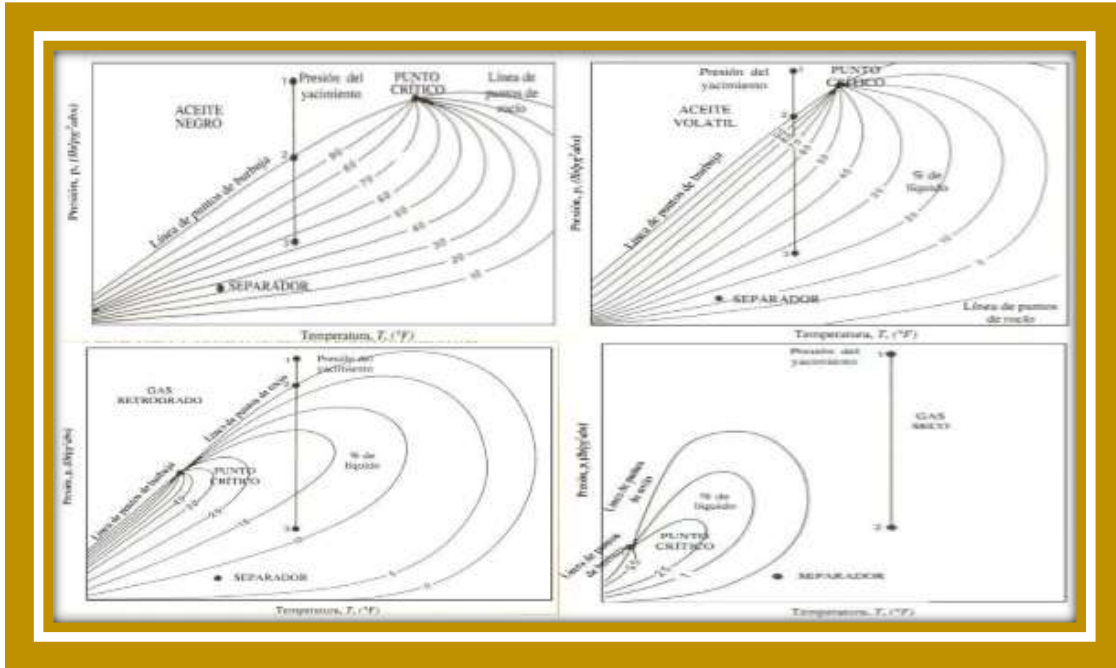


Figura A1.2. Diagramas de fase según la clasificación de McCain.

A1.3. Yacimientos convencionales y no convencionales.

La clasificación de un yacimiento como convencional o no convencional está enfocada a las formas o métodos en los cuales se extrae el hidrocarburo de éstos, es decir, para tener acceso a este tipo de yacimientos se requiere de técnicas y/o equipos especiales. Si bien cualquier pozo puede emplear técnicas diferentes para su construcción, todos los yacimientos que en la actualidad son clasificados como No Convencionales requieren de este tipo de consideraciones especiales.

Otro de los aspectos que definen a los yacimientos No Convencionales es el proceso diagenético por el cual pasaron, es decir, aquel proceso por el cual se conformó el sistema petrolero de dicho yacimiento posterior al depósito de la materia orgánica que compone el hidrocarburo. En esta sección se enfocará a la descripción y características de los yacimientos No Convencionales ya que por descarte el resto serán yacimientos convencionales.

En la actualidad existen cuatro tipos de yacimientos que son considerados como No Convencionales, éstos son los siguientes:

- Yacimientos de Lutitas o Tight.
- Yacimientos de Aguas Profundas y Ultraporfundas.
- Yacimientos HP/HT.
- Arenas Bituminosas.

A1.3.1. Yacimientos de Lutitas o Tight.

Este tipo de yacimientos son reconocidos por la generación de la materia orgánica en la misma roca que la va a contener, es decir, la roca generadora del sistema será la misma roca almacén y la roca sello al mismo tiempo, por lo cual, no existe migración desde la roca generadora hacia estratos más superficiales.

Una de las principales características de este tipo de yacimientos es la alta compactación por la cual pasaron durante su formación, esta compactación genera que el espacio poroso del estrato se reduzca considerablemente con el cual una perforación convencional no es capaz de producir una conexión entre el yacimiento y la superficie, Figura A1.3. Por tal motivo, para tener acceso a este tipo de yacimientos son requeridas operaciones de fracturamiento hidráulico con la cual, la inyección de fluido a alta presión permite fracturar la roca altamente compactada y conectar el yacimiento con el pozo y posteriormente a la superficie.

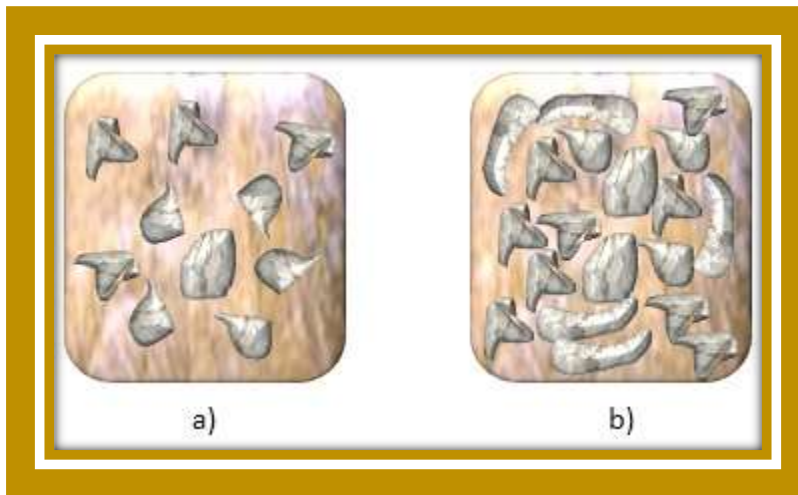


Figura A1.3. a) Una matriz compactada de forma regular presenta espacios porosos de tamaño considerable para el movimiento del fluido.

b) Una matriz que presenta una compactación mucho mayor presenta mayor resistencia al flujo, por lo cual puede requerirse de un tratamiento especial de fracturación.

Es de mencionar que este tipo de yacimientos también pueden producir secciones de presiones anormalmente altas.

A1.3.2. Yacimientos de Aguas Profundas y Ultraporfundas.

Este tipo de yacimientos ya son muy conocidos hoy día, en mayor medida que los yacimientos de Lutitas o Tight, a partir de éstos es que se ha proyectado el futuro energético a nivel mundial. Se sabe que existen grandes cantidades de hidrocarburo en este tipo de yacimientos.

La particularidad de éstos yacimientos recae en los tirantes de agua que deben ser atravesados para hacer contacto con el lecho marino y su posterior perforación, Figura A1.4. Se requieren de equipos especializados para llevar el equipo de perforación hasta el fondo marino, así como la posterior circulación de fluidos. El ambiente marino representa una peculiaridad con respecto al reto de los yacimientos, deben tomarse consideraciones con respecto a algunas de las operaciones de exploración.

Una vez que se ha hecho el contacto con el lecho marino, las operaciones de perforación pueden ser de nuevo convencionales, o bien, utilizar alguno de los métodos de perforación no convencional.



Figura A1.4. El acceso a yacimientos de aguas profundas requiere de equipos especializados para acceder al lecho marino, los tirantes de agua representan uno de los mayores obstáculos de estos yacimientos.

Tomada de http://www.milenio.com/negocios/ICA-aguas_profundas-IMP-Instituto_Mexicano_del_Petroleo_0_406759521.html.

A1.3.3. Yacimientos HP/HT.

Este tipo de yacimientos, a diferencia del resto, van a presentar variaciones en las condiciones iniciales de presión y temperatura. Durante el proceso de formación de un yacimiento, el material que va posicionándose por encima de la materia orgánica que posteriormente va a formar el hidrocarburo produce que está materia se comprima y por lo

tanto los fluidos contenidos en los poros de estas rocas se represionan, así como también aumenta su temperatura.

Cuando se perfora un yacimiento es necesario el uso de un fluido de control que tiene como uno de sus objetivos contrarrestar las presiones a las cuales se encuentran los fluidos de cada intervalo perforado. Cada intervalo perforado obedece una relación relativamente lineal entre presión o temperatura con respecto a la profundidad, es decir, un gradiente de presión y un gradiente de temperatura cuyos valores son:

- Gradiente de presión: 0.433 [psi] por cada pie de profundidad.
- Gradiente de temperatura: 1 [°C] por cada 33 [m] de profundidad.

Cuando un yacimiento que está siendo perforado presenta valores de presión y/o temperatura con una desviación mayor o menor a los gradientes antes mencionados se dice que el yacimiento se encuentra bajo condiciones anormales de presión y temperatura. Por otra parte, cuando los valores de presión y temperatura se encuentran considerablemente por encima de los gradientes normales se llaman Yacimientos de Alta Presión y Alta Temperatura (HP/HT, por sus siglas en inglés). La Figura A1.5 muestra el umbral de valores a los cuales se alude que se trata de un yacimiento HP/HT.

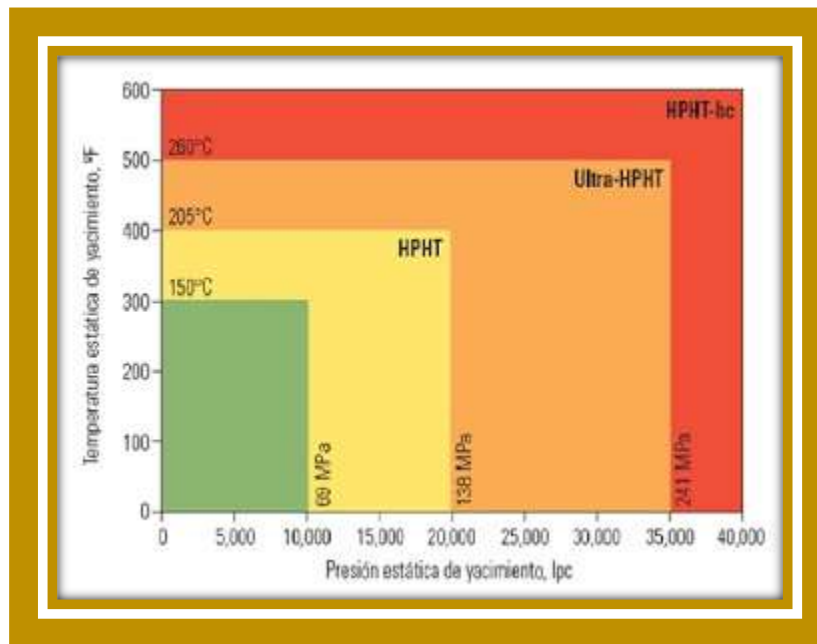


Figura A1.5. El umbral de los yacimientos regulares o convencionales (sección verde) va hasta los 150 [°C] de temperatura y los 69 [MPa] (10 [psi]) de presión. Por encima de estas condiciones iniciales se encuentran los llamados HP/HT y más allá los yacimientos de condiciones mucho más extremas, ultra HP/HT y HP/HT-hc. Tomada de <https://www.lacomunidadpetrolera.com/2009/04/pozos-hpht-altas-presiones-altas.html>

A1.3.4. Yacimientos de Arenas Bituminosas.

Este tipo de yacimientos son yacimientos someros e incluso pueden presentarse en semejanza a una mina, la particularidad de este tipo de yacimientos es que se trata, como su nombre lo indica, de yacimientos de arenas altamente porosas que se encuentran impregnadas de aceite muy pesado, su extracción es relativamente sencilla, la separación del aceite y las arenas es la que resulta dificultosa, requiere de procesos químicos extensos lo cual hace que se requiera extraer grandes cantidades de arenas para extraer un volumen mucho menor de hidrocarburo. La mayor contradicción que presenta este tipo de yacimientos es la enorme cantidad de gases liberados y la contaminación que esto conlleva, tal es el caso de la provincia canadiense de Athabasca, Alberta (Figura A1.6).

Como se mencionó al inicio de este anexo, cualquier yacimiento que no cumpla las características de los yacimientos antes mencionados estará entrando en la clasificación de Yacimientos Convencionales.



Figura A1.6. Las arenas bituminosas de la región de Canadá han causado un impacto ambiental considerable.
Tomada de <https://elambienteron.wordpress.com/2012/04/03/arenas-bituminosas-de-canada-enfrentan-bloqueo-ambientalista-en-el-mercado/>

Anexo A2. Presión.

La presión es una de las principales propiedades de un yacimiento a tomar en cuenta, esto es debido a que de ésta se derivan las condiciones a las cuales deben llevarse a cabo las operaciones de trabajo dentro del mismo; a consecuencia de los cambios de presión dentro de un yacimiento también existen modificaciones de los fluidos contenidos en los poros del yacimiento lo que también conlleva a modificaciones en las operaciones de producción de un campo.

La presión definida como una propiedad se encuentra definida por la siguiente expresión:

$$P = \frac{F}{A} \text{ [psi, Pa, atm]}$$

Donde:

P. Presión.

F. Fuerza ejercida.

A. Área o superficie donde es ejercida la fuerza.

Derivado de esta sencilla definición deben considerarse algunos conceptos de presión que están involucrados dentro de un yacimiento.

A2.1. Presión hidrostática.

La presión hidrostática se encuentra relacionada con un fluido cualquiera en reposo, este fluido que puede encontrarse en cualquier contenedor va generar una presión sobre las paredes de éste derivada y en función de la densidad de dicho fluido, así como del volumen de fluido que se encuentre en dicho contenedor. Para el interés de este trabajo el fluido se encuentra contenida en un pozo bajo tierra, es decir, el fluido se encuentra delimitado por las paredes de una formación que está siendo perforada.

La presión hidrostática generada por un fluido dentro de un pozo además de ser función de la densidad de dicho fluido, también es función de la altura de dicha columna, Figura A2.1, esta altura será tomada en cuenta a partir de la superficie hasta la profundidad total de la perforación, de acuerdo con esto, la presión ejercida sobre el fondo del pozo obedecerá la siguiente expresión:

$$PH = \frac{\rho gh}{10}$$

Donde:

PH. Presión Hidrostática.

ρ. Densidad del fluido.

g. Aceleración gravitatoria.

h. Altura de la columna.



Figura A2.1. La altura de la columna de fluido se encuentra en función de la profundidad que ha sido perforada y juega un papel importante en el control del pozo.

Debe saberse que la columna de fluido también va a ejercer presión en cada punto de contacto que tenga con la formación, esto puede verse en la Figura A2.2.

A2.2. Presión de poro.

La presión de poro dentro de un yacimiento va a tener repercusiones importantes durante el proceso de perforación y producción de un pozo, los cambios que pueda presentar ésta serán de importancia durante dichos procesos.

La presión de poro está referida a la presión a la cual se encuentran los fluidos dentro de un yacimiento y ésta se encontrará en función de la profundidad a la cual se encuentren, así como el tipo de fluido contenido dentro de los poros de una roca. Para conocer de qué manera es la que se comporta la presión de poro de una formación es necesario que se conozca el proceso por el cual los fluidos dentro de la formación se confinan dentro de la misma.

La materia orgánica que está contenida dentro de los yacimientos que conocemos hoy día pasaron por un proceso largo de formación en la cual ésta quedó depositada sobre el suelo que en ese momento se encontraba en la superficie, después de que dicha materia orgánica quedó sobre el suelo, por procesos de transporte ésta quedó sepultada bajo otro material, este proceso es repetitivo, con el paso del tiempo se depositan un mayor número de capas sobre la inicial. Una vez que se depositaron las capas de material, llámense rocas, polvo o más materia orgánica el peso que la capa inicial debe soportar se hace mucho mayor por lo cual ésta es compactada de buena manera ocasionando una disminución significativa en la porosidad y permeabilidad de los granos que fueron compactados por la presión de sobrecarga ejercida por el material depositado por encima. La presión de poro obedece una relación de tipo prácticamente lineal de acuerdo con el tipo de formación en la cual se esté perforando, esta relación puede construirse dentro de un gráfico de presión contra la profundidad y de dicha forma generar un gradiente de la presión de poro. Véase Figura A2.3.



Figura A2.2. El fluido de control ejerce presión (flechas rojas) sobre la pared de la formación sin importar la profundidad a la cual se analice.

De acuerdo con lo antes mencionado debe resaltarse un hecho, los fluidos de un yacimiento migran a través de estratos hacia otros de menor presión, esto es debido a la presión de sobrecarga ejercida por las capas superiores sobre el estrato inicial. Cuando los fluidos contenidos dentro del estrato no son capaces de desplazarse hacia otros más someros y permanecen a la profundidad original se ocasionan sobrepresiones en dichas capas. Esto significa que la presión de sobrecarga fue tal, que el contacto grano con grano impidió que los fluidos contenidos salieran del espacio poroso entre éstos.

Una manera de comprender el concepto de presión de poro es través del modelo creado por Terzaghi, este modelo fue creado mediante un experimento que consistía de un recipiente que contenía una serie de pistones separados por resortes, Figura A2.4. La presión ejercida en la parte superior del cilindro represiona el fluido contenido en éste cuando la válvula se encuentra cerrada. Cuando esta se abre, los resortes comienzan a soportar dicha carga. De esta manera, es posible determinar una homología entre este modelo y lo que ocurre dentro de una formación cuando los fluidos son compactados por el efecto de sobrecarga, en el experimento realizado por Terzaghi, los resortes representan la compactación grano a grano de una formación, el agua representa el fluido contenido dentro de la formación y la fuerza aplicada sobre el cilindro representa el efecto de la presión de sobrecarga.

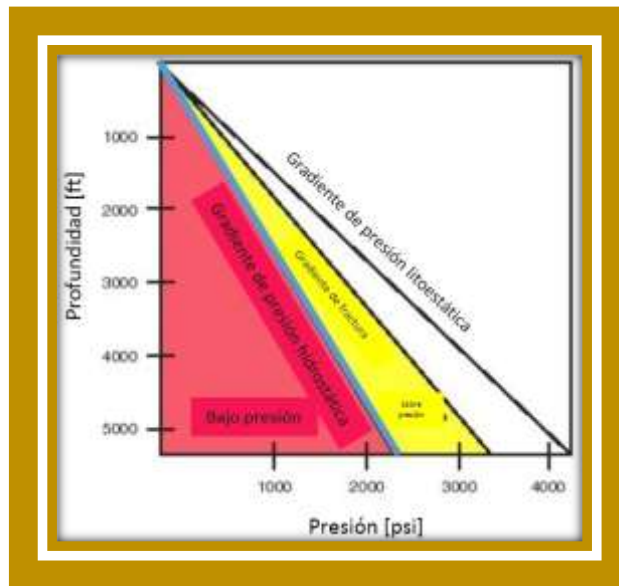


Figura A2.3. Gradiente de presión de poro (línea azul). Por encima de éste, la sección amarilla representa la zona del gradiente de fractura, por debajo del mismo, la zona de presión baja.

Modificada y traducida de Schlumberger Glossary

A2.3. Presión de fractura.

Cuando una formación es perforada ésta presenta ciertas características de acuerdo con el tipo de roca del cual se encuentra compuesta. Dicha composición será variable de acuerdo con las diferentes zonas geográficas sobre la superficie terrestre, cada combinación entre las rocas que conforman un yacimiento hacen única la formación.

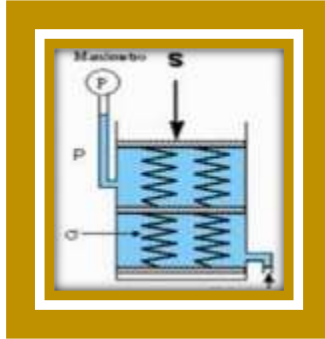


Figura A2.4. Experimento de Terzaghi, dentro del cilindro el agua (P) representa el fluido de la formación, la fuerza (S) la presión de sobrecarga y el resorte (σ) es la representación de la interacción entre los poros de la matriz.

Tomada de Fracturamiento Hidráulico, Ing. Juan Carlos Sabido Alcántara.

Una de las principales características que es necesario conocer cuando se realiza una caracterización de un yacimiento cualquiera es la resistencia de la roca que lo conforma, esto no debe ser confundido con la dureza de la misma, si bien son conceptos relacionados debe entenderse la dureza como una función de la compactación de las partículas que conforman dicha roca y esto debe considerarse como una propiedad interna de la roca; por otro lado, la resistencia de dicha roca o formación estará en función a esfuerzos provenientes del exterior, es decir, estímulos más allá de la roca en sí, por ejemplo puede considerarse pisar una roca. Cada una de estas propiedades están relacionadas con la relación de Poisson, ésta es definida como la relación entre la deformación longitudinal de un cuerpo y la deformación transversal del mismo, para efectos prácticos, dicho cuerpo será representado por una roca o bien, los granos de ésta. La relación de Poisson está en función de propiedades exclusivas de cada roca, la dureza está en función del módulo de Young, el cual es una medida de la resistencia de la roca, así como de la ley de Hooke la cual está en función de la deformación de un cuerpo sometido a un esfuerzo, en este caso la fuerza de sobrecarga es el esfuerzo al cual se somete la roca²¹.

A partir de la resistencia de la roca que conforma un yacimiento es posible realizar análisis sobre ésta que permitan dilucidar y predecir el comportamiento de la misma ante un efecto de presión sobre la superficie de dicha roca. El fluido de perforación que es inyectado a través de un agujero durante la perforación de un intervalo sin revestir ejerce cierta presión sobre la formación con el objetivo de mantener los fluidos dentro de la misma, de tal forma, la densidad del fluido en función de la altura de la columna hidrostática proporcionan una

²¹ Fracturamiento Hidráulico. Ing. Juan Carlos Sabido Alcántara.

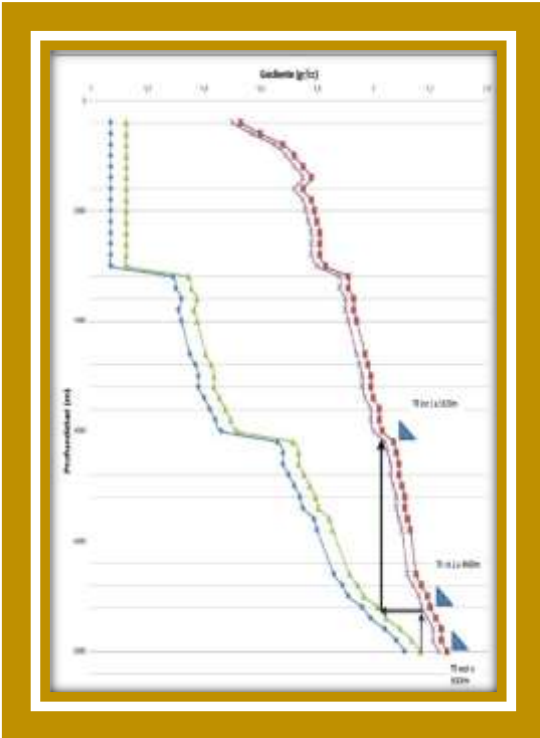


Figura A2.5. La ventana operativa de una perforación se muestra entre las líneas verde y morada, la flecha negra representa los puntos de asentamiento de las tuberías de revestimiento en una operación convencional. Por encima de la línea morada, se corre el riesgo de fracturar una formación, por otro lado, la línea roja representa el límite para el fluido de control en dicho aspecto.

presión diferente a cada profundidad. Este esfuerzo externo ejercido sobre la superficie de la roca de la formación está determinado por la ventana operativa de cada yacimiento, el gradiente de fractura que se muestra en la Figura A2.5 representa el límite de presión que es capaz de soportar una formación antes de que la roca que la conforma sufra daños y sea fracturada. La plasticidad de la roca es la que va a permitir dicha deformación sin que ésta se rompa.

En otro tipo de operaciones, cuando se busca fracturar una formación, la inyección de fluidos a presión puede ocasionar dicha apertura. La Figura A2.6 muestra un esquema de la presión de fractura de una formación y el comportamiento de la misma.

A2.4. Presión Anormal.

Sin importar el tipo de roca que conforma un yacimiento, esta roca que se encuentra a una profundidad aleatoria ha sido compactada por otras rocas o polvos que se fueron depositando con el paso del tiempo por encima de la primera roca inicial. El depósito de múltiples capas sobre una capa inicial va a generar un efecto de compactación sobre la misma. Con el paso

del tiempo, en estas capas queda entrampado algún fluido, el cual se encuentra represionado por el efecto de compactación antes mencionado que ejercen las capas que van quedando por encima, es decir, el fluido contenido inicialmente no sale de los poros al reducirse o eliminarse por completo el espacio entre granos quedando estos en contacto directo unos con otros.

Cuando se realiza la perforación de un pozo, la formación presenta presión derivada de la compactación que ha sufrido como se mencionó anteriormente, por tal motivo es que se requiere del uso de un fluido de perforación, más allá de esto, la presión esperada obedece una relación en función de la profundidad a la cual se está perforando, así como del fluido en cuestión. La relación de presión y la profundidad obedece una tendencia lineal como puede verse en la Figura A2.6 y ésta se encuentra expresada en unidades de presión por unidad de distancia. Un comportamiento normal obedece las siguientes relaciones:

- $0.433 \left[\frac{psi}{ft} \right]$ para el agua dulce.
- $0.465 \left[\frac{psi}{ft} \right]$ para agua con más de 100000 [ppm] de solidos disueltos.

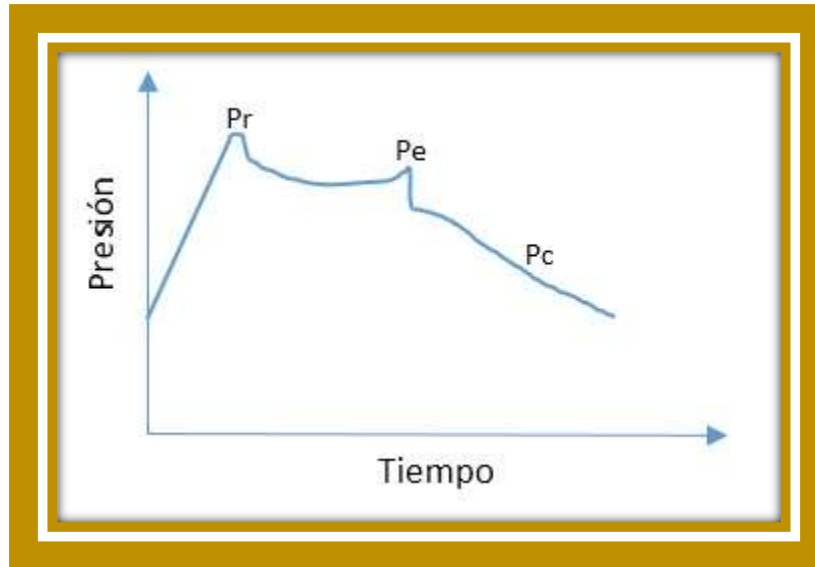


Figura A2.6. En el gráfico representativo, se muestran los puntos clave de una operación de fracturamiento hidráulico, éstos corresponden a:

- Pr.** Presión de ruptura, es decir, la presión a la cual la roca comienza a romperse.
- Pe.** Presión de extensión, a esta presión la fractura continua abriéndose, es una presión menor que la necesaria para comenzar la fractura.
- Pc.** La presión a la cual la fractura se cierra.

A partir de esto, debe entenderse una presión anormal como una presión de formación que se encuentre por encima o por debajo de dichos valores que son reconocidos como presiones normales.

Referencias:

1. “Desarrollo de un fluido de alto rendimiento a base aceite para perforación exploratoria”. Faergestad, Irene. Oilfield Review, Schlumberger. 2014.
2. “Automatización de la perforación”. Walt, Alfred y col. Oilfield Review, Schlumberger. 2012.
3. “Estabilización del pozo para prevenir perdidas de circulación”. Cook, John y col. Oilfield Review, Schlumberger. 2012.
4. “El manejo de la presión durante las operaciones de perforación”. Elliot, Dave y col. Oilfield Review, Schlumberger. 2011.
5. “Directional Drilling Azimuth Reference Systems”. Wright, J. W. IADC/SPE. 1988.
6. “Deep Directional Drilling”. Thompson, J. C. Directional Investment Guidance Inc. Society of Petroleum Engineers. 1979.
7. “Rapid Evolution of Ultra-Deep Water Drilling Rig Design”. Burns, T. S. R & B Falcon Corporation. Offshore Technology Conference. 1996.
8. “Planning the Directional Well – A Calculation Method”. McMillian, William. ARCO Oil and Gas Co. Society of Petroleum Engineers. 1981.
9. “Casing Drilling Directional Wells”. Warren, T. Tesco. Offshore Technology Conference. 2005.
10. “Directional Drilling and Earth Curvature”. Williamson, H. S. BP Amoco. Society of Petroleum Engineers. 2000.
11. “Recent Advances in Horizontal Drilling”. Maurer, W. C. Maurer Engineering Inc. Journal of Canadian Petroleum Technology. 1995.
12. “Recent Advances in Directional Drilling”. Dwyer, Roy. The California Co. 1959.
13. “Casing Drilling: An Emerging Technology”. Sinopsis of SPE 67731, “Casing Drilling: An Emerging Technology” by Shepard, S. F. SPE. 2001.
14. “Multilateral Drilling and Completions – Applications in Practice”. Themig, D. Dresser Oil Tools. The Petroleum Society. 1996.
15. “Economic Implication of Steerable Casing While Drilling”. Toyin Busola, Oguntuberu. University of Port Harcourt. Society of Petroleum Engineers. 2007.
16. “Cementing Considerations for Casing While Drilling: Case History”. Stricker, Robert. ConocoPhillips. IADC/SPE. 2007.
17. “Casing While Drilling and Its Implementation in Drilling Offshore Wells in Egypt”. Morcos, P. M. Suez Canal University. Offshore Mediterranean Conference. 2011.
18. “The Application of Expandable Tubulars in Casing While Drilling”. Gupta, Yash. Maharashtra Institute of Technology. Society of Petroleum Engineers. 2007.
19. “Perforación de pozos direccionales con tubería de revestimiento”. Fontenot, Kyle. ConocoPhillips. Oilfield Review. Schlumberger.
20. “Multilateral Drilling and Completions – Applications in Practice”. Themig, D. Dresser Oil Tools. The Petroleum Society. 1996.
21. “Multilateral-Technology Advances Continue”. Taken from an original manuscript, “Multilateral-Technology Advances Continue” by Blizzard, Bill. Weatherford. 1999.
22. “Multilateral Horizontal Well Productivity”. Yildiz, T. Colorado School of Mines. Society of Petroleum Engineers. 2005.

Referencias

23. "Technical, Economic and Risk Analysis for a Multilateral Well". Arcos, D. y col. Texas A&M University. Society of Petroleum Engineers. 2008.
24. "Convergence of Key Technologies in Multilateral Well Construction". Lim S B, Ben y col. Baker Oil Tools. Society of Petroleum Engineers. 1999.
25. "Multilateral Work-Overs: A New Possibility with Coiled Tubing". Ravensbergen, John. BJ Services Company. IADC/SPE. 2001.
26. "Horizontal Radial Drilling System" Dickinson W. Petrolphysics Ltd. Society of Petroleum Engineers. 1985.
27. "Slim Hole Multiple Radials Drilled with Coiled Tubing". Dickinson, W y col. Petrolphysics Ltd. Society of Petroleum Engineers. 1992.
28. "Improving well productivity in an Egyptian oil field using radial drilling technique". Salem Ragab, Adel. Suez University. Journal of Petroleum and Gas Engineering. 2013.
29. "Application and Development of Drilling and Completion of the Ultrashort-radius Radial Well by High Pressure Jet Flow Techniques". Yonghe, Li y col. Engineering Technology Research Institute of Liaohe Oilfield. Society of Petroleum Engineers. 2000.
30. "The Ultrashort-Radius Radial System". Dickinson, W. y col. Petrolphysics Ltd. Society of Petroleum Engineers. 1989.
31. "Characteristics of Drilling Fluids". Parsons, C. P. Tulsa Meeting. 1930.
32. "El diseño de las barrenas: Desde arriba hasta abajo". Prabhakaran, Centala y col. Oilfield Review. Schlumberger. 2011.
33. "Fundamentos de los fluidos de perforación". Williamson, Don. Oilfield Review. Schlumberger. 2013.
34. "Drilling Fluids. Reference Manual". Baker Hughes. 2006.
35. "Bordes cortantes". Besson, Alain y col. TotalFinaElf. Oilfield Review. Schlumberger. 2001.
36. "Approaches to Deepwater Drilling". Bin Ismail, Hashim y col. Society of Petroleum Engineers. IADC/SPE. 1996.
37. "Deepwater Drilling Riser System". Chastain, T. y col. Hughes Offshore. Society of Petroleum Engineers. 1986.
38. "More Ultradeepwater Drilling Problems". Shaughnessy, John y col. BP America. IADC/SPE. 2007.
39. "Cryogenic Drilling". U. S. Department of Energy. Office of Science and Technology. 1998.
40. "Nitrogen Drilling System for Gas Drilling Applications". Allan, P. D. Meridian Oil Inc. Society of Petroleum Engineers. 1994.
41. "Liquid Nitrogen Developments and Applications in Drilling and Completion Operations". Shouldice, S. P. Journal of Canadian Petroleum. 1965.
42. "The Use of Nitrogen or Other Gas to Lighten Mud in Oil Well Cementing". Swearingen, Wayne y col. Livingston Oil Company. Society of Petroleum Engineers. 1964.

Referencias

43. "First Application of Concentric Nitrogen Injection Technique for a Managed Pressure Drilling Depleted Well in Southern Mexico". Urbietta, A y col. Society of Petroleum Engineers. IADC/SPE. 2009.
44. "Fundamentals of Drilling Engineering". Mitchell, Robert y col. Society of Petroleum Engineers. 2011.
45. "Drilling and Drilling Fluids". Chilingarian, G. V. y col. Elsevier Science and Technology. 1981.
46. "Applied Drilling Engineering". Bourgoyne, Adam y col. Society of Petroleum Engineers. 1986.
47. "A study on Multilateral Drilling and It's Implementation in India". Kalita, Nripranka. Dribrugarh University. International Conference on Recent Advances in Engineering, Science and Management. 2015.
48. "Key Issues in Multilateral Technology". Bosworth, Steve y col. Union Pacific Resources. Oilfield Review. Schlumberger. 1998.
49. "Re Entry Drilling Gives New Life to Aging Fields". Hill, David y col. Christine Ehlig-Economides. Oilfield Review. Schlumberger. 1996.
50. "Improving Multilateral Drilling and Completion Efficiency with a Hollow Whipstock". Foster, Jeffrey y col. Society of Petroleum Engineers. IADC/SPE. 1998.
51. "The Successful Redevelopment of Existing Wells Using Multilateral Drilling Techniques". Tantawi, Ibrahim y col. Sakura Development Co. Society of Petroleum Engineers. 1998.
52. "Soluciones para los problemas de la construcción de pozos en aguas profundas". Cuvillier, Gerard y col. Oilfield Review. Schlumberger. 2000.
53. "Plataformas marinas para perforación, terminación y reparación de pozos.- Arrendamiento". PEMEX. Comité de normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios. 2012.
54. "Tipos de plataformas petroleras marinas". https://deptoenergiamedioambiente.files.wordpress.com/2009/10/tipos-de-plataformas-petroleras-marinas_comite-cientifico.pdf. IQ Dafne Lorena Jacales Rojas (Directora General).
55. "Investigación de los materiales de una plataforma offshore". Garcia Arboix, Nil y col. Universitat Politècnica de Catalunya Barcelona Tech.
56. "Radial Jet Drilling: A Technical Review". Kamel, Ahmed y col. University of Texas. Society of Petroleum Engineers. 2017.
57. "Underbalanced Drilling, Praises and Perils". Bennion, Brent y col. Hycal Energy Research Laboratories Ltd. Society of Petroleum Engineers. 1996.
58. "Underbalanced Drilling with Coiled Tubing". Matanovi, Davorin y col. University of Zagreb. Society of Petroleum Engineers. 2000.
59. "Underbalanced Drilling Overview". National Compressed Air.
60. "Fluid Selection for Underbalanced Drilling Operations". Guimerans, Rosalvina y col. Fluid Subcommittee. International Association of Drilling Contractors. 2001.
61. "Conceptos Básicos". Ing. Juan Carlos Sabido Alcántara. Fracturamiento Hidráulico. U. N. A. M.
62. Elementos de Perforación. Ing. Mario Rosas Rivero. U. N. A. M.