



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

*"OPERACIONES CRÍTICAS DE PERFORACIÓN
DE POZOS PETROLEROS"*

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A N :

CHÁVEZ ECHEVERRÍA FRANCISCO
MERAZ ALCÁNTAR JOAQUÍN



DIRECTOR DE TESIS:
ING. AGUSTÍN VELASCO ESQUIVEL
MÉXICO , D.F. 2015



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

<u>ÍNDICE</u>	<i>Página</i>
RESUMEN	9
ABSTRACT.....	10
CAPÍTULO 1. CONCEPTOS BÁSICOS OPERATIVOS DE POZOS PETROLEROS	13
1.1 Perforación, su objetivo y definición.	13
1.1.1 Requerimientos para la Perforación	13
1.1.1.1 Información de la caracterización de yacimientos	13
1.1.1.2 Alternativa de desarrollo y objetivo (clasificación de pozos)	15
1.1.1.3 Tipos de perforación	15
1.1.1.4 Etapas de perforación.....	16
1.1.1.5 Equipos de perforación	17
1.1.1.6 Fluidos de perforación	18
1.1.1.7 Barrenas.....	19
1.1.1.8 Diseño de cabezales y árbol de válvulas	20
1.1.1.9 Tuberías de revestimiento.....	24
1.1.1.10 Programa de cementación de las tuberías de revestimiento.....	24
1.2 Terminación, su objetivo y definición.	25
1.2.1 Requerimientos para la Terminación	25
1.2.1.1 Lavado de Pozo	26
1.2.1.2 Fluido de Terminación	26
1.2.1.3 Fluido Empacador.....	26
1.2.1.4 Empacador de producción	27
1.2.1.5 Aparejo de Producción.....	27
1.2.1.6 Medio Árbol de Válvulas	27
1.3 Puesta en producción, su objetivo y definición.	28
1.3.1 Disparos	30
1.3.1.1 Tipos	29
1.3.1.2 Propiedades	30
1.3.2 Reparaciones menores	30
1.3.3 Reparaciones mayores	30
1.3.4 Estimulación.....	31
1.3.4.1 Reactiva	31
1.3.4.2 No reactiva.....	31
1.3.5 Inducciones.....	31

CAPITULO 2. FUNDAMENTOS PARA DISEÑO DE POZOS	35
2.1 Estabilidad mecánica del agujero	35
2.1.1 Problemas comunes en el agujero	35
2.1.2 Solución a problemas relacionados con la estabilidad del pozo mediante el sistema hidráulico.....	38
2.2 Geomecánica	40
2.2.1 Propiedades Mecánicas de la roca	40
2.2.2 Propiedades Elásticas (lineales y no lineales)	40
2.2.3 Definición de Esfuerzo.....	41
2.2.4 Fuerzas de sometimiento para la roca	44
2.3 Principio de la línea media	46
2.3.1 Aplicación	47
2.3.2 Esfuerzos tectónicos.....	48
CAPÍTULO 3. PERFORACIÓN DE POZOS CON ALTO CONTENIDO DE H₂S Y CO₂	51
3.1 Definición y problemas a solucionar	51
3.1.1 Efectos de corrosión.....	51
3.1.2 Efectos de fisuración por Sulfuro de Hidrógeno bajo Tensión (SSC).....	52
3.1.3 Riesgos del Sulfuro de hidrógeno.....	53
3.1.4 Riesgos del Bióxido de carbono	54
3.2 Soluciones en fabricación de tuberías	54
3.2.1 Austenizado	55
3.2.2 Recocido	55
3.2.3 Templado.....	55
3.2.4 Revenido.....	56
3.2.5 Normalizado.....	57
3.2.6 Fluencia	57
3.2.7 Aceros propietarios	57
3.3 Evaluaciones y soluciones en herramientas	57
3.3.1 Tuberías de perforación y herramientas de fondo (BHA) para manejo de H ₂ S y CO ₂	57
3.3.2 Evaluación de la dureza	60
3.3.3 Mejoramiento químico.....	61
3.3.4 Detección de ácido sulfhídrico.....	62
3.3.4.1 <i>Detector MSA</i>	62
3.3.4.2 <i>Dispositivo de alarma</i>	62

CAPÍTULO 4. PERFORACIÓN DE POZOS APAT (HPHT)	65
4.1 Definición y problemas a solucionar	65
4.1.1 Capacidades limitadas de evaluación	66
4.1.2 Penetración ralentizada en la zona productora	66
4.1.3 Control de pozo	66
4.1.4 Tiempos no productivos	68
4.1.5 Problemáticas de la tecnología de perforación	68
4.1.5.1 Fluidos de perforación	69
4.1.5.2 Barrenas y sistemas de perforación	69
4.2 Soluciones en base a experiencia con pozos HP/HT	69
4.2.1 Cabezal de pozo y colgador de TR	69
4.2.2 Fluidos de perforación	70
4.2.3 LWD/MWD	71
4.2.4 Registros en agujero descubierto	72
4.2.5 Perforación direccional	73
4.2.6 Barrenas	73
CAPÍTULO 5. PERFORACIÓN DE POZOS CON OBJETIVOS COMPLEJOS	79
5.1 Definición y problemas a solucionar	79
5.1.1 Razones que producen objetivos complejos	79
5.1.2 Tipos de pozos direccionales	81
5.1.3 Tipos de pozos horizontales	82
5.1.4 Definición de parámetros a medir	83
5.1.4.1 Profundidad desarrollada	83
5.1.4.2 Profundidad vertical verdadera	83
5.1.4.3 Desplazamiento horizontal	84
5.1.4.4 Inclinación	84
5.1.4.5 Azimut (dirección del pozo)	84
5.1.4.6 Nortes	84
5.1.4.7 Lado alto del pozo	84
5.1.5 Cambio angular (Pata de perro)	85
5.1.6 Severidad del cambio angular	85
5.1.7 Cierre	85
5.1.8 Acelerómetro	85
5.1.9 Punto de inicio	85
5.1.10 Fin de la desviación	86

5.2 Soluciones para problemáticas en pozos con objetivos complejos	86
5.2.1 Principios básicos de control direccional en perforación	86
5.2.1.1 <i>Fulcro o punto de apoyo (Ampliación)</i>	86
5.2.1.2 <i>Estabilización o de aparejo empacado (Mantenimiento)</i>	87
5.2.1.3 <i>Péndulo (Disminución)</i>	88
5.2.2 Herramienta LWD	88
5.2.3 Herramienta MWD	89
5.2.4 Telemetría	90
5.2.5 Herramientas de desviación	91
5.2.5.1 <i>Motores de fondo</i>	91
5.2.5.2 <i>Barrenas de chorro</i>	94
5.2.5.3 <i>Desviador de pared</i>	95
5.2.5.4 <i>Codos desviadores y juntas articuladas</i>	95
5.2.6 Herramientas de medición	95
5.2.6.1 <i>Péndulo invertido</i>	96
5.2.6.2 <i>Toma sencilla y toma múltiple</i>	96
5.2.6.3 <i>Monel</i>	96
5.2.6.4 <i>Herramientas Powerpulse</i>	97
5.2.6.5 <i>Herramientas Powerdrive</i>	99
CAPÍTULO 6. PERFORACIÓN DE POZOS EN AGUAS PROFUNDAS	103
6.1 Definición y problemas a solucionar	103
6.1.1 Limitantes técnicas de equipos de perforación	103
6.1.2 Formación de hidratos de metano	105
6.1.2.1 <i>Condiciones de estabilidad</i>	105
6.1.2.2 <i>Temperatura y presión</i>	106
6.1.3 Métodos para la identificación de depósitos de hidratos de metano	107
6.2 Soluciones para evitar e inhibir de Hidratos de Metano	108
6.2.1 Equipos de perforación de 6ª generación	108
6.2.2 Métodos preventivos en la formación de hidratos	109
6.2.2.1 <i>Tipos y diseño de Inhibidores</i>	110
6.2.2.2 <i>Profundidad de inyección</i>	114
6.2.2.3 <i>Inyección química</i>	114
6.2.2.4 <i>Bombeo de inyección</i>	114
6.2.2.5 <i>Aislamiento</i>	114
6.2.2.6 <i>Métodos para aislamiento en tuberías</i>	115

6.2.2.7 Precipitación de sales	115
6.2.3 Métodos correctivos para la remoción de tapones de Hidratos.....	116
6.2.3.1 Circunstancias comunes en la formación de hidratos	117
6.2.3.2 Localización del tapón	117
6.2.3.3 Determinación del tamaño del tapón.....	118
6.2.4 Alternativas para remover bloqueos.....	118
6.2.4.1 Térmico	118
6.2.4.2 Calefacción eléctrica.....	119
6.2.4.3 Paquete de calor.....	120
6.2.4.4 Tienda de calor	121
6.2.4.5 Lodo o fluido de circulación.....	121
6.2.4.6 Calor externo de seguimiento	121
6.2.4.7 Presión	122
6.2.4.8 Proceso Mecánico.....	123
CAPÍTULO 7. PROBLEMAS COMUNES DURANTE LA PERFORACIÓN	127
7.1 Problemas de pesca.....	127
7.2 Clasificación de los trabajos de pesca	127
7.3 Clasificación por la forma del pescado.....	128
7.4 Pesca de basura o chatarra.....	128
7.5 Clasificación de aprisionamiento de la tubería por causa	128
7.5.1 Vibración de la sarta de perforación	129
7.5.2 Aprisionamiento por presión diferencial.....	129
7.5.3 Trabado por poca excentricidad (enchavetamiento).....	130
7.5.4 Perforación de formaciones duras y abrasivas	130
7.5.5 Perforación de formaciones deleznales	131
7.5.6 Pegadura en ojo de llave	131
7.5.7 Formaciones móviles.....	132
7.5.8 Zonas represionadas	132
7.5.9 Formaciones reactivas.....	133
7.5.10 Bloques de cemento.....	133
7.5.11 Geometría del pozo.....	134

CAPÍTULO 8. SOLUCIONES Y HERRAMIENTAS PARA PROBLEMAS COMUNES DURANTE LA PERFORACIÓN	137
8.1 Prevención de una pesca	137
8.2 Instrumentos de trabajo	137
8.3 Bloque de impresión	138
8.4 Herramientas de captura	138
8.4.1 Pescantes de agarre interno	139
8.4.1.1 <i>Terraja de pesca</i>	139
8.4.1.2 <i>Macho cónico</i>	139
8.4.1.3 <i>Arpones</i>	140
8.4.1.4 <i>Sarta con herramienta de agarre interno</i>	141
8.4.2 Pescantes de agarre externo	142
8.4.2.1 <i>Pescante de cuñas</i>	142
8.4.2.2 <i>Pescante de cuñas de agarre corto</i>	144
8.4.2.3 <i>Sarta con herramienta de agarre externo</i>	145
8.4.3 Herramientas de martilleo	145
8.4.3.1 <i>Sarta de vibración</i>	145
8.4.3.2 <i>Martillos</i>	146
8.4.3.3 <i>Percusores de aceite</i>	147
8.4.3.4 <i>Acelerador o intensificador</i>	147
8.4.3.5 <i>Sarta con herramienta de martilleo para pesca</i>	148
8.4.4 Herramientas de molienda	148
8.4.4.1 <i>Fresas o molinos cónicos</i>	149
8.4.4.2 <i>Molinos y zapatas</i>	149
8.4.4.3 <i>Molinos</i>	150
8.4.4.4 <i>Molinos tipo junk</i>	150
8.4.4.5 <i>Sarta con herramienta de molienda para pesca</i>	151
8.5 Herramientas para pesca de chatarra y basura	151
8.5.1 <i>Canasta de pesca</i>	151
8.5.2 <i>Imanes de recuperación</i>	152
 CAPÍTULO 9. NUEVA OPTIMIZACIÓN HIDRÁULICA	157
9.1 El sistema hidráulico. Pérdidas de presión	157
9.2 Criterio de optimización clásico	160
9.3 Deficiencias del enfoque clásico	162
9.4 Limpieza del agujero mediante optimización hidráulica	164

9.5 Nuevo método para la optimización hidráulica	164
CAPÍTULO 10. TECNOLOGÍA DE EXPANSIÓN	169
10.1 Proceso de expansión	170
10.1.1 Presiones y fuerzas de expansión	173
10.2 Efectos de expansión en las propiedades del material	174
10.2.1 Estallamiento y colapso	175
10.2.2 Tensión	176
10.2.3 Tenacidad y prueba de impacto Charpy	176
10.3 Técnicas de expansión	177
10.3.1 Expansión con agua	177
10.3.2 Expansión cónica	177
10.3.3 Expansión rotaria	178
10.4 Dirección de expansión	178
10.5 Sistema de expansión	179
CAPÍTULO 11. DIAGNÓSTICO DE POZOS, PROBLEMAS Y RECOMENDACIONES DE SOLUCIÓN	183
11.1 Fuentes de problemas en pozos petroleros	183
11.1.1 Problemas asociados en pozos petroleros	183
11.1.2 Los problemas del pozo para flujo de fluidos	184
11.1.3 Consideraciones en el manejo del yacimiento.....	190
11.1.4 Problemas asociados a la terminación	191
11.1.5 Problemas en el pozo	191
11.1.5.1 <i>Fallas mecánicas</i>	191
11.1.5.2 <i>Modificaciones o rediseño</i>	192
11.1.5.3 <i>Abandono</i>	193
11.2 Respuestas a problemas en pozos petroleros	193
11.2.1 Problemas en el yacimiento.....	193
11.2.1.1 Consideraciones del pozo para flujo de fluidos.....	193
11.2.1.2 Problemas de manejo del yacimiento	198
11.2.2 Problemas asociados a la terminación	200
11.2.2.1 Consideraciones del equipo	200
11.2.3 Problemas y reparación del pozo	201
CONCLUSIONES	203
BIBLIOGRAFÍA	205

RESUMEN

La perforación de pozos es una disciplina de suma importancia en la Ingeniería Petrolera. Su potencial como proceso de trabajo es enorme, debido a que mediante ella es posible llevar a cabo una buena explotación de los yacimientos y por lo tanto obtener una óptima producción de hidrocarburos, bajo este concepto, la infraestructura exitosa del pozo resulta ser primordial como base del proceso de aprovechamiento de los recursos.

Este trabajo tiene como objetivo presentar los fundamentos operativos de la Perforación de Pozos, tanto convencionales a manera de repaso, y de casos atípicos (que cada vez serán más comunes) a manera de un desarrollo práctico planteado como una función problema y solución. No se pretende abarcar todo lo que se conoce sobre cada tipo de perforación, sino dar a conocer los conceptos básicos para que se tenga un mejor manejo y cuidado en el proceso de perforación planteado, así como dar a conocer las limitantes y oportunidades vigentes en cada área.

Así entonces, se presentará un compendio de las distintas operaciones de la perforación de pozos brindando una visión de prevención y control de diversas variables para garantizar el éxito de esta operación mediante la investigación, el análisis de las tecnologías disponibles y los retos que pueden presentarse durante la perforación de los diversos pozos (con alto contenido de H₂S y CO₂, APAT, con objetivos complejos, en aguas profundas) además de los clásicos problemas que presentaría cualquier operación de perforación.

Todo lo ya mencionado bajo advertencia de que la falta de conocimiento en esta área vuelve a la perforación un proceso lento, riesgoso y costoso. Y sabiendo también que las problemáticas presentadas se verán disminuidas a través del desarrollo de nuevas tecnologías, así como la acumulación de experiencia y personal capacitado

ABSTRACT

Drilling is an important discipline in Petroleum Engineering. Its potential as a work process is huge, because it means it is possible to carry out a good exploitation of the deposits and therefore optimum hydrocarbon production, under this concept, successful infrastructure the well turns out to be essential as a basis the process of resource utilization.

This work aims to present the operating fundamentals of Drilling both a conventional way of review, and atypical cases (which will be increasingly more common) by way of a practical development problem and proposed as a solution function. It is not intended to cover everything that is known about each type of piercing, but to make the basics so that you have better management and care in the process of proposed drilling and publicize the constraints and opportunities existing in each area.

So then, a compendium of the various operations of drilling wells to provide an overview of prevention and control of several variables to ensure the success of this operation through research, analysis of available technologies and the challenges that may arise occurs during drilling of several wells (high H₂S and CO₂, HPHT, with complex objectives in deep water) in addition to the classic problems that present any drilling operation.

All aforementioned low warning that the lack of knowledge in this area back to drilling a slow, risky and expensive process. Also knowing that the issues presented be diminished through the development of new technologies and the accumulation of experience and trained personnel.

CAPÍTULO 1.

CONCEPTOS BÁSICOS OPERATIVOS DE POZOS PETROLEROS

CAPÍTULO 1. CONCEPTOS BÁSICOS OPERATIVOS DE POZOS

PETROLEROS

1.1 Perforación, su objetivo y definición.

Perforación: Es la acción y efecto de perforar (hacer un agujero). Un pozo petrolero es una obra de ingeniería encaminada a poner en contacto un yacimiento de hidrocarburos con la superficie, es decir, la única manera de saber si hay realmente petróleo en el sitio donde la investigación geológica propone que se podría localizar un depósito de hidrocarburos es mediante un pozo, cuyos rangos mundiales van desde menores a 100 metros y hasta casi 12,000 metros.

1.1.1 Requerimientos para la Perforación

1.1.1.1 Información de la caracterización de yacimientos

Una vez caracterizado el yacimiento que se vaya a explotar, la etapa consecuente es el desarrollo de toda la infraestructura necesaria para llevar a cabo la explotación del yacimiento de manera óptima gracias a la calidad de los datos recopilados en las etapas previas (evaluación de potencial, estimación de reservas y caracterización). A partir de la evaluación de todos los datos de la caracterización y trasladados a la simulación, finalmente serán expresados como la zona delimitada a perforar que será más redituable en sentido económico.

Esta parte del ciclo de vida del yacimiento es previa a la inversión para la infraestructura puesto que en base a su análisis y resultados, serán requeridas todas las instalaciones para explotarlo, por lo tanto es de vital importancia como antecedente, es decir, cada equipo tiene sistemas y herramientas necesarias para completar las etapas de perforación de manera controlada y segura, por ejemplo los motores de potencia, la sarta de perforación, lodo de perforación, así como equipo adicional, por ejemplo la tubería de revestimiento, preventores, equipo para cementaciones y los disparos que comunicarán el yacimiento con el pozo; todos además de otras variables dependen de las características del yacimiento y ahí se evidencia su importancia.

Identificar y evaluar los elementos del yacimiento, así como los factores que afectan su explotación (en general, la porosidad, la permeabilidad y la saturación de fluidos) además de recopilar esa información en modelos integrables mediante la simulación de yacimientos se vuelve una tarea imprescindible para todo diseño de pozos.

Para esto nos servimos de herramientas como datos geofísicos, geológicos, registros de pozos, datos de laboratorio y el análisis de las variables que inciden en el comportamiento del sistema, además, los modelos que en etapas previas se llevaron a cabo para poder perforar los pozos de desarrollo, esto debido a que durante todo el ciclo de vida y a partir de toda la información recopilada, es necesario mejorar la calidad de la información y así aumentar la eficiencia de los modelos.

Los principales modelos que permitirán el desarrollo de la perforación serán agrupados en 3: modelos de caracterización estática, dinámica y de fluidos.

Caracterización estática: Corresponde a la aplicación de conocimientos de la Geología, Geofísica y Petrofísica con el fin de conocer los tipos de roca que constituyen el yacimiento así como su tamaño y forma, identificando y evaluando los elementos que constituyen un yacimiento y se conforma básicamente de:

Modelo Geológico: Este modelo permite conocer la estratigrafía y litología que son resultado de los ambientes de depósito, la columna geológica característica o unidades de flujo local en cada área, bloque o pozo, así como el potencial volumétrico del yacimiento.

- Estructural: Es la representación geométrica tridimensional de la o las estructuras geológicas existentes en el subsuelo.
- Estratigráfico: El modelo estratigráfico describe la composición litológica, sucesiones diagenéticas, propiedades geofísicas y geoquímicas de los estratos
- Sedimentológico: Es el análisis de las facies que permite definir ambientes e identificar unidades sedimentarias, además de la geometría de los cuerpos y la calidad de los depósitos que facilitan la caracterización de unidades de flujo y delimita intervalos de producción.

Caracterización dinámica: Permite identificar y evaluar los elementos que afectan la explotación de un yacimiento a través del análisis de variables que indican el comportamiento del sistema, tales como presión, temperatura, flujo y concentración entre otros elementos, para esto se construyen modelos de flujo a diferentes escalas en el yacimiento con el compendio de información de la caracterización estática complementada con la información de herramientas tales como:

- -Datos históricos de producción (agua, aceite y gas)
- Pruebas de variación de presión
- Datos de comportamiento del yacimiento
- Prueba de Trazadores
- Registros de presión de fondo fluyendo y cerrado
- Identificación de régimen y geometría de flujo

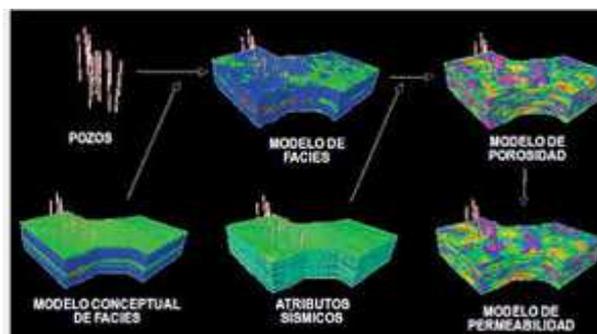


Figura 1.1.1.1 Ejemplo de modelos construidos mediante simulación con la recopilación de datos de caracterización estática y dinámica de yacimientos (Muñoz Pedro, 2005).

La Figura 1.1.1.1 muestra modelos construidos con datos de caracterización estática y dinámica.

Caracterización de fluidos: El análisis de fluidos contenidos en el yacimiento es de vital importancia para determinar en base a ellos el diseño de tuberías, herramientas y en general, de toda la infraestructura del pozo. Este se lleva a cabo mediante el muestreo y pruebas de laboratorio para la caracterización y medición de propiedades. Los análisis pueden resumirse a pruebas PVT y análisis cromatográficos que serán traducidos a conocer la composición y parámetros físicos (densidad y viscosidad) que ayudarán a:

-Determinar parámetros del yacimiento y condiciones actuales del pozo, para predecir el futuro comportamiento del mismo.

-Diseñar la perforación y terminación del pozo más adecuada a sus necesidades y a las posibilidades.

1.1.1.2 Alternativa de desarrollo y objetivo (clasificación de pozos)

Además de la intención de perforar un pozo para comunicar a un yacimiento con la superficie, podemos contemplar diversas posibilidades que también implican esta infraestructura como se muestra en la Figura 1.1.1.2, las cuales serán mencionadas más a detalle en el apartado de perforación direccional por ser el tipo dominante de estos casos. Solo por mencionar una clasificación básica de pozos, presentamos:

Por su objetivo

Sondeo estratigráfico
 Exploratorio
 Delimitador
 Desarrollo

Por su trayectoria

Vertical
 Direccional
 Horizontal
 Multilateral
 Alcance extendido

Por su ubicación

Terrestre
 Lacustre
 Marino aguas someras
 Marino aguas profundas
 Lacustre

Por su función

Productor
 Inyector
 Letrina
 Alivio

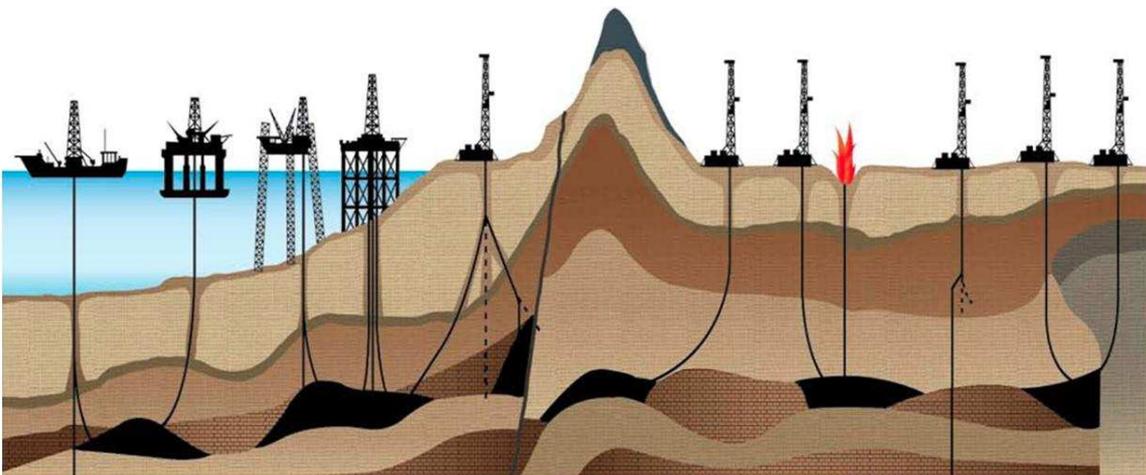


Figura 1.1.1.2 Ejemplificación de diversas alternativas de desarrollo y tipos de pozos (Schlumberger, 2002).

1.1.1.3 Tipos de perforación

Perforación convencional: Consiste en hacer un agujero mediante la rotación de la sarta de perforación y la aplicación de una fuerza de empuje en el fondo, utilizando una barrena además ayudada por el sistema hidráulico y con una presión hidrostática del fluido mayor que la presión del yacimiento que está siendo perforado.

Perforación bajo balance: Es aquella perforación donde la presión hidrostática del fluido es intencionalmente diseñada para ser menor que la presión del yacimiento que está siendo perforado. Implica mayor costo de operaciones puesto que requiere mayores medidas de seguridad debido a la poca

estabilidad del agujero (pozo). Además evita ciertos problemas relacionados con el fluido de perforación comparada con una perforación convencional:

- Migración de arcillas y finos originada por pérdidas de fluido.
- Invasión de sólidos del lodo hacia la formación.
- Perdidas de fluido de perforación en formaciones altamente permeables.
- Reacciones adversas entre el filtrado y la formación.

Perforación direccional: Permite la desviación intencional de un pozo desde la dirección vertical, en ocasiones es el primer paso para el desarrollo de la técnica de la perforación horizontal.

1.1.1.4 Etapas de perforación

Transporte del equipo: Corresponde a las actividades que involucran el movimiento del equipo de perforación desde un pozo a otro pozo, o desde un patio a un pozo o viceversa. Su inicio se presenta en cualquiera de las siguientes situaciones:

- Si es desde un pozo, comienza al iniciarse el desmantelamiento del equipo de perforación, después de probar el árbol de navidad satisfactoriamente y/o se asegure el pozo.
- Si la mudanza es desde un patio, comienza con el primer movimiento de cargas.

La fase o etapa termina en los siguientes casos:

- Al iniciar la instalación de las líneas para controlar el pozo.
- Cuando se entregue el equipo de perforación o queda desocupado.

Esta etapa comprende las siguientes fases:

a) Desmontar el equipo: esta etapa incluye el tiempo asociado a la preparación del equipo para la fase de transporte, desde el momento que se haya probado el árbol de navidad del pozo anterior o asegurado el pozo, hasta que se haya iniciado el movimiento de cargas entre las localizaciones, para el equipo.

b) Transportar: incluye el tiempo asociado al movimiento de cargas entre dos lugares (localizaciones, localizaciones/patio o viceversa), desde el inicio del movimiento de la primera carga, hasta que se haya completado el movimiento de la última carga.

c) Montar el equipo: incluye el tiempo asociado a la preparación del equipo de perforación para iniciar la etapa de preparar pozo de la fase de habilitar o abandonar. Se inicia una vez completado el movimiento de la última carga de la localización anterior. Finaliza cuando se comienza a instalar las líneas de control del pozo.

d) Mantenimiento: incluye el tiempo necesario dentro de la fase de transporte, para realizar el mantenimiento programado y /o acondicionamiento del equipo de perforación.

Perforación: La perforación del agujero comienza generalmente con mayores diámetros que se irán reduciendo hasta llegar a la profundidad deseada, contada o diferenciada en etapas por diámetros.

Asentamiento de tuberías: Una vez alcanzada la profundidad deseada en cada etapa se procede a bajar para asentar el revestidor correspondiente; durante este proceso se procede a realizar actividades para acondicionar el agujero previo a la cementación.

Cementación: Consiste en el aseguramiento de la tubería mediante el cemento, que además servirá para aislar como un anillo, dando estabilidad al agujero y al pozo etapa a etapa.

1.1.1.5 Equipos de perforación

Equipo de Tierra: Un equipo de tierra es cualquier equipo de perforación localizado en locaciones de tierra firme. Estos típicamente vienen en configuraciones ligeras, medias y pesadas y pueden ser movidas utilizando grúas de izamiento pesado y camiones. Figura 1.1.1.5a



Figura 1.1.1.5a

Barcaza: Cuando están localizados en el sitio de perforación, las barcazas pueden ser ancladas de forma flotante o ser sumergidas para descansar en el fondo en profundidades marinas hasta de 175 pies, es transportada mediante el arrastre de barcos. Figura 1.1.1.5b.



Figura 1.1.1.5b

Plataforma: Una plataforma es una estructura auto-contenida, rígida e inamovible desde la cual los pozos de desarrollo son perforados y llevados a producción con esa misma estructura. Figura 1.1.1.5c



Figura 1.1.1.5c

Semi-Sumergible: Un semi-sumergible es una estructura flotante que tiene su armazón sumergido en agua. Los pontones y columnas son inundados, lo cual causa que la unidad se sumerja a una profundidad determinada. Tirantes de agua mayores a 100 m. Figura 1.1.1.5d



Figura 1.1.1.5d

Plataforma Auto-Elevable: Es una estructura de perforación costa afuera móvil con soportes tubulares o de mástil que soportan la cubierta y el armazón. Tirantes de agua menores de 100 m. Figura 1.1.1.5e



Figura 1.1.1.5e

1.1.1.6 Fluidos de perforación

El diseño de los fluidos estará en función de la litología, temperatura, hidráulica, tipo de pozo (exploratorio, desarrollo, delimitador), perfil del agujero, tuberías de revestimiento, profundidad del pozo, posible daño a la formación e incluso restricciones ambientales.

Dentro de sus principales funciones están:

- 1.- Control de presión superficial.
- 2.- Dar un efecto de flotación a la tubería de revestimiento o a la de perforación.
- 3.- Minimizar la erosión en el agujero debido a la acción lavadora durante el movimiento.
- 4.- Sacar los recortes, limpiar la barrena y limpiar el fondo de pozo.
- 5.- Lubricar y enfriar la barrena.
- 6.- Control del efecto de represionamiento al bajar la tubería dentro del pozo.
- 7.- Minimizar las presiones de suaveo al sacar la tubería.
- 8.- Evaluar el incremento de la presión del pozo cuando se circula.
- 9.- Mantener el control del pozo al perforar y al surgir alguna contingencia.

Los fluidos se clasifican básicamente en 3 tipos debido a las propiedades que reflejen según las necesidades del pozo a perforar.

- Fluidos de Perforación con Base Agua
- Fluidos de Perforación con Base de Aceite
- Fluidos de Perforación con Aire o Gas

Una de las principales cualidades a controlar del fluido es la pérdida de filtrado que depende principalmente del contenido y tipo de sólidos presentes en el fluido. De acuerdo con el contenido y tipo de sólidos, el fluido de perforación tenderá a filtrar la fase líquida hacia la formación y a depositar una película impermeable en las paredes del pozo (enjarre). Esta filtración es una función de la permeabilidad de la formación, la diferencial de presión y el contenido de sólidos del fluido.

1.1.1.7 Barrenas

Es la herramienta de corte localizada en el extremo inferior de la sarta de perforación, utilizada para cortar o triturar durante el proceso de la perforación. Tienen como función perforar los estratos de la roca mediante el vencimiento de su esfuerzo de compresión y de la rotación de la barrena.

Se clasifican en 3 tipos:

Barrenas de cortadores fijos: Tienen un diseño muy elemental debido a que carecen de partes móviles y dependen en consecuencia totalmente de las superficies cortantes para desgastar los estratos. Figura 1.1.1.7a. Destacan 3 tipos básicos en base al material de los cortantes.

-Barrenas de diamante natural: El uso de estas barrenas es limitado (debido a los costos), salvo en casos especiales que justifiquen su necesidad y costeo.

-Barrenas de diamante térmicamente estable (TSP): Usadas para perforar rocas duras (caliza dura, basalto y arenas finas duras).

-Barrenas compactas de diamante policristalino (PDC): Este tipo de barrenas es la más utilizada en la actualidad para la perforación de pozos petroleros.

Su clasificación consiste en un código de cuatro cifras:

- 1.-Material del cuerpo.
- 2.-Densidad de cortadores.
- 3.-Tamaños de cortes
- 4.-Forma.

Barrenas de cortadores móviles: Son barrenas que cuentan con estructuras móviles (conos), Figura 1.1.1.7b.

Barrenas de insertos de carburo de Tungsteno: actualmente este tipo de barrenas sólo son usadas en las primeras etapas de la perforación. Su clasificación básica consiste en el código AIDC

(Asociación Internacional de Contratistas de Perforación) dado por 3 dígitos

- 1.-Sistema de corte
- 2.-Dureza
- 3.-Sistema de rodamiento

Barrenas especiales: Se utilizan en casos muy específicos o con fines adicionales a los de solo continuar con la perforación; las más utilizadas son las ampliadoras y las bicéntricas, cuyo uso es por ejemplo, la ampliación del diámetro del agujero. Figura 1.1.1.7c.



Figura 1.1.1.7a Barrenas de cortadores fijos Figura 1.1.1.7b Barrena de cortadores móviles Figura 1.1.1.7c Barrenas especiales
(Schlumberger, 2002).

1.1.1.8 Diseño de cabezales y árbol de válvulas

Durante la perforación, además de otras eventualidades que se mencionarán en este trabajo, el mayor riesgo es un arrancón de pozo, es decir, un flujo incontrolado de fluidos de la formación a la superficie; comienza con un “brote” o “cabeceo” que es un flujo imprevisto de fluidos de la formación adentro del pozo el cual, si no se maneja apropiadamente se convierte en un Reventón.

Para evitar este evento, se cuenta con el sistema de control durante la perforación representado principalmente por los cabezales y árbol de válvulas. Sus principales funciones serán:

- Cerrar el pozo en caso de un brote imprevisto
- Colocar suficiente contra-presión sobre la formación
- Recuperar el Control Primario del Pozo
- Además de atender durante la operación ciertos indicadores como:
 - Aumento en la velocidad de penetración
 - Disminución de la presión de bombeo e incremento de emboladas en la bomba.
 - Lodo contaminado con gas
 - Lodo contaminado con cloruros
 - Cambio en las propiedades reológicas del lodo.
 - Aumento o disminución de peso en la sarta de perforación
 - Flujo sin circulación
 - Aumento en el gasto de salida
 - Aumento de volumen en presas

Cabezal de pozo: Es la base en la superficie sobre la cual se construye el pozo durante las operaciones de perforación; mientras se perfora cada espacio anular está sellado por el cabezal de pozo. Las principales funciones para los cuales debe ser diseñado son:

- Soportar las cargas de tensión
- Tener capacidad de sellar a presión
- Aislar el pozo del ambiente exterior
- Aislar entre revestidores y formaciones en el fondo del pozo

-Mantener bajo control la presión en diversas operaciones como la perforación, pruebas de pozo o períodos de cierre.

Tipos de preventores:

Preventor de Arietes: tiene como características principales el poder utilizar diferentes tipos y medias de arietes, según se requiera en los arreglos de los conjuntos de preventores, y por su diseño es considerado como el más seguro. Figura 1.1.1.8a.



Figura 1.1.1.8a preventor de arietes anulares (Pemex, gerencia de Tecnología Subdirección de Perforación y Mantenimiento de Pozos. Estandarización de Conexiones Superficiales de control, 2003)

Arietes Anulares: constan de una pieza de acero fundido de baja aleación y de un conjunto sellante diseñado para resistir la compresión y sellar eficazmente. Los tipos de arietes usados en los arreglos de los conjuntos de preventores son los siguientes:

- Ariete anular para preventor tipo "U".
- Arietes ajustables.
- Arietes de corte.
- Arietes ciegos.

- **Ariete anular para preventor tipo "U":** los arietes para tubería de perforación o revestimiento están constituidos por un sello superior y por un empaque frontal. Ambos empaques son unidades separadas y pueden cambiarse independientemente. Figura 1.1.1.8b.



Figura 1.1.1.8b ariete anular para preventor tipo "U" (Pemex, gerencia de Tecnología Subdirección de Perforación y Mantenimiento de Pozos. Estandarización de Conexiones Superficiales de control, 2003)

En caso de emergencia permite el movimiento vertical de la tubería, para lo cual deberá regularse la presión de cierre del preventor, así como también permiten colgar la sarta cerrando los candados del preventor.

- **Arietes ajustables:** son similares a los tipo "U". La característica que los distingue es cerrar sobre un rango de diámetro de tubería, así como de la flecha. Figura 1.1.1.8c.



Figura 1.1.1.8c arietes ajustables (Pemex, gerencia de Tecnología Subdirección de Perforación y Mantenimiento de Pozos. Estandarización de Conexiones Superficiales de control, 2003)

- **Arietes de corte:** los arietes de corte están constituidos por cuchillas de corte integrados al cuerpo del ariete, empaques laterales, sello superior y empaques frontales de las cuchillas. La función de estos arietes es cortar la tubería y actuar como arietes ciegos para cerrar el pozo. Figura 1.1.1.8d.



Figura 1.1.1.8d arietes de corte (Pemex PEP-UPMP, Programa de Acreditación de control de Pozos, Wellcap)

- **Arietes ciegos:** constan de un empaque frontal plano, construido a base de hule vulcanizado en una placa metálica y de un sello superior. Su función es cerrar totalmente el pozo cuando no se tiene tubería en su interior y que por la manifestación del brote no sea posible introducirla. Figura 1.1.1.8e.

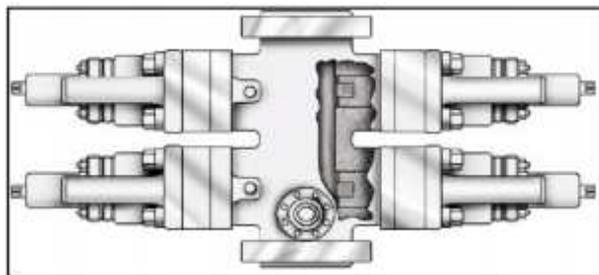


Figura 1.1.1.8e preventor doble de arietes ciegos (Pemex, gerencia de Tecnología Subdirección de Perforación y Mantenimiento de Pozos. Estandarización de Conexiones Superficiales de control, 2003)

-**Preventor Esférico:** también conocido como anular, es instalado en la parte superior de los preventores de arietes. Es el primero en cerrarse cuando se presenta un brote. El tamaño y su capacidad deberán ser iguales que los preventores de arietes. Figura 1.1.1.8f.

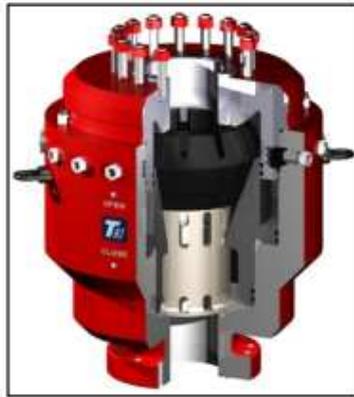


Figura 1.1.1.8f preventor esférico (Pemex, gerencia de Tecnología Subdirección de Perforación y Mantenimiento de Pozos. Estandarización de Conexiones Superficiales de control, 2003)

El preventor consta de su parte inferior de un elemento empacador de hule sintético (dona), que al operarlo se deforma concéntricamente hacia su parte interior efectuando el cierre alrededor de la tubería. Al abrir la dona se contrae y queda en posición de abierto al mismo diámetro de paso de los otros preventores.

Los preventores ya mencionados se colocan en forma de arreglo, Figura 1.1.1.8g.

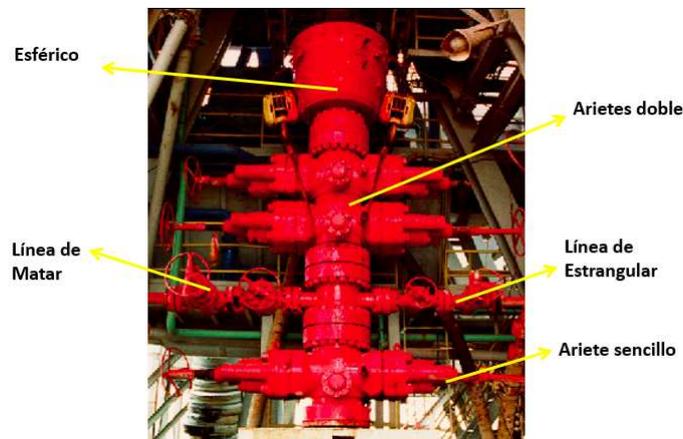


Figura 1.1.1.8g Fotografía de un arreglo común de preventores (Modificado de: Manual de Completación, Schlumberger, 2003).

Bomba Koomey: Es un conjunto hidráulico, neumático, mecánico y eléctrico. Su función es mantener una presión acumulada para operar en emergencias el cierre de los preventores, Figura 1.1.1.8h.



Figura 1.1.1.8h Bomba Koomey. (Petróleos Mexicanos PEP-UPMP, Programa de Acreditación en Control de Pozos, Wellcap).

1.1.1.9 Tuberías de revestimiento

Son tuberías especiales que se introducen en el agujero perforado y que luego son cementadas para lograr la protección del pozo y permitir posteriormente el flujo de fluidos desde el yacimiento hasta la superficie.

- Evitar derrumbes en el pozo durante la perforación.
- Prevenir la contaminación de las zonas productoras con fluidos extraños.
- Facilitar la instalación del equipo de superficie y de producción.

La tubería de revestimiento está sujeta a diferentes cargas durante las operaciones de corrida, cementación, perforación y producción. Dichas cargas exigen que la TR cuente con propiedades que permitan conservar sus características principales.

Tensión: Las cargas axiales por tensión son producidas por fuerzas que actúan a lo largo del eje longitudinal de la tubería de revestimiento, principalmente generadas por su propio peso.

Colapso (presión externa): La fuerza mecánica capaz de deformar un tubo por el efecto resultante de las presiones externas. Es originada principalmente por la columna de lodo usada para perforar el pozo.

Esfuerzo al Estallido (presión interna): Es la mínima presión interna que debe ser aplicada para iniciar una deformación permanente o causar la cedencia del acero, por lo que representa un factor máximo permisible al operar.

1.1.1.10 Programa de cementación de las tuberías de revestimiento

El objetivo principal de la cementación de tuberías de revestimiento es aislar las zonas expuestas en el borde del pozo que contienen los fluidos y separarlas efectivamente, formando un sello hidráulico (anillo de cemento), que se forma entre las formaciones y la tubería de revestimiento, con el fin de evitar la migración de los fluidos entre sí, es decir, preservar la infraestructura del pozo. Además, otras de sus funciones son:

- Sellar zonas de pérdida de circulación
- Proteger TR de la corrosión
- Prevenir surgencias
- Prevenir el movimiento de fluidos entre distintas zonas del pozo

Las cementaciones son clasificadas en 3 tipos:

Primaria: Se realiza al cementar los revestidores del pozo (conductor, superficial, intermedio, producción, etc.) durante la perforación.

Forzada: Es el proceso de forzamiento de la lechada de cemento en el pozo, que se realiza principalmente en reparaciones/reacondicionamientos o en tareas de terminación de pozos. Puede ser una cementación forzada o un tapón de cemento. Los principales objetivos de esta cementación son:

- Reparar trabajos de cementación primaria deficientes.
- Reducir altas producciones de agua y/o gas.
- Reparar filtraciones causadas por fallas del revestidor.
- Abandonar zonas no productoras o agotadas.
- Sellar zonas de pérdidas de circulación.
- Proteger la migración de fluido hacia zonas productoras.

Tapones de cemento: Los tapones comprenden un cierto volumen de lechada de cemento, colocado en el agujero o en el interior de la tubería de revestimiento. Sus principales objetivos son:

- Desviar la trayectoria del pozo arriba de un pescado o para iniciar una perforación direccional.
- Taponar una zona del pozo o taponar el pozo y resolver un problema de pérdida de circulación.

1.2 Terminación, su objetivo y definición.

Es un proceso operativo que se inicia después de cementada la última tubería de revestimiento de explotación y se realiza con el fin de dejar el pozo produciendo hidrocarburos o taponado si así se determina. El objetivo primordial de la terminación de un pozo es obtener la producción óptima de hidrocarburos al menor costo.

La terminación es la fase más importante en la vida de un pozo, porque comprende todas las operaciones entre la perforación y la puesta en producción. Idealmente, la terminación debe:

- Minimizar el costo inicial de un pozo.
- Incidir sobre la máxima rentabilidad del mismo a lo largo de su vida productiva.

Por el contrario una terminación deficiente, ocasiona gastos innecesarios, es decir, nuevos procesos operativos correctivos como la cementación secundaria y cementación forzada, y en ocasiones hasta el abandono prematuro y reservas de hidrocarburos no recuperadas.

1.2.1 Requerimientos para la Terminación

El éxito de la implementación de una terminación está determinado por una buena planeación y una eficaz instalación de la misma, todo esto requiere de información confiable del yacimiento y de las características particulares de los pozos.

El adecuado diseño de la terminación de pozo debe considerar la obtención de la información recabada durante la perforación de manera directa o indirecta, la cual se evaluará para determinar las zonas de interés y mediante un análisis nodal se diseñarán los diámetros de la tubería de producción y el diámetro de los estranguladores con efecto de optimizar la producción.

1.2.1.1 Lavado de Pozo

El proceso de lavado de pozo tiene como objetivo desplazar el lodo y remover los sólidos adheridos a las paredes de la tubería con efecto de eliminar las partículas de barita, recortes y cemento, todo esto con la finalidad de obtener un fluido dentro de la tubería libre de contaminantes y con ello evitar el daño a la formación durante los disparos. Esto se realiza inyectando baches lavadores viscosos; el diseño considera emplear los siguientes fluidos:

- 1) Fluido espaciador (agua o diesel)
- 2) Fluido lavador
- 3) Fluido viscoso
- 4) Fluido de terminación

Se recomienda que el bache espaciador tenga una distancia suficiente para mantener los fluidos alejados uno del otro, la regla establece un volumen equivalente a 500 metros lineales en el espacio anular de mayor amplitud. El desplazamiento más eficiente ocurre cuando el flujo alcanza el régimen turbulento, debido a que la energía del flujo remueve fácilmente los sólidos adheridos en las paredes del pozo. Para ello es sabido que se tiene que alcanzar un régimen turbulento, en este tipo de fluido, se requieren alcanzar valores del número de Reynolds mayores a 2100 es decir un número de Reynolds crítico.

El aspecto a considerar durante la operación de lavado de pozo es alcanzar la velocidad de desplazamiento requerida para transportar los sólidos remanentes y colocar un fluido libre de impurezas, con efecto de evitar el daño a la formación y posibles atascamientos de las herramientas durante las operaciones de terminación.

1.2.1.2 Fluido de Terminación

El aspecto primordial para la selección del fluido de terminación consiste en determinar la compatibilidad con la formación y con los fluidos existentes en el fondo del pozo, considerando la presión y la temperatura existentes en el fondo del pozo, para seleccionar la densidad requerida. Por lo general, la implementación de fluidos limpios evita el daño a la formación productora en comparación con utilizar fluidos con sólidos. Existe una gran variedad de fluidos libres de sólidos de acuerdo a su formulación proporcionan la densidad requerida.

1.2.1.3 Fluido Empacador

El fluido empacador es el fluido que se aloja en el espacio anular entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento, desde el empacador hasta el árbol de producción. Dentro de las funciones del fluido empacador se encuentran las siguientes:

- 1) Ejercer una columna hidrostática para control del pozo.
- 2) Reducir la presión diferencial entre la TP y TR.
- 3) Reducir el efecto de corrosión.
- 4) No dañar el elastómero del empacador.
- 5) Fungir como un aislante térmico.

Es primordial que el fluido empacador contenga aditivos anticorrosivos con la mínima cantidad de sólidos para una futura recuperación del aparejo de producción, así también debe tener la densidad requerida para eliminar los riesgos de colapso o ruptura de la tubería y ejercer la contrapresión sobre el intervalo productor.

1.2.1.4 Empacador de producción

La selección del empacador de producción está definida en base a los esfuerzos ejercidos durante las operaciones de terminación ya sean: inducciones, estimulaciones, fracturamientos y pruebas de admisión, así como las condiciones de presión y temperatura durante la vida productiva del pozo. Otros aspectos que deben ser considerados son la composición y propiedades de los fluidos que son producidos del pozo.

Los empacadores de producción son clasificados en 2 grandes grupos, permanentes y recuperables. Los nuevos empacadores incluyen niples de asiento o receptáculos. El propósito de su instalación es proteger la tubería de revestimiento del pozo, durante las operaciones de estimulación y de los fluidos corrosivos. El empacador es descrito como el dispositivo que bloquea el paso de los fluidos al espacio anular. Su selección depende de:

- Diámetro de la tubería de revestimiento
- Grado y peso de la tubería de revestimiento
- Temperatura del pozo
- Presión de operación
- Tensión y Compresión

1.2.1.5 Aparejo de Producción

El diseño del aparejo de producción se realiza de manera dinámica y estática. El diseño dinámico determina el diámetro y capacidad máxima de producción, con efecto de asegurar los requerimientos de producción. El diseño estático determina si la tubería seleccionada cumple con los requerimientos de esfuerzos mecánicos (presión interna, colapso y tensión), este análisis se realiza considerando condiciones críticas durante la instalación.

En el diseño algunas de las consideraciones son el ángulo de los pozos, los fluidos de perforación, peso, velocidad de la mesa rotaria y diversos procedimientos de operación.

Propiedades de las Tuberías

- 1) Esfuerzo del acero
- 2) Tipo de la conexión
- 3) Tipo de rosca
- 4) Coeficiente de fricción

1.2.1.6 Medio Árbol de Válvulas

El diámetro del árbol de válvulas es seleccionado de acuerdo al estado mecánico del pozo, considerando la presión y temperatura máxima, así también el material requerido, el proceso se realiza bajo la Norma API 6-A que define el nivel de especificación del producto y condiciones estándar de servicio.

La especificación API 6- A sirve como fuente de referencia para el diseño de conexiones bridadas y salidas de los equipos en rangos de presión desde 2000 [psi] hasta 20000 [psi] el máximo rango de trabajo, no contempla requerimientos para el uso en campo, pruebas o reparación de productos. La figura 1.2.1.6 muestra el esquema de un árbol de navidad.

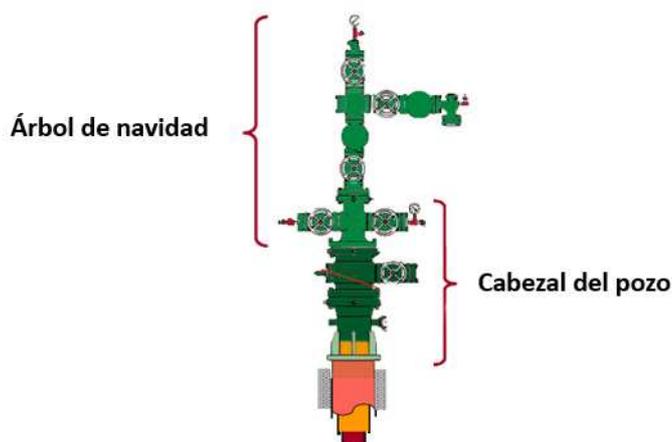


Figura 1.2.1.6 Esquema que muestra el árbol de navidad colocado posteriormente a las operaciones de perforación sustituyendo a los preventores (Modificado de: Manual de Completación, Schlumberger, 2003).

1.3 Puesta en producción, su objetivo y definición.

La puesta en producción consiste en aquellos procedimientos que colaboran a obtener hidrocarburos a partir de la infraestructura que conforma al pozo y sus complementos externos, ya sea para hacerlo producir en un principio o mantener su producción a lo largo de una etapa de vida útil debido a que según la terminación, estos pueden ser pozos fluentes naturales o con adicionamiento de energía mediante algún sistema artificial de producción. Cada uno de estos métodos tienen sus propias variantes y existen combinaciones entre dichas formas.

Cada una de estas técnicas básicas de producción tiene un amplio rango de operación. Este enfoque tan general debe aplicarse sin embargo con la idea de que no solo se tienen las líneas que limitan en forma vaga y sujeta a amplias zonas de combinación, sino que hay muchos factores que deban tomarse en cuenta al decidir cuál técnica de producción es mejor para un pozo en particular o en un grupo de ellos. Se necesitan considerar algunos parámetros como:

- Producción del pozo.
- Relaciones gas/líquido (RGL) actuales y previstas.
- Problemas de depósito de arena y parafina.
- Desviación del agujero.
- Diámetro de la tubería de revestimiento.
- Relación del comportamiento de la entrada de flujo actual y futura (IPR; índice de productividad o potencial del pozo).
- Presión de la formación y declinación de dicha presión.
- Planes de recuperación secundaria y terciaria.
- Vida futura y producción acumulativa estimada.
- Disponibilidad de gas a alta presión.
- Dificultad de la reparación (por ejemplo, en terminaciones marinas).
- Viscosidad del aceite.
- Criterios económicos.

1.3.1 Disparos

Cuando se tiene una terminación de pozo en agujero revestido, la operación de los disparos es parte primordial para obtener la producción de hidrocarburos de la formación, la operación consiste en perforar la tubería de revestimiento, el cemento y la formación con el fin de comunicar el pozo con el yacimiento. La Figura 1.3.1 muestra formas de distribuir los disparos. Para una óptima operación durante los disparos se debe considerar las propiedades de los fluidos, la litología del intervalo de interés, el tipo de terminación y las características específicas de las pistolas. Los factores que afectan el resultado de los disparos son:

- 1) Grado de la tubería
- 2) Saturación
- 3) Temperatura
- 4) Tipo de Formación

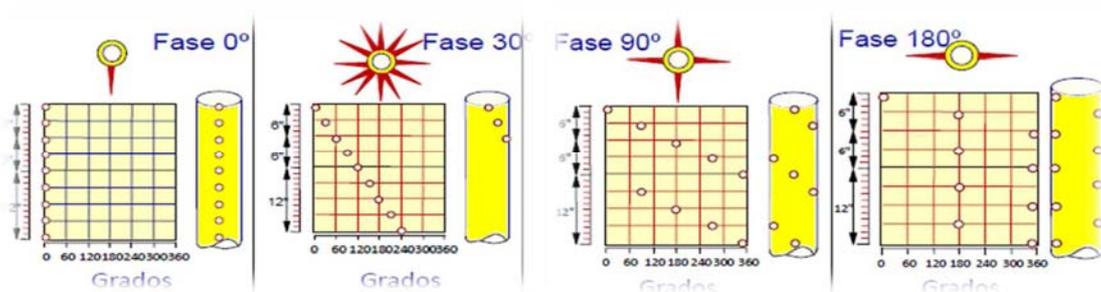


Figura 1.3.1 Esquema que muestra diversas fases o formas de distribuir los disparos (Pemex, Guía de Diseño para Disparos de Producción, 2002).

1.3.1.1 Tipos

Disparo a Chorro: El proceso de disparo a chorro consiste en un detonador eléctrico que activa un cordón explosivo y provoca una reacción en cadena, la alta presión generada por el explosivo provoca la expulsión de un chorro de partículas con presiones aproximadas de 5 millones de [psi].

Disparo de bala: Las pistolas mayores a 3 ½ pulgadas de diámetro son implementadas en formaciones con resistencia a la compresión inferior a 6000 [psi]; estas proporcionan una mayor penetración que la mayoría de las pistolas de chorro.

Pistola Hidráulica: Este tipo de disparo se realiza mediante la inyección a chorro de un fluido con arena, a través de un pequeño orificio contra la tubería de revestimiento, la presión del chorro se puede incrementar mediante la inyección de Nitrógeno. La capacidad de penetración se reduce en función a la presión en el fondo del pozo.

Cortador Mecánico: El cortador mecánico es una herramienta de molienda que permite la apertura de ranuras para la comunicación del pozo con la formación. Ocasionalmente para el control de la producción de arena se realiza la apertura de ventanas en la tubería de revestimiento.

1.3.1.2 Propiedades

Si no se consideran las propiedades pertinentes de los disparos surgirá un taponamiento, es decir, cuando los disparos se llenan con roca triturada de la formación y residuos de las cargas, en el momento que se dispara con el lodo. Debido a esto los tapones no son fácilmente removidos por el contraflujo.

Cuando se dispara con una presión diferencial hacia la formación los disparos se llenan con partículas y los tapones producidos por el lodo son difíciles de remover, produciendo en algunos casos un taponamiento permanente y que reducirá la productividad de los pozos. Es por eso importante recalcar las siguientes propiedades que pueden fomentar el éxito de la operación:

Efecto de la Presión Diferencial: Un factor a considerar es la densidad de los disparos que depende del ritmo explotación requerido. Por lo general es adecuado 4 disparos por pie de 0.5 pulgadas y para intervalos de baja productividad de 1 a 2 disparos por pie.

Densidad de Disparos: La capacidad de penetrar la formación es inversamente proporcional al esfuerzo de sobrecarga y resistencia compresiva de la formación. El método propuesto para el cálculo fue propuesto por Thomson, que relaciona la resistencia compresiva con los datos de pruebas en superficie.

Desempeño de los disparos: Las presiones en el pozo pueden limitar las pistolas con cargas expuestas. En cuanto a la temperatura, las cargas para altas temperatura proporcionan poca penetración, el explosivo es poco sensible y presentan mayores fallas, así como mayores costos.

1.3.2 Reparaciones menores

Son aquellas operaciones correctivas realizadas en un pozo y que no alteran el yacimiento a fin de mantener, restaurar o mejorar su productividad. Pueden incluir trabajos como la sustitución de tuberías de producción dañadas, disparar otro intervalo para poner en producción una zona más alta, acidificación por daño en el área cercana al pozo, taponamiento y abandono de una zona, entre otras. Entonces, una reparación menor es el conjunto de actividades que tienen la finalidad de corregir fallas en los aparejos de producción que impiden flujo hacia la superficie.

1.3.3 Reparaciones mayores

Son el conjunto de actividades que tienen la finalidad de mantener al pozo en constante producción mediante la alteración de las condiciones de flujo del yacimiento productor o mediante el aislamiento y apertura de intervalos. Entonces puede ejemplificarse con:

- Reparar o sustituir equipos dañados.
- Reparar daños naturales dentro del pozo.
- Disparar para poner otra zona en producción.
- Aumentar la producción de una zona existente.
- Convertir el pozo de productor a inyector y viceversa.
- Sustituir el equipo de levantamiento artificial.

1.3.4 Estimulación

Proceso mediante el cual se restituye o se crea un sistema extensivo de canales en la roca productora de un yacimiento. La estimulación de un pozo consiste en la inyección de un fluido ácido de tratamiento con efecto de remover el daño causado por la invasión de los fluidos a la formación durante la perforación en su caso durante la vida productiva del pozo. Para facilitar el flujo de fluidos de la formación al pozo, como se ejemplifica en la Figura 1.3.4.2. La estimulación es un proceso que permite crear o limpiar los canales en la roca productora para facilitar el flujo de fluidos de la formación al pozo, es la principal actividad para mejorar la productividad de los pozos de aceite y gas. La clasificación general para las estimulaciones está constituida por estimulaciones reactivas y estimulaciones no reactivas.

El primer paso es determinar el tipo de daño ocasionado en el pozo, el sistema de estimulación se diseña considerando el tipo de formación, mineralogía, pruebas de emulsión y compatibilidad de fluidos.

1.3.4.1 Reactiva

Este proceso utiliza fluidos de tratamiento que reaccionan químicamente disolviendo materiales extraños en la formación y parte de la propia roca. Básicamente se reduce a procedimientos que atacan la matriz de la roca (estimulaciones matriciales) y es útil para la remoción de bloqueos de agua, emulsiones, incrustación de sales, depósitos orgánicos e inorgánicos (mezcla), así como invasión de sólidos.

1.3.4.2 No reactiva

Es aquella donde los fluidos del tratamiento no reaccionan químicamente con los materiales o sólidos de la roca, estos fluidos pueden ser soluciones oleosas o acuosas, alcoholes o solventes mutuos siendo utilizados para remover bloqueos de agua o aceite, emulsiones, pérdida de lodo y depósitos orgánicos.

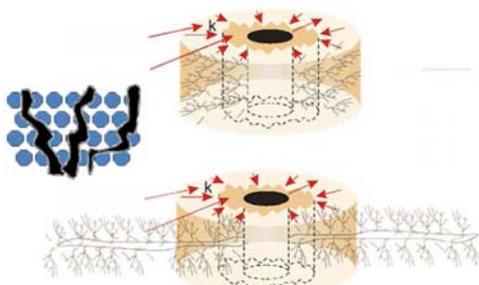


Figura 1.3.4.2 Esquema de una estimulación que crea nuevas vías para el flujo de fluidos (Pemex: Guía de Diseño para Disparos de Producción, 2002).

1.3.5 Inducciones

La operación de inducción se realiza cuando los hidrocarburos producidos de la formación no llegan a superficie, las actividades consisten en disminuir la presión hidrostática para permitir que se manifieste el pozo.

Inducción mecánica: La operación consiste en desplazar una barra pesada con un empaque a través del aparejo de producción. Durante el viaje ascendente el empaque se ajusta al diámetro interior de la tubería de producción y con ello se permite el desalojo del fluido que se encuentra encima de ellas. La principal desventaja de este método es el alto riesgo operativo debido a que se realiza sin la instalación de preventores.

Inducción por desplazamiento: La inducción por desplazamiento consiste en abrir una camisa de circulación y desplazar los fluidos alojados en la tubería de producción hacia el espacio anular por un fluido de menor densidad. Los fluidos desplazantes comunes son agua dulce, salmueras y nitrógeno.

Para la inducción debe ser considerado el volumen de fluido por desplazar esto evitará que se realicen operaciones inconclusas y fallas por falta de fluido. Debe ser considerada la presión de bombeo puesto que permite seleccionar el equipo adecuado para el bombeo esto con el fin de evitar riesgos durante el desarrollo de la operación.

Inducción por empuje o implosión: La inducción por empuje consiste en la inyección de fluidos contenidos en el pozo en complemento con un volumen de nitrógeno hacia la formación a través de un intervalo abierto. El nitrógeno es un gas inerte que no reacciona con la formación y después de ser descargado produce un efecto de succión, con ello proporciona un arrastre de sólidos y la disminución de la presión hidrostática.

Para este proceso es necesario determinar el volumen total y gasto de inyección del nitrógeno que se inyectará al pozo con el fin de generar una presión menor en la cara del intervalo e inducir la producción del pozo. Por otra parte es vital considerar el cambio de presiones en el sistema para evitar rupturas de algún elemento del pozo (empacadores, aparejo de producción).

CAPÍTULO 2.

FUNDAMENTOS PARA DISEÑO DE POZOS

CAPITULO 2. FUNDAMENTOS PARA DISEÑO DE POZOS

2.1 Estabilidad mecánica del agujero

Muchos elementos pueden afectar el éxito de las operaciones de perforación; al penetrar y delimitar formaciones, cualquier falla técnica por simple que sea puede detener el progreso teniendo como consecuencia mayores costos que dependen principalmente del ritmo del equipo, por lo que se vuelve primordial conservar la integridad del agujero que se está perforando para así garantizar el éxito de la operación.

2.1.1 Problemas comunes en el agujero

Comúnmente los hábitos operacionales pueden afectar de gran manera la potencial aparición de un problema en el pozo aunado a las complicaciones ya conocidas gracias a la evaluación del yacimiento. Aunque la determinación de la densidad del fluido de control es un factor clave, muchos elementos más relacionados con la perforación necesitan de una buena planeación como ya ha quedado demostrado por Sheppard et al, en 1987 respecto al torque y las consideraciones de arrastre en la planeación de la trayectoria que lleve el pozo, así como la experiencia en las pegaduras de tuberías a nivel operativo que se han documentado. Además, respecto a la densidad de fluido de control ya ha quedado claro que el contraste entre el éxito o falla siempre está ligada al programa de densidades. Un fluido de control con una densidad demasiado elevada puede implicar pérdidas de fluido de control o pegaduras de tuberías mientras que un fluido de control de densidad demasiado baja puede ocasionar un colapso o problemas de limpieza del agujero. Como síntesis, algunos problemas comunes en el agujero son:

a) Limpieza del agujero.

Comúnmente se pueden acumular recortes o fragmentos colapsados en el fondo del pozo y desencadenar problemas como incapacidad para alcanzar el fondo con la tubería de revestimiento. La limpieza del agujero es dependiente del gasto y la capacidad de arrastre del fluido de control. Un fluido de control con la densidad aumentada deberá reducir el potencial para el colapso del agujero y de ese modo optimizará la limpieza del agujero. Asimismo existe una fuerte conexión con la química del fluido de control.

b) Variaciones de presión.

Cuando la densidad del fluido de control permanece constante, el pozo está sometido a un mayor número de presiones estáticas y debido a que las variaciones de presión pueden conducir a fallas del agujero se deberá preferir una densidad de fluido de control más alta y constante. Por otra parte al mantener la densidad de fluido de control de forma constante es recomendable mantener también dentro de rangos constantes la densidad equivalente de circulación (ECD) las presiones de arranque y de limpieza.

c) Colapso del agujero.

El colapso del agujero sucede cuando la densidad del fluido de control es muy baja debido a que el esfuerzo radial alrededor de la pared del agujero es bastante alto, dando como resultado frecuentemente la falla de la roca. La mayoría de las veces la mejor solución a este problema es incrementar la densidad del fluido de control.

d) Compactación del agujero.

Un fluido de control de elevada densidad generará un balance en los esfuerzos de la roca y mantendrá el agujero más estable. Aun así, es probable que el agujero disminuya en diámetro el primer día después de perforado debido al hinchamiento de la roca, requiriendo constantemente de viajes de barrido. Es por ello que se necesita realizar un incremento en la densidad del fluido de control y no una reducción. La compactación del agujero también puede ser causada por colocar empaques en el espacio anular del fondo del agujero combinado con la severidad de pata de perro.

e) Deslaves.

La teoría tras un deslave del agujero es que la acción a chorro a través de las toberas de la barrena erosiona hidráulicamente la pared del pozo provocando un agrandamiento no deseado en el tamaño del agujero aunque se cree que no es fácil desgastar hidráulicamente una roca consolidada a varios kilómetros de profundidad. Lo que sucede en algunas ocasiones es que la densidad del fluido de control es demasiado baja, dando como resultado una falla en la pared del agujero. El deslave resulta, frecuentemente, en un colapso, además, la acción hidráulica únicamente remueve fragmentos rotos. La experiencia de campo ha demostrado que incrementando la densidad del fluido de control en una pequeña cantidad se tiene como resultado la estabilidad del agujero.

f) Pérdida de fluido de control.

En muchas ocasiones se penetra una formación débil o una falla resultando una pérdida de fluidos de perforación. Generalmente, las densidades del fluido de control requieren mantenerse por debajo de este límite crítico, aunque también las formaciones fracturadas pueden ser causantes de restricciones en la densidad del fluido de control, como lo plantearon Santarelli & Dardeau en 1992.

g) Costo del fluido de control.

Un programa de fluido de control que posea una densidad elevada es más caro. Aunque este costo adicional es insignificante si los problemas de perforación resultan menores.

h) Reducción del ritmo de perforación.

Muy frecuentemente se cree que el incremento en la densidad es resultado de un ritmo de perforación lento. El ritmo de perforación es principalmente una característica de la formación y el efecto de sobrecarga no es muy importante. Del mismo modo se debe medir la reducción en el ritmo de perforación contra los costos de problemáticas en el agujero, y en conclusión, probablemente una reducción en el ritmo de perforación no es significativa.

i) Estimación de la presión de poro.

En el proceso de perforación se estima la presión de poro utilizando diversos criterios. Un factor de mucho interés en particular es el registro de exceso de gas; esto ayuda a cuantificar la presión de poro a una profundidad particular. Un fluido de control de densidad elevada puede omitir las lecturas altas de gas.

Por esa razón es que es preferible un fluido de control de densidad no muy elevada durante la perforación pero comúnmente este criterio es ignorado.

j) Pegaduras diferenciales.

Una densidad de fluido de control elevada llevará a un incremento de presión y la tubería de perforación estará propensa más fácilmente a pegaduras diferenciales. Viéndolo desde este punto de vista, un fluido de control de densidad elevada puede ser perjudicial. Un colapso y una mala limpieza del fondo del agujero pueden conducir a una pegadura además de que la compactación del agujero también puede ser otro contribuyente.

Si se tienen capas intercaladas de lutitas y areniscas, las lutitas pueden colapsar, exponiendo a las arenas directamente hacia la tubería de perforación.

La Figura 2.1.1 ilustra una sección del agujero que no está en calibre (donde hay socavamientos en las capas de lutitas con intercalaciones de arenas) y otra que si lo está.

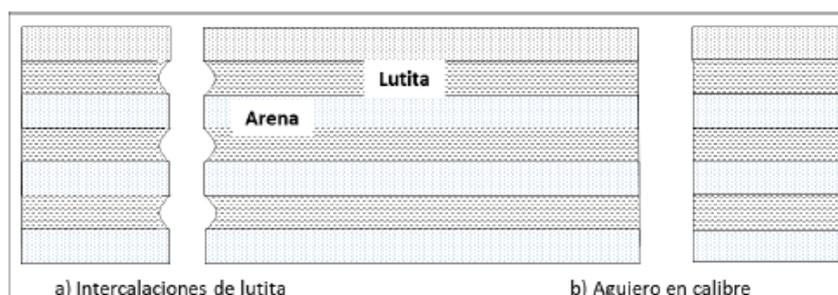


Figura 2.1.1 Colapso parcial en una litología mixta (Leyva Hernández, 2013).

Un pozo fuera de calibre es en gran medida sensible a pegaduras diferenciales debido a la exposición de la arena, en contraste, un pozo en calibre aumenta la probabilidad de que el contacto entre la tubería de

perforación y el agujero ocurra en la capa de lutitas, disminuyendo el potencial de pegadura diferencial en las capas de arena.

Se prefiere utilizar un fluido de control de densidad elevada, viéndolo desde el punto de vista del colapso aunque como ya se indicó, pueda incrementar la probabilidad de una pegadura diferencial. Es aquí donde se encuentra un conflicto potencial de diferencia de criterios y necesidades.

2.1.2 Solución a problemas relacionados con la estabilidad del pozo mediante el sistema hidráulico

Un fluido de control de densidad relativamente elevada es preferible desde muchos puntos de vista. Aunque, se debe de tomar en cuenta:

- Pérdidas de circulación
- Lecturas de gas en la perforación exploratoria
- Pegaduras diferenciales
- Formaciones naturalmente fracturadas

De la misma manera, se debe tomar en cuenta la química del fluido de control así como la relación entre diversas problemáticas comunes en el pozo (Tabla 2.1.2).

Tabla 2.1.2 Relaciones entre algunos problemas del pozo (Modificado de: Leyva Hernández, 2013).

Problema	Colapso	Limpieza del pozo	Deslave	Compactación del agujero	Pegadura diferencial	Pérdida de circulación
Colapso	X					
Limpieza del pozo	X	X	X			
Deslave	X		X			
Compactación del agujero	X	X		X		
Pegadura diferencial	X	X		X	X	
Pérdida de circulación						X

Se observa que la densidad del fluido de control es un denominador común entre todas las situaciones, aunque en algunos casos es contrastante. Aunque es claro que la densidad del fluido de control deberá estar de preferencia elevada. Sin embargo, aún se tiene una amplia ventana de densidad del fluido de control. La Figura 2.1.2 muestra el rango de densidades de fluido de control permitidas; en algunos pozos el rango puede ser amplio, por lo que necesariamente deberá de limitarse un poco más a éste.

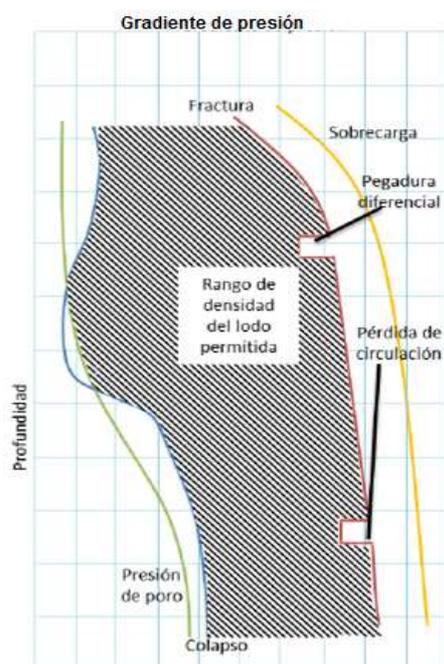


Figura 2.1.2 Rango de densidades de fluido de control permitidas considerando problemas de agujero comunes (Pemex, 2008).

Las principales propiedades del fluido de control para reducir problemas en la pared del agujero incluyen:

- Pérdida por filtración en zonas permeables;
- Inhibición química;
- Revestimiento en zonas permeables.

Algunas recomendaciones y prácticas aprendidas con la experiencia:

Un fluido de perforación nuevo empeora las situaciones de fracturamiento/pérdida de circulación.

Durante el proceso de una prueba de goteo los fluidos de control utilizados dan valores más elevados de goteo que un fluido de control nuevo. Se cree que la causa de esto es por el contenido de sólidos de los recortes perforados.

Entonces, un criterio de diseño aplicado es incrementar gradualmente la densidad del fluido de control. En una nueva sección del agujero usualmente se debería iniciar con un fluido de control de densidad más baja.

Después de perforar cerca de 100 m debajo de la zapata, la densidad del fluido de control debe ser incrementada gradualmente.

Se piensa que al utilizar este procedimiento se evitan situaciones potenciales de pérdida de circulación.

2.2 Geomecánica

La geomecánica es una ciencia que estudia la respuesta mecánica de las rocas ante cambios del entorno físico entre los que se encuentran los esfuerzos, las presiones y la temperatura que influyen en la perforación de un campo petrolero. (Leyva Hernández, 2013).

Esta ciencia nos facilita la comprensión de los diversos problemas asociados con la deformación de las rocas por producción de fluidos, como las problemáticas lutitas, la compactación, la subsidencia y de manera general todo lo relacionado con la estabilidad de pozos.

2.2.1 Propiedades Mecánicas de la roca

El objetivo principal de aplicar el conocimiento de la mecánica de rocas a los problemas de estabilidad de pozos es para pronosticar la respuesta de la roca a los esfuerzos que está sometida, como la resistencia de la misma, compresión, cizalla y tensión.

Los parámetros mecánicos de una formación se pueden dividir en tres principales grupos:

- Propiedades elásticas
- Propiedades de resistencia de la roca
- Esfuerzos in situ aunque no son propiedades mecánicas de la roca influye en los parámetros elásticos y de resistencia de la roca.

2.2.2 Propiedades Elásticas (lineales y no lineales)

Teoría de la elasticidad lineal: Es la respuesta más simple de un material, donde existe una relación lineal entre las fuerzas externas y las deformaciones correspondientes. Esta Teoría fue introducida en 1676 por Robert Hooke, la cual nos dice que la fuerza aplicada a cualquier cuerpo elástico es proporcional a la deformación es decir:

$$\sigma = E \xi \quad \dots\dots\dots \text{Ecuación 2.2.2}$$

donde:

σ = Esfuerzo aplicado

E = Módulo de Young.

ξ = Deformación Producida.

Teoría de la elasticidad no lineal: Para un material elástico lineal, siempre se tendrá una relación constante entre el esfuerzo aplicado y la deformación resultante, sin tener en cuenta la magnitud del

esfuerzo y la deformación, por lo tanto la relación esfuerzo-deformación para cualquier material será una línea recta como se muestra en la Figura 2.2.2.

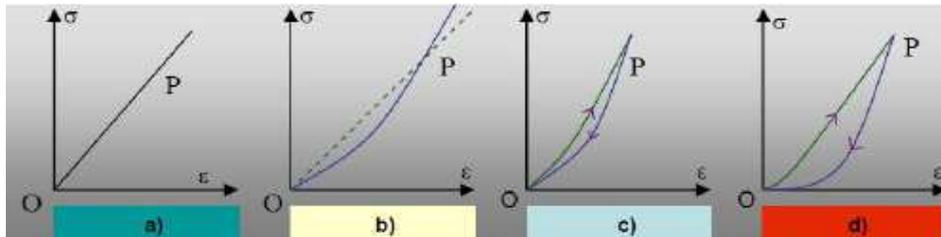


Figura 2.2.2 Relaciones esfuerzo-deformación para a) Material elástico lineal, b) Material perfectamente elástico, c) Material elástico con histéresis, d) Material que ha sufrido deformación permanente (Leyva Hernández, 2013).

Si el material no presenta a una línea recta en la relación esfuerzo-deformación su comportamiento será de una manera no lineal. Para un material elástico no lineal, la relación esfuerzo-deformación puede ser escrita como:

$$\sigma = E_1\varepsilon + E_2\varepsilon^2 + E_3\varepsilon^3 + \dots$$

Recordando que σ y ε generalmente son tensores, es claro que un comportamiento elástico no lineal puede ser muy complicado analizarlo matemáticamente.

2.2.3 Definición de Esfuerzo

El esfuerzo se define como una fuerza que actúa sobre un área o mejor sobre una superficie. En geomecánica, por convención, los esfuerzos compresivos se toman como positivos debido a que las fuerzas que prevalecen en la naturaleza son usualmente compresivas.

En la Figura 2.2.3a se muestra un pilar que está soportando un peso en el tope, debido al peso que tiene en el tope, una fuerza está actuando sobre el pilar, y este reacciona con una fuerza en la dirección opuesta, se puede observar que la fuerza aplicada sobre el material es igual a través de su eje axial, pero si son calculados los esfuerzos existentes en cada sección (a), (b) y (c) se puede ver que no son iguales.

El esfuerzo en la sección o superficie (a) es:

$$\sigma_a = \frac{F}{A_a} \dots\dots\dots \text{Ecuación 2.2.3a}$$

donde:

- σ = Esfuerzo
- F = Fuerza
- A = Área

Ahora si consideramos la superficie (b) se tiene: (despreciando la fuerza del cuerpo, peso del pilar).

$$\sigma_b = \frac{F}{A_b}$$

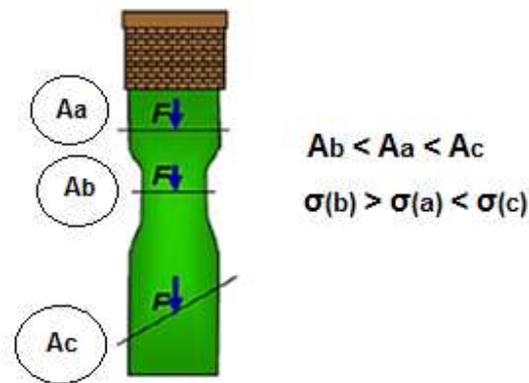


Figura 2.2.3a Definición de esfuerzo (Leyva Hernández, 2013).

La fuerza que actúa a través de la sección transversal *Ab* es igual a la fuerza que actúa a través de la sección transversal *Aa* (se desprecia el peso del pilar), donde el área *Ab* es menor que *Aa*, de tal forma que el esfuerzo en (*b*) es mayor que el esfuerzo en (*a*).

En resumen se puede llegar a la conclusión que el esfuerzo es dependiente de la posición dentro del elemento cargado.

Como se observa en la Figura 2.2.3.b, la dirección de la fuerza relativa a la sección transversal es también importante.

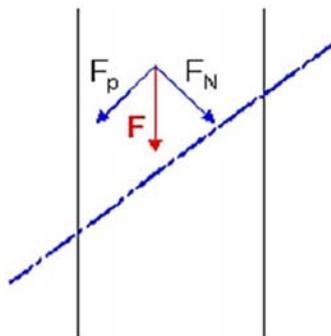


Figura 2.2.3b Descomposición de esfuerzos (Leyva Hernández, 2013).

Un ejemplo es, si se considera la sección transversal en (*c*) con un área en donde la fuerza no es normal a dicha sección; se puede descomponer la fuerza en una componente Normal *FN* y una componente paralela *FP* a la sección, se define como:

$$\sigma_N = \frac{F_N}{A} \dots \dots \dots \text{Ecuación 2.2.3b}$$

$$\tau_s = \frac{F_p}{A} \dots \dots \dots \text{Ecuación 2.2.3c}$$

donde:

σ_N = esfuerzo normal

τ_s = esfuerzo de corte

Por lo tanto, existen dos tipos de esfuerzos actúan a través de una superficie donde la magnitud de cada uno depende de la orientación de la superficie.

- Esfuerzos de corte o de cizalla actúan paralelos a la superficie y tienden a deformar el material pero sin cambiar su volumen
- Esfuerzos normales son perpendiculares a la superficie sobre la cual actúan y tienden a cambiar el volumen del material

Frecuentemente los esfuerzos pueden ser expresados en:

- Pascal
- Bar
- Atmósfera
- Psi

Esfuerzo local en un punto se puede definir de la siguiente manera:

Dividiendo la sección transversal (a) en la Figura 2.2.3a en un número infinito de subsecciones ΔA_i en la cual una parte infinitesimal ΔF_i de la fuerza total F que actúa, puede cambiar de una subsección a otra como se puede ver en la Figura 2.2.3c donde una subsección i contiene un punto P y el esfuerzo en dicho punto es definido como el valor límite de $\Delta F_i / \Delta A_i$ cuando tiende a cero.

$$\sigma_i = \lim_{\Delta A_i \rightarrow 0} \frac{\Delta F_i}{\Delta A_i} \dots \dots \dots \text{Ecuación 2.2.3d}$$

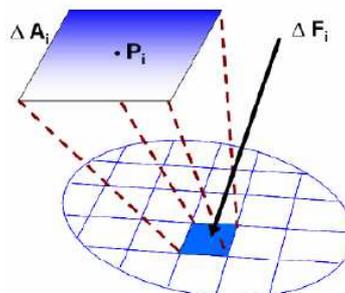


Figura 2.2.3c Esfuerzo local en un solo punto (Leyva Hernández, 2013).

2.2.4 Fuerzas de sometimiento para la roca

Fuerzas de superficie: Son fuerzas actuando a través de superficies de contacto que se encuentran en partes adyacentes de un sistema rocoso. Una fuerza de superficie no es totalmente perpendicular o paralela al plano de superficie, es por eso que la fuerza debe de ser expresada como una suma de dos componentes que son: fuerza de cizalla y fuerza normal.

Fuerzas compresivas y tensivas: Son fuerzas compresivas y están presentes cuando se aplican fuerzas a través de un plano, en donde las partículas de los dos lados del plano tienden a estar más juntas o más cercanas. Y las fuerzas de tensión son fuerzas a través de un plano en donde las partículas de los dos lados del plano tienden a separarse.

Fuerzas de cuerpo: Son fuerzas actuando en cada parte del cuerpo, y son dependientes de la cantidad de masa de roca. Estas fuerzas, en general, elevan los gradientes de esfuerzos, donde el esfuerzo total se incrementa dependiendo del incremento de la profundidad.

Fuerzas uniformes y no uniformes: Cuando existe una fuerza uniforme o isotrópica la intensidad de esta fuerza en un punto dado es la misma en cualquier dirección. En las fuerzas uniformes o anisotrópicas la intensidad de la fuerza en un punto determinado depende de la orientación del plano (esta definición conlleva al concepto de P_h = presión hidrostática).

Fuerzas normales y de cizalla: Una fuerza normal está presente cuando la fuerza es perpendicular al plano, de forma contraria a las fuerzas de cizalla donde la fuerza es paralela al plano.

Tensor de Esfuerzos: Los tensores son empleados para describir cómo se comporta una cantidad, en este caso, de esfuerzos ante ciertas transformaciones, como un vector describe una translación desde un punto a otro en el espacio. En geomecánica para describir completamente el estado de esfuerzos en un punto P dentro de una muestra, es necesario identificar los esfuerzos relacionados a las superficies orientadas en tres direcciones ortogonales.

Los esfuerzos relacionados a una superficie normal a el eje X puede ser denotado como σ_x , τ_{xy} y τ_{xz} representando los esfuerzos normales y los esfuerzos de cizalla relacionados a una fuerza en la dirección Y y los esfuerzos de cizalla relacionados a una fuerza en la dirección Z , respectivamente. Físicamente, existirá solo un esfuerzo de cizalla asociado con esta superficie (Figura 2.2.4a).

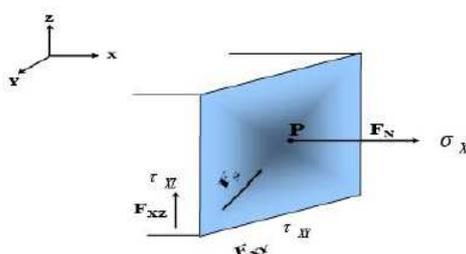


Figura 2.2.4a Plano perpendicular al eje X (Leyva Hernández, 2013).

Plano perpendicular al eje Y , sobre este plano el esfuerzo normal se encuentra en dirección Y , y los esfuerzos de cizalladura que actúan sobre el plano τ_{yx} y τ_{yz} (Figura 2.2.4b).

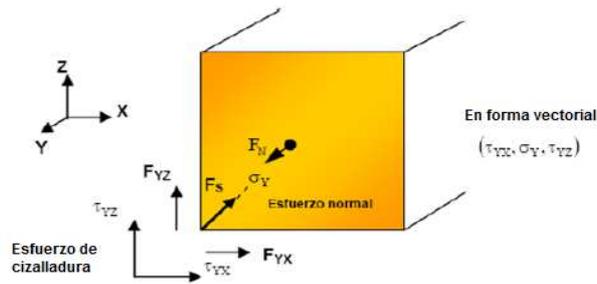


Figura 2.2.4b Plano perpendicular al eje Y (Leyva Hernández, 2013).

Plano perpendicular al eje Z, los esfuerzos de cizalladura son τ_{ZY} y τ_{ZX} actuando sobre el plano XY (Figura 2.2.4c).

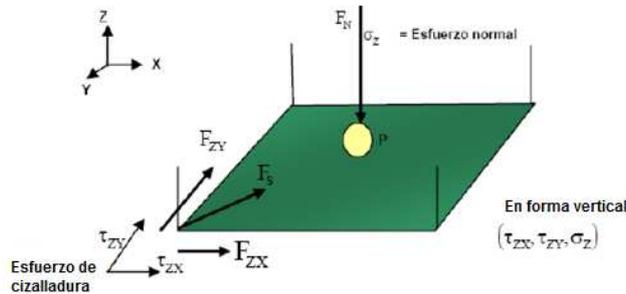


Figura 2.2.4c Plano perpendicular al eje Z (Leyva Hernández, 2013).

El tensor de esfuerzos en dos dimensiones será representado por la Figura 2.2.4d.

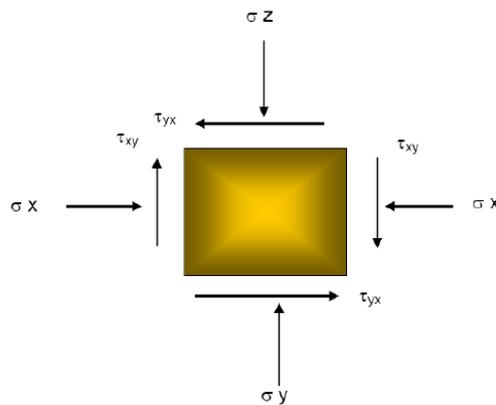


Figura 2.2.4d Tensor de esfuerzos en dos dimensiones (Leyva Hernández, 2013).

Si se crea un tensor simétrico, se puede asegurar que ninguna fuerza neta rotacional actuará en el punto y además se disminuye el número de componentes independientes del tensor de esfuerzos a un número de seis a partir de la condición de:

$$\sigma_{xy} = \sigma_{yx} \dots\dots\dots \text{Ecuación 2.2.4a}$$

$$\sigma_{xz} = \sigma_{zx} \dots\dots\dots \text{Ecuación 2.2.4b}$$

$$\sigma_{yz} = \sigma_{zy} \dots\dots\dots \text{Ecuación 2.2.4c}$$

2.3 Principio de la línea media

La Figura 2.3 representa la gráfica de gradientes de presión para un pozo y se va a utilizar para dar una descripción en forma general. Como podemos observar, muestra cinco gradientes de presión. La línea media es dibujada utilizando la Ecuación 2.3 y los asentamientos de las tuberías son seleccionados con los siguientes puntos:

- 1) Pronóstico del gradiente de presión de poro y de fractura
- 2) Falta de sello que pueda provocar pérdida de circulación
- 3) Brotes
- 4) Reducir efectos de problemas para estabilizar el agujero
- 5) Consideraciones de asentamiento de tuberías

$$\sigma_a = \frac{(P_f - P_p)}{2} \dots\dots\dots \text{Ecuación 2.3}$$

Para cada intervalo se seleccionará la densidad del fluido de control.

-Intervalo del agujero 26-24 pg, se coloca la TR de 30 pg con aproximadamente 100 m de penetración, el gradiente de fractura por debajo de la tubería es de 30 pg (bastante lento), en esta sección la densidad del fluido de control está por debajo de la línea media.

-Intervalo de revestimiento de 16 pg. Al perforar por debajo de la tubería de 18 - 5/8 pg la densidad del fluido está por debajo de la línea media, debido a; 1) darle tiempo al agujero descubierto antes de incrementar la densidad, para reducir el riesgo de alguna ruptura y 2) es recomendable tener un fluido de control de baja densidad durante la prueba de goteo.

Después de perforar por debajo de la tubería de 18 - 5/8 pg cerca de 100 m, la densidad del fluido se va incrementando gradualmente para exceder la línea media y mantenerla por encima el resto de la sección.

-Intervalo de 12 - ¼ pg. Al perforar por debajo de la tubería de 18-5/8 pg hubo pérdida de circulación. Después de perforar 100 m, la densidad tiende a mantenerse por arriba de la línea media. En el fondo la densidad cae por debajo de la línea media debido a; 1) reducir el riesgo de pérdida de circulación y 2) reducir el riesgo de pegadura diferencial.

-Intervalo 8 – ½ pg. La última sección penetra al yacimiento. Aquí la densidad del fluido de control es la máxima, y se mantiene constante.

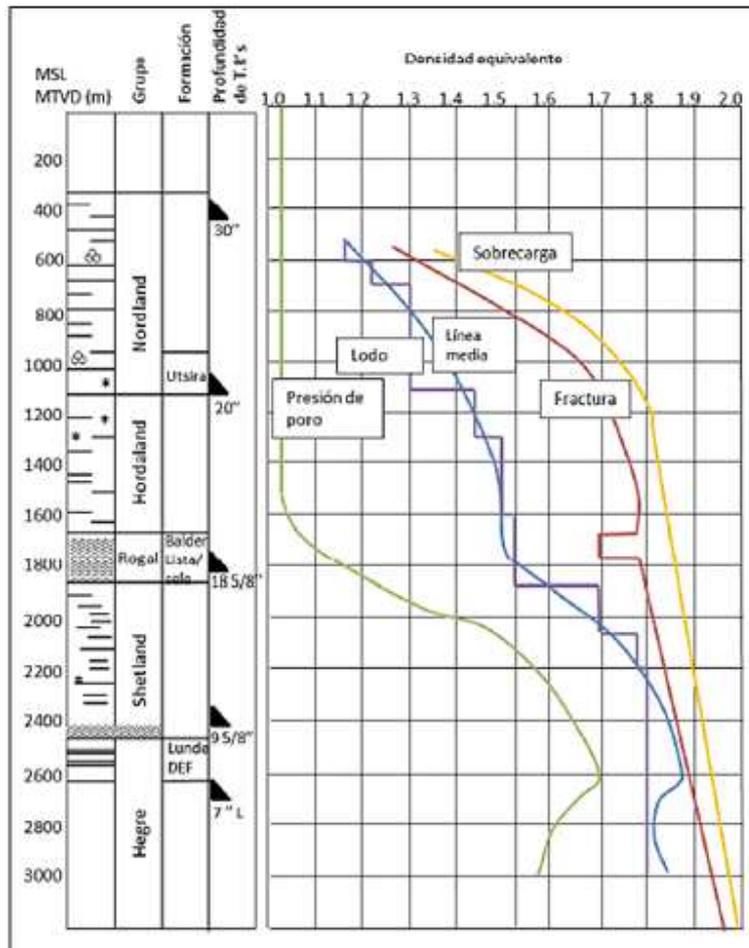


Figura 2.3 Gradientes de presión para un pozo (Pemex, 2008).

2.3.1 Aplicación

Los principales problemas del agujero son discutidos en el contexto de la mecánica de rocas. El resultado es el principio de la línea media, el cuál dice si la densidad del fluido de control debería mantenerse cercana al campo de esfuerzos in-situ en la masa de roca de alrededor. Así los problemas de agujero son reducidos ya que es introducido un mínimo de perturbación en la pared del agujero. La metodología del diseño de la línea media para la densidad del fluido de control se basa en:

- 1) Establecer el gradiente de presión de poro y una curva de gradiente de presión de fractura para el pozo.
- 2) Hacer la línea media entre las curvas de fractura y gradiente de presión de poro.
- 3) Diseñar el gradiente de la densidad del fluido de control para comenzar por debajo de la línea media.
- 4) Seleccionar intervalos de profundidad propensos a pérdidas de circulación y/o pegaduras diferenciales.
- 5) Diseñar un programa de densidades del fluido de control (paso a paso), alrededor de la línea media.
- 6) Tratar de no reducir la densidad del fluido de control con la profundidad.

2.3.2 Esfuerzos tectónicos

La densidad del fluido de control se diseña basándose en asumir esfuerzos horizontales que sean semejantes en la formación. Esto debería ser siempre un punto principal, y podrá proporcionar para muchas aplicaciones un programa de densidades de fluido de control.

Asumiendo que los dos esfuerzos horizontales son de diferentes magnitudes y son dados por σ_H y σ_h , y la presión de fractura (P_f) dada por Bradley en 1979 y Aadnoy & Chenevert en 1987.

$$P_f = 3\sigma_h - \sigma_H - P_p \quad \dots \dots \dots \quad \text{Ecuación 2.3.2a}$$

El primer caso asume que los esfuerzos horizontales son iguales y la densidad óptima del fluido está dada por la ecuación 2.3.2b:

$$\sigma_a = \frac{(P_f - P_p)}{2} \quad \dots \dots \dots \quad \text{Ecuación 2.3.2b}$$

Ahora en el segundo caso se asume que los esfuerzos horizontales son anisotrópicos: (ej: $\sigma_h = 0.8 \sigma_H$)

$$\sigma_h = 0.571 (p_f + p_p) \quad \dots \dots \dots \quad \text{Ecuación 2.3.2c}$$

Ambos casos demuestran que para un estado de esfuerzos anisotrópico la densidad del fluido de control (ideal) deberá ser alta. Para el segundo caso la diferencia entre el esfuerzo horizontal mínimo es menor que en el primer caso. Para esfuerzos in-situ diferentes la densidad del fluido de control tiene que ser más alta que para los esfuerzos horizontales iguales.

donde:

P_f = presión de fractura

$\sigma_H = \sigma_h$ = esfuerzos horizontales

P_p = presión de poro

CAPÍTULO 3.

PERFORACIÓN DE POZOS CON ALTO CONTENIDO DE H₂S Y CO₂

CAPÍTULO 3. PERFORACIÓN DE POZOS CON ALTO CONTENIDO DE H₂S Y CO₂

3.1 Definición y problemas a solucionar

Una perforación en presencia de H₂S y CO₂ resulta ser riesgosa en función de las concentraciones que involucra la operación, además de la capacidad de manejar alguna contingencia agravada por estos factores, es decir, resultan ser perjudiciales tanto para las herramientas y equipo involucrado como para la salud del personal.

3.1.1 Efectos de corrosión

La corrosión es el deterioro de un metal o de sus propiedades por efectos de una reacción con su ambiente (Figura 3.1.1). Aunque parezca que la corrosión ocurre sin distinción, realmente se necesitan cuatro componentes para que el proceso de corrosión pueda ocurrir. Los cuatro componentes necesarios para la corrosión son:

- Un electrolito
- Medio conductor
- Un cátodo
- Un ánodo



Figura 3.1.1 Efectos de corrosión y desprendimiento en una conexión API

Con la tubería de perforación la corrosión ocurre de una manera similar a la de una pila. Ánodos y cátodos existen en la misma sección de tubería y están conectados a través del metal. Cuando se coloca la tubería dentro de un medio conductor como el fluido de perforación, cabe la posibilidad de producirse corrosión. Para evitar efectos de este fenómeno, el fluido de perforación debería ser totalmente no conductor o la tubería debería estar totalmente aislada por una película o un revestimiento protector (inhibidor de corrosión); desafortunadamente no son opciones prácticas al operar. Además, la velocidad de corrosión también puede ser reducida cambiando la metalurgia a una aleación más resistente a la corrosión u otra que no sea tan propensa al tipo de corrosión o efecto que ocurra en particular, lo cual en la actualidad resulta ser más viable y práctico.

3.1.2 Efectos de fisuración por Sulfuro de Hidrógeno bajo Tensión (SSC)

Estos efectos sobre la fragilidad de los aceros de alta resistencia (al fisurarlos bajo la acción combinada del esfuerzo de tensión y de la corrosión en presencia de agua y sulfuro de hidrógeno) pueden desembocar en rotura. Esta rotura es catastrófica y puede ocurrir sin advertencia. El SSC (Fisuración por acción del sulfuro de hidrógeno bajo tensión) es un mecanismo de corrosión que se caracteriza por exposición al H₂S. Incide en las propiedades del material y lo hace fallar por medio de la combinación de los esfuerzos de tensión ya presentes aunados a la presencia de agua y H₂S, la falla se manifiesta en forma de fractura (Figura 3.1.2a, Figura 3.1.2b y Figura 3.1.2c).

El ácido sulfhídrico se combina con el hierro y produce una reacción química que da como productos sulfatos de hierro e iones de Hidrógeno, estos a su vez se recombinan produciendo gas hidrógeno. Mientras tanto, el material se vuelve frágil al absorber el hidrógeno difuso que se incrementa con la presencia de sulfatos. Esta difusión reduce la ductilidad del material y aumenta la susceptibilidad del material a la fractura. Este tipo de reacciones se potencian más en los materiales con durezas altas.

$Fe + H_2S \rightarrow FeS + 2HO$ Se produce una solución acuosa que da como productos sulfatos de hierro e iones de Hidrógeno.

HO Los iones quedan libres y aptos para su reacomodo.

$HO + HO \rightarrow H_2$ Los iones reacomodados forman gas que permea la tubería produce los efectos mencionados.



Figura 3.1.2a Efectos de corrosión por CO₂ conocida como "pitting".



Figura 3.1.2b Efectos del SSC en tubería normada



Figura 3.1.2c Efectos graves de corrosión por H₂S

3.1.3 Riesgos del Sulfuro de hidrógeno

El sulfuro de Hidrógeno es la solución acuosa del gas ácido sulfhídrico (H₂S) que se compone de dos moléculas de Hidrógeno y una molécula de azufre, este se forma por la descomposición de la materia orgánica, factor inherente en la industria petrolera.

Citando algunas de sus características más familiares: es más pesado que el aire, incoloro, inflamable, tóxico, y odorífero, de hecho, aún a bajas concentraciones tiene un olor fétido totalmente reconocible pero no se puede oler a altas concentraciones. Su olor tan característico es usado adicionándolo como indicador de fuga en los tanques estacionarios domésticos.

Este gas ácido es altamente reactivo y peligroso tanto para el factor humano como para los equipos de perforación, incluso a bajas concentraciones. El H₂S tiende a acumularse en áreas bajas al ser descargado por lo que los compartimientos cerrados y tanques de almacenamiento son especialmente peligrosos. También puede acumularse en la parte superior de los tanques de lodo, cuando hay poco viento o movimiento de aire que pueda dispersarlo.

Cuando está presente o cabe la posibilidad de que lo esté, se debe advertir a todo el personal del equipo de perforación para que no se acerquen a los tanques de lodo por ser el lugar más susceptible a su manifestación. El gas es muy inflamable y forma una mezcla explosiva con el aire. Incluso cortos periodos de exposición al sulfuro de hidrógeno pueden matar o lesionar de manera permanente a los seres humanos y causar roturas catastróficas de los materiales tubulares de acero.

En base a la exposición, el ser humano promedio presenta las siguientes reacciones de acuerdo a la Tabla 3.1.3:

Tabla 3.1.3 Riesgos ácido sulfhídrico. (Tenaris Tamsa, 2005).

Concentración *	Reacciones del organismo
10ppm:	Olor obvio y desagradable; exposición repetida sin efectos perjudiciales.
15 ppm:	Límite de exposición a corto plazo (15 min) sin daño permanente.
20 ppm:	Irritación de los ojos y de las vías respiratorias (1 hora).
50 ppm:	Pérdida del olfato (15 min); dolor de cabeza, mareo y tambaleo (1 hora).
100 ppm:	Tos, irritación de los ojos y pérdida del olfato (3 a 15 min); dificultad para respirar, dolor de los ojos y somnolencia (15 a 20 min); irritación de la garganta (1 hora).
200 ppm:	Atenuación rápida del olfato, irritación de los ojos y la garganta.
500 ppm:	La pérdida de conocimiento ocurre después de una exposición corta y la víctima deja de respirar, si no recibe un tratamiento rápido; mareo, pérdida de la razón y del equilibrio; las víctimas requieren administración inmediata de reanimación cardiopulmonar por ventilación artificial.
700 ppm:	La pérdida de conocimiento ocurre rápidamente; la víctima se muere si no es rescatada y tratada a tiempo.
1.000 ppm:	La pérdida de conocimiento ocurre inmediatamente, seguida por muerte en pocos minutos.

*Partes por millón (ppm) Partes por millón (abreviado como ppm) es la unidad empleada usualmente para valorar la presencia de elementos en pequeñas cantidades (traza) en una mezcla. Generalmente suele referirse a porcentajes en peso en el caso de sólidos y en volumen en el caso de gases (caso del ppm utilizado en calidad del aire). Así, 5 ppm de CO equivale a decir que existen 5 unidades de volumen de CO por cada millón de unidades de volumen de aire. Por ejemplo, 5 ppm de CO serían 5 litros de CO en cada millón de litros de aire.

3.1.4 Riesgos del Bióxido de carbono

El Bióxido de Carbono (CO₂) es un gas incoloro y no combustible, aunque también puede encontrarse como líquido o sólido. Las principales fuentes de CO₂ son la oxidación de la materia orgánica dispersa (MOD), la maduración de la MOD húmica, el termometamorfismo de las rocas carbonatadas y la termodescomposición de organismos.

Algunas de las características más representativas a condiciones ambientales del CO₂ son las siguientes: Además de ser incoloro, su olor es picante o produce urticaria en la nariz, es tóxico si su porcentaje en la atmósfera alcanza un valor de 10. El CO₂ tiene una distribución irregular en la cubierta sedimentaria debido a que su presencia se condiciona por factores como: fuentes múltiples del compuesto, alta solubilidad en los fluidos de formación y su alta reactividad química, además de que evidentemente sus propiedades varían conforme la temperatura y presión.

Algunos de los efectos perjudiciales para la salud humana del CO₂ como porcentaje de presencia en el aire se presentan en la Tabla 3.1.4:

Tabla 3.1.4 Riesgos del dióxido de Carbono (Tenaris Tamsa, 2005).

Porcentaje en el aire	Reacciones del organismo
2-3	Imperceptible en reposo, pero en actividad marcada falta de aliento.
3	Respiración se hace notoriamente más profunda y más frecuente durante el reposo.
3-5	Aceleramiento del ritmo respiratorio. Repetida exposición provoca dolor de cabeza.
5	Respiración extremadamente dificultosa, dolor de cabeza, transpiración y pulso irregular.
7.5	Respiración acelerada, promedio cardíaco aumentado, dolor de cabeza, transpiración, mareos, falta de aliento, debilidad muscular, pérdida de habilidades mentales, somnolencia y zumbido auricular.
8-15	Dolor de cabeza, vértigo, vómitos, pérdida de conciencia y posible muerte si el paciente no recibe oxígeno inmediatamente.
10	Agotamiento respiratorio avanza rápidamente con pérdida de conciencia en 10 – 15 minutos.
15	Concentración letal, la exposición por encima de este nivel es intolerable.
25+	Convulsiones y rápida pérdida de conciencia luego de unas pocas aspiraciones. Si se mantiene el nivel, deviene la muerte.

3.2 Soluciones en fabricación de tuberías

Básicamente podemos definir que mejoras en los procesos del acero mejorarán sus características como producto para fines específicos como soportar la exposición a los compuestos ya mencionados; el tratamiento térmico es una de las opciones más viables para solucionar estas necesidades y consiste en el calentamiento y enfriamiento de un metal en su estado sólido a temperaturas y condiciones determinadas para cambiar sus propiedades mecánicas pero sin alterar propiedades químicas.

Con el tratamiento térmico adecuado se pueden reducir los esfuerzos internos, el tamaño del grano, incrementar la tenacidad o producir una superficie dura con un interior dúctil. Para conocer a que temperatura debe elevarse el metal para que se reciba un tratamiento térmico se cuenta con diagramas de cambio de fases. En este tipo de diagrama se especifican las temperaturas en las que suceden los cambios de fase (cambios de estructura cristalina), dependiendo de los materiales diluidos.

Los tratamientos térmicos han adquirido gran importancia en la industria siderúrgica en general, y en especial en la Industria Petrolera ya que con las constantes innovaciones y necesidades operativas se van requiriendo metales con mayores resistencias tanto al desgaste, tensión, exposición y operación en ambientes riesgosos y corrosivos. El tiempo y la temperatura son los factores principales y hay que fijarlos de antemano de acuerdo con la composición del acero, la forma, el tamaño de las piezas y las características que se desean obtener además de lo que marcan las normas o recomendaciones.

3.2.1 Austenizado

Consiste en crear austenita en la estructura del acero. La austenita se utiliza para ser transformada en otras fases en un tratamiento térmico posterior que representará mejoras para la calidad mecánica del acero.

3.2.2 Recocido

Consiste en enfriar muy lentamente a un acero previamente austenizado con el propósito de generar las fases de equilibrio en el material. Los aceros recocidos tienen la menor resistencia y dureza, así como la mayor ductilidad posible. Es decir, su objetivo principal es ablandar el acero para facilitar su mecanizado posterior. También es utilizado para regenerar el grano o eliminar las tensiones internas. Se debe tener en cuenta que los recocidos no proporcionan generalmente las características más adecuadas para la utilización del acero y casi siempre el material sufre un tratamiento posterior con vistas a obtener las características óptimas del mismo. Cuando esto sucede el recocido se llama también "tratamiento térmico preliminar" y al tratamiento final como "tratamiento térmico de calidad". Existen diversos tipos de recocidos, son por ejemplo: de regeneración, de engrosamiento de grano, recocidos globulares o esferoidales, de homogenización, subcríticos (de ablandamiento o de acritud), isotérmico y recocido blanco, pero todos preliminares a más procesos o al proceso final según se requiera.

3.2.3 Templado

El acero austenizado se enfría rápidamente con el propósito de generar martensita en su microestructura. El temple es un tratamiento térmico que consiste en enfriar muy rápidamente, la mezcla austenítica homogénea que tenemos después de calentar el acero, con este enfriamiento rápido se consigue un aumento de dureza, ya que el resultado microscópico final es una mezcla martensítica.

Factores que influyen en el temple de los aceros son la composición, el tamaño de grano y el tamaño de las piezas ya que si enfriamos una pieza grande primero se enfría la superficie exterior rápidamente, pero las capas interiores tardan más puesto que el calor debe de atravesar las capas exteriores y estas capas tienen una conductividad limitada, con lo cual perfiles delgados enfrían antes que los gruesos. El medio de

enfriamiento también influye, siendo éste, un proceso cíclico con diversas etapas; en la primera al sumergir el acero en el líquido, se forma una capa de vapor por la alta temperatura del acero, y el enfriamiento se hace por conducción y radiación a través de esa capa gaseosa, siendo un enfriamiento muy lento. En la segunda etapa cuando desciende la temperatura de superficie del metal, la película de vapor va desapareciendo, pero el líquido hierve alrededor de las piezas y se forman burbujas que transportan el vapor por conducción. En la tercera etapa el enfriamiento lo hace el líquido por conducción y convección, cuando la diferencia de temperatura del líquido y la pieza es pequeña., con lo que el líquido influye en la velocidad según su temperatura de ebullición, su conductividad térmica, su viscosidad, su calor específico y su calor de vaporización.

Si se realiza un temple mal, nos podemos encontrar con defectos en la pieza como una dureza insuficiente para nuestros propósitos, que se hayan formados puntos blandos, piezas con mucha fragilidad, descarbonización, grietas etc.

La dureza escasa y la formación de puntos blandos se explican con base en la falta de calentamiento, por no haber alcanzado la temperatura necesaria, o por no haber permanecido el suficiente tiempo en ella, la fragilidad excesiva es por un temple a temperaturas altas, etc. por lo cual hay que extremar los cuidados a la hora de iniciar un proceso de temple, y realizarlo correctamente, ya que son muchos los factores que pueden echar a perder las piezas, y así, no cumplirán las normas ni nuestras necesidades.

Cabe destacar que existe un proceso llamado temple superficial usado para endurecer superficialmente ciertas piezas de acero conservando la tenacidad de su núcleo, el proceso consiste en calentar las capas superficiales a una temperatura superior a los puntos críticos y enfriar rápidamente siguiendo la sección de la pieza , como las diferentes capas interiores de la pieza se han calentado a diferentes temperaturas, se ha producido en la pieza diferentes temples, en la superficie el temple será completo, en el interior, incompleto, y en el centro inexistente.

3.2.4 Revenido

La martensita es una fase demasiado frágil. Su presencia en un acero lo convierte en un material quebradizo. El revenido consiste en recalentar a un acero templado con el propósito de incrementar su ductilidad sin reducir significativamente su resistencia. Las propiedades finales del acero revenido dependen de la temperatura a la que se recalentó el metal (temperatura de revenido).

Después del temple, los aceros suelen quedar demasiado duros y frágiles para los usos a los que están destinados. Esto se corrige con el proceso del revenido, que consiste en calentar el acero a una temperatura más baja que su temperatura crítica inferior, enfriándolo luego al aire, en aceite o en agua, aunque con esto no se eliminan los efectos del temple, solo se modifican, sí se consigue disminuir la dureza, resistencia, y las tensiones internas aumentando así su tenacidad.

Después del revenido y por lo general, los aceros se contraen, esto debido a los cambios microestructurales producto de la descomposición de la martensita que se había obtenido en el temple y que se transforma en otros constituyentes más estables.

3.2.5 Normalizado

El acero austenizado se somete a un enfriamiento moderado con el propósito de formar bainita o perlita muy fina como resultado de una precipitación de carburos complejos de alta aleación, disminuyendo así el contenido en carbono para poder formarlos, factor clave en las interacciones con CO₂.



Figura 3.2.5 Ejemplo de tratamiento térmico en la fabricación de tubería para perforación

3.2.6 Fluencia

La fluencia (límite elástico) es la deformación que se produce en un período de tiempo cuando un material está sometido a un esfuerzo constante y a temperatura constante.

3.2.7 Aceros propietarios

Dentro de esta clasificación están aceros que se fabrican con especificaciones propias de los fabricantes según sus normas o investigaciones sobre tratamiento de materiales y que no adoptan en su totalidad las especificaciones estipuladas por el API. A este tipo de aceros se les conoce comúnmente como aceros propietarios o grados propietarios, o simplemente grados NO-API. Sin embargo, tratan de seguir la misma nomenclatura adoptada por el API para especificar la fluencia del material.

3.3 Evaluaciones y soluciones en herramientas

3.3.1 Tuberías de perforación y herramientas de fondo (BHA) para manejo de H₂S y CO₂

Los trabajos de perforación han alcanzado los límites operacionales de las herramientas de perforación comunes, quedando de esta manera aún más limitadas en su aplicación para ambientes corrosivos (presencia de H₂S y CO₂). Actualmente la industria utiliza aleaciones tradicionales de acero para la fabricación de herramientas de fondo (BHA) con aceros de alta resistencia y bajos contenidos de carbono, pero resultan ser un recurso ya anticuado y lejos de las necesidades actuales.

Tanto la International Organization for Standardization (ISO) y el American Petroleum Institute (API) no cuentan con especificaciones para tubería de perforación y componentes a operar en ambientes corrosivos, pero a pesar de esto, sí existen otros organismos que al menos regulan las operaciones de perforación en esos ambientes como la National Association of Corrosion Engineers (NACE) que se enfoca solamente en componentes tales como tubería de producción y revestimiento pero sin hacer mención de tubería para perforación o de herramientas de fondo.

En consecuencia, la industria ha tenido que responder desarrollando independientemente especificaciones para tubería de perforación en ambientes corrosivos así como para la tubería pesada (HWDP), aunque no existe aún una especificación que incluya a ambas o que las destaque claramente.

El uso de tubería HWDP es el resultado de prácticas modernas y vigentes de perforación para mejorar la eficiencia de la sarta de perforación debido a que proporcionar peso sobre la barrena y reduce los esfuerzos de pandeo entre los componentes rígidos del portabarrenas y la tubería de perforación. Además, sirve como el lugar ideal para localizar el punto neutral de la sarta (el lugar donde se ubica la transición entre esfuerzos de tensión y de compresión en la sarta).

La industria ha tenido que desarrollar y probar nuevas aleaciones de acero así como emplear tratamientos térmicos mejorados como los ya mencionados para poder satisfacer los estrictos requerimientos de fabricación de herramientas de fondo aptas para ambientes corrosivos.

Como resultado de algunos de los esfuerzos ya mencionados, en 1999 se creó en Canadá el Industry Recommended Practices (IRP), un comité conformado por una comisión regulatoria, operadores, contratistas de perforación, fabricantes y compañías de alquiler de tubería. Se definió como su función la de establecer requerimientos y recomendaciones para componentes de perforación a utilizarse en aplicaciones donde el H₂S está presente. Estos lineamientos son el resultado de extensa experiencia de campo en condiciones severas de H₂S.

El IRP incluye recomendaciones de composición química de acero, y especificaciones para dureza, fluencia de materiales, y procesos de tratamiento térmicos para herramientas en aplicaciones de ambientes corrosivos. Las especificaciones de propiedades mecánicas y recomendaciones de aleaciones de material están listadas en las Tabla 3.3.1a y Tabla 3.3.1b.

Tabla 3.3.1a Especificaciones de diseño mecánico en tuberías grado SS por parte del IPR (Modificado de: IRP, Critical Source Drilling, 1999).

	Esfuerzo de Fluencia psi (MPa)	Esfuerzo de Tensión psi (MPa)	Dureza max. Prom. (HRC)	Impacto min. LCVN
SS75 TUBO	75,000 – 95,000 (517.11 – 655)	95,000 – 115,000 (655 – 792.9)	22	50
SS95 TUBO	95,000 – 110,000 (655 – 758.42)	105,000 – 130,000 (723.95 – 896.32)	25	59
SS105 TUBO	105,000 – 120,000 (723.95 – 827.37)	115,000 – 140,000 (792.9 – 965.27)	28	59
SS110 CONEXIONES	110,000 – 125,000 (758.42 – 861.84)	125,000 – 145,000 (861.84 – 999.74)	30	66 prom. FS

Tabla 3.3.1b Especificaciones de diseño químico en tuberías de grado SS por parte del IPR (Modificado de: IRP, Critical Source Drilling, 1999).

	C	Mn	Cr	Mo	S	P
SS75 TUBO	0.38 max.	1.6 max.	N/A	N/A	0.01 max.	0.015 max.
SS95 TUBO	0.25 – 0.35	0.4 – 1	0.9 – 1.3	0.3 – 0.6	0.01 max.	0.015 max.
SS105 TUBO	0.25 – 0.35	0.4 – 1	0.9 – 1.3	0.3 – 0.6	0.01 max.	0.015 max.
SS110 CONEXIONES	0.25 – 0.35	1 max.	0.7 -1.3	0.4 – 0.7	0.01 max.	0.015 max.

Además a falta de regulación vigente, al menos API como ISO hacen fuertes recomendaciones en el uso de medidas correctivas para reducir el impacto de SSC (Sulfide Stress Craking) sobre los componentes de HWDP cuando se opera en ambientes corrosivos. Algunas son las siguientes:

- Controlar el pH del lodo de perforación por arriba de 10.
- Mantener densidades de fluido adecuadas para evitar la perforación bajo balance de la formación.
- Uso de inhibidores y limpiadores.

Los componentes de HWDP son expuestos a condiciones severas de desgaste por ser muy próximos a la barrena, requiriendo así una dureza alta para un funcionamiento apropiado y ralentizar el desgaste.

Este es uno de los principales problemas en el desarrollo de herramientas de fondo resistentes a ambientes corrosivos. Los materiales requieren propiedades altas en características que se encuentran en lados opuestos del espectro, resistencia al H₂S y dureza alta, propiedades que no se pueden alcanzar con materiales y tratamientos térmicos convencionales. Las condiciones de fondo de pozo han favorecido en gran parte al desempeño de herramientas de fondo en ambientes corrosivos. La alta temperatura y los esfuerzos relativamente bajos (de compresión) en el fondo del pozo han contribuido a que los efectos del H₂S y CO₂ sean minimizados para estos componentes.

Contra las necesidades vigentes, existe un número limitado de análisis enfocados en determinar la localización de esfuerzos y su correlación con las fallas. Las pruebas de laboratorio solo recrean un número limitado de variables que en la realidad se multiplican con variables adicionales que son imposibles de recrear mediante modelos en el laboratorio. Desde el punto de vista de diseño, las conexiones son consideradas como los componentes con más altos esfuerzos siendo aún más susceptibles las fibras del diámetro exterior, además también influye al apriete al que se ven sometidas. La geometría más gruesa en las conexiones hace más propensas las fallas en los cuerpos de tubo por sus diámetros más reducidos en comparativa.

De acuerdo a las recomendaciones de API, IRP, y NACE, la industria utiliza como estándar un límite de 105,000 psi (723.9497 MPa) como fluencia máxima para materiales en aplicaciones de ambientes corrosivos distinguiendo dos tipos de materiales en la fabricación de tubería HWDP según sea el componente (tubo o conexión).

Las conexiones de los HWDP tienen propiedades mecánicas muy similares a las de herramientas de fondo como lo son los portabarrenas (como fueron originados respecto a materiales en su principio). De acuerdo a las especificaciones de API se requiere una fluencia mínima de material de 110,000 psi (758.435 MPa) para los portabarrenas de tamaños menores a 7-in (177.8 mm) de diámetro y de 100,000 psi (689.5 MPa) para portabarrenas con tamaños de 7-in (177.8 mm) de diámetro o mayores. Como resultado, las conexiones de los HWDP tienen propiedades mecánicas muy similares a estos productos.

No existe la necesidad de incrementar la resistencia del material debido a la ubicación de estos componentes en la sarta porque realmente se busca es agregar peso sobre la barrena y al mismo tiempo ofrecer un componente de transición con flexibilidad.

En la actualidad, la mayoría de los fabricantes han optado por utilizar un material con grado estándar de 120,000 psi (827.4 MPa) para la fabricación de portabarrenas independiente del tamaño. Esta es otra muestra de estándares anticuados y requerimientos de material modernos. Es más conveniente el mantener en inventario un solo grado de material que puede ser utilizado para la fabricación de portabarrenas o para conexiones de HWDP que mantener varios grados de material en diferentes tamaños aunque sean necesarios.

Por otra parte, los cuerpos de tubo para HWDP son fabricados de material modificado con una fluencia mínima de material de 55,000 psi (379.2 MPa). A estos niveles de fluencia (los cuales son directamente proporcionales a la dureza) los materiales no requieren de pruebas para demostrar resistencia a ambientes corrosivos de acuerdo a NACE volviéndolos vulnerables.

A pesar de los esfuerzos, la industria Petrolera, específicamente la de perforación se caracteriza por ser de lenta asimilación al cambio y los avances tecnológicos suelen tomar años o incluso décadas antes de ser completamente aceptados y avalados, aunado a esto; normalmente se requiere de largos periodos de pruebas así como del respaldo de organizaciones regulatorias como API o ISO antes de que los cambios sean normalizados.

3.3.2 Evaluación de la dureza

El método más común y utilizado es el ensayo de dureza Rockwell debido a que es muy simple de llevar a cabo y no requiere información compleja, simplemente consiste en medir la resistencia de un material a ser penetrado. Se puede interpretar en diferentes escalas que provienen de la utilización de distintas combinaciones de penetradores y cargas, lo cual permite ensayar prácticamente cualquier metal o aleación sin importar su origen químico o de diseño mecánico/térmico. (Escala = C, Penetrador = Diamante, Carga mayor=150 kg y aplicaciones= aceros tratados térmicamente).

Las durezas Rockwell y Rockwell Superficial vienen dadas por la siguiente fórmula:

$$nHR \text{ (Letra)}$$

donde:

n = es la carga aplicada en kg

HR = es el indicador del ensayo de Rockwell

Letra = correspondiente a la escala usada

Un ejemplo para un material que se le ha aplicado un esfuerzo de 60 kg y se ha usado la escala B sería:
60 HRB

O para un material superficial que se le ha aplicado un esfuerzo de 30 kg con bola de 1/8 pulgadas:
30HR30W

3.3.3 Mejoramiento químico

El mejoramiento químico consiste en aleaciones nuevas que si alteran la química de los materiales y en consecuencia algunas de sus propiedades, además se complementan de los ya mencionados procesos térmicos para lograr los objetivos de sus procedimientos, es decir, para poder alcanzar los niveles de resistencia al SSC y ofrecer propiedades mecánicas elevadas en las herramientas de BHA. Básicamente, el objetivo es el de ofrecer niveles de resistencia al SSC aún mayores a niveles más altos de esfuerzo sin afectar las propiedades mecánicas.

Con los aprendizajes prácticos se han desarrollado químicas modificadas que se desvían de las aleaciones tradicionales, esto con el fin de reducir el contenido de carbono e incrementar el contenido de Cr y Mo y al mismo tiempo reducir los elementos nocivos como lo son el S y el P.

Todo como resultado de las recomendaciones producto de los comités ya mencionados y a su vez de la experiencia a lo largo del tiempo. Estas recomendaciones son un claro reconocimiento de que es necesario reducir los niveles de carbono para los componentes a ser utilizados en ambientes corrosivos así como para incrementar la resistencia al SSC.

Los cambios realizados en los porcentajes de composición de los elementos de aleación han contribuido de manera significativa pero estos solo son una parte de la mejoría final. Para poder alcanzar estos niveles de resistencia al SSC es necesario proporcionar una mejoría en el tratamiento térmico de estos materiales.

Las operaciones de tratamiento térmico tradicionales requieren de un proceso de austenizado, templado y revenido (T y R). El proceso de T y R transforma la austenita en una martensita de grano fino, esto resulta en una microestructura final altamente refinada. Esta nueva química no solo es tratada térmicamente a temperaturas y tiempos con tolerancias más reducidas, sino que también recibe un tratamiento térmico de T y R Propietario.

Al someter estas químicas a un proceso propietario de T y R el material es sujeto a un proceso que homogeniza y refina la microestructura al mismo tiempo que reforma y refina las posibles inclusiones sin sacrificar las propiedades mecánicas y de impacto. Estas mejoras de proceso son la otra mitad que complementa la habilidad del material para ofrecer una resistencia mejorada al SSC.

Componentes químicamente mejoradas ya han sido puestos a prueba en áreas que son conocidas por sus medios ambientes corrosivos como Canadá, Medio Oriente, Kazajstán, Mar del Norte y Estados Unidos de América. Todas estas sin reportes negativos respecto a estos productos. La Figura 3.3.3 muestra un mapa de yacimientos con presencia de ambientes corrosivos en México. (Santamaría, 2008).

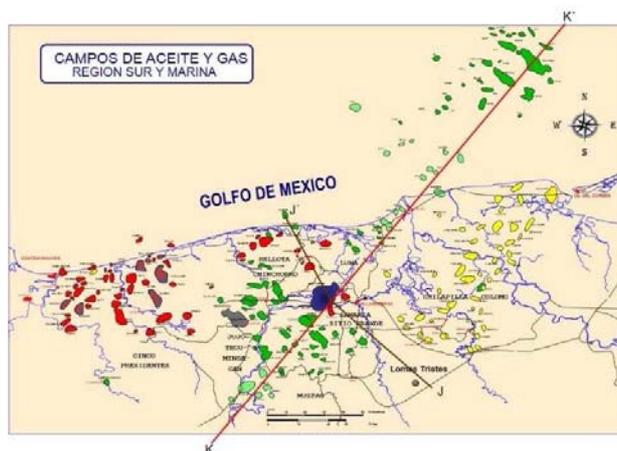


Figura 3.3.3 Mapa regional de yacimientos con presencia de ambientes corrosivos en México, en verde (Santamaria Demetrio, 2008)

3.3.4 Detección de ácido sulfhídrico

3.3.4.1 Detector MSA

Es un instrumento da lecturas precisas de la concentración del gas presente, expresándola como porcentaje, 0.0020 % o 20 ppm hasta 0.04 % o 400 ppm. Su constitución es sencilla, basada en un bulbo, un tubo detector y la escala que proporciona las lecturas en porcentajes y en ppm. La detección se realiza mediante un producto químico que se oscurece al entrar en contacto con el H₂S.

Su funcionamiento es correctivo ya que en cuanto la lectura indique una concentración mayor o igual que 0.005% o 50 ppm, se activarán los ventiladores para dispersar el gas y comunicar así al personal los riesgos presentes y se opte en consecuencia con otras medidas correctivas.

3.3.4.2 Dispositivo de alarma

En cada equipo se instala un detector y una sirena en un lugar apropiado. Los dispositivos de alarma son a prueba de explosión y se activan con el equipo detector de H₂S. Cuando la concentración excede de 10 ppm, detectan un mínimo de 5ppm en la atmósfera. Este mecanismo se instala en áreas dentro del equipo, donde es probable la presencia de H₂S.

Cuando se accionan las alarmas, la persona designada responsable, informa al personal acerca del nivel de peligro y les da instrucciones apropiadas de protección. Este equipo para la detección del H₂S, se calibra diariamente y para una zona donde se esté trabajando en presencia del ácido sulfhídrico, la calibración será cuando menos cada 8 horas.

CAPÍTULO 4.

PERFORACIÓN DE POZOS APAT (HPHT)

CAPÍTULO 4. PERFORACIÓN DE POZOS APAT (HPHT)

4.1 Definición y problemas a solucionar

Los pozos APAT (Alta Presión Alta Temperatura) o HPHT (High Pressure High Temperature) son aquellos cuyos valores de temperatura de fondo y de presión estática, presentan magnitudes fuera de lo habitual respecto a rangos de operación. Si bien esta definición puede ser poco clara, según el glosario de la SPE E&P, alta temperatura es donde la temperatura estática del fondo de pozo en la profundidad en la que se encuentra el yacimiento, es mayor que 300°F (149°C) y respecto a la alta presión, la definición es alcanzada cuando la máxima presión estática anticipada en la formación porosa a ser perforada excede el gradiente hidrostático de 0.8 psi/ft, o el requerimiento de presión del equipo de control está trabajando a una presión que marca una presión superior a los 10,000 psi.

Este tipo de pozos representan problemas relacionados directamente con condiciones extremas, las cuales ponen a prueba las capacidades tecnológicas e incrementan el riesgo de las operaciones. Entonces podemos entender más fácilmente el concepto de HPHT como un término relativo a los pozos con valores de temperatura o presión estática de fondo más altos que el gradiente geotérmico de la tierra y el gradiente hidrostático de presión respectivamente. Existen además ciertas subclasificaciones que distinguen a pozos con más o menos condicionantes extremas y básicamente se reducen a 3 grupos (Tabla 4.1a).

-La primera categoría se refiere a los pozos con presiones iniciales entre los 10,000 psi y los 20,000 psi y una temperatura de yacimiento de los 300°F a los 400 °F. Actualmente, muchas de las operaciones HPHT realizadas en los pozos de aguas profundas en el mundo, particularmente en el Golfo de México, caen dentro de la primera categoría.

-La segunda categoría es llamada Ultra HPHT (U) e incluye a cualquier yacimiento con presiones de más de 20,000 y menos de 30,000 psi, con temperaturas entre los 400 y 500 °F. Varios yacimientos profundos de gas en los Estados Unidos y en la plataforma continental del Golfo de México caen dentro de esta categoría. Estos pozos ya exceden los límites operativos prácticos de la tecnología de componentes electrónicos existente.

-La tercera clasificación se llama HPHT extremo (X) con presiones de yacimiento que van de los 30,000 a los 40,000 psi y con temperaturas entre los 500 y 600 °F. Esta categoría es la que presenta las brechas tecnológicas más significativas.

Tabla 4.1 Clasificación por criterio separado de presión y temperatura (Modificada de: Oilfield Review, Schlumberger, 2012).

600°F Extreme HT	HP/XHT	UHP / XHT	XHP / XHT	
500°F Ultra HT	HP / UHT	UHP / UHT	XHP / UHT	
400°F HT	HP HT	UHP / HT	XHP / HT	
300°F	10kpsi	20kpsi	30kpsi	40kpsi
	HP	Ultra HP	Extreme HP	

A pesar de haber tratado de aclarar las definiciones, aún existen divergencias alrededor del mundo, es decir, diferentes criterios según cada compañía, ya sea operadora, prestadora de servicio, fabricantes de equipo para pruebas de fluidos de perforación, cementos y fabricantes de tubería. Básicamente porque por ejemplo, en el criterio de fluidos de perforación es más preocupante la determinación de la presión y temperatura a la cual el fluido podría fallar, mientras que en el criterio de la cementación se da prioridad a la rapidez con la que el cemento fijará a estas mismas condiciones; esto aunado a las regulaciones en varias localidades geográficas, como ejemplo Noruega, donde se da la clasificación HPHT se cumple si existe por lo menos una de las condiciones, ya sea la presión o temperatura (en el mar del norte algunos proyectos con temperaturas de 250 °F aún son considerados como HPHT).

Además, a medida que las herramientas y las tecnologías para los pozos de HPHT se vuelvan convencionales, los valores de temperatura y de presión considerados como altos, extremos o ultra, continuarán incrementando.

Las predicciones cuantitativas de la presión estática de formación previas a la perforación, son esenciales para la perforación segura y económica de las zonas sobre presionadas, pero la incertidumbre asociada a la predicción en objetivos más profundos mediante métodos de medición de velocidad y extrapolación se ve afectada en comparación a los objetivos más someros debido a la pérdida de resolución de las herramientas, factor que complica el panorama aun antes de perforar, es decir, desde la planeación. Ahora se tratará a cerca de las principales problemáticas a enfrentar en la perforación de estos pozos.

4.1.1 Capacidades limitadas de evaluación

- La tecnología de las baterías más sofisticadas (Mercurio) funciona hasta los 400°F para aplicaciones de MWD, rango no suficiente para ciertas aplicaciones.
- La precisión de los sensores decrece con el aumento de la temperatura, disminuyendo así la confiabilidad de las herramientas de LWD/MWD (son confiables para 275°F (135°C) con una disminución exponencial en la confiabilidad a partir de 350°F (177°C)).
- La mayoría de las herramientas de evaluación durante la perforación trabajan con una línea de acero de 425°F (218°C) y éstas resultan estar muy limitadas con rangos de 425°F (218°C) a 450°F (232°C) con línea.

4.1.2 Penetración ralentizada en la zona productora

- Las barrenas de conos móviles no son óptimas para este ambiente.
- La perforación con cortadores impregnados frecuentemente es lenta.
- Normalmente las barrenas remueven alrededor del 10% de la roca por rotación en este ambiente comparado contra las condiciones normales de perforación en los pozos del Golfo México por ejemplo.
- Las estructuras cristalinas de las Barrenas tipo PDC se rompen a estas condiciones.

4.1.3 Control de pozo

- La pérdida de lodo es un problema debido a los tipos de litología y las geopresiones que presentan.
- El gas Metano y el H₂S son solubles en los lodos base aceite y son liberados de la solución a medida que la presión disminuye. Por lo tanto la columna de fluido es aligerada afectando el control del pozo.
- El rediseño de cabezas de pozo para 25,000 psi, 450°F (232°C) es necesario puesto que el rango actual es de 15,000 psi, 350°F (177°C). Las mismas preocupaciones para aplican a las válvulas BOP.

OPERACIONES CRÍTICAS DE PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS

-La presión de poro está cerca al gradiente de fractura causando potenciales problemas de control de pozo dificultando los trabajos en una ventana operativa estable.

-El efecto de baloneo (cambio de la longitud en la tubería debido a la presencia de fluidos dentro de la tubería de producción y a los cambios en el esfuerzo radial) causa problemas en el manejo del lodo ya que las paredes del pozo se expanden hacia afuera por el incremento en la presión durante el bombeo. Cuando este último se detiene, las paredes se contraen y regresan a su tamaño normal. El exceso de lodo es entonces forzado hacia afuera del pozo. Algunas de las limitaciones técnicas en pozos HPHT quedan expresadas en la Tabla 4.1.3.

Tabla 4.1.3 (Modificado de: Tecnologías para Alta Presión y Alta Temperatura, Schlumberger, 2009).

Factor	Limitantes
Rangos de presión	<ul style="list-style-type: none"> -Los BOP clasificados por encima de los 10,000 psi deben ser probados por un factor de seguridad de 1.5 veces la presión nominal que dicen soportar. -Los BOP cuya resistencia de presión se encuentre por debajo de los 10,000 psi deben ser probados por un factor de seguridad de 2. -Cuando se trabaja con equipos BOP reparados, los rangos de presión los determinarán los controles de calidad de los dueños del equipo.
Rangos de temperatura	<ul style="list-style-type: none"> -Los elastómeros deben estar clasificados como capaces de soportar altas temperaturas -Por lo general BOP con rango de presión de 10,000 psi, cuentan con sellos que soportan hasta 200 °F, por lo que se requiere planeación adicional para la adquisición de elastómeros de alta temperatura. -No se recomienda el uso de juntas elásticas en los conectores de cabeza de pozo. -Algunas válvulas de seguridad no pueden ser actualizadas para aplicaciones de alta temperatura.
Conexiones	<ul style="list-style-type: none"> -Las bridas deben de tener contacto cara a cara. -Se debe verificar que las conexiones de la línea de matar y de estrangular soporten las cargas de presión a las que se someterá el BOP. -Evitar utilizar O-rings desgastados en las conexiones y contar con su equipo de lubricación y procedimientos de precarga.
Elastómeros	<ul style="list-style-type: none"> -La exposición prolongada de un elastómero a alta temperatura resulta en la pérdida de memoria del material y también reduce su capacidad de sellado ya que lo endurece. -Para probar las propiedades mecánicas del caucho una vez que ha sido expuesto, se debe de realizar una prueba visual y una de drift 30 minutos después de que se libera la presión de cierre. -La compatibilidad del material sellante con los fluidos a ser utilizados durante la perforación debe ser probada y asegurada por los fabricantes del equipo BOP, ya que resulta poco práctico y difícil la realización de pruebas para cada una de las combinaciones de fluido y de las condiciones de temperatura.
Arreglo de preventores	<ul style="list-style-type: none"> -Al configurar un juego de preventores se deben considerar los siguientes factores: facilidad de desmontado, capacidad de manejo de los arietes debido a colgamientos, la colocación de las líneas de ahorcamiento y de matar, la utilización de arietes variables. -Se deben conocer los límites de operación del equipo y ser considerados en la planeación. Las capacidades de colgamiento pueden variar ampliamente dependiendo de la fecha de fabricación, o de si el equipo ha sido reparado o reacondicionado.
Válvulas de seguridad	<ul style="list-style-type: none"> -Las válvulas de seguridad para aplicaciones HPHT obligatoriamente deben de poder abrir y cerrar cuando son expuestas a las condiciones límite a las que fueron diseñadas, sin exceder el 90 % de la presión de operación hidráulica nominal (API 17D). -Se debe revisar que las válvulas regresen a su posición "cerrada" bajo condiciones de flujo dinámico. -Se debe tener claro el tipo de válvulas a ser utilizadas (balanceadas o desbalanceadas) y sus capacidades de operación.

4.1.4 Tiempos no productivos

- La toma de decisiones es ineficiente y atemporal por falta de experiencia en el área.
- Existen problemas de seguridad asociados al manejo de fluidos, tuberías y líneas de acero calientes.
- Resulta clásico el atascamiento de la tubería y rompimiento de la sarta.
- Tiempo de viajes (originados por la falla de alguna herramienta además de los viajes de la barrena).

4.1.5 Problemáticas de la tecnología de perforación

Las siguientes problemáticas tecnológicas han sido identificadas por compañías y operadores como los principales obstáculos al operar en ambientes HPHT y han sido recabados a lo largo de sus experiencias. De esta manera surgen posibles soluciones o necesidades identificadas como oportunas desde el diseño de herramientas hasta criterios al operar. Estas prácticas y sugerencias son expresadas en la Tabla 4.1.5:

Tabla 4.1.5 Límites de tecnología de perforación así como las principales problemáticas (Modificado de: Tecnologías para Alta Presión y Alta Temperatura: Aplicación en Golfo de México, Schlumberger, 2009).

Factor	Presión	Temperatura	Problemática
LWD/MWD Límite Alta confiabilidad	NA	275°F 350°F	-Disminución exponencial en la fiabilidad de 250°F a 350°F. -Cambios en calibración con temperaturas altas. -Las baterías tienen un límite a 400°F. -La vibración reduce la confiabilidad. -La telemetría es lenta.
Registro en agujero descubierto Herramientas limitadas Todas las herramientas	25 kpsi 25 kpsi	350°F 450°F	-Disponibilidad limitada en temperatura elevada. -Cambios en calibración debido a altas temperaturas.
Barrenas: Tricónicas no recomendadas TSP y PDC	30 kpsi	500°F	-Ritmos de penetración equivalentes al 10% de los ritmos promedio. -El ritmo de penetración es bajo.
Cabezales de pozo y colgadores de tubería.	15 kpsi	350°F	-Expandir los sistemas de 15 kpsi a 20 kpsi 350°F, de los de 25kpsi tendrán que ser un diseño totalmente nuevo.
Fluidos de perforación: Lodos base aceite Lodos base agua Lodos sintéticos	30 kpsi 30 kpsi 30 kpsi	500°F 500°F 500°F	-La presión por fricción contribuye a las pérdidas. -El enfriamiento del lodo es benéfico. El gas y el H2S son solubles en los lodos base aceite.
Perforación direccional: Secciones largas Control direccional Motores	25 kpsi	425°F	-El torque es un problema. -La falta de torque provoca que los motores se detengan. -Los sellos del motor sucumben a altas temperaturas.

4.1.5.1 Fluidos de perforación

-Deben servir en un futuro como refrigerante para las operaciones de LWD/MWD, además de basar sus análisis reológicos en posibles interacciones con nuevos fluidos del yacimiento que los alterarían (Metano y H₂S).

-H₂S y el gas serán factores casi inherentes en el diseño y compatibilidad de fluidos según su base.

-La pérdida de lodo es un problema serio que debe ser controlado de alguna manera desde su diseño.

4.1.5.2 Barrenas y sistemas de perforación

Se han obtenido mejoras en los sistemas que aumentan la tasa de penetración (ROP); así como el desempeño de los cortadores para lograr reducir los costos de la perforación como resultado de las siguientes premisas:

1. Se debe combinar los estudios realizados en tecnología de barrenas y de los lodos para mejorar el desempeño de la perforación (diseño conjunto y compatibilidad).
2. Innovar en tecnología de materiales para cortadores

-Mejoras a las turbinas y al diseño de los motores puesto que han mejorado el ROP al incrementar las rpm.
-Solucionar problemas con el torque puesto que impiden la optimización de la barrena, el motor, el lodo y la dinámica de la sarta de perforación (como un sistema) ofreciendo así la posibilidad de mejorar la confiabilidad y los ritmos de penetración.

4.2 Soluciones en base a experiencia con pozos HP/HT

Como ya se ha expuesto, los pozos pueden ser perforados a condiciones definidas en base y casos de sensibilidad, pero la evaluación de formaciones aún es muy complicada y en efecto, bastante problemática para el control en tiempo real y la navegación. Sin embargo, la Tabla 4.2 muestra las oportunidades en diversas áreas para el desempeño de la perforación, especialmente en ritmo de penetración y control de pozos, así que se definirán algunos factores y decisiones oportunas como solución a las problemáticas mencionadas ya.

4.2.1 Cabezal de pozo y colgador de TR

Sabiendo que su objetivo es ser el medio para colgar la TR y proporcionar una base para colocar las BOP y arboles submarinos (en caso de costa fuera) y así controlar el pozo, los parámetros principales al seleccionar un cabezal de pozo HPHT serán:

Costo: Uno de los parámetros más importantes en la selección de cualquier herramienta o equipo a utilizar pero siempre en base a consideraciones técnicas. Desde esta perspectiva de costos, el mantenimiento de los equipos toma importancia tanto económica, como de seguridad al tener que ser revisados periódicamente para evitar un mal funcionamiento o tiempos no productivos.

Límites de equipo: En este aspecto se debe verificar la presión y temperatura a la que será sometido el cabezal, tanto durante las operaciones de perforación, como en la etapa de producción. Los límites actuales de los equipos de cabezal son del orden de los 15,000 psi y los 350 °F (177°C). Se debe tener precaución en la utilización de sellos metal-metal con sellos elastoméricos, ya que esta tecnología ya ha alcanzado su umbral operativo, es decir, se debe innovar en materiales o tratamiento de materiales.

Tamaño: La principal consideración en cuanto al tamaño de cabezal que se utilizará será la determinación del número los diámetros de las sartas de revestimiento que se utilizarán, además del número de secciones en las que se perforará el pozo y no en los diseños convencionales o estándares, que quedan limitados para estos fines.

4.2.2 Fluidos de perforación

El fluido además de colaborar en el control del pozo, enfriar la barrena de perforación, lubricar, remover los recortes de perforación y evitar el desmoronamiento de la formación con el menor daño posible, deberá ser diseñado además para procurar las necesidades de otras herramientas más sensibles a los cambios de temperatura, las de medición por ejemplo.

Dentro de los puntos principales a considerar cuando se selecciona un fluido de perforación se listan a continuación:

Acarreo de recortes: Actualmente los sistemas de lodo disponibles y la tecnología de temblorinas tienen un desempeño satisfactorio en cuanto al acarreo de recortes en los ambientes, pero se deben establecer las propiedades de transporte, acondicionamiento y limpieza del pozo requeridas, lo cual está relacionado con las propiedades que tendrá el fluido y el gasto que se le pedirá a las bombas de lodo.

Estabilidad del agujero: Además de las características básicas que la rigen como tipo de formaciones que se atravesarán, la presión de la formación, la presión de fractura, el control de pérdidas de circulación y el enjarre se deberá atender el pobre control sobre la densidad equivalente de circulación, frecuentes pérdidas de circulación y de fluidos así como un margen estrecho entre las presiones de fractura y de formación sugiriendo que sea mediante nuevas tecnologías y maneras de optimizar la reología y su control.

Estabilidad del fluido: Para la mencionada optimización de reología los parámetros más importantes a considerar son la presión y temperatura. La resistencia a los contaminantes tales como H₂S Y CO₂ y la resistencia al hundimiento de la barita también son parámetros a considerar dentro del diseño. Actualmente los sistemas de fluidos base agua son estables hasta los 425 °F (218°C), mientras que los lodos base aceite y sintéticos soportan hasta los 500 °F (260°C). Actualmente se encuentran en desarrollo sistemas de fluidos cuya reología soporte temperaturas de hasta 600 °F (316°C). El diseño óptimo de los sistemas de fluidos ayuda en gran medida al ROP.

Equipo para pruebas: Contar con equipos para medir reología, enjarres y pérdidas de fluidos es indispensable, así como nuevos equipos que fomenten el control de sus propiedades y que respondan en conjunto a los sistemas de medición.

Desempeño de perforación: Actualmente se están llevando a cabo estudios para determinar parámetros de lodo que mejoren las condiciones de perforación porque impacta directamente este punto. Los parámetros que afecta son: ROP, pegas diferenciales y rompimientos de tubería más aún que en perforaciones convencionales.

Almacenamiento y mezclado: Se deben considerar parámetros como tamaño de tanques, tuberías, mezclas, requerimientos volumétricos y equipos de mezclado disponibles aunado a las limitantes de espacio en equipos de perforación costa afuera actuales.

HSE: El manejo, transporte y eliminación de los desechos de perforación así como los fluidos utilizados es un punto que toma cada vez más importancia en cualquier operación. Se debe de establecer la forma de desecho de los fluidos y recortes, así como determinar su toxicidad y tratamiento a recibir, puesto que se ha demostrado que los fluidos congénitos requieren un manejo más estricto.

4.2.3 LWD/MWD

Se deberá innovar en la procuración y optimización de estos sistemas para proporcionar mediciones de las características de la formación y del pozo eficientemente mediante la telemetría, así se podrá realizar toma de decisiones de manera eficiente, porque en la actualidad resultan ser herramientas bastante delicadas y vulnerables debido al desgaste que sufren al estar sometidas a condiciones de presión y temperatura muy elevadas. Para este tipo de ambientes, los componentes necesarios son costosos (si es que existen).

Límites del equipo: Estos son los que marcan los valores de presión, temperatura, fuente de poder y vibración que son capaces de soportar los equipos. Existe un alto riesgo asociado con la exposición a presión, temperatura muy elevada. En cuanto a los problemas en el funcionamiento del equipo el sellado es un problema mayor. Se utilizan técnicas de doble sellado para prevenir fugas. Se requerirá de nuevas técnicas de sellado para llegar a soportar los 30,000 psi y 500 °F (260°C).

Manufactura: Como un proceso de evolución, se debe involucrar a nuevas industrias para fabricar chips e instrumentaria electrónica que sean capaces de funcionar en condiciones adversas, debido a que en la actualidad son muy costosos y dependiendo de la cantidad necesitada requieren más o menos tiempo de fabricación (pero siempre son tardados).

Tamaño del agujero: El diámetro externo de este regula el tamaño de la herramienta y ritmo de corrida. El diámetro de la herramienta debe permitir corridas dentro y fuera del pozo. Los tamaños de herramienta son variados, por lo que pueden ajustarse a casi cualquier condición de pozo pero se requiere determinar los programas de revestimiento del pozo, antes de hacer tales determinaciones.

Mediciones: Para poder tomar mediciones de la formación debemos contar con una herramienta que sea funcional de acuerdo a los parámetros del agujero descubierto y de las propiedades del fluido que deben satisfacer precisión, repetitividad y confianza. Los sistemas electrónicos actuales para tomar y procesar los

datos de fondo trabajan eficientemente hasta los 275 °F (135°C) y continúan funcionando hasta los 350 °F (177°C), con un riesgo exponencial de falla por encima de los 275 °F (135°C). El futuro en este rubro apunta directamente a extender los proyectos de electrónica existentes para que sean operables hasta los 500 °F (260°C).

Telemetría: Por su complejidad, las operaciones requieren de servicios en tiempo real. Las tuberías inteligentes podrían presentar la solución a estos problemas, sin embargo se encuentran en etapas de prueba. Actualmente se necesitan soluciones para llegar a los 30,000 ft con un sistema de servicio en tiempo real; esto porque depende de la velocidad de corrida y de la interferencia, como respuesta a la necesidad de que la información debe de ser transmitida de forma eficiente del fondo del pozo hasta la superficie. Los medios de transmisión de información actuales se encuentran limitados a los 20,000 ft. y los 350 °F (177°C).

Fuente de poder: Está limitada por el tipo de fuente, la corriente y el ciclo de vida del sistema utilizado. Se requiere una fuente que mantenga el equipo funcionando a lo largo de toda la operación lo cual suele ser muy costoso. Para las condiciones actuales las turbinas parecen adecuadas. Las baterías están limitadas a 350 °F (177°C) para base litio, y a 400 °F (204°C) para mercurio. Actualmente se requieren mejoras importantes, tanto en los sistemas de turbina como en el de baterías.

Almacenamiento y transporte: Representan un costo adicional no involucrado en perforaciones convencionales pero de necesidad obligatoria en ambientes HPHT. Es importante tomar en cuenta el transporte de los patines, las baterías y las fuentes radioactivas, pues los tiempos de viajes y el desgaste en estos generan continuamente costos adicionales.

4.2.4 Registros en agujero descubierto

Para medir las características de la formación y el pozo mediante la introducción de un kit de herramientas que conviertan los parámetros eléctricos y radioactivos a información útil en la toma de registros será necesario el cumplimiento de los siguientes requerimientos:

Límites de equipo: Estos están dados por los valores de presión y temperatura. Las limitaciones actuales llegan a los 25,000 psi y los 450 °F (232°C). Es esencial proteger la parte electrónica y de sensores del ambiente al que están expuestos para asegurar un funcionamiento óptimo de los componentes. Se necesita desarrollar sensores y electrónicos que funcionen hasta los 500 °F (260°C) en compatibilidad con fluidos presentes que no interfieran con su funcionamiento.

Tamaño de agujero: El diámetro externo de la herramienta está limitado por el tamaño del agujero, el cual a su vez limita el ritmo de corrida de una herramienta. Actualmente no es un factor que limite de manera severa el desarrollo de los pozos HPHT puesto que hay disponibilidad a diámetros externos de 2¾' el cual admite distintos tipos de herramientas pero hay que estar preparados para cuando ya no satisfagan.

Mediciones: Los registros que se tomarán dependen de la formación que se quiere estudiar, los parámetros del agujero descubierto y de los parámetros de los fluidos del pozo, al utilizar sensores para

evaluar el pozo, la mayoría son capaces de trabajar hasta los 400 °F (204°C) mientras que los registros de resistividad, neutrón, densidad, dipolo y sónico se encuentran disponibles para temperaturas de hasta 450 °F (232°C), es decir, se encuentran limitados debido a sus diseños

Transporte de la sarta de herramientas: Existen diversos métodos, los cuales determinan la confiabilidad de la operación, la fuerza necesaria de jalón, la capacidad de gasto. Los sistemas de línea especial y de corte de línea han sido desarrollados para correrse con línea eléctrica en aguas profundas con pozos HPHT pero no hay que perder de vista que no todos HPHT es representativo de aguas profundas y distan mucho en características de yacimientos HPHT que no sean costa afuera.

4.2.5 Perforación direccional

Para brindar información confiable de la localización de la barrena y el ángulo de perforación es necesario disminuir costos y hacer más eficientes parámetros como:

Almacenamiento y transporte: Se deben tomar en cuenta las características de los patines, monturas y repuestos que se utilizarán. En cuanto a aplicaciones HPHT ninguno de estos componentes representa un problema o tiene limitaciones de uso.

Componentes electrónicos: Se debe de determinar principalmente la temperatura a la que estarán operando, la vibración a la que serán sometidos y la fuente de poder que utilizarán. En este punto se tienen uno de los mayores problemas en aplicaciones HPHT debido principalmente a la temperatura elevada y a la fuente de poder a utilizar.

Motores de fondo: Dado que lo que se desea es una mayor tasa de penetración, la determinación del ROP se basa en los siguientes parámetros: RPM, torque, tipo de motor, confiabilidad, tipo de sellos y rodamientos. Recientemente se ha observado que las turbinas son más confiables y eficientes que otros motores y que han incrementado substancialmente el ROP.

Telemetría: Los dos factores más importantes a determinar son: el método de transferencia a utilizar lo cual por ende determinará la eficiencia y velocidad de transmisión de datos de la herramienta. Actualmente los sistemas de telemetría se encuentran limitados a los 20,000 ft y 350 °F (177°C). El flujo de información es relativamente bajo y lento, lo que obstaculiza la toma de decisiones en tiempo real.

Vibración: Este punto es el principal causante de fallas y disminución de la confiabilidad en la herramienta, por lo cual el estudio de los sistemas de barrenas y amortiguación debe de analizarse a fondo. Un mejor diseño de las barrenas y un análisis detallado podrían aminorar los problemáticas.

4.2.6 Barrenas

Al buscar remover el material de la formación de forma eficiente y económica para crear un agujero apto para la producción de aceite se debe saber que la tecnología disponible no es eficiente, se enlistan a continuación los parámetros que se necesitan mejorar:

Tipos: Sabemos que la tasa de penetración depende del tipo de barrena y de su longevidad. Los fabricantes están combinando tipos de cortadores en varios patrones para lograr un desempeño óptimo comparado con las ya existentes (Tricónicas, PDC, TSP e impregnadas). También se encuentra en desarrollo un nuevo tipo de cortadores que mejoraran los ROP. Se requiere trabajo continuo en el mejoramiento del desempeño de los cortadores. Los rodamientos de las barrenas tricónicas pueden desarrollarse para ambientes HPHT con un costo de 2 a 3 millones de dólares (demasiado alto y poco eficiente aún).

Disponibilidad de tamaños: Los tamaños a usar dependen del programa de revestimiento, así, utilizar la barrena correcta determina el tamaño de la siguiente TR que puede ser colocada. Los proveedores se encuentran reacios a construir sobre especulaciones debido a los bajos volúmenes de revestimientos y pesos utilizados en los ambientes HPHT. La estandarización de los programas de perforación podría hacer más atractivo para los fabricantes de barrenas el construir equipo para este ambiente y así fomentar la diversidad de equipo que amplíe el umbral en el diseño de estos pozos.

Límites de diseño: Los factores que definen los límites del diseño de una barrena son la presión, temperatura, peso sobre barrena, torque y vibración. La tecnología de cortadores y los patrones son las que determinan las ROP que tendremos durante los intervalos a perforar. Pero aun siendo considerada en el diseño, la vibración sigue representando problemáticas debido a que daña otros componentes del equipo; por esto, es indispensable buscar su reducción utilizando técnicas como el balance de energía, la optimización del equipo de la sarta de perforación e innovaciones por parte de la industria metalúrgica.

Tamaño de toberas: Estas determinan la cantidad de lubricación de la barrena, el mantenimiento de la temperatura debido al efecto de refrigeración que genera la circulación de lodo y por último al valor obtenido de eficiencia de corte, de esta manera tenemos más recortes en menos tiempo y necesitaremos más lodo para transportar esos cortes a la superficie.

Formación: El tipo de formación nos da diversos valores de porosidad, de resistencia a la compresión y de resistencia a la cizalla lo cual genera que seleccionemos una barrena específica para un intervalo. Los ambientes HPHT tienen mayores magnitudes de esfuerzos compresivos y de cizalla que otros ambientes menos demandantes. Como resultado, por cada giro de la barrena se recogen mayor número de recortes con lo que se requiere que el lodo sea capaz de acarrearlos eficientemente. Se pueden alterar las configuraciones de motor de perforación y barrena para optimizar las condiciones de perforación. Por ejemplo, en el golfo de México se han usado configuraciones de turbina y barrena de PDC/TSP las cuales han dado resultados favorables.

OPERACIONES CRÍTICAS DE PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS

Tabla 4.2 Se muestran las oportunidades en las mencionadas problemáticas representando así futuras soluciones (Modificado de: Tecnologías para Alta Presión y Alta Temperatura: Aplicación en Golfo de México, Schlumberger, 2009).

Factor	Presión	Temperatura	Oportunidades
LWD/MWD Límite Alta confiabilidad	NA	275°F 350°F	-Desarrollar electrónicos para alta temperatura. -Mejorar baterías (500°F). -Mejorar el sellado. -Reducir la vibración en la sarta de perforación. -Desarrollar sensores para gas y H2S. -Obtener telemetría en tiempo real.
Registro en agujero descubierto Herramientas limitadas Todas las herramientas	25 kpsi 25 kpsi	350°F 450°F	-Desarrollar más herramientas que trabajen a mayores temperaturas (500°F). -Considerar el uso de fibra óptica.
Barrenas: Tricónicas no recomendadas TSP y PDC	30 kpsi	500°F	-Desarrollar nuevos sistemas que incluyan barrenas, motores, lodos y sartas. -Continuar el desarrollo de cortadores.
Cabezales de pozo y colgadores de tubería.	15 kpsi	350°F	Desarrollar sellos de metal-metal para 25 kpsi. Mejorar la tecnología de los sellos.
Fluidos de perforación: Lodos base aceite Lodos base agua Lodos sintéticos	30 kpsi 30 kpsi 30 kpsi	500°F 500°F 500°F	-Mejorar el sistema de enfriamiento. -Reducir la solubilidad de H2S y el metano en los lodos base aceite.
Perforación direccional: Secciones largas Control direccional Motores	25 kpsi	425°F	-Fabricar motores que tengan una temperatura de operación mayor. -Mejorar turbinas, incrementar las RPM y el troque de los motores.

CAPÍTULO 5.

PERFORACIÓN DE POZOS CON OBJETIVOS COMPLEJOS

CAPÍTULO 5. PERFORACIÓN DE POZOS CON OBJETIVOS

COMPLEJOS

5.1 Definición y problemas a solucionar

A lo largo de la historia de la perforación, los objetivos a alcanzar cada vez son más inaccesibles, quizá por factores relacionados a las características de los yacimientos y otras tantas ajenas a ellas, como el desarrollo de establecimientos humanos, problemas durante una perforación común o tal vez por optimizar económicamente desde pozos terrestres para objetivos bajo tirantes de agua. En base a lo ya mencionado se ha desarrollado la Perforación direccional, cuya definición se resume a la ciencia y el arte empleado para desviar un pozo con una inclinación y dirección predeterminada para alcanzar un objetivo sub-superficial situado a una distancia dada de la vertical y en el plano horizontal (desplazamiento).

Es decir, consiste en el proceso de dirigir el agujero a través de cierta trayectoria a un objetivo determinado mediante un control de desviación, que es el proceso de mantener el agujero contenido dentro de límites preestablecidos relativos al ángulo de inclinación, la longitud horizontal a partir de la vertical, o ambos.

5.1.1 Razones que producen objetivos complejos

Como ya se mencionó, pueden ser muchas las causas para desear perforar un pozo desviado, pero entre las más comunes podemos mencionar:

Evasión (Sidetracking): Se puede decir que fue la causa que dio origen a esta técnica. Son efectuados con el objetivo de evitar obstrucciones inesperadas dadas por cambios de la configuración geológica o las causadas por algún pescado sin remedio mediante las herramientas convencionales. Figura 5.1.1a.

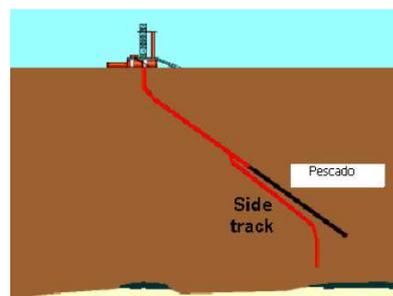


Figura 5.1.1a Evasión (Schlumberger, 2002).

Localizaciones inaccesibles: Son aquellas áreas a perforar donde se encuentra algún tipo de instalación o edificación (parques, ciudades, etc.), o áreas sensitivamente ambientales (lagunas, ríos, montañas) que hacen difícil el acceso, por lo que condicionan a que el equipo de perforación se establezca lejos del objetivo. Figura 5.1.1b.

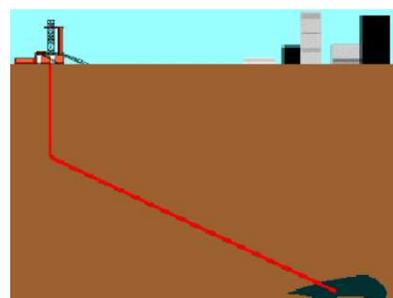


Figura 5.1.1b Localizaciones inaccesible (Schlumberger, 2002).

Formaciones con fallas: Se ejecuta donde el yacimiento está dividido por varias fallas que se originan durante la compactación del mismo, se busca evadir cruzar por su línea y así evitar complicaciones futuras generadas por esta. Figura 5.1.1c.

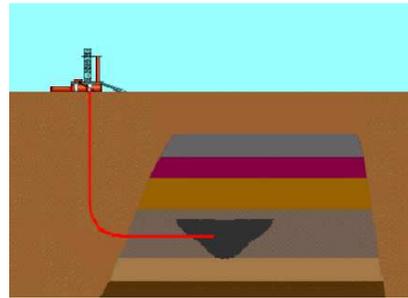


Figura 5.1.1c Formaciones con fallas (Schlumberger, 2002).

Diapiros (domos salinos): Donde los yacimientos a desarrollar están bajo la fachada de un levantamiento de sal que por razones operacionales no se desee atravesar por su complejidad. Figura 5.1.1d.

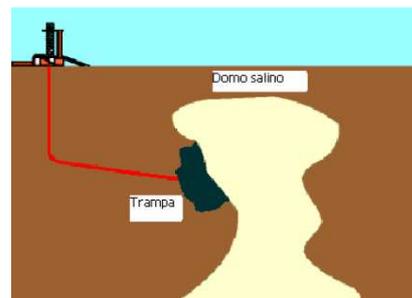


Figura 5.1.1d Diapiros (Schlumberger, 2002).

Pozo de alivio: Es aquel que se perfora para controlar un pozo en descontrol. Mediante el pozo se contrarrestan o liberan las presiones que ocasionaron el reventón. Figura 5.1.1e.

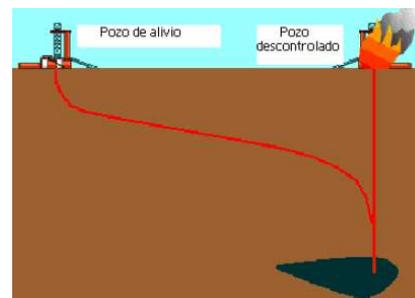


Figura 5.1.1e Pozo de alivio (Schlumberger, 2002).

Múltiple pozo con una misma plataforma: Desde la plataforma se pueden perforar varios pozos para reducir el costo de la construcción o renta de plataformas individuales y minimizar los costos por instalación de facilidades de producción, resultando en el modo más económico del desarrollo de campos costafuera. Figura 5.1.1f.

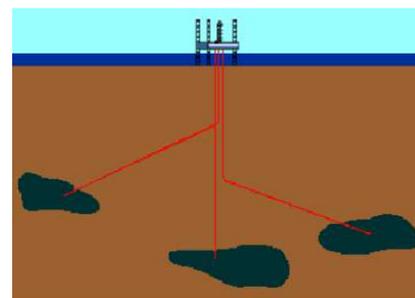


Figura 5.1.1f Múltiple pozo con una misma plataforma (Schlumberger, 2002).

Desarrollo múltiple de un yacimiento: Cuando es requerido drenar el yacimiento lo más rápido posible o para establecer los límites de contacto gas/petróleo o petróleo/agua como objetivos de pozos exploratorios, permitiendo la exploración de diversas localizaciones sin la necesidad de perforar otro pozo. Figura 5.1.1g.

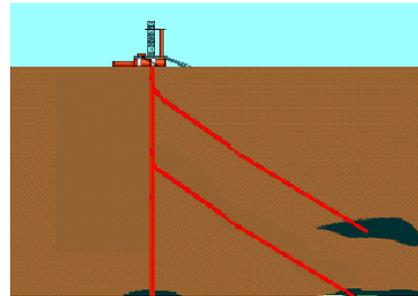


Figura 5.1.1g Desarrollo múltiple de un yacimiento (Schlumberger, 2002).

Perforación terrestre hacia localizaciones marinas: Se opta por esta vía por ser más económica (comparando costos de equipo terrestre contra equipo marino) en el caso de yacimientos bajo tirantes de agua siempre y cuando sea viable acceder desde una cabeza de pozo terrestre. Figura 5.1.1h.

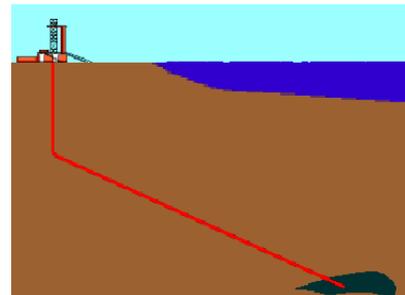


Figura 5.1.1h Múltiple pozo con una misma plataforma (Schlumberger, 2002).

5.1.2 Tipos de pozos direccionales

En general, existen tres tipos de pozos direccionales:

1. Tipo S (Forma de S)
2. Tipo Slant o J
3. Horizontales

Tipo S: Tienen una sección recta, una sección de construcción, una sección tangencial y una sección de decremento. Son perforados para mejorar la eficiencia del pozo y para ayudar a la localización de un pozo descontrolado. En perforación marina los pozos tipo S pueden asegurar la precisión del espaciamiento entre pozos cuando se perforan varios desde una misma plataforma.

Tipo J o slant: Son pozos que tienen una sección recta o vertical, una sección de construcción y una sección tangencial dirigida hacia el objetivo. Se perforados donde no es posible asentar el equipo de perforación directamente arriba del objetivo o en una plataforma que perfora varios pozos.

Pozos horizontales: Son requeridos cuando es menester interceptar a la formación de manera horizontal, es decir, incrementar el área de contacto como condición de mejorar su producción mayormente por razones debidas a una dominante permeabilidad efectiva vertical.

5.1.3 Tipos de pozos horizontales

A pesar de surgir como aplicación de la perforación direccional y bajo esta premisa entrarían a la misma clasificación, merecen mención aparte por la gran diversificación que han adquirido. Figura 5.1.3a.

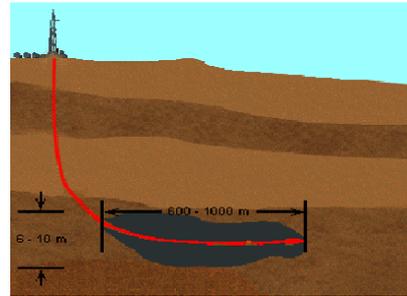


Figura 5.1.3a Pozo horizontal (Schlumberger, 2002).

Los pozos horizontales son perforados en forma paralela a la zona productora con la finalidad de contar con mayor área de contacto. Tienen un agujero con una sección recta, una sección de construcción, una sección tangencial, una segunda sección de construcción y una sección horizontal. El pozo se perfora hasta un punto arriba del yacimiento, entonces se desvía y se incrementa el ángulo hasta que alcanza los 90 grados o más. Cuando se aplica apropiadamente, un pozo horizontal puede producir un yacimiento mejor que varios pozos perforados verticalmente.

Además como aplicación de esta técnica en la perforación y con diversos fines, han surgido otros tipos de pozos que mencionaremos enseguida:

Pozos de alcance extendido: Son perforados para alcanzar yacimientos con desplazamientos mayores a 500 metros. Figura 5.1.3b.

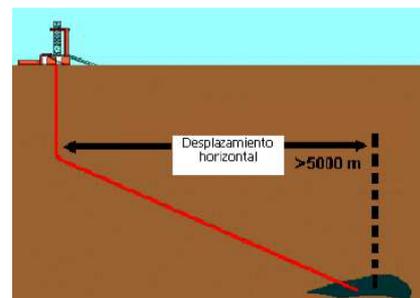


Figura 5.1.3b Pozo de alcance extendido (Schlumberger, 2002).

Pozos multilaterales: Cuando se requieren varios agujeros que corran lateralmente saliendo desde un pozo original, esto con el fin de producir o de implementar métodos de recuperación. Figura 5.1.3c.

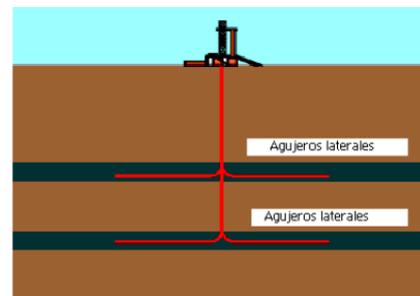


Figura 5.1.3c Pozos multilateral (Schlumberger, 2002)

Pozos de radio diferenciado (corto, mediano y largo): Los pozos de radio corto, normalmente son reentradas de pozos verticales viejos, tienen curvas con un radio de 44 m. o menos, que no pueden

perforarse con motores convencionales. Se utilizan para aislar zonas de producción con alta/baja presión o arenas con agua sin la necesidad de asentar/cementar un liner. Este tipo de perforación es deseable cuando el inicio de desviación se realiza abajo de formaciones problemáticas. Realmente no existe una geometría específica para su diseño o construcción, ya que dependiendo de su función serán definidos como pozos de alto, medio o bajo radio (radio diferenciado). Figura 5.1.3d.

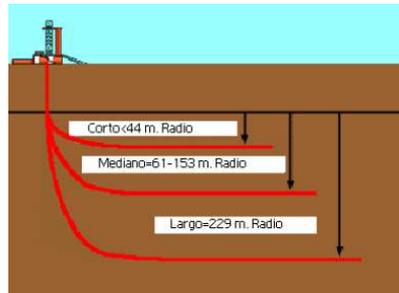


Figura 5.1.3d Pozos de radio diferenciado (Schlumberger, 2002).

5.1.4 Definición de parámetros a medir

Es necesario dar a conocer diversas variables que influyen en el control de la trayectoria de estos pozos y así contribuir al éxito de los mismos. Los de mayor importancia son los siguientes:

5.1.4.1 Profundidad desarrollada

Distancia medida a lo largo de la trayectoria real del pozo, desde el punto de referencia en la superficie (cabeza), hasta el punto de registros direccionales. Esta profundidad siempre se conoce, ya sea contando la tubería o por el contador de profundidad de la línea de acero. Figura 5.1.4.1.

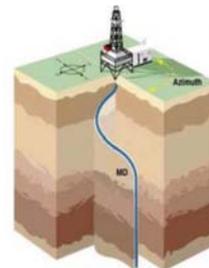


Figura 5.1.4.1 Profundidad desarrollada (Schlumberger, 2002).

5.1.4.2 Profundidad vertical verdadera

Distancia vertical desde el nivel de referencia de profundidad hasta un punto en la trayectoria del pozo, este valor no es conocido directamente pero *siempre* puede ser calculado. Figura 5.1.4.2.

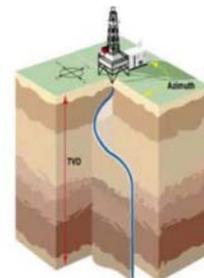


Figura 5.1.4.2 Profundidad vertical verdadera (Schlumberger, 2002).

5.1.4.3 Desplazamiento horizontal

Distancia entre dos puntos cualesquiera a lo largo del curso proyectado sobre un plano horizontal o vista de planta. Figura 5.1.4.3.

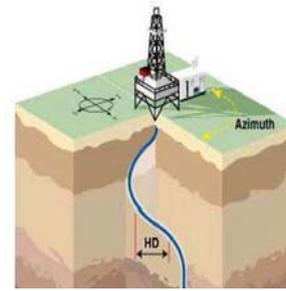


Figura 5.1.4.3 Desplazamiento horizontal (Schlumberger, 2002).

5.1.4.4 Inclinación

Ángulo (en grados) entre la vertical local, dada por el vector local de gravedad como lo indica una plomada, y la tangente al eje del pozo en un punto determinado. Por la convención, 0° corresponde a la vertical y 90° a la horizontal.

5.1.4.5 Azimut (dirección del pozo)

Es un punto determinado de la dirección del pozo sobre el plano horizontal, medido como un ángulo en sentido de las manecillas del reloj, a partir de un norte de referencia (verdadero, de mapa o magnético). Es medido en sentido de las manecillas del reloj. Cabe destacar que todas las herramientas magnéticas proporcionan la lectura del azimut con respecto al norte magnético, sin embargo, las coordenadas calculadas posteriormente están referidas al norte verdadero o al norte de mapa. Figura 5.1.4.5.

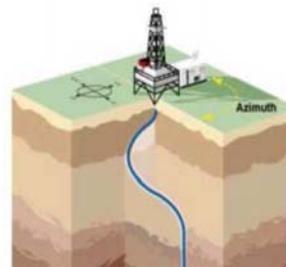


Figura 5.1.4.5 Azimuth / Dirección del pozo (Schlumberger, 2002).

5.1.4.6 Nortes

Se dividen en verdadero, de mapa y magnético respectivamente, y son las direcciones a las que el pozo yace según sea la referencia mencionada.

5.1.4.7 Lado alto del pozo

Es aquel que resulta directamente opuesto a la fuerza de gravedad. El punto que representa el lado alto es importante para la orientación de la cara de la herramienta.

Es importante notar que a una inclinación de 0° no existe lado alto. En este caso, los lados del pozo o de la herramienta de registros direccionales son paralelos al vector de gravedad y no existe un punto de intersección desde el cual se pueda definir un lado alto. Otro concepto importante es que sin inclinación (0°), el pozo no tiene dirección horizontal. Es decir, el eje del pozo se representaría como un punto y no como una línea sobre el plano horizontal.

5.1.5 Cambio angular (Pata de perro)

De vital importancia, la curvatura total del pozo (la combinación de cambios en la inclinación y dirección) entre dos estaciones de registros direccionales. La pata de perro se mide en grados y es controlada para evitar atascamientos o efectos perjudiciales provocados por cambios drásticos en su naturaleza. La Figura 5.1.5 muestra una imagen de la “Pata de perro”.

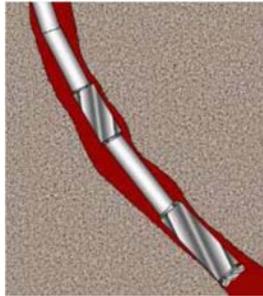


Figura 5.1.5 Cambio angular / Pata de perro (PEMEX, Guía Práctica para Diseño de la Perforación Direccional, 2008).

5.1.6 Severidad del cambio angular

Es la magnitud de la pata de perro, referida a un intervalo estándar (por convención se ha establecido de 100 ft o 30 m). Se reporta en grados por cada 100 ft o grados por cada 30 m. Es conveniente mantener las severidades tan bajas como sea posible en la perforación convencional (menos de 4 o 5°/100 ft). Las severidades altas provocan problemas en el pozo tales como desgaste de tubería de perforación o de revestimiento, atrapamientos y ojos de llave.

5.1.7 Cierre

Esta se define como una recta trazada desde el punto de referencia en superficie hacia cualquier coordenada rectangular en un plano horizontal y es utilizada para definir el fondo del pozo, para esto, se calculan la longitud y la dirección de la recta.

5.1.8 Acelerómetro

Mide el campo gravitacional terrestre local con el fin de calcular la inclinación del pozo, la cara de la herramienta y la referencia vertical utilizada para calcular el ángulo de incidencia. Cada acelerómetro consiste de una masa magnética (péndulo) suspendida en un campo electromagnético. La gravedad desvía la masa de su posición de equilibrio. Se aplica al sensor una cantidad de corriente suficiente para que regrese la masa a su posición de equilibrio. Esta corriente es directamente proporcional a la fuerza gravitacional que actúa sobre la masa.

5.1.9 Punto de inicio

Es la localización a una cierta profundidad bajo la superficie donde se desvía el pozo hacia una dirección determinada (Figura 5.1.9). Este dato debe obtenerse considerando las características de las formaciones a perforar, debido a que es recomendado que la etapa de incremento de ángulo se lleve a cabo en

formaciones suaves a medias por practicidad. Puede considerarse que la profundidad de KOP y la velocidad de incremento de ángulo darán la pauta para elegir el patrón de desviación.

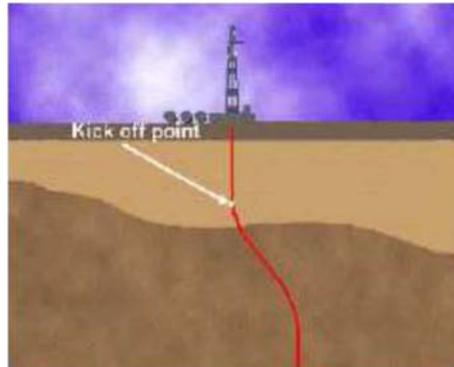


Figura 5.1.9 Punto de inicio (PEMEX, Guía Práctica para Diseño de la Perforación Direccional, 2008).

5.1.10 Fin de la desviación

Localización donde el pozo ha terminado de construir el ángulo, es decir, donde finaliza el incremento del ángulo (Figura 5.1.10).

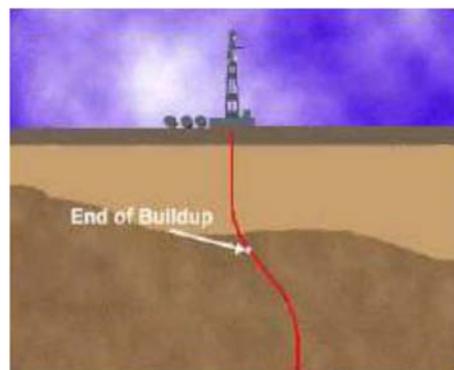


Figura 5.1.10 Fin de la desviación (PEMEX, Guía Práctica para Diseño de la Perforación Direccional, 2008).

5.2 Soluciones para problemáticas en pozos con objetivos complejos

5.2.1 Principios básicos de control direccional en perforación

Existen principalmente 3 objetivos al perforar, ampliar ángulo, mantener ángulo y disminuir ángulo.

5.2.1.1 Fulcro o punto de apoyo (Ampliación)

El efecto se consigue generando una palanca al colocar un estabilizador arriba de la barrena y dejando una sección flexible en los siguientes lastrabarrenas, es decir, sin estabilizar. Entre más flexible sea el aparejo, mayor será la velocidad de incremento de ángulo cuando se aplique peso sobre la barrena. En pozos de diámetros más pequeños utilizando drill collar más pequeño el incremento angular será mayor.

Depende de factores como:

-Parámetros de Perforación: un incremento en el peso sobre la barrena incrementará la velocidad de construcción angular, un incremento en la velocidad de rotación reducirá el aumento del ángulo, un aumento en el caudal en la bomba en formaciones blandas disminuirá la tasa de construcción angular debido a la tendencia del lavado por erosión.

-Tipo de formación y el ángulo del echado de los estratos.

-Inclinación del pozo.

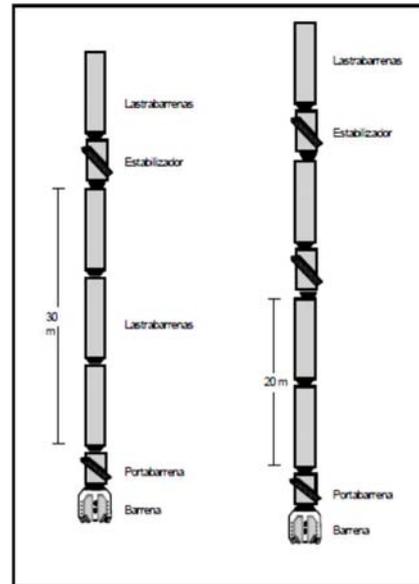


Figura 5.2.1.1 Fulcro para ampliar ángulo (PEMEX, Guía Práctica para Diseño de la Perforación Direccional, 2008).

5.2.1.2 Estabilización o de aparejo empacado (Mantenimiento)

El efecto es conseguido mediante el diseño del aparejo de fondo, de tal manera que las fuerzas laterales resultantes sean completamente nulas. Esto se logra dándole una completa rigidez a la sección localizada entre la barrena y aproximadamente el 60% de la longitud total del aparejo. Si hay tres estabilizadores colocados en la sarta de tal forma que el espaciamiento entre ellos sea corto, la herramienta de fondo va a resistirse a seguir una curva y forzará la barrena a perforar en una trayectoria relativamente recta o estable. Las herramientas de fondo con este tipo de configuración se llaman “ensambles empacados”.



Figura 5.2.1.2 Estabilización o aparejo empacado para mantener ángulo (PEMEX, Guía Práctica para Diseño de la Perforación Direccional, 2008).

5.2.1.3 Péndulo (Disminución)

Este efecto se logra eliminando el estabilizador colocado arriba de la barrena y manteniendo el localizado inmediatamente arriba. Así, la gravedad obliga a la barrena a perforar hacia la vertical. La rapidez de la disminución del ángulo dependerá de la longitud existente entre la barrena y el primer estabilizador colocado por arriba de ella.

Bajo esta configuración, la barrena tratará de llegar a la vertical debido al efecto de péndulo. Este ensamble se diseña colocando un estabilizador en la sarta entre 15 y 60 pies distantes de la barrena.

Se requiere de una selección cuidadosa de parámetros debido a que pueden ocurrir fenómenos opuestos simultáneamente al deseado, es decir, si los drill collar entre el estabilizador y la barrena hacen contacto con la pared del pozo la longitud del péndulo va a reducir, pero si se coloca demasiado peso sobre la barrena el ensamble de péndulo podría empezar a construir ángulo.

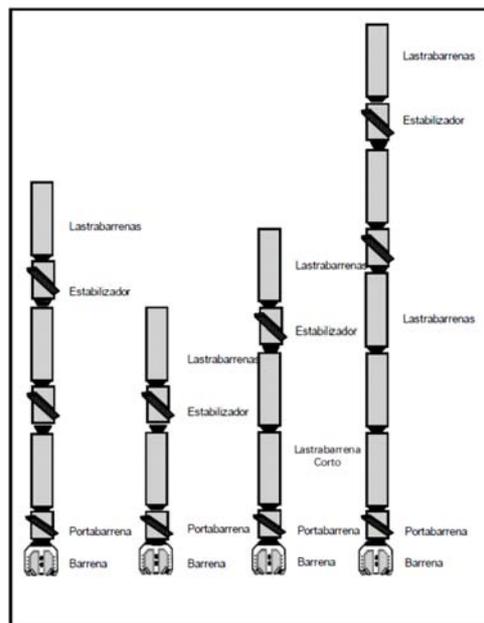


Figura 5.2.1.3 Péndulo para disminuir ángulo. (PEMEX, Guía Práctica para Diseño de la Perforación Direccional, 2008).

5.2.2 Herramienta LWD

Se ha convertido en una herramienta de medición imprescindible al perforar pozos direccionales ya que facilita simultáneamente a la perforación información valiosa de parámetros que contribuyen a la toma de decisiones efectivas en tiempo real. Las mediciones LWD (Logging While Drilling), revelan la naturaleza de las formaciones de la roca perforada e identifican la ubicación probable de los hidrocarburos.

La resistividad de formación en tiempo real, la información sobre litología y la porosidad adquirida durante la perforación permite evaluar y visualizar la formación alrededor del pozo, antes de que ocurra un daño a la misma o que se provoque una invasión de lodo.

Las mediciones LWD permiten además seleccionar puntos para bajar casing, detectar y cuantificar las zonas potenciales cuando estas son interceptadas, e identificar los límites del fluido en tiempo real mientras se perfora.

Se puede concluir que esta herramienta reduce el riesgo en áreas que son geológicamente complejas o no muy conocidas con toda la información que recaba y transmite en tiempo real. La información que brinda también es resultado de diversos registros como:

- Resistividad de la formación
- Rayos Gamma
- Densidad Neutrón (Herramienta Nuclear)
- Registros Sínicos
- Inclinación en la barrena

En esta herramienta la señal es transmitida a superficie a través de la sarta de perforación y se instala al igual que el MWD unos metros por arriba de la barrena

5.2.3 Herramienta MWD

Es una herramienta electromecánica de alta tecnología posicionada en el ensamblaje de fondo, que realiza mediciones del agujero, cerca de la barrena y son transmitidas a la superficie sin interrumpir las operaciones normales de perforación, es decir, en tiempo real. Entre los principales beneficios que aporta esta herramienta se encuentran:

- Reducción de tiempo de perforación (la toma de mediciones no interrumpe la perforación).
- Mayor facilidad para orientar la cara de la herramienta.
- Reduce el riesgo de pegas diferenciales porque la toma de mediciones es más rápida, entonces la sarta permanece menos tiempo en condiciones estáticas (principal factor de la pega diferencial).
- Mejor monitoreo y control de la trayectoria del pozo, ya que se pueden realizar mediciones en toda la trayectoria del pozo sin afectar significativamente el tiempo de perforación.
- Los cambios de los parámetros de perforación o los cambios de formación que se presenta durante la construcción de la trayectoria del pozo, pueden ser detectados más rápidamente, reduciendo el riesgo de requerir correcciones adicionales.

El sistema MWD se ha diseñado con el propósito de obtener información en tiempo real durante la perforación de un pozo mediante la utilización de un dispositivo electromecánico localizado en el BHA, esta información se envía a superficie a través de un sistema de telemetría. El sistema MWD tiene los siguientes componentes:

Sistemas de potencia

Los sistemas de potencia de las herramientas MWD pueden ser de:

Baterías: Proporcionan potencia a la herramienta sin necesidad de fluido de perforación, se utilizan si el registro de datos se hace durante el viaje de salida de la herramienta fuera del pozo. Las baterías de litio

tienen un excelente rendimiento a altas temperaturas, proporcionan una fuente estable de voltaje hasta el final de su vida útil y no requieren elementos electrónicos complejos.

Son seguras a bajas temperaturas, sin embargo a temperaturas superiores a 180° C pueden tener una reacción violenta y explotar con gran fuerza.

Turbinas: Requieren de fluidos de perforación para mover un rotor que es colocado dentro del collar, el fluido se canaliza a través del rotor por medio de un estator y la fuerza rotacional generada se transmite a un alternador a través de un eje. La potencia generada por el alternador es una corriente alterna trifásica de frecuencia variable la cual requiere de un circuito eléctrico para convertir la corriente alterna a corriente directa. Los rotores para las turbinas de este equipo deben tener capacidad para trabajar bajo varios niveles de tasas de flujo para acomodarse a las condiciones de perforación del pozo.

Sensores direccionales

Se conforman de un arreglo de 3 magnetómetros y 3 acelerómetros. Los acelerómetros miden la componente G en sus tres ejes para calcular la inclinación y los magnetómetros miden el campo eléctrico B, esta medida combinada con la de los acelerómetros es usada para calcular el azimut. En algunas localizaciones geográficas donde la componente horizontal del campo magnético terrestre es pequeña se puede afectar la exactitud de las lecturas y contribuir al error acumulativo en posicionamiento; pero estas malas lecturas por interferencia ya pueden ser corregidas de manera más eficiente sabiendo ahora que no todas son del tipo axial, es decir, existe interferencia permanente e inducida de los tres ejes. Los casos típicos son por ejemplo pozos horizontales a 90° de inclinación con 90° de azimut.

5.2.4 Telemetría

Representa la vía para hacer llegar los datos medidos a la estación receptora. La telemetría constituye un sistema de medición, transmisión y recepción de información a distancia. La medición de datos se realiza a través de sensores o transductores que se codifican para transmitir a la estación.

La información obtenida a través de los sistemas de telemetría es diversa y se pueden mencionar datos de velocidad, presión, temperatura, intensidad de flujo, etcétera. Las terminales receptoras para telemetría pueden ser fijas o móviles, e incluyen receptores, grabadores y equipo adecuado para el análisis y despliegue de datos. La transmisión de los datos puede ser en formato análogo o digital.

Estos sistemas constan de un sensor de medición, un codificador (para llevar las lecturas del sensor a impulsos eléctricos) y un radiotransmisor modulado con una antena. Los principales sistemas son:

- Eléctrica
- Con Fibra Óptica
- Acústica
- Mediante Pulsos de Lodo
- Electromagnética.

5.2.5 Herramientas de desviación

Para la perforación direccional es sumamente importante contar con las herramientas desviadoras adecuadas, así como con el equipo clásico para llevar a cabo la perforación. Las herramientas desviadoras son el medio para iniciar o corregir la deflexión de la trayectoria del pozo.

Podemos clasificar las herramientas en tres grupos:

- Motor de Fondo
- Desviadores de pared
- Codos desviadores y juntas
- Barrenas de Chorro

La apertura de la llamada ventana (KOP) es una etapa crítica durante la perforación de un pozo direccional, puesto que un inicio correcto de la desviación dará la pauta para lograr un desarrollo satisfactorio de la trayectoria. Actualmente, en la perforación de pozos direccionales las herramientas más utilizadas son los motores de fondo dirigitible o geo navegables. A continuación se presentan las principales características de estas herramientas, aunque no toda operación de desviación se realiza precisamente con motores de fondo como lo veremos más adelante.

5.2.5.1 Motores de fondo

Constituyen el desarrollo más avanzado en herramientas desviadoras. Son operados hidráulicamente por medio del lodo de perforación bombeado desde la superficie a través de la tubería de perforación. Las principales ventajas que ofrecen son las siguientes:

- Proporcionan un mejor control de la desviación.
- Posibilidad de desviar en cualquier punto de la trayectoria de un pozo.
- Ayudan a reducir la fatiga de la tubería de perforación.
- Pueden proporcionar mayor velocidad de rotación en la barrena.
- Generan arcos de curvatura suaves durante la perforación.
- Se pueden obtener mejores ritmos de penetración

La conclusión de todas las ventajas se traduce a aminorar los riesgos de pescados además de optimizar la perforación y, en consecuencia, disminuir los costos totales de perforación. Cabe aclarar que el motor de fondo no realiza la desviación por sí solo, requiere del empleo de un codo desviador y el ángulo de éste es el que determina la severidad en el cambio de ángulo. La Figura 5.2.5.1a ilustra el aparejo de un motor de fondo.

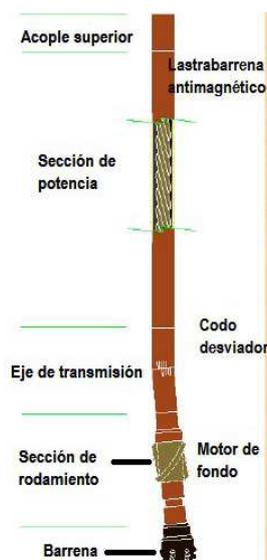


Figura 5.2.5.1a Aparejo de motor de fondo (PEMEX, Guía Práctica para Diseño de la Perforación Direccional, 2008).

Los motores de fondo son compatibles con cualquier tipo de fluido de perforación (base agua o aceite), lodos con aditivos e incluso con materiales obturantes (aunque reducen en forma significativa la vida de la herramienta por su alto contenido de sólidos). También el contenido de gas o aire en el fluido puede provocar daños por cavitación en el hule del estator. Además de estos ya mencionados, existen más factores para el diseño de un motor de fondo:

- Diámetro del agujero.
- Programa hidráulico.
- Ángulo del agujero al comenzar la operación de desviación.
- Accesorios (estabilizadores, lastra barrenas, codos, etc.).

La vida útil del motor y su buen desempeño, además del fluido depende en gran medida de las siguientes condiciones:

- Altas temperaturas.
- Caídas de presión en el motor.
- Peso sobre la barrena.
- Tipo de formación.

Los motores de fondo pueden ser de turbina o helicoidales. Se muestra un diagrama de un motor dirijible, el cual es la herramienta más utilizada para perforar pozos direccionales y se caracteriza por su versatilidad, es decir, puede perforar tanto en el modo rotatorio como deslizando. Estos aparejos evitan la necesidad de realizar viajes con la tubería para cambiar los aparejos de fondo. A continuación la Figura 5.2.5.1b muestra las secciones de un motor de fondo.

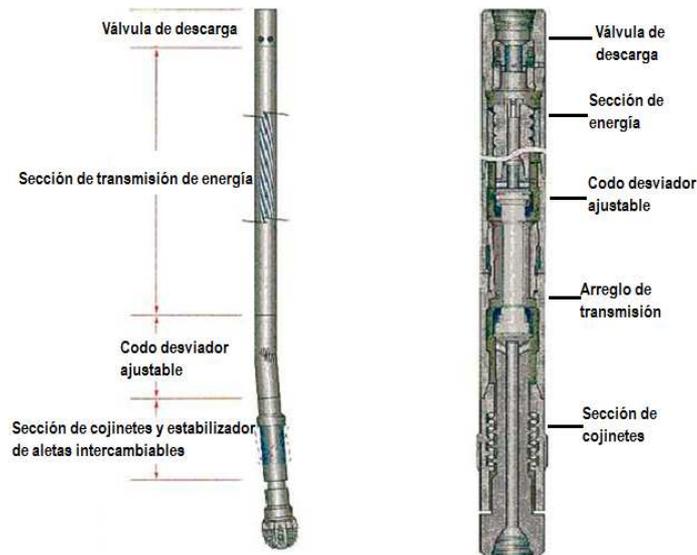


Figura 5.2.5.1b Secciones del motor de fondo (Schlumberger, Nuevos Rumbos en la Perforación Rotaria Direccional, 2000).

Se muestra una sección transversal de un motor de fondo. Ambos motores pueden dividirse en los siguientes componentes: conjunto de válvula de descarga o de paso, conjunto de etapas (rotor estator, hélices parciales), conjunto de conexión, conjunto de cojinetes y flecha impulsora, unión sustituta de rotación para barrena.

Un motor de fondo es una herramienta cilíndrica donde se conecta la barrena para perforar un agujero y tiene la capacidad de dirigirlo hacia una cierta dirección. Se compone de varias secciones. Un sustituto superior, la sección de potencia, la sección de transmisión, la sección de baleros y flecha impulsora y el cuerpo y cuerdas. A continuación se verán las tres partes principales.

Sección de Potencia. Esta sección consta de un rotor, fabricado en acero inoxidable y un estator, que consiste en un tubo de acero con un elastómero (hule) moldeado dentro de él (Figura 5.2.5.1c). El rotor y el estator tienen perfiles helicoidales similares llamados lóbulos, pero el rotor tiene un lóbulo menos que el estator. Hay diferentes combinaciones de rotor-estator. A esta combinación se le llama relación. Las relaciones más comunes son 3:4, 4:5 y 7:8. Normalmente, entre más grande es el número de lóbulos, mayor es el torque generado por el motor. Al hacer pasar un fluido a través de la sección de potencia, el rotor gira y a su vez, hace girar la barrena.

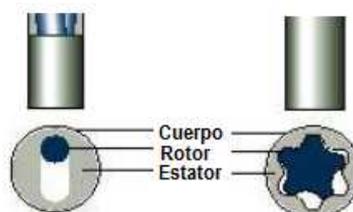


Figura 5.2.5.1c Rotor 1:2 y 5:6 (Schlumberger, Nuevos Rumbos en la Perforación Rotaria Direccional, 2000).

Sección de Transmisión. Se acopla a la parte inferior del rotor con el fin de transmitir la velocidad rotacional y torque generado por la sección de potencia hacia los baleros y la flecha impulsora (Figura 5.2.5.1d). La rotación es transmitida a través de la flecha impulsora. La sección transmisora contiene la junta ajustable, que es donde se gradúa la deflexión del motor de fondo. Esta varía desde 0° hasta 3°.

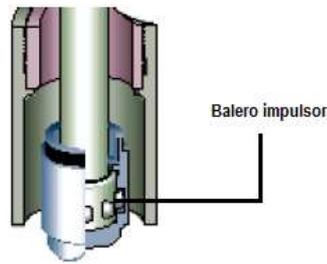


Figura 5.2.5.1d Sección de transmisión (Schlumberger, Nuevos Rumbos en la Perforación Rotaria Direccional, 2000).

Sección de Baleros. Transmite el impulso de perforación y la potencia rotacional de la flecha impulsora hasta la barrena (Figura 5.2.5.1e). Consiste en una flecha de acero forjado soportada por baleros que absorben las cargas axiales y radiales. Los baleros axiales tienen múltiples pistas para balines lubricados por lodo.

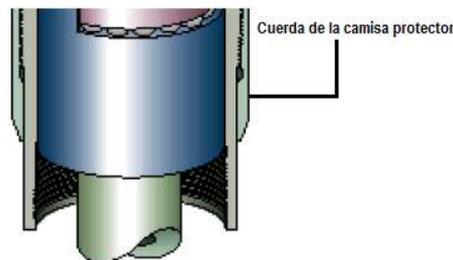


Figura 5.2.5.1e Sección de baleros (Schlumberger, Nuevos Rumbos en la Perforación Rotaria Direccional, 2000).

5.2.5.2 Barrenas de chorro

Esta barrena fue utilizada para desviar la trayectoria en formaciones suaves, aunque con resultados erráticos que la han dejado en desventaja ante los motores de fondo por ejemplo, además de que con una barrena convencional ya es posible desviar pozos en las formaciones suaves. Esto se logra taponando dos de las toberas y dejando la tercera libre o con una de diámetro muy grande. Esta última se orienta en la dirección a la cual se desea desviar, después se ponen en funcionamiento las bombas, moviendo hacia arriba y hacia abajo la tubería de perforación. La acción del chorro deslava materialmente la formación. Una vez fijado el curso apropiado, se gira la sarta y la barrena tiende a seguir el camino de menor resistencia formado por la sección deslavada.

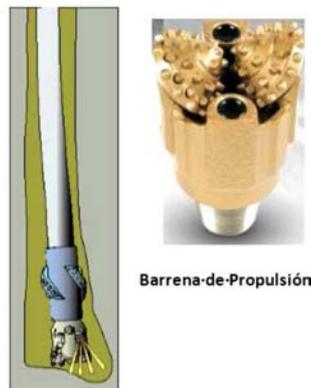


Figura 5.2.5.2 Barrenas de chorro o propulsión (Schlumberger, Nuevos Rumbos en la Perforación Rotaria Direccional, 2000).

5.2.5.3 Desviador de pared

Son las herramientas más comúnmente usadas en pozos multilaterales y pueden ser de tipo recuperable o permanente.

Desviador de pared recuperable: Constan de una cuña larga invertida de acero, cóncava, con el lado interior acanalado para guiar la barrena hacia el rumbo de inicio de desviación. Los ángulos para los cuales están diseñados estos desviadores, varían entre 1 y 5 grados; en su parte inferior tienen una especie de punta de cincel para evitar que giren cuando la barrena está trabajando. En la parte superior de la barrena, se instala una lastra barrena o porta barrena, el cual permite recuperar el desviador.

Desviador de pared permanente: Estos desviadores se colocan en agujeros adomados (donde existan obstrucciones por colapso de la T.R.) o en agujeros descubiertos que contengan un medio donde asentarlos (un tapón de apoyo o un pescado con media junta de seguridad). Comúnmente, se coloca con un conjunto compuesto por un molino, un orientador y tubería extra pesada. Una vez orientada la herramienta se le aplica peso y se rompe el pasador que une el desviador con el molino, girando lentamente la sarta de molienda. Este tipo de desviador es muy utilizado sobre todo en pozos con accidentes mecánicos.



Figura 5.2.5.3 Desviador de pared permanente (Schlumberger, *Nuevos Rumbos en la Perforación Rotaria Direccional*, 2000).

5.2.5.4 Codos desviadores y juntas articuladas

Estos elementos son complementos para un motor de fondo. Los codos desviadores se colocan en la parte superior del motor y son elementos de tubería de doble piñón, el cual se conecta de manera normal a la sarta a través de su extremo superior y el extremo inferior está maquinado con un ángulo de desviación fuera del eje del cuerpo. Estos elementos le proporcionan un ángulo a la sarta para poder perforar, generalmente a bajos ritmos de incremento y solo pueden ser utilizados en el modo sin rotar (deslizándose).

5.2.6 Herramientas de medición

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

posibles “patas de perro” o excesivas curvaturas. Las herramientas de medición son los equipos disponibles para conocer la inclinación y dirección del pozo en el subsuelo. Las más usadas son:

5.2.6.1 Péndulo invertido

Representa uno de los más elementales y sencillos instrumentos con los que se puede detectar la desviación puesto que solo indica el grado de inclinación del pozo. Se basa en el principio del péndulo y consta de 3 partes: un péndulo, un disco y un mecanismo de tiempo (reloj).

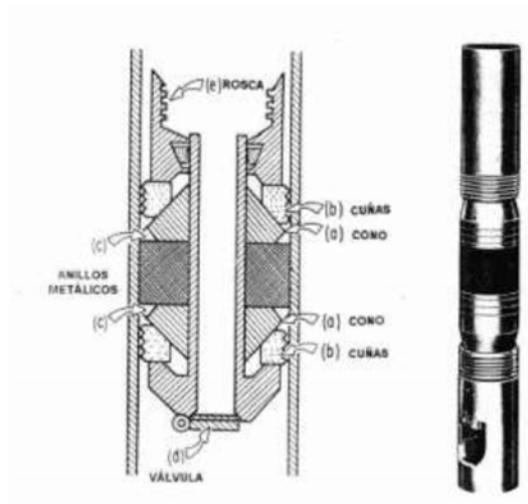


Figura 5.2.6.1 Péndulo invertido (Schlumberger, Nuevos Rumbos en la Perforación Rotaria Direccional, 2000).

5.2.6.2 Toma sencilla y toma múltiple

Son métodos magnéticos que requieren el uso de una barra no magnética (monel) y ofrecen la información simultánea del rumbo e inclinación del pozo. La información es obtenida después que la sección es perforada y arroja lecturas según la calibración de un cronómetro.

Proporciona la información de una medida sencilla de inclinación y dirección del pozo. Se corre en agujero abierto, a través de la sarta de perforación. Las múltiples proveen varias medidas en diferentes inclinaciones y dirección del pozo a diferentes profundidades. Por lo general el intervalo de cada medida es de 20 segundos.

5.2.6.3 Monel

Es una herramienta correctiva para los efectos del campo magnético de la Tierra y el material metálico de la sarta de perforación en la obtención de los datos tanto del MWD y el LWD. Está hecho de una aleación que permite desprestigiar la interferencia magnética y así la herramienta MWD pueda brindar datos confiables de azimut e inclinación.



Figura 5.2.6.3 Monel (Schlumberger, Nuevos Rumbos en la Perforación Rotaria Direccional, 2000).

Cabe destacar que ahora existen sistemas que ofrecen en una sola herramienta comercial todas las necesidades de la perforación direccional, principalmente, los prestadores de estos servicios se han preocupado por crear sistemas cuya confiabilidad y eficiencia sea la máxima comparada con los antiguos sistemas que no eran integrados. Evidentemente, así como existe gran diversidad de prestadores de servicios en la industria existe también gran diversidad en herramientas, aunque es importante mencionar que todas buscan cubrir las mismas necesidades o erradicar las mismas problemáticas presentes en la perforación direccional.

Mencionaremos entonces algunas que se destacan sobre las demás por los diversos resultados que han dado alrededor del mundo.

5.2.6.4 Herramientas Powerpulse

Brindan mediciones y servicios de telemetría aplicados a la perforación direccional; estas herramientas van montadas sobre la tubería de perforación y son ajustables al diámetro.

Dentro de estas herramientas encontramos la ImPulse cuya principal cualidad es tener 10 resistividades múltiples a diferentes profundidades.

También tenemos la E-Pulse que nos ayuda para las severas pérdidas de circulación, transmite electrónicamente la información sin repetidores, comprime los datos y cuyo sistema es sencillo de reiniciar, se usa en la perforación en tierra donde el tiempo de medición es un problema, y para perforación bajo balance.

La herramienta SlimPulse nos sirve para reentradas de pozos, radios cortos de perforación y para mitigar riesgos.

Las características generales de este tipo de herramientas son:

- Datos en tiempo real (0.5 – 12 bps)
- Dirección e Inclinación
- Herramienta de poder en el fondo del agujero.
- Continúas mediciones de rotación.
- Combinable con herramientas de LWD.
- Confiables y precisas mediciones en tiempo real para la perforación.
- Rapidez de telemetría para datos de alta densidad incluso en formaciones de rápida perforación.
- Rayos Gamma
- Fondo del Pozo: Peso, Torque, RPM
- Cuatro ejes de vibración/choque.

Las especificaciones de operación son:

- Temperatura de 150 °C a 175 °C
- Rangos de Flujo: 400 – 1,600 gpm.
- Presión Máxima: 25,000 psi.
- Máxima curvatura de la herramienta: 6°/100 ft rotando y 10°/100 ft resbalando.

E-PULSE XR 650

Diámetro: 17/8 in, 21/8 in, 23/8 in, 25/8 in
 Lodo: OBM/WBM/SOBM
 Temperatura: 125 °C
 Máximo Curvatura: 8°/100 ft rotando y 15°/100 ft resbalando
 Rango de Flujo: 0 - 600 gpm
 Presión Máxima: 12,000 psi

SLIMPULSE

Diámetro: 17/8 in, 21/8 in, 23/8 in, 25/8 in
 Lodo: OBM/WBM/SOBM
 Temperatura: 150 °C a 175°C
 Máximo Curvatura: 145°/100 ft
 Rango de Flujo: 0 - 400 gpm
 Presión Máxima: 20,000 psi

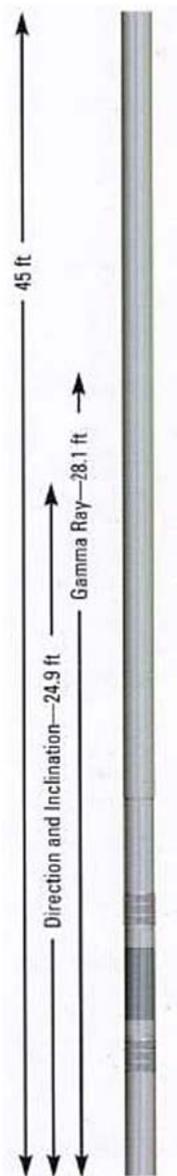


Figura 5.2.6.4a Herramienta E-PULSE XR 650 del tipo Powerpulse (Schlumberger, Quick Reference Guide, 2012).

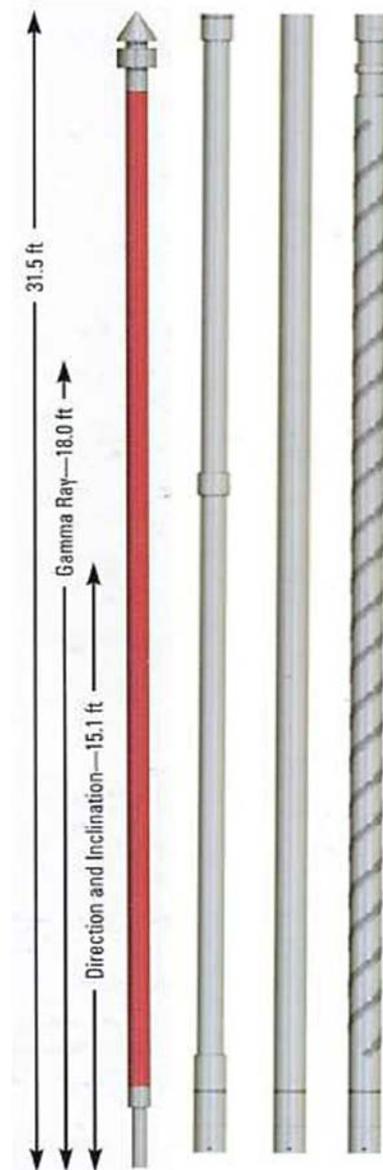


Figura 5.2.6.4b Slimpulse del tipo Powerpulse (Schlumberger, Quick Reference Guide, 2012).

5.2.6.5 Herramientas Powerdrive

Estos sistemas representan un avance en lo que respecta a confiabilidad y eficiencia, facilitando la perforación de secciones más largas, optimizando el posicionamiento del pozo y reduciendo el tiempo de perforación. Los ahorros resultantes pueden llegar a ser directos y sustanciales. Las funciones de mantenimiento de la inclinación en forma automática y de reprogramación en el fondo minimizan la interacción del perforador direccional para mantener un buen control direccional durante la perforación.

El principio de funcionamiento es "Push the Bit" mejorando el ROP en formaciones agresivas donde el rendimiento de un BHA convencional se ve afectado por bajo avance. La sección hidráulica y mecánica permite rotar todo el tiempo estabilizando la herramienta para mejor control direccional.

Los principales servicios de estas herramientas son darle rotación al motor, se aplican en la perforación direccional, y dentro de sus funciones están:

- Generar poder extra o mayor torque
- Dar a las secciones de poder alta o baja velocidad, o, alto o bajo torque.
- Accesorios lubricados por lodo o sellados para aceite con opción de utilizar estabilizadores.
- Elastómero de alta temperatura para sistemas de perforación basados en agua y aceite.
- Incrementar el peso en la barrena.
- Motores articulados para aplicación de radios medianos o cortos.
- Se puede tomar datos en tiempo real usando PowerPulse y herramientas de TeleScope
- Mediciones continuas cerca de la barrena (Inclinación y Azimut)
- Rayos Gamma cerca de la barrena para imagen del agujero y dirección sobre el intervalo geológico.
- Inclinación automática.

Las especificaciones de operación son:

- Tamaño – 2 1/8 pulgada a 1 1/4 pulgada.
- Lodo – Base agua (WBM), Base aceite (OBM), Base aceite sintético (SOBM)
- Temperatura Máxima de 175 °C con el elastómero HN234
- Torque 280 – 24000 ft-lbf
- Caballos de Fuerza (HP) 15 – 709 hp

Además de las tradicionales Powerdrive tenemos otro tipo de herramientas llamadas Xceed, que nos sirven para realizar diferentes tipos de trabajos, sus principales aplicaciones son:

- Sidetracks en agujero abierto
- Uso en agujeros con derrumbes
- Perforación en formaciones abrasivas

POWERDRIVE X5 1100

Tamaño del agujero: 16 in a 26 in
 Lodo: WBM/OBM/SOBM
 Temperatura Máxima: 150 °C
 Máximo Grado: 3°/100 ft
 Rango de Flujo 480 – 1,900 gpm
 Presión Máxima: 20,000 psi
 Máximas rpm: 200 rpm

POWERDRIVE Xceed 900

Tamaño del agujero: 12 1/4 in a 17 1/2 in
 Lodo: WBM/OBM/SOBM
 Temperatura Máxima: 150 °C
 Máximo Grado: 6.5°/100 ft
 Rango de Flujo: 450 – 1800 gpm
 Presión Máxima: 20,000 psi
 Máximas rpm: 350 rpm



Figura 5.2.6.5a Herramienta POWER DRIVE X5 1100 del tipo Powerdrive (Schlumberger, Quick Reference Guide, 2012).

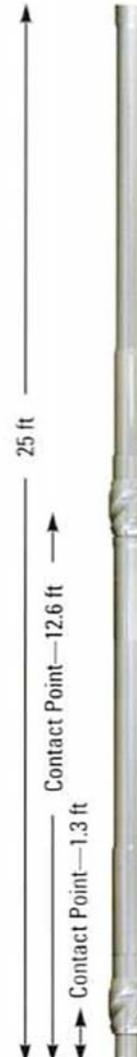


Figura 5.2.6.5a Herramienta Xceed 900 del tipo Powerdrive (Schlumberger, Quick Reference Guide, 2012)

CAPÍTULO 6.

PERFORACIÓN DE POZOS EN AGUAS PROFUNDAS

CAPÍTULO 6. PERFORACIÓN DE POZOS EN AGUAS PROFUNDAS

6.1 Definición y problemas a solucionar

La perforación en aguas profundas constituye un ambiente extremadamente difícil, pues el petróleo y el gas se hallan confinados a mayores profundidades, en yacimientos dispersos o son muy difíciles de producir. Se han desarrollado para esto, tecnologías en los sectores de perforación y producción así como tratamientos químicos para facilitar el flujo del petróleo y del gas. Es decir, a mayor profundidad se han requerido nuevos diseños de plataformas y se han enfrentado cada vez situaciones más riesgosas que en seguida serán expuestas.

El concepto de aguas profundas se refiere en México a la exploración y explotación de regiones ubicadas en tirantes de agua mayores a 500 metros, medidos desde el espejo de agua hasta el lecho marino, y que llegue hasta máximo 1500 metros; superando los 1500 metros se consideran aguas ultra profundas. (Claro que el criterio de México no es el único existente ni válido).

Tabla 6.1 Clasificación del concepto de aguas profundas en algunos países

Países	Aguas someras (m)	Aguas Profundas (m)	Aguas Ultra Profundas (m)
América	<400	500 – 2000	>2000
Mar del Norte/Reino Unido/ Noruega	<300	300-2000	>2000
Brasil	<400	400-1000	>1000

6.1.1 Limitantes técnicas de equipos de perforación

Unidades de perforación móviles de costa afuera (MODU): Son equipos de perforación que son utilizados exclusivamente para perforar costa afuera y que permanecen flotando durante las operaciones de perforación o mientras son transportadas de una ubicación a otra. Se dividen en dos tipos: Equipos Sumergibles y Equipos de perforación dinámicamente posicionados.

Como podemos observar en la Tabla 6.1.1a, los equipos convencionales utilizados para perforación costa afuera no reúnen las características necesarias u óptimas para los requerimientos de profundidad que se busca alcanzar.

Tabla 6.1.1a Limitantes técnicas del equipo de perforación,

Tipo de Plataforma	Profundidad	Tipo de anclaje	Aproximado de existentes en el mundo
Jack up	400 (Pies) 121.92 (m)	Soporte de fondo	450
Semi-sumergible	400-4000 (Pies) 122-1219 (m)	Cables de tensión	200 (la mayoría siendo de posicionamiento dinámico)
Semi-sumergible	> 4000 (Pies) > 1219 (m)	Posicionamiento dinámico	
Barco perforador	> 2000 (Pies) > 610 (m)	Posicionamiento dinámico	50
Spars y TLPs	> 4000 (Pies) > 1219 (m)	Cables de tensión	250

OPERACIONES CRÍTICAS DE PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS

Además, en ubicaciones costa fuera, durante la etapa de perforación, la industria requiere un sistema de apoyo considerable. Esto incluye el mantenimiento de la plataforma, transporte de la tripulación o trabajadores, evacuación de emergencia, barcos que realizan actividades de manejo, transporte y tratamiento de los desechos generados, barcos remolcadores, barcos que manipulan anclas y cables, helicópteros y unidades flotantes de almacenamiento.

De esta manera, además de las limitantes que se tienen en equipos de generaciones no vigentes, se suman esas nuevas condicionantes. Esto queda resumido en la Tabla 6.1.1b, la cual muestra de manera general las ventajas y desventajas de los diferentes sistemas flotantes que se tienen disponibles para operaciones costa fuera.

Tabla 6.1.1b Ventajas y desventajas de los diversos sistemas flotantes (Modificado de: Tecnologías para Alta Presión y Alta Temperatura, Schlumberger, 2009).

Tipo de sistema flotante	Ventajas	Desventajas
Plataformas de piernas tensionadas	<ul style="list-style-type: none"> ☑ Bajos movimientos en el plano vertical: arfada, cabeceo y balanceo. ☑ Permite el uso de equipo de perforación y acceso a pozos. ☑ Utiliza árboles superficiales. ☑ Uso de risers verticales de acero. 	<ul style="list-style-type: none"> ☑ Limitaciones de uso en aguas ultra-profundas debido al peso y colapso hidrostático de su sistema de tendones. ☑ Sensible a cambios de carga sobre la cubierta. ☑ No permite el almacenamiento de aceite.
Plataforma semisumegible	<ul style="list-style-type: none"> ☑ Permite el uso de equipo de perforación y acceso a pozos. ☑ Mínimos cambios con el aumento del tirante de agua. ☑ Permite manejar grandes cargas sobre su cubierta. ☑ La última generación de Semi's puede usar risers de acero en catenaria (SCR). ☑ Se cuenta con sistemas de anclaje para diferentes condiciones de sitio. 	<ul style="list-style-type: none"> ☑ Altos movimientos. ☑ Uso de árboles submarinos. ☑ Generalmente utiliza risers flexibles. ☑ Los sistemas submarinos son un factor crítico.
SPAR	<ul style="list-style-type: none"> ☑ Permite el uso de equipo de perforación y acceso a pozos. ☑ Permite el uso de arboles superficiales. ☑ Mínimos cambios con el aumento del tirante de agua. ☑ Permite almacenamiento de aceite en su casco, pero no es típico. ☑ Alta estabilidad. 	<ul style="list-style-type: none"> ☑ Movimientos medios. ☑ Sistema de risers complejo. ☑ Se requiere el montaje de la cubierta en el sitio de instalación.
Barcos Perforadores	<ul style="list-style-type: none"> ☑ Se puede utilizar tanto en aguas someras como profundas. ☑ Mínimos cambios con el aumento del tirante de agua. ☑ Gran capacidad de espacio y de cargas en la cubierta. ☑ Permite el almacenamiento de aceite. ☑ Ilimitado número de pozos. ☑ Se cuenta con sistemas de anclaje para diferentes condiciones de fondo. 	<ul style="list-style-type: none"> ☑ Altos movimientos ☑ Uso de árboles submarinos. ☑ Uso de risers flexibles con limitación en diámetro para aguas ultra-profundas. ☑ Los sistemas submarinos son un factor crítico. ☑ No cuenta con equipo para perforación y acceso a los pozos. ☑ No permite el almacenamiento de gas. ☑ Se requieren anclajes de tipo torreta en ambientes con oleajes agresivos.

Así, queda evidenciada mediante la tabla 6.1.1c entre aguas someras y profundas la complejidad de operaciones en este ambiente, solo así podremos entender algunos de los retos que representa al menos para el desarrollo de tecnología y equipos de perforación.

OPERACIONES CRÍTICAS DE PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS

Tabla 6.1.1c Comparativa de operaciones en aguas someras y profundas (Modificado de: Tecnologías para Alta Presión y Alta Temperatura, Schlumberger, 2009).

Asunto	Desarrollo en aguas someras	Desarrollo en aguas profundas
Diseño de equipo	<p>La intervención de un buzo es posible, no es necesaria una estructura para un vehículo operado a control remoto (ROV).</p> <p>Se emplean normalmente los árboles mojados.</p>	<p>La ayuda de un ROV se necesita para todas las intervenciones; por lo que se necesita una estructura para el ROV.</p> <p>El aislamiento es necesario para las tuberías debido a las altas presiones y temperaturas.</p>
Requisitos de instalación	Limitado por el tamaño del buque.	Mas difícil que en aguas someras, debido a la alta tensión, especialmente carga horizontal.
Diseño del umbilical	Se pueden utilizar pequeños umbilicales debido a la distancia corta de transporte de potencia.	Los umbilicales son más grandes y más caros.
Intervención, mantenimiento y reparación	La intervención de un buzo es factible.	<p>El mantenimiento y reparaciones requieren el uso de un ROV.</p> <p>Los desarrollos submarinos en aguas profundas tienen costo y riesgo alto.</p>

6.1.2 Formación de hidratos de metano

Representan otro factor con 2 variantes, una negativa y otra positiva, es decir, en un pequeño volumen pueden ser un gran cúmulo de recursos (en gas) y por otro lado incrementan el riesgo de manera exponencial además de influir en el éxito de operaciones o resistencia de los equipos, desde la etapa de perforación y también durante la producción. Actualmente, la importancia de los hidratos en la industria petrolera se manifiesta de manera negativa durante las operaciones ya mencionadas y se necesita entonces considerar el riesgo potencial de formación de hidratos en el pozo, tuberías del subnivel del mar y equipos submarinos durante ambas operaciones. Por ejemplo, pueden llegar a bloquear las líneas de transmisión o simplemente ensuciar y afectar la operación de equipos.

Los Hidratos de Gas son una mezcla de agua y gas fundamentalmente metano que se acumula en estado sólido, similar al hielo. Su formación tiene lugar en condiciones de alta presión y a relativamente bajas temperaturas $< 0^{\circ}\text{C}$. Los intervalos típicos de formación de hidratos de metano son profundidades entre 2800 y 4000 m, temperaturas entre 273 y 296 K y presiones entre 4.14 y 41.4 MPa.

La formación de hidratos en la naturaleza ocurre en el fondo de los océanos y en las zonas de glaciares, almacenando también grandes cantidades de energéticos.

6.1.2.1 Condiciones de estabilidad

Se ha concluido que los hidrocarburos pesados son más estables a temperaturas más elevadas que los hidratos de metano puro (Carrol John, 2009). En la figura 6.1.2.1 la zona de estabilidad del hidrato de gas (ZEHG), es el intervalo de profundidad en que es posible encontrar hidratos, se establecen dos puntos en la curva de equilibrio: la profundidad del fondo (presión y temperatura dominantes en la superficie del

lecho marino) y la intersección con la curva de gradiente geotérmico. En el caso de gradientes más elevados es evidente que el espesor de la ZEHG sea menor que en el caso de gradientes más bajos.

En las zonas donde los hidratos son estables resulta entonces de la combinación de: la temperatura del fondo, la magnitud del gradiente geotérmico, la presión hidrostática, la composición del gas y la capacidad de los sedimentos como yacimientos. Figura 6.1.2.1.

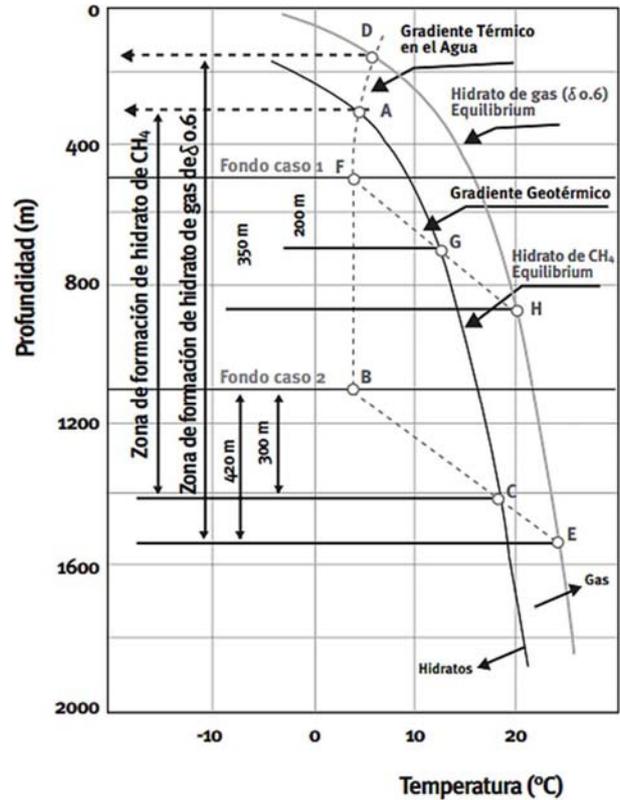


Figura 6.1.2.1 Estabilidad de los hidratos de metano (Carrol John, 2009).

6.1.2.2 Temperatura y presión

La Tabla 6.1.2.2 muestra la presión y la temperatura a la cual se pueden formar hidratos de metano.

Tabla 6.1.2.2 Condiciones de formación para hidratos de metano (Carrol John, 2009).

Temp. (°C)	Presión (MPa)	Fases	Composición (mol%)		
			Acuoso	Vapor	Hidrato
0.0	2.60	L A-H-V	0.10	0.027	14.1
2.5	3.31	L A-H-V	0.12	0.026	14.2
5.0	4.26	L A-H-V	0.14	0.026	14.3
7.5	5.53	L A-H-V	0.16	0.025	14.4
10.0	7.25	L A-H-V	0.18	0.024	14.4
12.5	9.59	L A-H-V	0.21	0.024	14.5
15.0	12.79	L A-H-V	0.24	0.025	14.5
17.5	17.22	L A-H-V	0.27	0.025	14.5
20.0	23.4	L A-H-V	0.30	0.027	14.6
22.5	32.0	L A-H-V	0.34	0.028	14.6
25.0	44.1	L A-H-V	0.37	0.029	14.7
27.5	61.3	L A-H-V	0.41	0.029	14.7
30.0	85.9	L A-H-V	0.45	0.029	14.7

Es importante destacar a partir del rango de 30° C puesto que la presión de formación de hidratos es 85,9 MPa, presión que está dentro del rango de operaciones petroleras.

6.1.3 Métodos para la identificación de depósitos de hidratos de metano

Los hidratos de gas se forman naturalmente y únicamente en dos situaciones geológicas; en tierra, en las regiones de permafrost o en sedimentos oceánicos en márgenes continentales.

Su presencia es deducida usualmente de reflectores sísmicos de alta amplitud, llamados Bottom Simulating Reflectors (BSR), que detectan una frontera de fase con depósitos de gas libre (Figura 6.1.3a). Se cree que la velocidad del sonido en el hidrato puro es similar a la del hielo, aunque el valor exacto aún no se ha determinado. La velocidad acústica en una capa de hidrato cementado también es alta, más que en un sedimento lleno de líquido. Así entonces, el contacto entre una capa rica en hidrato y una capa llena de gas puede actuar como un prominente reflector sísmico.

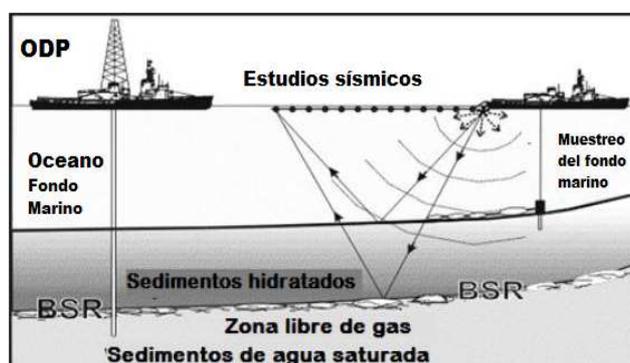


Figura 6.1.3a Representación del proceso de BSR

La manera en que los BSR operan es siguiendo la forma del fondo del mar y de esta manera la polaridad de su pulso sísmico se invierte. La profundidad de los BSR por debajo del fondo del mar depende de las temperaturas y de las presiones requeridas para la estabilidad del hidrato. En zonas marinas se han mapeado BSR's que se encuentran en profundidades de 100 a 500 m (330 a 1640 pies) por debajo del fondo marino. En Figura 6.1.3b podemos observar las regiones amarillas como depósitos de hidratos de metano, las líneas segmentadas indican una transición de fase entre sólido y gas, y las líneas continuas indican los gradientes de temperatura en tierra y en el mar.

El factor temperatura juega un rol muy importante debido a que cuando se está perforando y por ende circulando el fluido de perforación, se ocasiona un aumento de temperatura en los sedimentos debido a la fricción y por la velocidad con que se circula, provocando que los hidratos alojados en la formación se desestabilicen y liberen gas, este modifica las propiedades del fluido de perforación alterando las características con las que fue diseñado, incumpliendo con los requerimientos que demandaba la operación, así entonces, se verá alterada también la construcción del pozo creando cavernas por la disociación de los hidratos y potenciando un derrumbe. En algunos casos durante la cementación de la tubería de revestimiento se podrá complicar si se tiene identificado que la zona a cementar se tiene presencia de hidratos, por lo tanto se debe considerar que el fraguado del cemento actuará como desestabilizador de hidratos, debido a que este libera calor y actúa como disociador de hidratos de los cuales se liberará gas, el cual viajará a través del cemento no fraguado teniendo como resultado gas

atrapado y re-presionado en la columna de cemento reflejando una discontinuidad en la solidez de la cementación ocasionando fracturas y baja estabilidad del cemento.

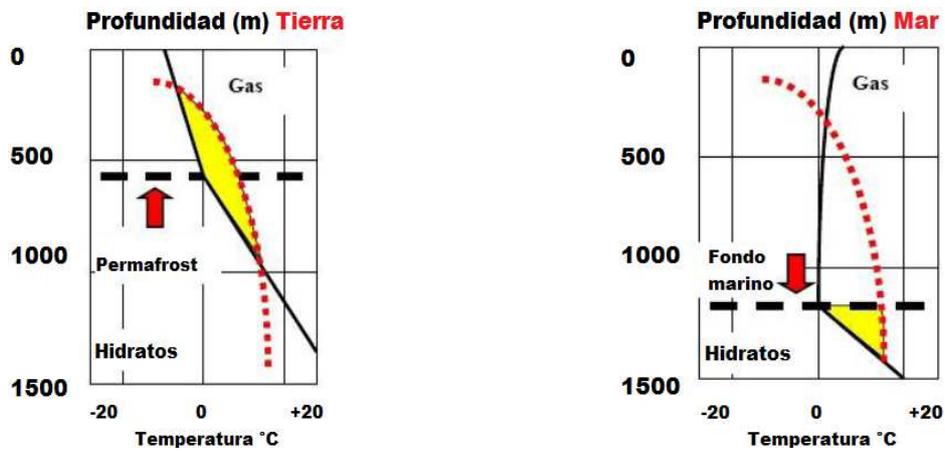


Figura 6.1.3b Condiciones para la existencia de depósitos de hidratos en sedimentos porosos en la tierra y debajo del mar (Callarotti, 2006).

6.2 Soluciones para evitar e inhibir de Hidratos de Metano

6.2.1 Equipos de perforación de 6ª generación

La necesidad de conocer más acerca de los equipos utilizados para perforar en tirantes de agua mayores a los 1000 pies es algo que se ha vuelto de suma importancia para las futuras generaciones de ingenieros debido a que son los requeridos y disponibles para poder explotar los promisorios yacimientos, por ejemplo en el golfo mexicano.

En la actualidad, México cuenta con tres plataformas de sexta generación con capacidades para perforar en tirantes de agua de hasta 3000 metros (10000 pies) y alcanzar profundidades perforadas de hasta 12,000 metros (40000 pies metros).

Las plataformas Bicentenario, Centenario y La Muralla son los equipos de sexta generación con los cuáles México está incursionando en aguas profundas del Golfo de México, habiendo perforado los pozos Ahawbil, Pep 1, Trion 1, Supremus, Pikliss y Maximino.

Los equipos mencionados son plataformas de Perforación Semisumergibles de 6ª Generación, cuyas principales necesidades son operar en tirantes de agua de 10,000 pies y perforar hasta 35,000 pies en ambientes moderados (tales como el Golfo de México, el Este de África y aguas brasileñas). Para esto su diseño es del tipo GVA 7500 y poseen 4 columnas que brindan la estabilidad para los rangos de profundidad y tirante deseados.

A pesar de las grandes ventajas que representan, es necesario asegurar sus condiciones de operación (conociendo los riesgos y condiciones que ya hemos mencionado) debido a que las operaciones costa fuera en aguas profundas tienen precios de renta para los equipos bastante elevados. Por ejemplo, algunos costos de renta de equipos son los siguientes:

- La renta de un equipo Jack up de 300 ft es de alrededor de 140,000 USD diarios
- La renta de un equipo Jack up de 400 ft es de alrededor de 160,000 USD diarios
- La renta del equipo semisumergible La muralla IV cuesta 500,000 USD diarios

Es por eso que se deben considerar muchos más factores que los simples riesgos y profundidades a operar, la Tabla 6.2.1 muestra en base a la experiencia los campos que deben seguir siendo desarrollados, denotando algunas omisiones o errores cometidos aun en la industria.

Tabla 6.2.1 Errores y oportunidades en las operaciones de perforación para Aguas profundas (Tecnologías para Alta Presión y Alta Temperatura, Schlumberger, 2009).

Diseño, construcción y operación	Factores humanos	Medio ambiente	Fenómenos naturales
Planeación inadecuada	Actitud en el sitio de trabajo	Corrientes marinas	Colapso de la estructura del suelo
Diseño inapropiado	Sabotaje	Suelos con altos contenidos de gas	Vulcanismo
Experiencia y/o conocimientos insuficientes	Negligencia	Oleaje	Tormentas
Identificación de riesgos inapropiados	Capacitación de personal inapropiada	Suelos difíciles	Clima
Tecnología		Valles	Tectononismo
		Montañas	Deformaciones del fondo marino por temblores
		Cañones	Hidroexplosiones
		Agujeros	

6.2.2 Métodos preventivos en la formación de hidratos

En el control de seguridad operativa de la perforación, es necesario que se considere el potencial al que se exponen todos los involucrados (personal, equipo y el éxito de la operación misma) por la posible interacción para la formación de hidratos de metano al perforar, así como la formación de tapones originados por hidratos de gas posteriores a la construcción de la infraestructura del pozo, es decir, desde antes que ocurran deben ser contemplados y mitigados, así mismo este problema se propagará a las instalaciones y tuberías localizadas en plataforma marina y en equipos submarinos también ya durante la producción de no atender ciertas recomendaciones.

A pesar de tener una apariencia de roca sólida, los hidratos son inestables y cualquier cambio de presión y temperatura puede producir su disociación y así, un escape brusco del metano. Una de las zonas de mayor peligro para la perforación de pozos costa fuera, es en zonas de aguas profundas por la alta posibilidad de parámetros que permiten la formación de hidratos de gas. (Variaciones bruscas de presión y temperatura).

Ya durante la perforación, el riesgo de un derrumbe se acrecenta debida a la disociación del contenido ya mencionado de estos estratos; aun así, a pesar del riesgo inminente que representan más allá de las plataformas continentales, bajo grandes tirantes de agua, yacen inmensas reservas de hidrocarburos.

A lo largo de los años y ya desde la década de los 70s se ha comprendido y demostrado, gracias a los análisis de Stephen R. A., Collet & Lewis, que a profundidades mayores de 2,000 metros el remplazo de miles de metros de estratos de sobrecarga por agua se traducían en márgenes extremadamente estrechos entre el gradiente de fractura y el de presión de poro, afectando principalmente las primeras etapas de perforación. Para alcanzar las profundidades objetivo bajo tales condiciones y con la tecnología disponible en los inicios de la perforación en aguas profundas, se requería la utilización de sartas de revestimiento múltiples, cada vez más pequeñas en diámetro, a fin de poder controlar la presión de poro, manteniendo la presión hidrostática del fluido de perforación por debajo de la presión de fractura de la formación.

La disociación de los hidratos de gas y la pérdida de resistencia mecánica de los sedimentos modifica significativamente la estabilidad del bloque sedimentario, produciendo así deslizamientos en el talud como se ha observado en las márgenes continentales EUA y Noruega (SPE, 2010). Estos fenómenos cambian la presión sobre las capas de hidratos permitiendo el escape de los gases disociados en estos.

A pesar del conocimiento y experiencia recabados al paso del tiempo, atravesar zonas con hidratos de gas sigue siendo una operación demasiado riesgosa aun contando con la tecnología adecuada, es decir, si existe una fuente de gas que emerja de forma descontrolada y se combina con el fluido de perforación fomentará la generación de hidratos de gas y además dará lugar a cambios en las propiedades del fluido, una de las bases sobre las cuales se ha cimentado el éxito de la perforación. Con el paso del tiempo los problemas se han resuelto a través de innovaciones en las tuberías de revestimiento, líneas de flujo con calentamiento y/o recubrimiento, química avanzada para los fluidos de perforación y la construcción de plataformas de perforación de última generación.

Existen diversas posibles soluciones para mitigar el riesgo en caso de que se forme un tapón de hidrato en perforación o producción de pozos en aguas profundas:

- Calefacción o aislamiento de la línea de conducción.
- Agregando inhibidores termodinámicos para operar, con un margen de seguridad en la zona de hidratos.

Evidentemente cada solución tiene sus ventajas y desventajas. Los sistemas de inhibición con metanol son muy efectivos, pero el costo de los sistemas en pozos de aguas profundas y líneas submarinas es muy caro. Por el contrario, el aislamiento es menos caro, pero no es del todo efectivo como un sistema preventivo, ya que puede ayudar a mantener la temperatura del pozo aún durante la producción; sin embargo, durante la etapa inicial la temperatura es difícil de controlarse.

6.2.2.1 Tipos y diseño de Inhibidores

Ciertos químicos al ser agregados en grandes cantidades, alteran las condiciones de formación de los hidratos hacia mayores presiones y menores temperaturas, por lo que se modifica el diagrama de fase del hidrato o su cinética de formación. Existen tres clases principales de inhibidores químicos: inhibidores termodinámicos, inhibidores cinéticos e inhibidores antiaglomerantes. Estos dos últimos son también

llamados inhibidores de dosis baja, pues la dosis necesaria es pequeña comparada con la de inhibidores termodinámicos.

Inhibidores termodinámicos: Esta clase de inhibidores es capaz de alterar el potencial químico de la fase acuosa, de forma tal que la curva de equilibrio de disociación se desplace hacia temperaturas aun menores y presiones mayores. Los mismos se añaden en concentraciones relativamente altas, aproximadamente entre 10 y 60% en peso en fase acuosa (Lovell & Pakulski, 2003). Los inhibidores de este tipo más comúnmente usados son: metanol, el cual representa un inhibidor bastante demandado debido a su efectividad y el glicol, así como también algunas sales inorgánicas que se forman de manera natural en agua de mar. Los mismos actúan disminuyendo la fugacidad del agua en sus fases coexistentes, lo que hace que el hidrato se forme a temperaturas menores y presiones mayores.

La inyección de inhibidores tales como el metanol o glicol, modifica el equilibrio presión-temperatura de modo que los hidratos ya no sean estables en sus condiciones normales y el metano sea liberado. Cuando la inyección de metanol o glicol es normalmente tratado por primera vez en una línea, la densidad de cada inhibidor actúa como una fuerza impulsora; es el glicol el inhibidor con mayor fuerza impulsora y por este motivo se utiliza más que el metanol.

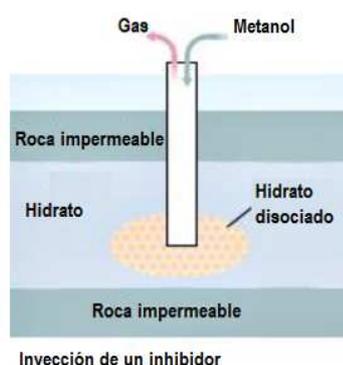


Figura 6.2.2.1a Inyección de metanol como inhibidor (Collet & Lewis 2000).

Los inhibidores deben desplazar a otros líquidos de línea a través de la diferencia de densidad para llegar a los tapones. Por lo general, la oportunidad es mayor cuando el tapón se encuentra cerca de instalaciones de producción o en colectores submarinos. En tuberías con grandes variaciones de altitud, es poco probable que un inhibidor llegue a un tapón sin ayuda externa. Sin embargo, en la práctica es frecuente inyectar inhibidores en ambos lados de un tapón, en un intento por acercar el inhibidor al tapón. A veces el aumento de la densidad de las salmueras pesadas puede proporcionar la fuerza motriz necesaria para alcanzar la cara del tapón de hidrato.

Inhibidores cinéticos: Este tipo de inhibidores no altera la termodinámica de formación del hidrato, pero sí, modifica la cinética de formación y se basa en la inyección de productos químicos a base de polímeros. Su efecto depende del tiempo de residencia, pues los hidratos se formarán y bloquearán las tuberías únicamente si el tiempo de paso por la tubería es suficientemente largo. A diferencia de los inhibidores termodinámicos, estos se agregan en bajas concentraciones, generalmente menos de 1% en peso en fase acuosa.

Anti-aglomerantes: Esta clase de productos químicos no previene la formación de los hidratos de gas; sin embargo, buscan evitar la aglomeración de los cristales que podrían bloquear las tuberías. Estos químicos se adhieren al cristal del hidrato y lo estabilizan. Se aplican en dosis bajas, típicamente menor a 1% en peso en la fase acuosa, así como también se requiere de la existencia de una fase condensada.

Debido a que muchos sistemas submarinos y pozos están usando inhibidores de hidratos de baja dosis (LDHIs), es importante tener en cuenta que estos productos químicos pueden o no tener mucho valor como disolventes, dependiendo del fluido portador utilizado. Algunos productos pueden usar metanol, pero sería muy caro (en el mercado actual) para implementar en grandes volúmenes. La consideración debe ser tomada cuidadosamente en el despliegue de estos productos químicos con el fin de disociar los hidratos. La aplicación más probable y apropiada para LDHI's con fluido portador sería en pozos submarinos en los que es difícil, aunque no imposible, acceder en cualquier otra forma.

Los acontecimientos recientes han demostrado que ciertos gases pueden también actuar como un disolvente. Nitrógeno y helio, por ejemplo, fácilmente pueden penetrar y disociar los tapones de hidratos. Puesto que los tapones son generalmente hidratos de gas permeable, este método muestra una gran promesa, pero aún no se ha probado en el campo.

Diseño: Sus componentes se basan en el metanol, monoetilénglicol, dietilénglicol y trietilénglicol. Se emplean en unidades deshidratadoras de gas para remover el vapor de agua en la corriente de gas húmedo antes de la exportación del gas a la tubería. El gas es deshidratado para evitar la formación de hidratos en las líneas submarinas. El inhibidor más comúnmente usado para perforación en aguas profundas es el metanol y el etilénglicol. De estos dos el metanol es más usado. La Tabla 6.2.2.1 compara las propiedades de los cuatro inhibidores más usados.

Tabla 6.2.2.1 Comparación de inhibidores de Hidrato de gas (Dupont, 2004).

Propiedad	Metanol	Etilénglicol	Dietilénglicol	Trietilénglicol
Densidad, lb/gal	6.6	9.3	9.3	9.4
Masa molecular	32.04	62.07	106.12	150.17
Viscosidad, cp (a 68 °F)	0.6	20.9	35.7	47.9
Punto de ignición, °F	58	240	290	330
Efectividad en inhibición de hidratos	Mejor	←	→	Peor

De los mencionados, el mejor inhibidor resulta ser el metanol debido a los siguientes factores:

Su rendimiento en peso y volumen es el mejor: En la Figura 6.2.1.1.a se muestra la velocidad de inyección requerida como función de la temperatura y del tipo de inhibidor. Por ejemplo a condiciones de 42° F (6 °C), 8000 psi (55 MPa), la velocidad de producción de agua es de 200 barriles/día (32 m³/día) la velocidad requerida para el monoetilénglicol es 5.9 gal/min (22 L/min) comparado a 4.1 gal/min (16 L/min) del metanol (Figura 6.2.1.1b).

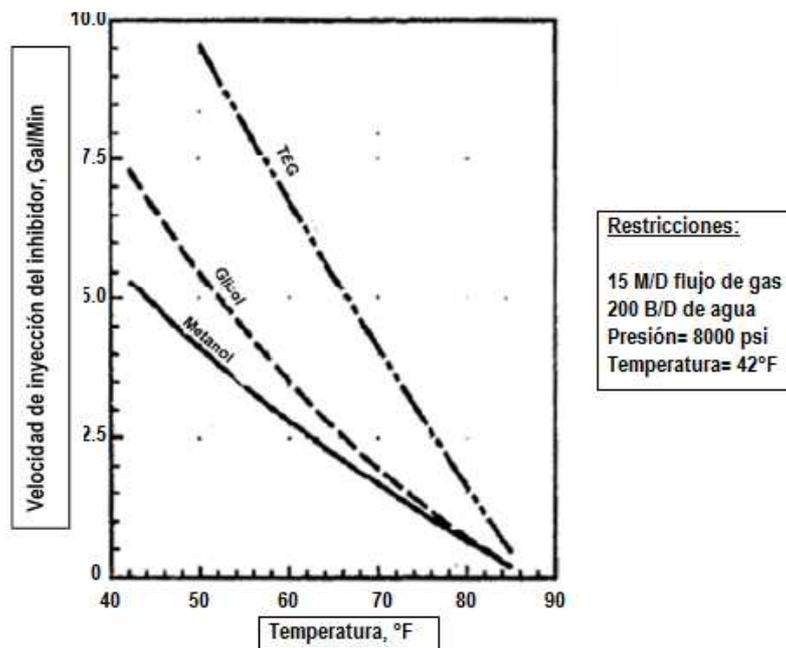


Figura 6.2.1.1b Requerimiento de inhibidor como una función de la temperatura del pozo (Guevara Basurto Luis, 2011).

Su baja densidad y viscosidad: Es el mejor inhibidor apto para inyectarse a través del diámetro del tubo. Las propiedades físicas pueden repercutir en el tamaño de línea o en la disminución de la presión de bombeo.

Su reactividad: Como el metanol es una molécula muy pequeña puede más fácilmente reaccionar con la superficie de los hidratos sólidos a velocidades más rápidas. La disociación de hidratos con metanol ocurre de forma más rápida que con un glicol y por consiguiente las fusiones de los hidratos son más efectivas.

Sin embargo, el metanol es más tóxico que otros inhibidores, además existe un riesgo mayor de ocasionar problemas con el manejo de este inhibidor. Por ejemplo el metanol tiene una baja presión de vapor y temperatura de ignición. Por tal motivo se deben tomar prevenciones especiales para el almacenamiento de metanol en tanques. La planeación en la logística y transporte de inhibidores a los pozos debe considerar las precauciones apropiadas para evitar posibles derrames. Un ejemplo de este problema fue el derrame ocasionado de varios cientos de galones de metanol cerca de Fairbanks, Alaska en diciembre del 89, obteniendo como consecuencias una evacuación total en la zona, la remediación y limpieza de suelos.

Como una alternativa al metanol y glicol, se han utilizado surfactantes u otros materiales, que pertenecen al grupo de inhibidores cinéticos o no termodinámicos. La cinética del inhibidor es distinguida por intervenir en el núcleo de formación del hidrato y reducir o detener el crecimiento de estructuras de hidrato dentro de la fase acuosa. Para prevenir la formación de hidratos durante las operaciones de perforación una alternativa puede ser la adición de sustancias al lodo de perforación que eviten la aglomeración de moléculas de gas.

6.2.2.2 Profundidad de inyección

Generalmente, una línea de inyección es instalada en los tres subniveles del mar, a causa de que el suelo marino es frecuentemente el punto más frío del pozo. Una segunda línea de inyección debe ser instalada bajo el suelo marino para mitigar la posibilidad de formación de hidratos a ese nivel. El primer paso para determinar la profundidad de inyección del inhibidor es determinar los disturbios en los perfiles de temperatura de la formación. El próximo paso es determinar la temperatura de equilibrio de hidratos para el yacimiento y la salinidad del agua. La línea de inyección debe ser instalada a la mayor profundidad en la cual los disturbios de la temperatura de la formación son controlados y está debajo de la temperatura de equilibrio de hidratos del yacimiento de gas y agua. Es mejor tener dos puntos de inyección con líneas separadas de entrada en la superficie.

6.2.2.3 Inyección química

Hay varios problemas clave que deben ser considerados en el diseño de las líneas de inyección. Uno de los criterios más importantes es que las líneas tengan un colapso adecuado y una capacidad de presión resistente a la explosión. La presión de colapso de las líneas debe exceder la diferencia entre la presión hidrostática externa a la circulación y la presión hidrostática interna del inhibidor. Este diferencial de presión es un máximo al punto de inyección en el agujero. Así mismo, la línea debe tener una adecuada capacidad de presión de estallido la cual exceda la presión máxima de trabajo de la inyección bombeada.

Para sistemas de realización submarina bajo largos términos de operación, la filtración potencial de metanol a través de la pared de las mismas mangas flexibles debe ser considerada. Dependiendo del material de construcción, tiempo y presión interna del fluido, el metanol filtrado puede contaminar otras mangas en el umbilical o posiblemente ser descargado al medio ambiente.

Entonces es necesaria una serie de controladores de flujo que suministren el químico a velocidades de presión determinada para cada pozo. Este sistema reducirá el número de líneas de la plataforma o canales de producción.

6.2.2.4 Bombeo de inyección

El bombeo de inyección del inhibidor debe ser propiamente diseñado para ser compatible con el inhibidor de hidrato. Principalmente en la compatibilidad de todos los sellos y elastómeros en el sistema de bombeo, por ejemplo cuando el metanol es usado, especialmente el sello elastómero que es compatible con el metanol debe usarse para la bomba de inyección, válvulas y montajes. Además subsecuentemente el metanol tiene tal pequeño tamaño de molécula y puede comportarse como un solvente mutuo, metal-a-metal por las conexiones de línea de la inyección química.

6.2.2.5 Aislamiento

El uso de aislamiento alrededor del tubo resulta en una alta temperatura durante la producción pues se reduce la pérdida de calor al medio ambiente, particularmente cerca y por encima del lecho marino.

La principal ventaja que ofrece es la reducción del volumen inyectado de inhibidor; en algunos casos si el sostén de la temperatura en el pozo es lo suficientemente alta, la inyección del inhibidor puede ser detenida completamente después de conservar el calor en el pozo. Durante un periodo de cierre de la producción, el enfriamiento bajo el perfil de temperatura dependerá del tipo de ambiente, la efectividad del aislamiento y el tiempo del flujo presente en el pozo.

La temperatura dentro del pozo o tubo deberá permanecer por encima de la temperatura de formación de hidratos. Generalmente para los sistemas de producción en aguas profundas, es mejor aislar la sección del tubo expuesta al tirante de agua para minimizar las pérdidas de calor al medio ambiente.

6.2.2.6 Métodos para aislamiento en tuberías

La tubería puede ser aislada por varios métodos. El tipo más efectivo de aislamiento es el que usa doble pared de tubo con un gas o vacío en el espacio anular. Otra opción de aislamiento es usar gas nitrógeno en el anular del tubo de producción y el riser de producción o línea de flujo.

6.2.2.7 Precipitación de sales

Los inhibidores pueden manifestarse negativamente por su potencial para fomentar la precipitación de sales del agua de formación cuando son bombeados al pozo en grandes cantidades. La presencia de alcoholes, como el metanol o monoetilenglicol baja la solubilidad de muchas sales orgánicas en agua.

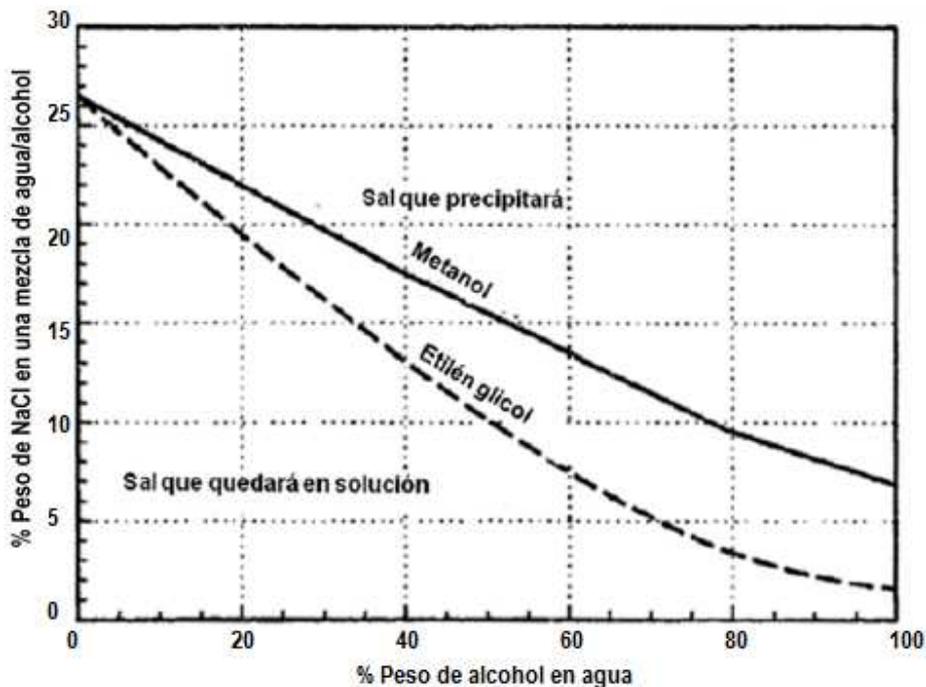


Figura 6.2.2.7a Límite de solubilidad de sal NaCl en soluciones agua/alcohol, temperatura 77 °F (Stephen, 1964).

La Figura 6.2.2.7b muestra la solubilidad de cloruro de calcio en metanol. Como se muestra en estas figuras, la alta salinidad de las salmueras son mezcladas con grandes cantidades de metanol o glicol, la sal puede precipitar de la salmuera.

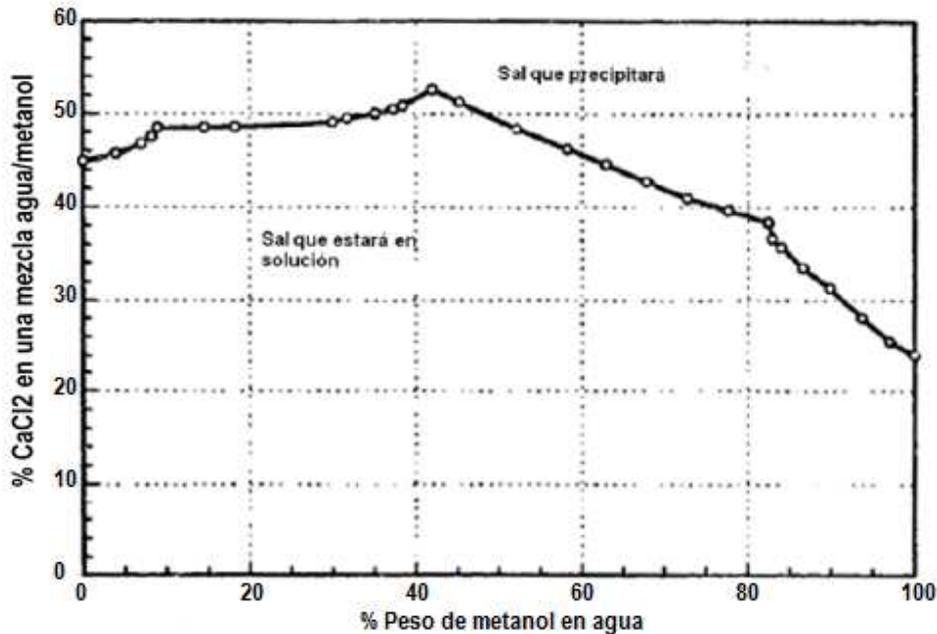


Figura 6.2.2.7b Solubilidad límite de CaCl_2 en soluciones de agua/metanol (Stephen, 1964)

6.2.3 Métodos correctivos para la remoción de tapones de Hidratos

Desafortunadamente la formación de tapones es poco predecible pues pueden suceder en lugares diferentes y en ocasiones poco probables, es decir, las circunstancias que los rodean son a menudo, insólitas y se han asociado con el error humano; por eso es muy difícil de definir pautas absolutas para cada situación.

En la mayoría de los casos, los operadores han tomado medidas más allá del protocolo normal en un intento por remediar los bloqueos antes de llamar la asistencia de los expertos, provocando así que se agrave la situación. Además, la liberación repentina de un tapón con vacío de alta presión puede tener el mismo efecto que un proyectil desencadenando un riesgo mortal. Los cambios bruscos de dirección durante su viaje o una restricción súbita pueden romper, falsear o dislocar el equipo, teniendo como consecuencias la pérdida de vidas humanas o daños a los equipos teniendo así una reparación costosa y tiempo de inactividad.

6.2.3.1 *Circunstancias comunes en la formación de hidratos*

Es recomendable entonces, al no haber un sistema paso a paso que seguir o una manera de predecir donde se formarán los hidratos, primero determinar lo que está impidiendo el paso del flujo antes de continuar con cualquier otra propuesta. Aunque resulte obvia la causa del problema, no está de más volver a examinar la situación y el taponamiento en que resultó.

(Kent y Coolen, 1992) sugieren que el riesgo de falla en la línea debido al tapón de hidrato es más frecuente cuando:

- Existe una duración larga de gas despresurizado, atrapado corriente arriba del tapón.
- Las bajas presiones en corrientes abajo proporcionan menos protección entre un tapón y la restricción.

Los tapones de hidratos generalmente se forman muy rápidamente cuando las condiciones son las adecuadas. La mayoría de los bloqueos hidratos se acumulan en el lapso de horas o unos días, pero el evento final del bloqueo suele ocurrir muy rápidamente. Para esto, en base a la experiencia se han definido las condiciones que afectan su formación:

a) Primarias.

- Gas y líquidos deben estar debajo del punto de rocío de agua (condición de saturación)
- Temperatura
- Presión y composición

b) Secundarias

- Mezclado
- Cinética
- Salinidad

6.2.3.2 *Localización del tapón*

Rara vez es posible localizar con precisión un tapón, y para efectos prácticos no es necesario conocer su ubicación exacta cuando se aborda una remediación, pero existen diversas formas en las que se puede determinar su ubicación. Las condiciones que favorecen la formación de hidratos son, como se mencionó antes, la alta presión y la baja.

La predicción por simulación con los datos del proceso (para el ajuste del modelo) a menudo puede proporcionar predicciones razonablemente exactas respecto a la ubicación, ya que la fracción de gas será parte de la predicción. La simulación en estado estacionario a menudo se puede utilizar cuando un evento conocido provoca la formación de hidratos.

Otra manera más sencilla es realizar una predicción simple temprana mediante la inyección de un volumen conocido de inhibidor (como el glicol o metanol) y observar la respuesta de la presión del sistema. La determinación volumétrica asume que el tapón deberá ser impermeable al inhibidor y que la entrada de

líquido en la línea que se conoce es despreciable. Esto ha demostrado ser una herramienta eficaz para los sistemas de producción de gas y líneas de exportación de gas tanto en tierra como costa afuera.

Otra herramienta innovadora que se ha utilizado recientemente en el Golfo de México es el calibrador de tensión del aro. La herramienta se instala de un vehículo operado por control remoto (ROV) alrededor de la tubería. El indicador informa de cualquier cambio en la dimensión del aro. Esta herramienta es especialmente útil para determinar si los tapones son de cierre, y por lo tanto captura volúmenes de gas que podrían impulsar el tapón a alta velocidad si sale durante la despresurización.

6.2.3.3 Determinación del tamaño del tapón

Los datos de proceso mencionado como una predicción simple temprana se pueden utilizar no sólo para predecir los lugares susceptibles de bloqueo, sino también para predecir el tamaño del tapón. Debido a la cantidad de tiempo, a las condiciones presentes de formación de hidratos en un sistema y al paso probable de agua dentro y fuera del sistema, se puede predecir el volumen de hidrato que se depositó en el sistema.

La densitometría de rayos gamma puede ofrecer información valiosa sobre las características del tapón. También puede mostrar los límites, características de los huecos del tapón, y una estimación aproximada de la dificultad para remover el tapón. Un densitómetro también puede ser utilizado para monitorear el progreso durante la disociación.

También es importante estimar las propiedades físicas de los tapones aunque la información exacta es poco accesible, por lo que a menudo se tiene que asumir el peor de los casos. Estas mediciones y suposiciones son necesarias para evaluar la dinámica de riesgo de proyección y el tiempo de disociación. Los parámetros clave necesarios son la densidad del tapón y la resistencia al corte. La densidad es necesaria para estimar el tiempo total de la disociación y la masa del proyectil resultante.

6.2.4 Alternativas para remover bloqueos

Existen básicamente cuatro formas de eliminar tapones causados por hidratos: reducción de la presión, aplicación de productos químicos, métodos mecánicos y aplicación térmica. Cada uno tiene sus ventajas y riesgos. Estos 4 principios pueden ser ejemplificados en los siguientes procesos:

6.2.4.1 Térmico

Como la presión en la línea de flujo submarina aumenta con la profundidad del agua, el calor es cada vez más evidente. El concepto básico del enfoque térmico es aumentar la temperatura del tapón de hidrato por encima del punto de equilibrio como se muestra en la Figura 6.2.4.1.

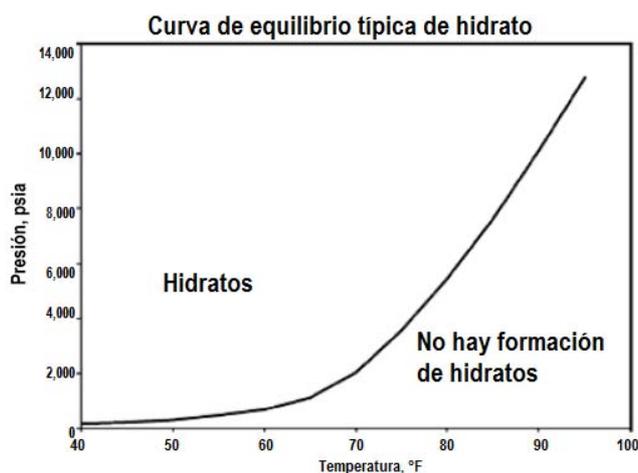


Figura 6.2.4.1 Curva de equilibrio de hidratos que muestra el aumento de temperatura (Katz, 1945)

Como la temperatura aumenta por encima de las condiciones de equilibrio, el gas se libera de la fusión del tapón de hidrato. Si el gas puede escapar fácilmente, entonces la presión cerca del tapón de hidrato no aumentará de forma significativa. Es importante entender que el gas debe tener un camino libre para escapar, a lo largo de todo el tapón de hidrato y la temperatura debe ser la misma. Si no se mantiene la misma temperatura de manera uniforme en el tapón de hidrato, el gas puede ser atrapado, creando altas presiones localizadas.

Cuando eso sucede, la presión cerca del tapón de hidrato se incrementará hasta que la presión de equilibrio se alcanza. Entonces los hidratos comenzarán a formarse. Si la temperatura del tapón de hidrato se eleva a 85 °F, y no hay camino libre a disposición para que el gas se escape, la presión cerca del tapón de hidrato podría alcanzar los 8.000 psia. Por tanto, es imperativo para cualquier método térmico tener un control preciso de la temperatura. Los métodos térmicos para remediar tapones de hidrato se han utilizado de forma intermitente en el campo sin ningún problema. Sin embargo, ha habido casos en que las tuberías han reventado, consiguiendo así innumerables muertes debido a la realización de un procedimiento inadecuado. Este es un método seguro y eficaz para eliminar un tapón de hidrato si y sólo si los procedimientos son los adecuados.

6.2.4.2 Calentamiento eléctrico

El calentamiento eléctrico es un método que puede llevarse a cabo de dos formas, por calentamiento resistivo de baja frecuencia (50/60 Hz) o calentamiento electromagnético de alta frecuencia (GHz). Este sistema consiste básicamente en calentar la superficie externa de la línea de flujo de producción (Figura 6.2.4.2a). Sin embargo, en lugar de utilizar un medio de temperatura controlada o una manta térmica a un flujo de calor constante, éste se aplica a la tubería. Es un método poco convencional pero ha logrado obtener resultados positivos en el norte de Nakika donde se ha instalado un sistema de calefacción eléctrica para remediar tapones en tuberías causados por hidratos de metano.

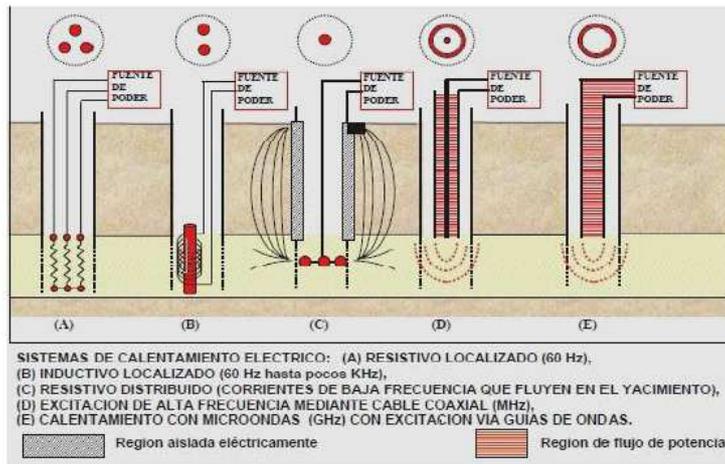


Figura 6.2.4.2a Sistemas de calentamiento eléctrico: Resistivo a baja frecuencia y electromagnético de alta frecuencia (Callarotti Roberto, 2006).

Con el fin de que este método sea seguro, es esencial que la potencia térmica se aplique de manera uniforme en todo el tapón de hidrato. Si la ubicación y la longitud del hidrato no se conocen, la única opción segura es calentar toda la línea (para asegurar que sea calentado todo el tapón de hidrato). Un análisis exhaustivo se debe realizar para asegurar que la temperatura del hidrato puede ser controlada dentro de $\pm 5^\circ \text{F}$ a lo largo del sistema de calefacción.

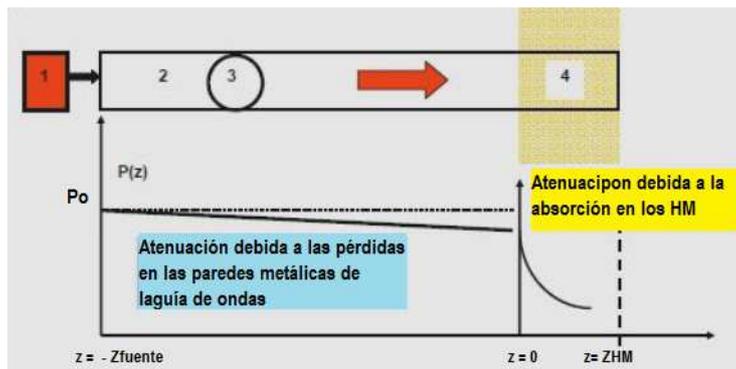


Figura 6.2.4.2b Sistema propuesto de alta frecuencia, (Callarotti Roberto, 2006).

En la Figura 6.2.4.2b se presenta un sistema propuesto de alta frecuencia que consiste en: (1) Una fuente externa de alta frecuencia (5GHz) excita una guía de onda (2) de sección circular (3) que transmite potencia electromagnética al tapón o al yacimiento de hidratos de metano (4).

El uso de la calefacción eléctrica para remediar tapones es un caso controvertido. Shell ha argumentado que es una práctica segura, por el contrario, Statoil ha afirmado que el uso de calefacción eléctrica para remediar tapones es poco práctica por motivos de seguridad.

6.2.4.3 Paquete de calor

El paquete de calor consiste en un tubo en el que los fluidos de producción fluyen a través del tubo interior y el fluido caliente fluye a través del tubo exterior. Un paquete de calor se utiliza actualmente para calentar líneas de flujo multifásico en el Golfo de México. En este caso, el sujetador se coloca de manera que el

líquido caliente fluya a contracorriente desde la salida hasta el centro, y co-corriente desde la entrada al centro.

No se han encontrado tapones de hidrato en las líneas del mar Rey. Sin embargo, si se formara un tapón, la circulación de agua por el paquete de calor se consideraría una técnica de remediación segura. El paquete de calor se considera un método de remediación seguro porque el tapón de hidrato se funde a lo largo de toda su longitud y la temperatura del fluido caliente puede ser controlada en el centro.

6.2.4.4 Tienda de calor

Son de uso general para tapones de hidratos en oleoductos árticos que están por encima del suelo y en ambientes fríos. El método optado es la instalación de mantas alrededor de la tubería y el uso de un calentador a base diesel para inyectar aire caliente en toda la zona del tapón.

6.2.4.5 Lodo o fluido de circulación

Un procedimiento común para la remediación de tapones en pozos es hacer circular el lodo de perforación caliente (o algún otro fluido) por el espacio anular del pozo. El tapón de hidrato se fundirá radialmente desde aguas arriba a aguas abajo. Este método es similar a la de un paquete caliente.

6.2.4.6 Calor externo de seguimiento

Este método emplea agua caliente como un medio para proporcionar calor a una toma de hidratos. Se ha adoptado este método para remediar posibles tapones de hidratos en equipos submarinos (puente, cabecera del colector, la tubería de terminación final (PLET), o una ramificación). El agua caliente se distribuye en un lazo de la tubería externa, y de servicio atado a la línea de producción bajo el aislamiento. El ciclo está orientado axialmente a lo largo de toda la longitud de los equipos de producciones afectadas, que de entrada y salida son adyacentes el uno al otro.

Un vehículo operado por control remoto (ROV) se conecta a través de punzadas en caliente a la tubería para permitir la circulación del agua caliente. El ROV está equipado con el bombeo y calefacción antideslizante que proporciona el agua caliente generada por la fricción. Como el calor penetra a través de la tubería, en el interior del local se calienta el tapón de hidrato, un canal se disocia a lo largo del tapón, que permite la comunicación más allá de la presión del tapón, lo que permite el lavado con un inhibidor termodinámico para completar el proceso. Debido a que el resto de la superficie del tapón se mantiene intacta y se adhiere a la superficie interior del tubo, el riesgo de movimiento de un tapón es muy bajo.

Este método es una forma más deseable de calentamiento externo debido al canal de comunicación que se debe establecer cuando los tapones restantes están intactos y conserva su integridad estructural.

6.2.4.7 Presión

En campo, donde los productos químicos no siempre pueden ser fácilmente trasladados a la zona donde se ubica el tapón; la forma más fácil de disociar los tapones de hidrato es mediante la reducción de presión por debajo de la presión de disociación a temperatura ambiente. El método consiste en calcular la presión de disociación para una temperatura ambiente, y reducir la presión de manera uniforme, si es posible, en todo el tapón. Cuanto menor sea la presión que se tiene que alcanzar, más rápidamente el tapón se disociará. El objetivo de este método en última instancia es eliminar por completo el tapón, ya que una vez que la comunicación de presión se ha establecido a través de los tapones puede ser posible inundar el sistema con el inhibidor termodinámico para acelerar el proceso de disociación (Figura 6.2.4.7).

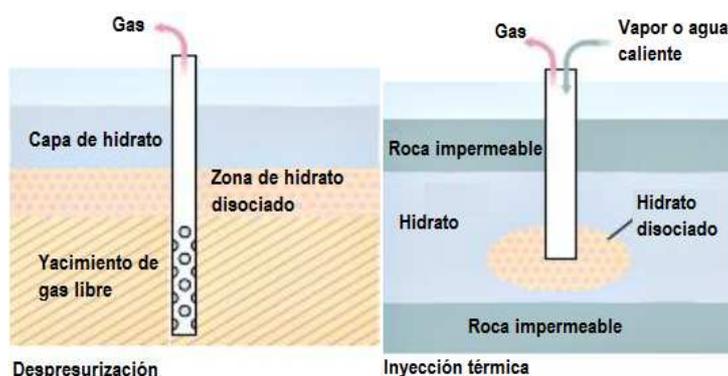


Figura 6.2.4.7 Sistema de despresurización seguida de un proceso de inyección térmica (Collet & Lewis 2000).

En algunas reservas de hidratos hay zonas en las cuáles el gas natural ya está en su estado libre. Si se perfora un pozo en dicha zona para extraer el gas natural, también se puede reducir la presión dentro de la capa de hidrato de gas subyacente. Si esta reducción de presión es suficiente como para provocar una disociación, entonces se puede liberar el gas de la capa de hidrato y extraerlo al mismo tiempo.

En el proceso de inyección térmica se usa vapor y agua caliente, en este caso es necesario que se libere suficiente gas para que sea recuperable. Sin embargo, el costo de esta técnica es excesivo. De la misma manera, la inyección de inhibidores parece ser factible pero, nuevamente, los costos económicos y los problemas ambientales superan los resultados de la producción. Actualmente, la técnica más económicamente prometedora parece ser la despresurización, sin embargo, esta técnica está limitada sólo a las áreas con reservas de gas natural en estado libre, y la extracción de gas de los hidratos de gas puede ser impedida por la formación de hielo o la reformación de hidratos de gas durante la disociación y el proceso de extracción.

La despresurización de un solo lado puede funcionar, pero con el riesgo de dejar un tapón parcialmente disociado en el extremo de baja presión en el sistema. Es recomendable antes de intentar despresurizar, que se estudien todos los riesgos posibles en la liberación del tapón. La despresurización a doble cara es generalmente preferida ya que reduce la energía total del sistema y aumenta la velocidad a la que se puede remover el tapón.

6.2.4.8 Proceso Mecánico

El uso de tubería flexible se ha utilizado con eficacia, siempre y cuando el acceso sea posible, como en el caso de las instalaciones de árbol seco o en pozos siempre y cuando se puede introducir el uso de diseños estándar con tubería flexible. El equilibrio de presiones se mantiene para ambos lados del tapón, evitando movimientos bruscos. Ya sea con agua o metanol caliente se aplica en chorro contra la cara del tapón, y así se logra disociar el tapón.

Se ha encontrado que el agua caliente es muy eficaz para evitar la formación de hidratos teniendo en cuenta las consideraciones de transferencia de calor e impedir así la formación de hidratos hasta que puedan ser estabilizados los fluidos en el pozo y se pueda retirar el tapón. La ventaja de usar agua caliente se refiere a la seguridad de manipulación de fluidos a través de las mangueras en las instalaciones. El metanol es altamente volátil y requiere un tratamiento especial, procedimientos delicados y peligrosos, así como equipo de protección personal.

Otros dispositivos, se han propuesto para adjuntar al final del montaje de tubería flexible, pero se han documentado sin éxito en las operaciones. Estos incluyen los diseños de tractores pig o diseños en forma de copa que ayudan a tirar de la tubería flexible en el sistema más de lo que puede ser empujado. Las fuerzas de arrastre limitan la capacidad de este sistema. En la actualidad, la distancia récord alcanzado es de 5 a 7 millas. Claramente, un taladro mecánico podría acelerar el proceso de saneamiento del tapón y la disociación de la fase sólida del hidrato.

Un mecanismo que amplía el alcance de la tubería flexible se ha desplegado con éxito en el Golfo de México. Este sistema utiliza la presión de fluidos en el espacio anular entre la tubería flexible y la tubería de producción para tirar de la tubería flexible en el tubo. En algún momento en el futuro se prevé que este sistema se utilice para eliminar los bloqueos de hidratos.

Cabe mencionar que equipos de reacondicionamiento de perforación se han utilizado habitualmente para el acceso a los pozos en la remediación, barcos de perforación han sido utilizados y propuestos para la tubería / línea de flujo y la intervención del equipo. Esta opción requiere de una extensa ingeniería y de tiempo de preparación para su ejecución. Claramente, esta es una opción extremadamente costosa para la intervención en aguas profundas, pero en última instancia, puede ser la única opción racional.

CAPÍTULO 7.

PROBLEMAS COMUNES DURANTE LA PERFORACIÓN

CAPÍTULO 7. PROBLEMAS COMUNES DURANTE LA PERFORACIÓN

7.1 Problemas de pesca

Son definidos como el conjunto de operaciones o procedimientos realizados dentro de un pozo con el objetivo de remover o recuperar materiales, herramientas o tuberías que impiden el desarrollo secuencial durante la intervención del pozo. Su ocurrencia se debe a varias causas como: las fallas de algún componente del equipo superficial, subsuperficial, accesorios de trabajo (llaves, cuñas, etc.) y, en otros casos, por operaciones mal efectuadas y descuidos humanos.

La mayoría de fallas en el equipo superficial se originan por falta de mantenimiento o falta de potencia hidráulica en las bombas que limitan la limpieza del fondo del pozo, así como indicadores de peso descalibrados. Las fallas en el equipo subsuperficial se deben a operaciones inadecuadas durante la perforación del pozo, por la mecánica del pozo y una mala limpieza del pozo, entre otros. Se originan por falta de conocimiento por parte del personal o por descuido o falta de habilidad de la persona que ejecuta la operación.

Desafortunadamente, el factor humano predomina en muchas de las causas que originan situaciones de pesca. Por esta razón se recomienda que toda herramienta introducida en el pozo deba medirse y que en la bitácora de operación se anoten todas sus características: diámetro interior, exterior, longitud, de igual forma cubrir siempre la boca del pozo y en caso de tener que ocupar alguna herramienta (llaves, marros, etc.) para acondicionar algún equipo sobre la mesa rotaria, se extremen precauciones.

7.2 Clasificación de los trabajos de pesca

Básicamente la clasificación se divide en tres: agujero descubierto (cuando no hay tubería de revestimiento en el área de los pescados), agujero revestido (cuando el pescado está dentro de la tubería de revestimiento) o a través de la tubería (cuando es necesario pescar a través de la restricción de un diámetro reducido de tubería). Los tipos de pesca en agujero descubierto y en agujero entubado involucran procedimientos, técnicas y herramientas relativamente similares, pero los problemas y el peligro son diferentes.

Los trabajos en agujero descubierto evidentemente son los más comunes durante la perforación como tal y se llevan a cabo por lo regular con lodo, así que existe el riesgo de aprisionamiento de la tubería por efectos de la presión diferencial, haciéndolo un factor inherente a tomar en cuenta.

Respecto a los trabajos de pesca en agujeros entubados, están más relacionados con la terminación o el mantenimiento del pozo, y en estos casos se utilizan casi las mismas herramientas, solo que más limitadas por el diámetro, restringiendo a herramientas más pequeñas y con magnitudes de fuerza proporcionales.

7.3 Clasificación por la forma del pescado

Según la forma, se hará la selección de herramientas puesto que existe en el mercado una gran cantidad y variedad de herramientas con diferentes nombres pero que para el problema de pesca son similares y tienen los mismos principios de operación. Así entonces, se divide en dos partes:

- Pesca de Basura o Chatarra
- Pesca de Tubería

7.4 Pesca de basura o chatarra

Es aquella que implica cualquier objeto más pequeño que el diámetro del tazón del buje principal de la mesa rotaria y que puede extraviarse en el fondo del pozo, como por ejemplo: el recobro de conos de barrenas, cuñas, pequeñas herramientas, cables de acero y piezas de metal que caen en el pozo.

Las pérdidas de piezas de metal en el pozo, incluso pequeñas, pueden ser costosas en razón del tiempo que se pierde. No hay una forma que pueda considerarse la mejor para solucionar este problema. Un método preventivo es mantener todo el tiempo una cubierta sobre el pozo en la mesa rotaria o una empacadura tipo disco con la tubería de trabajo y el anular, para así evitar dejar caer equipo pequeño dentro del pozo.

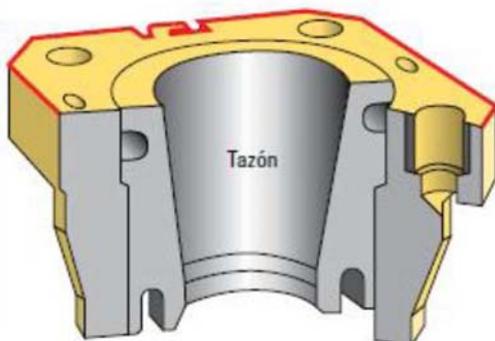


Figura 7.4a Tazón ubicado inmediatamente en el piso de perforación funcionando como barrera. Cualquier pieza que logre pasar por él es una pieza de chatarra potencial para pesca (Jhonson Enes, Schlumberger, 2012).



Figura 7.4b Ejemplos de piezas metálicas considerados como chatarra para pesca (Jhonson Enes, Schlumberger, 2012).

7.5 Clasificación de pegadura de la tubería por causa

Son muchos los factores que dan lugar al aprisionamiento de la sarta de perforación, pero siempre, lo más importante es identificar la causa y el tipo de aprisionamiento de modo que pueda utilizarse el método más efectivo para superar el problema.

7.5.1 Vibración de la sarta de perforación

Puede ocasionar derrumbes dentro del pozo. Estos derrumbes se empacan alrededor de la tubería y provocar el atascamiento de la sarta de perforación. Las vibraciones en el fondo del pozo son controlados con parámetros de monitoreo, tales como el peso sobre la barrena, la velocidad de penetración y la velocidad de rotación que puede ser ajustada desde la consola del perforador a manera de prevención.

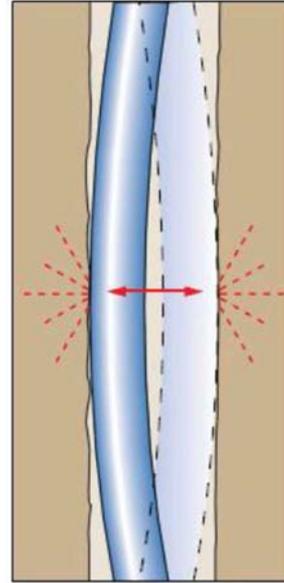


Figura 7.5.1 Vibración de la sarta de perforación (Schlumberger, 2012).

7.5.2 Pegadura por presión diferencial

Se presenta cuando la sarta de perforación se mantiene contra la pared del pozo como resultado de la condición de sobre balance hidrostático existente entre la presión del pozo y la presión de poro de una formación permeable. Este problema se presenta cuando una sarta de perforación estática entra en contacto con una formación permeable, y donde existe un revoque de filtración de gran espesor.

El reconocimiento de este problema puede hacerse mediante las siguientes señales:

- Imposibilidad de mover y rotar el sondeo.
- Incremento de torque.
- Incremento de arrastre.

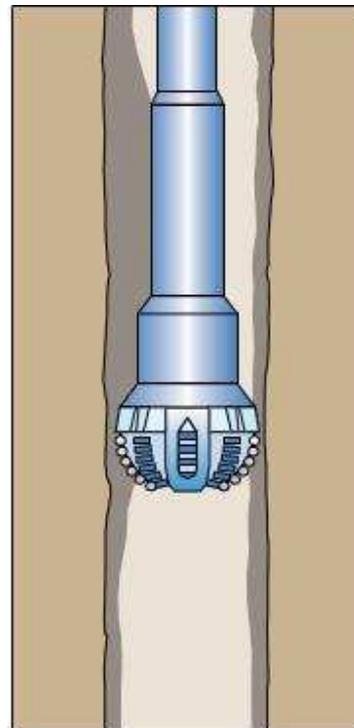


Figura 7.5.2 Aprisionamiento por presión diferencial (Schlumberger, 2012).

7.5.3 Trabado por poca excentricidad (enchavetamiento)

Se refiere al fenómeno que ocurre cuando la rotación de la columna de perforación hace una canaleta en la pared del pozo. Cuando se manipula la sarta de perforación, el arreglo de fondo (BHA) o las uniones de tubería de mayor diámetro se introducen en el enchavetamiento y se produce el atascamiento. Este problema generalmente se presenta en los cambios abruptos de inclinación, durante el proceso de extracción de la sarta de perforación. Las herramientas de toma de registro con cable y los cables también son susceptibles a este problema. Figura 7.5.3.

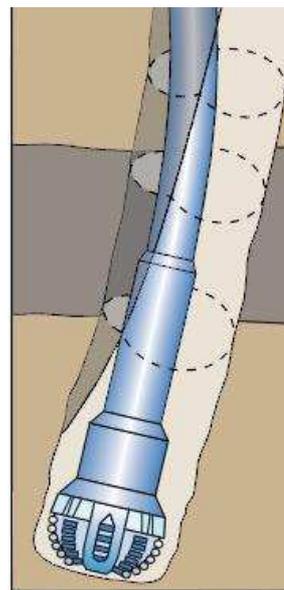


Figura 7.5.3 Trabado por poca excentricidad (Schlumberger, 2012).

7.5.4 Perforación de formaciones duras y abrasivas

Cuando la roca desgasta la barrena o el estabilizador, la barrena perfora un pozo de menor diámetro que el planeado, esta situación agrava el progreso de la perforación. Si luego se corre una barrena en calibre, ésta tendrá resistencia en la zona de menor diámetro; por otra parte, si la barrena se baja muy rápido sin haber corregido el problema del diámetro la barrena puede atascarse en esta zona. Este problema se puede presentar cuando se corre una barrena nueva, después de la extracción de núcleos, durante la perforación de formaciones abrasivas o cuando se corre una barrena de PDC después de una barrena de cono giratorio. Figura 7.5.4.

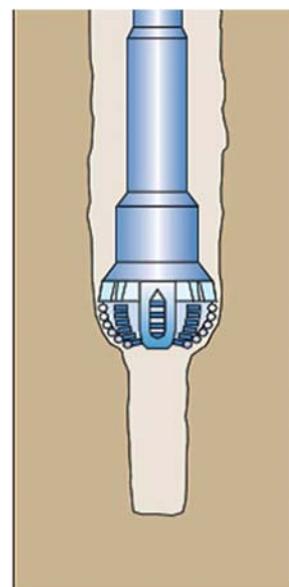


Figura 7.5.4 Perforación de formaciones duras y abrasivas (Schlumberger, 2012).

7.5.5 Perforación de formaciones deleznales

Las formaciones no consolidadas suelen desmoronarse en el interior del pozo y atrapar la sarta de perforación a medida que la barrena remueve la roca que sirve como soporte. Los esquistos, las lutitas laminadas, fracturas y las fallas también generan rocas sueltas que se desmoronan en el pozo y pudieran atrapar la sarta de perforación. Figura 7.5.5.

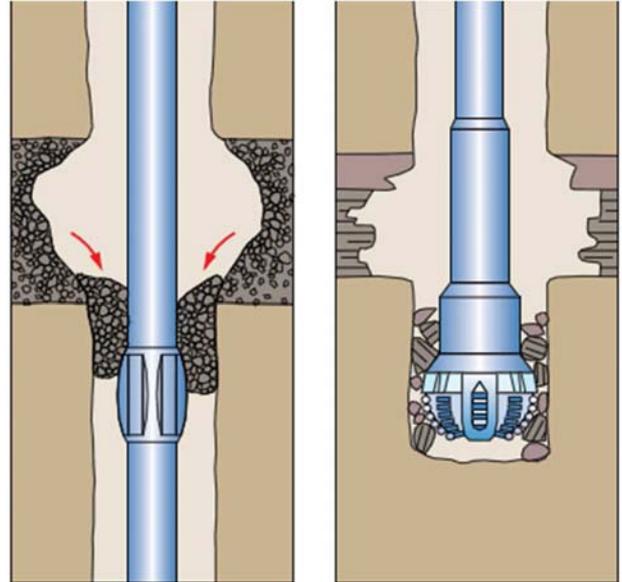


Figura 7.5.5 Perforación de formaciones deleznales (Schlumberger, 2012).

7.5.6 Pegadura en ojo de llave

Son más comunes en perforación direccional, debido a que la tubería de perforación genera una ranura en el lado bajo del agujero, es decir, en el radio de la pata de perro.

La trayectoria del pozo está afectada por una serie de factores, tales como los de origen natural (relacionado con el buzamiento, dureza y las variaciones tectónicas), estos degeneran en un mayor o menor grado el cambio de trayectoria del pozo. El cambio brusco en el ángulo de desviación del pozo se presenta cuando ocurren cambios litológicos, o bien si se atraviesa por una zona de discordancia, este cambio se conoce como pata de perro y también es efecto de que la sarta de perforación no tiene la rigidez necesaria. Estos puntos con una alta inflexión, durante la rotación de la sarta van desgastando una cara del pozo, este tramo desgastado tendrá un diámetro de paso no mayor al de las juntas de la tubería, formando el ojo de llave. Figura 7.5.6.

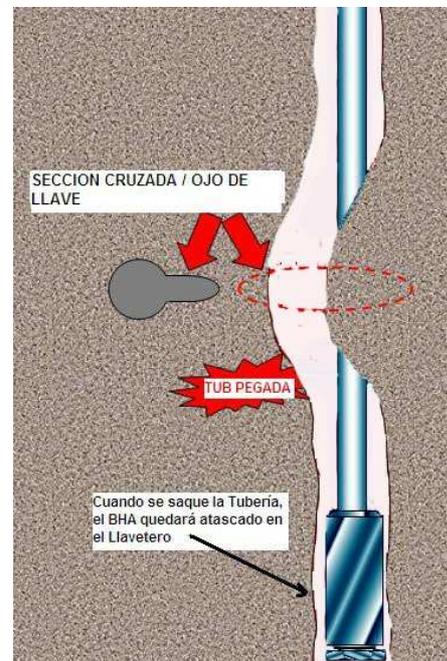


Figura 7.5.6 Pegadura en ojo de llave (Schlumberger, 2012).

7.5.7 Formaciones móviles

Generalmente se presentan en zonas de composición salinas o arcillosas, pueden tener un comportamiento plástico debido a los componentes de sus materiales. Cuando son comprimidas por los estratos de sobrecarga, es posible que fluyan e ingresen en un pozo, restringiendo su calibre o deformando y atrapando la tubería. Figura 7.5.7.

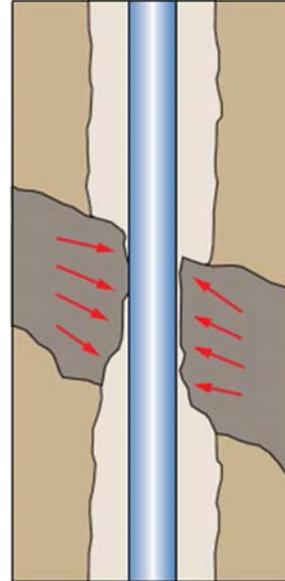


Figura 7.5.7 Formaciones móviles (Schlumberger, 2012).

7.5.8 Zonas represionadas

Al tener presiones de formación mayores a las presiones hidrostáticas normales, en este tipo de formaciones, la densidad insuficiente del lodo permite que el pozo se vuelva inestable y colapse alrededor de la tubería. Figura 7.5.8.

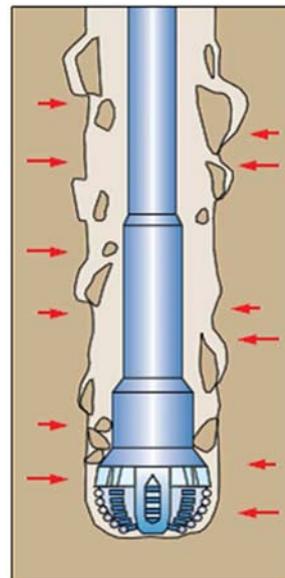


Figura 7.5.8 Zonas represionadas (Schlumberger, 2012).

7.5.9 Formaciones reactivas

Las arcillas reaccionan con el agua y con la fase líquida del fluido de perforación, alterando sus características y además dilatándose. La dilatación química de las arcillas hace que se produzca un aprisionamiento o atascamiento de la sarta de perforación por la reducción del diámetro del pozo, lo que restringe el flujo de fluidos en esa sección de aprisionamiento. Para evitar la reacción de las arcillas se recomienda utilizar lodos inhibidos, lodos en base aceite o fluidos de perforación en base a polímeros. Figura 7.5.9.

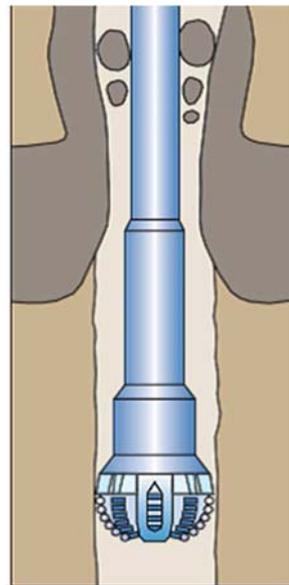


Figura 7.5.9 Formaciones reactivas (Schlumberger, 2012).

7.5.10 Bloques de cemento

Pueden obturar la sarta de perforación cuando el cemento duro existente alrededor de la zapata de entubación se desprende y cae en el nuevo intervalo de agujero descubierto. Figura 7.5.10.

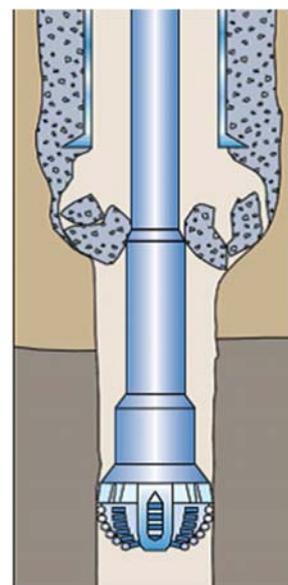


Figura 7.5.10 Bloques de cemento (Schlumberger, 2012).

7.5.11 Geometría del pozo

En los pozos de altos ángulos, el desgaste de la tubería puede acelerarse debido a los cambios abruptos en la trayectoria del pozo. Las curvas pronunciadas imponen esfuerzos flexores alternados sobre la tubería a medida que esta se abre camino a través de un camino angular. Los pozos de alto ángulo a menudo presentan problemas de limpieza. Para evitar que los recortes se empaquen alrededor de la sarta de perforación, el perforador puede recurrir a altas velocidades de rotación y circulación para limpiar el pozo. Hay consideraciones para la planeación de trabajos en pozos altamente desviados y que no están presentes en la pesca de agujeros verticales. Entre ellas se incluyen las siguientes:

-Cuando un agujero altamente desviado es perforado con una sarta rotatoria, usualmente el lado inferior del agujero es de un diámetro menor que la parte del agujero perforado. Cuando éste es un factor, se pescará con un pescante de cuñas o con una herramienta similar.

-En agujeros horizontales o en pozos altamente desviados, el martillo impide una buena acción.

-Añadir peso a la sarta para operaciones de molienda puede ser un problema.

-Los lastrarrenas carecen de flexibilidad, lo cual dificulta su paso en altos ángulos de desviación o en patas de perro.

-Es difícil obtener torsión en las desviaciones cuando se intenta atrapar la tubería en pozos altamente desviados.

Algunas de estas complicaciones quedan ejemplificadas en la Figura 7.5.11.

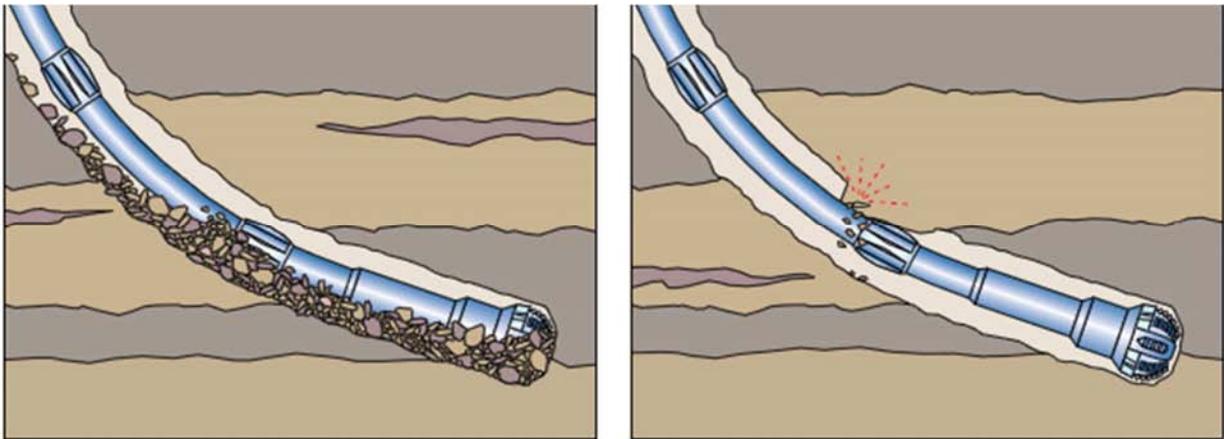


Figura 7.5.11 Geometría del pozo (Schlumberger, 2012).

CAPÍTULO 8.

SOLUCIONES Y HERRAMIENTAS PARA PROBLEMAS COMUNES DURANTE LA PERFORACIÓN

CAPÍTULO 8. SOLUCIONES Y HERRAMIENTAS PARA PROBLEMAS COMUNES DURANTE LA PERFORACIÓN

8.1 Prevención de una pesca

La prevención se traduce para nuestros fines, como el requerimiento de mantenimiento en las herramientas además de apegarse a los procedimientos de cada operación con el fin de ejercer el cuidado y la previsión antes de que surjan problemas; mediante esta vía, casi toda pesca puede evitarse, aunque hay casos en los que puede parecer que la causa de la pesca es imprevisible, afortunadamente, son muy pocas.

El tema de la causa y prevención de la pesca es tan importante que merece una parte substancial de tiempo de todo el personal, incluyendo todos los niveles que participan en operaciones de perforación, terminación y reparación de pozos. La gravedad y el costo de las pescas comúnmente no son reconocidas por la industria, ya que en gran parte suponen gastos relativamente bajos. Sin embargo, la pesca no es una operación normal y en la mayoría de los casos el personal no está familiarizado, agravando así la situación.

Por ejemplo, la preparación del programa de perforación y de tuberías de revestimiento es una medida preventiva importante, incluyendo así como desarrollar un programa que prevenga o alivie los problemas de pesca, es decir, considerar los posibles problemas de formación, (especialmente los de circulación) además los de la accesibilidad del pozo, angulación, etc.

8.2 Instrumentos de trabajo

El tipo de pescado a recuperar y las condiciones de fondo de pozo determinan la estrategia de pesca. A lo largo del tiempo se han desarrollado numerosas herramientas y técnicas innovadoras para recuperar del pozo tuberías, componentes del fondo u objetos ajenos a la operación, pero las herramientas que auxilian estas operaciones pueden ordenarse en 5 distintos grupos:

1. Las herramientas de captura, estas se dividen en dos herramientas, de agarre externo y herramientas de agarre interno.
2. Las herramientas de martilleo
3. Las herramientas de fresado que trituran la superficie superior de un objeto.
4. Las canastas de pesca, recogen objetos pequeños o trozos de escombros que son demasiados pesados para circular fuera del pozo.
5. Las herramientas de corte de tubería.

Evidentemente, además de la naturaleza del pescado, otros factores que influyen en la elección de la herramienta son: ubicación de la pieza a recuperar, accesibilidad a ese lugar, su estado, sus dimensiones y su orientación dentro del pozo; todo debido a que limitan el tipo y el diámetro del equipo de recuperación, además de restringir el espacio disponible para realizar las maniobras de dicho equipo por encima de la pieza de pesca.

Para diseñar un programa de pesca se debe conocer el tamaño y la forma exactos de la pieza a recuperar. La falta de datos dimensionales correctos puede hacer fracasar una operación de pesca.

Los siguientes tópicos referentes a herramientas ejemplificarán dentro de sus funciones una secuencia operativa de pesca.

8.3 Bloque de impresión

Esta herramienta consiste en un paso preliminar a la pesca, funcionando como un diagnóstico para determinar la posición y la forma de la parte superior de la pieza a recuperar (en caso de existir incertidumbre acerca de qué tipo de objeto debe ser recuperado). Estos consisten en un cuerpo de acero tubular corto cuyo extremo inferior está provisto de un bloque de material blando, generalmente un inserto de plomo. La herramienta se baja en el extremo inferior de la sarta de pesca hasta que hace contacto con la obstrucción en el pozo. Algunos bloques de impresión poseen un orificio de circulación para el bombeo de fluido de perforación cuya finalidad es limpiar la parte superior de la pieza a recuperar antes de que se sienta el bloque. El peso de la sarta de pesca ayuda a presionar el inserto de plomo contra la parte superior de la pieza y de esta manera se genera una impresión; posteriormente el bloque es llevado a superficie donde el perforador o el especialista estudian la impresión. Esta información preliminar ayuda al operador a saber la profundidad donde se encuentra la pieza de pesca y así saber el tipo de equipo de pesca a desplegar.

Los bloques de impresión también pueden ser corridos con línea de acero, lo que resulta mucho más rápido que correrlos con sarta de perforación; este método posee limitaciones de peso y tamaño.



Figura 8.3 Bloque de impresión (Modificado de: *Como optimizar el Arte de la Pesca*, Schlumberger, 2012).

8.4 Herramientas de captura

La recuperación de tuberías, ya sean de perforación o lastrabarrenas, requieren un enfoque diferente. Muchas de estas operaciones inician de la hipótesis de un atascamiento dentro del pozo. Esto debido a que sin circulación de lodo alrededor de la pieza de pesca, los recortes pueden asentarse alrededor de la tubería o formación y obturar, lo que restringirá el movimiento posterior. Cuando una sarta de perforación

se atasca, se rompe por tensión o se desenrosca, el paso inmediato para su recuperación suele ser tratar de liberarlo.

Básicamente las herramientas de captura se pueden clasificar en dos tipos:

- De agarra interno
- De agarre externo

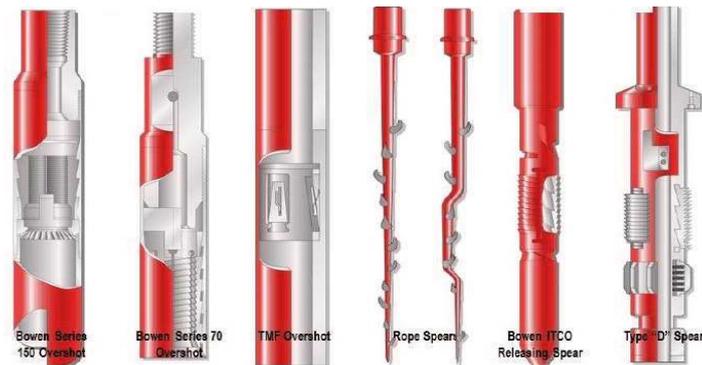


Figura 8.4 Herramientas comunes de captura (Modificado de: Como optimizar el Arte de la Pesca, Schlumberger, 2012).

8.4.1 Pescantes de agarre interno

Se conforman por machuelos y arpones. Estas herramientas penetran en el interior del pescado y cuentan con un mecanismo o diseño de agarre interior. Entre las variantes de los dispositivos de agarre interior se encuentran las terrajas de pesca, las terrajas cónicas o machos cónicos y los arpones de pesca.

8.4.1.1 Terraja de pesca

Son utilizados con piezas de pesca que se han desenroscado de la sarta de tuberías (cuando se recupera una pieza de pesca tubular que no puede rotar). Como consecuencia de esta situación, una unión hembra de la tubería queda mirando hacia arriba de modo que puede ser enganchado por la terraja.



Figura 8.4.1.1 Terraja de pesca (Modificado de: Como optimizar el Arte de la Pesca, Schlumberger, 2012).

8.4.1.2 Macho cónico

Es un dispositivo de agarre interno de los tubulares que posee un diámetro interno restringido (perfil largo y ahusado), y se utiliza para labrar roscas nuevas mientras se atornilla en la parte superior de la pieza de pesca. Es necesario correrlo en el pozo hasta la parte superior de la pieza de pesca y luego hacerlo rotar

para labrar o enganchar roscas. Se emplea en conjunto con una unión de seguridad, que permite desenganchar la herramienta de servicio de la pieza a recuperar en caso de que la primera se atasque.



Figura 8.4.1.2 Macho cónico, la terraja funciona como herramienta de enrosque (Modificado de: Como optimizar el Arte de la Pesca, Schlumberger, 2012).

8.4.1.3 Arpones

Son utilizados para la captura de la parte interior de una tubería o de otro tipo de pescado tubular (Figura 8.4.1.3a). En general, representa una alternativa cuando algún pescante de cuñas no es el óptimo (esto debido a que con arpón es más difícil empaquetar o sellar entre el pescado y la sarta de trabajo). El arpón tiene un orificio interior pequeño que limita correr algunas herramientas e instrumentos a través de él para tareas de corte y en algunos casos para desenroscar. Los arpones son herramientas versátiles, es decir, se pueden correr en la sarta por encima de la herramienta interior de corte o en combinación con otras herramientas, ahorrando viajes dentro del agujero con la sarta de trabajo.

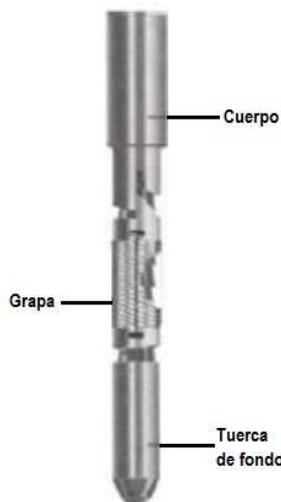


Figura 8.4.1.3a Arpón, captura por la parte interna del pescado (Schlumberger, 2012).

Los arpones son más útiles que los pescantes de cuñas para algunos trabajos de pesca tales como sacar tuberías cortas de revestimiento o empaquetadores, tuberías de revestimiento pegadas o pescar tubería que se ha ampliado debido a disparos con explosivos, por fatiga o por fragmentación.

El arpón más utilizado se basa en los mismos principios que el pescante de cuñas. Las cuñas de la grapa en la superficie exterior del arpón son para agarrar y capturar el interior de la tubería que se está pescando.

Para liberar al arpón se gira a la derecha. Si la grapa es paralizada contra el mandril, puede ser necesario golpear hacia abajo para liberar la grapa. El martillo puede ser corrido por encima del arpón para golpear hacia abajo y liberar la grapa.

Para empacar el pescado cuando se captura con el arpón, en lugar de una extensión, al arpón se le colocará por debajo un empacador de copa (Figura 8.4.1.3b). Generalmente estos están protegidos por una guía de acero, que ayuda al empacador de copa a introducirse en la tubería sin dañarse.



Figura 8.4.1.3b Arpón con empacador de copa (Schlumberger, 2012).

Si bien existe gran variedad de arpones, la mayoría se basa en el principio de la cuña cónica, además de que la operación hidráulica de los pescantes de cuñas y los arpones se hace principalmente para ser usados en la pesca a través de tubería.

8.4.1.4 Sarta con herramienta de agarre interno

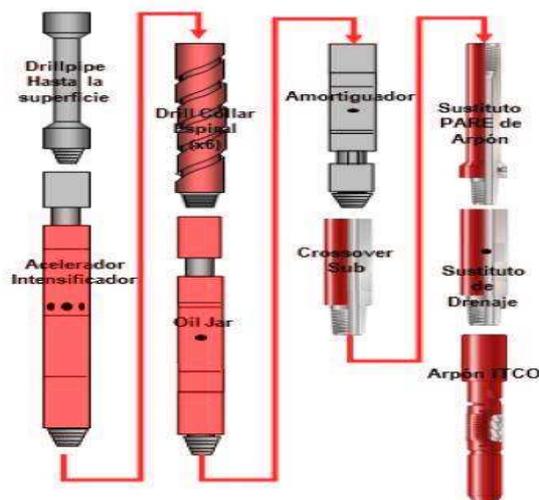


Figura 8.4.1.4 Sarta de pesca con herramienta de agarre interno (Modificado de: Como optimizar el Arte de la Pesca, Schlumberger, 2012).

8.4.2 Pescantes de agarre externo

Son aquellas herramientas que están diseñadas para sujetar a la herramienta en pesca por la parte exterior, antes de bajar estos pescantes será necesario analizar cuidadosamente las características y las causas incluyendo el tamaño y la forma de la parte superior o boca de pez.

8.4.2.1 Pescante de cuñas

Representa la principal herramienta de agarre externo y es probablemente la más popular de todas las herramientas de pesca. Es utilizado para engranar externamente, empujar y jalar el pescado. Están diseñados con una ranura helicoidal en el tazón y con grapas o cuñas.

Está dividido en tres segmentos: el cabezal superior que conecta al pescador de agarre exterior con la herramienta de servicios, el tazón que posee un diseño helicoidal ahusado para alojar una mordaza que sostiene la pieza de pesca y la guía que ayuda a posicionar la herramienta sobre la pieza de pesca (Figura 8.4.2.1a).



Figura 8.4.2.1a Pescante de cuñas (Modificado de: Como optimizar el Arte de la Pesca, Schlumberger, 2012).

Si el diámetro del pescado se aproxima al diámetro máximo del enchufe entonces se utiliza una grapa tipo espiral (Figura 8.4.2.1b).



Figura 8.4.2.1b Grapa tipo espiral (Schlumberger, 2012).

A continuación en la Figura 8.4.2.1c podemos ver cómo quedaría el pescante de agarre externo utilizando una grapa de tipo espiral.

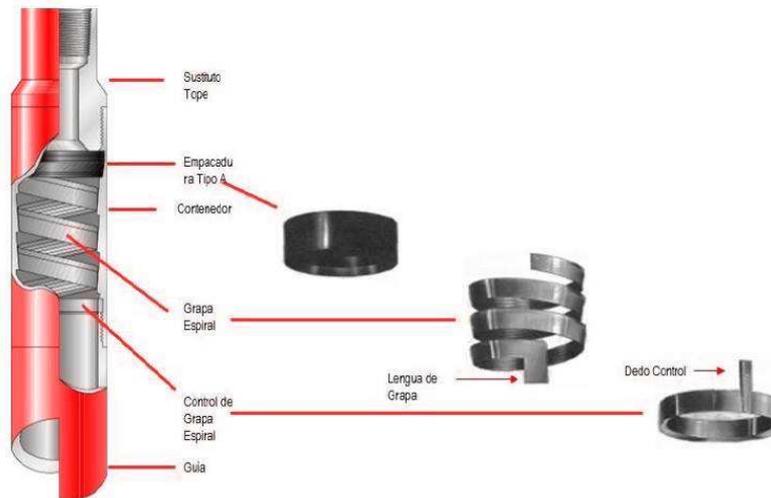


Figura 8.4.2.1c Pescante de agarre externo con grapa tipo espiral

Si el diámetro de la boca de pescado es mucho menor que el agarre máximo del enchufe se necesita una grapa de cesta y un empaque de control (Figura 8.4.2.1d).



Figura 8.4.2.1d Grapa tipo canasta (Schlumberger, 2012).

La Figura 8.4.2.1e muestra los componentes internos de un pescante de cuñas con grapa tipo canasta.

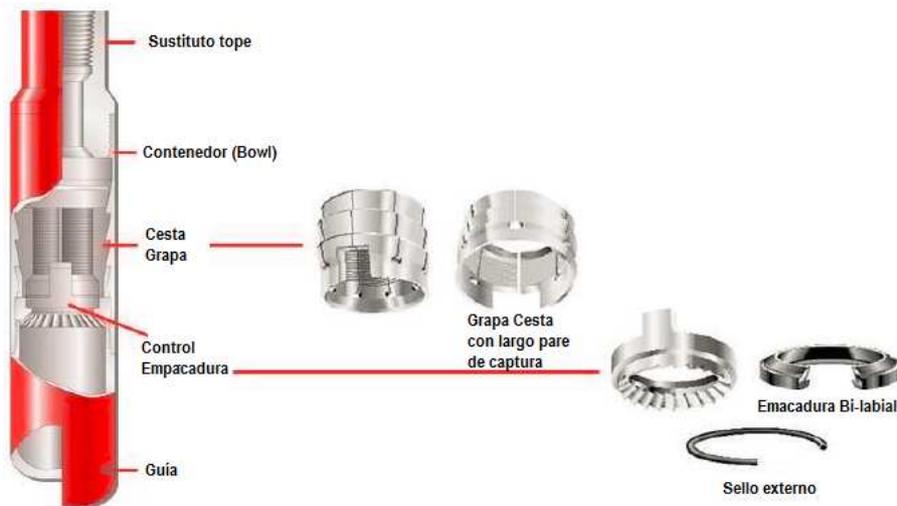


Figura 8.4.2.1e (Modificado de: Como optimizar el Arte de la Pesca, Schlumberger, 2012).

Para enchufar adecuadamente el pescante de cuñas sobre la boca de pescado se rota lentamente la sarta de pesca hacia la derecha y se baja gradualmente el enchufe sobre el pescado; la rotación y bajada simultáneas son la parte más importante de la operación. La bomba en superficie puede ser enganchada para ayudar a limpiar el pescado y también para indicar cuando el pescante de cuñas está enchufado en el pescado. Una vez verificado esto, por el incremento en la presión de la bomba se debe parar la misma.

También son herramientas muy versátiles debido a que las extensiones como los lavadores de tuberías pueden ser corridas por encima de la tubería mientras un pescante de cuñas agarra por debajo el cople o la junta de la herramienta. Esto se hace a menudo cuando la parte superior de la junta del pescado está en malas condiciones y no es práctico tirar de él.

8.4.2.2 Pescante de cuñas de agarre corto

Son diseñados en tamaños pequeños para utilizarlos cuando la parte expuesta del pescado es demasiado corta para ser capturado con un pescante de cuñas convencional.



Figura 8.4.2.2 Pescante de cuñas con agarre corto (Schlumberger, 2012).

Al usarlos, es necesario que se gire lentamente el pescante de cuñas mientras baja sobre el pescado (un pescante de cuñas no deberá caer sobre el pescado). La circulación se encarga de limpiar el pescado y también indicará cuando el pescante de cuñas está sobre el objeto a capturar. Una vez que esto ha sido indicado por el aumento de la presión de bombeo, la bomba deberá ser detenida para evitar una manifestación del pescante de cuñas fuera del pescado. Las vibraciones deberán hacerse iniciando con un ligero golpe e incrementarse gradualmente.

Para liberar el tazón y la grapa del pescante de cuñas, la sección cónica del tazón y la grapa primero tendrán que liberarse mutuamente. Cuando se tira de un pescado, estas dos superficies se engranan y evitan la liberación con fricción.

8.4.2.3 Sarta con herramienta de agarre externo

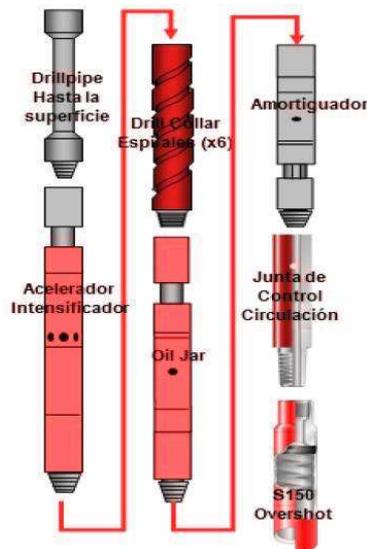


Figura 8.4.2.3 Sarta de pesca con una herramienta de agarre externo (Modificado de: Como optimizar el Arte de la Pesca, Schlumberger, 2012).

En la sarta mostrada en el esquema, los amortiguadores permiten viajar libremente y tocar suavemente el pescado para capturarlo y golpetear gradualmente hacia abajo. Los “oil jar” y los intensificadores proporcionan fuertes impactos hacia arriba para liberar el pescado atascado.

8.4.3 Herramientas de martilleo

Son herramientas de impacto usadas para golpear fuertemente, ya sea hacia arriba o hacia abajo, sobre el pescado pegado y se dividen en dos categorías: para pesca y perforación, distinguiéndose por su funcionamiento mecánico o hidráulico, aunque trabajan con el mismo principio pero su construcción es diferente. Integran una parte básica de las sarta de vibración para pesca puesto que mientras un percusor de aceite golpea el pescado hacia arriba; el martillo golpea hacia abajo complementando sus funciones.

8.4.3.1 Sarta de vibración

Es una herramienta integrada, consiste en un percusor de aceite (algunas veces llamado percusor hidráulico) y martillo, junto con los lastrabarrenas necesarios para dar peso. Además un acelerador (también llamado intensificador o reforzador).

Cada herramienta en la sarta realiza una función específica y es fundamental correrlas en el orden adecuado. El pescante de cuñas o el arpón en la parte inferior capturan o engranan al pescado. El martillo vibra hacia abajo, ya sea para sacar al pescado o para ayudar a liberar la herramienta de captura.

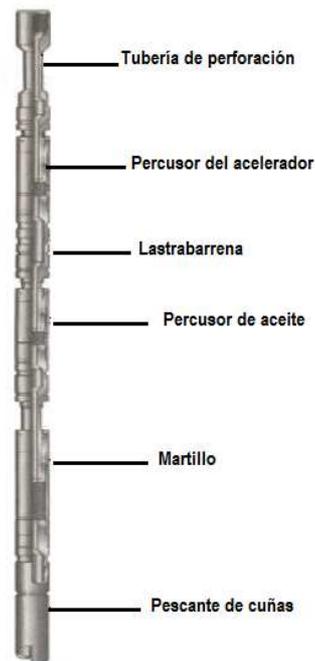


Figura 8.4.3.1 Sarta de vibración (Schlumberger, 2012).

8.4.3.2 Martillos

Es una junta telescópica mecánica, los modelos más sencillos tienen mandriles expuestos cuando están abiertos y en otros diseños el mandril con ranura se cierra y lubrica. Es una herramienta casi exclusiva de impacto descendente. El martillo libera el peso de los lastrabarrenas que transporta, provocando un fuerte impacto. Además de liberar golpes de impacto sobre el pescado, el martillo es utilizado por encima de las herramientas de captura tales como los pescantes de cuñas y los arpones. En otras ocasiones también complementan sarts de pesca o herramientas de corte para que el peso constante pueda aplicarse a una herramienta tal como a un cortador.



Figura 8.4.3.2 Martillo (Schlumberger, 2012).

8.4.3.3 Percusores de aceite

Consiste en un mandril y pistón funcionando dentro de un cilindro hidráulico, ofrece poder modificar la intensidad de los impactos. Cuando el percusor de aceite se cierra, el pistón está en su posición inferior, donde se ha ajustado perfectamente y restringe el movimiento dentro del cilindro. El pistón está equipado con empaques especiales que retardan el paso del aceite de la cámara alta a la cámara baja del cilindro cuando el mandril se jala al recoger la sarta de trabajo. A mitad de camino a través del golpe, el pistón alcanza una amplia sección del cilindro que libera su movimiento. El pistón se mueve rápidamente y golpea el cuerpo del mandril. La intensidad de los impactos puede ser modificada por la cantidad de tensión en la sarta de trabajo. Esta variable en los impactos es la principal ventaja del percusor de aceite sobre el percusor mecánico para pesca.

Algunos diseños incluyen válvulas de retención o desviación que permiten la transferencia rápida de fluidos a la cámara por encima del pistón cuando amortillan o se recargan, pero representan la minoría.



Figura 8.4.3.3 Percusor de aceite hidráulico (Schlumberger, 2012).

8.4.3.4 Acelerador o intensificador

Es un accesorio que se corre en la sarta de vibración cuyo fin es potenciar el golpe liberado por la sarta de trabajo. Cuando se corre por encima de los lastrabarrenas, el impacto lanzado hacia el pescado es incrementado y la mayor parte del golpe es liberado por la sarta de trabajo y el equipo. El intensificador es esencialmente compuesto por un cilindro lleno de algún fluido compresible (gas inerte). Cuando se tira de la sarta de trabajo, un pistón en el cilindro comprime el fluido y almacena energía. Cuando el percusor de aceite viaja, esta energía es liberada y acelera el movimiento de los lastrabarrenas hacia arriba del agujero para potenciar el golpe que se libera.



Figura 8.4.3.4 Intensificador (Schlumberger, 2012).

8.4.3.5 Sarta con herramienta de martilleo para pesca

Herramientas de Martilleo por impacto elaboradas de material con alta cedencia tensil y torsional para golpear pesada y explosivamente hacia arriba con el fin de liberar un pescado atascado.

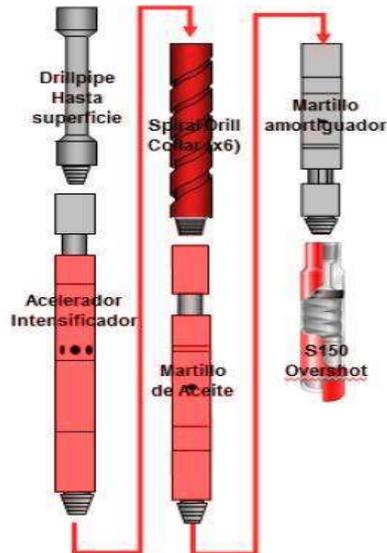


Figura 8.4.3.5 Sarta de pesca con una herramienta de martilleo (Modificado de: Como optimizar el Arte de la Pesca, Schlumberger, 2012).

8.4.4 Herramientas de molienda

Son aquellas cuya función es adaptar algún pescado respecto a la forma de una herramienta disponible o para triturarlo ya que se ha renunciado a recuperarlo, debido a intentos fallidos o porque no resulta viable.

8.4.4.1 Fresas o molinos cónicos

Las fresas se encuentran disponibles en una amplia gama de configuraciones para ser utilizadas en varias aplicaciones. A menudo se utilizan con el fin de preparar la parte superior de la pieza de pesca para que se adapte a una herramienta de pesca, pero también para triturar collares flotadores, tapones puentes y retenedores. Son complementados con imanes o canastas de pesca para recuperar los detritos generados.

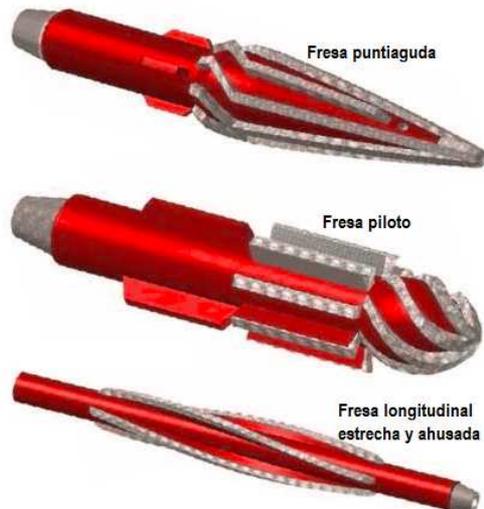


Figura 8.4.4.1 Herramientas de fresado para fondo del pozo (Modificado de: Como optimizar el Arte de la Pesca, Schlumberger, 2012).

8.4.4.2 Molinos y zapatas

Generalmente, estas herramientas se fabrican dentadas y suelen ser las más comunes para sus fines. En el pasado, eran hechos con cuchillas o dientes de carburo, la superficie exterior era endurecida para cortar, mientras que el interior metálico estaba todavía en un estado semirecocido y en comparación más flexible. Esto contribuía a evitar la rotura de cuchillas o dientes. En la actualidad se fabrican de carburo de Tungsteno lo que les brinda la capacidad para cortar y moler, representando un gran avance en su uso, eficiencia y durabilidad.



Figura 8.4.4.2 Molinos para cortar y moler y zapatas dentadas (Schlumberger, 2012).

Su fabricación inicia desde varillas, que contienen partículas de incrustación de carburo de tungsteno, con formas irregulares y bordes filosos. Estas partículas son incorporadas a una matriz de material de bronce, níquel y plata. Las partículas de carburo de cada barra son seleccionadas según su tamaño y pueden ser clasificadas, por ejemplo, en 3/8, ¼ de pulgada, o en mallas del 10-18.

Para un corte efectivo, el carburo tungsteno deberá ser de buena calidad y estar perfectamente limpio de cualquier suciedad, como aceite o basura que impida la adherencia a la aleación de materiales en la matriz. Normalmente, las partículas grandes se utilizan para diámetros grandes de molinos y zapatas, mientras que las partículas más pequeñas se utilizan para pequeñas herramientas.

8.4.4.3 Molinos

Son herramientas que no tienen partes móviles en su cuerpo y que se podrían quedar en el pozo como resultado de la molienda y de su mismo desgaste. Para su operación se requiere de cierto torque; la cantidad depende del diámetro molino y del material que se va a moler, del ritmo de penetración y del peso sobre el molino. Un torque excesivo puede ocasionar daño en las juntas de la sarta de trabajo, que posteriormente puede ocasionar otros problemas. En base a todas estas complicaciones, los molinos deben diseñarse para trabajos específicos.

Una operación de molienda puede emplearse en casi todas las operaciones de pesca; sin embargo algunas moliendas resultan infructuosas, debido a la cantidad que se va a moler del pescado, el tipo de molino usado y las condiciones de operación.



*Figura 8.4.4.3 Molinos con diferentes configuraciones de fondo
(Modificado de: Como optimizar el Arte de la Pesca, Schlumberger, 2012).*

Los molinos se conforman de una pieza de metal recubierta en el fondo con cortadores de diferentes materiales como carburo de tungsteno, o metal muncher (metal más resistente que el carburo de tungsteno). La selección del tipo de cortador depende del material a moler. Son construidos en tres diferentes configuraciones del fondo (cónico de aletas, cóncavo o plano). Además deben diseñarse con canales o puertos de circulación que no restrinjan el flujo de fluido y que impidan levantar los recortes molidos.

8.4.4.4 Molinos tipo junk

Resultan ser los más versátiles debido a su capacidad para moler cemento, todo tipo de tubería y empacadores de producción. Están revestidos por carburo de tungsteno o metal muncher. Se disponen con fondo plano, cóncavo y convexo, y con cuello de pesca y estabilizadores.



Figura 8.4.4.4 Molino tipo junk

(Modificado de: Como optimizar el Arte de la Pesca, Schlumberger, 2012).

8.4.4.5 Sarta con herramienta de molienda para pesca

La siguiente imagen es un ensamblaje típico de Molienda (BHA). Consistente de los componentes mostrados como: magnetos y canastas para disponer de los escombros de corte cuando se muele con un “molino tipo junk” o con cualquier otra herramienta de molienda.

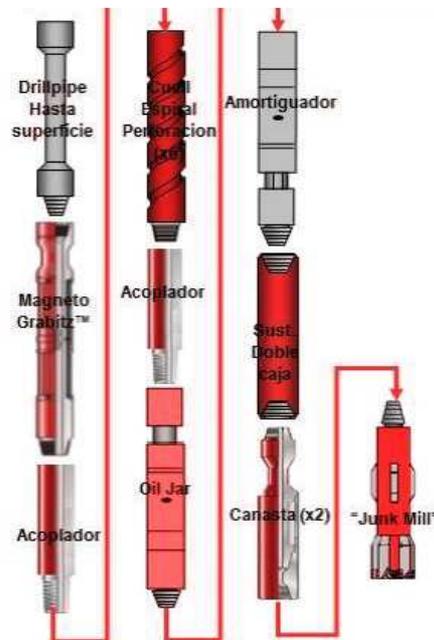


Figura 8.4.4.5 Sarta de pesca con una herramienta de molienda

(Modificado de: Como optimizar el Arte de la Pesca, Schlumberger, 2012).

8.5 Herramientas para pesca de chatarra y basura

Cuando no se trata de tubería como en los casos ya mencionados, el rescate presenta problemas muy diferentes. El pescado puede ser de conos de barrenas, barrenas, herramientas manuales, segmentos de cuñas, obturadores y otras partes del equipo o pescado destruido. En este caso, los pescantes son herramientas para rescatar piezas no tubulares.

8.5.1 Canasta de pesca

Para recuperar trozos pequeños de detritos del fondo de un pozo, los pescadores utilizan a veces una canasta de pesca de tipo extractor de núcleos. Mediante la extracción lenta de un núcleo de la formación,

este dispositivo recupera los detritos junto con el núcleo. Estas operaciones se emplean a menudo en formaciones blandas a semiblandas.

Las canastas de recuperación, utilizadas en las operaciones de pesca y fresado, atrapan los detritos que son demasiados pesados para circularlos fuera del pozo. Éstas son corridas lo más cerca posible de la barrena o de la fresa y a veces se bajan en cascada para incrementar la capacidad de recuperación de detritos. La canasta de recuperación es utilizada en el fondo del pozo y emplea el lodo de circulación para transportar los detritos desde el fondo. Dado que el espacio anular es más ancho por encima de la canasta de recuperación, la velocidad anular del lodo se reduce, y en consecuencia, los detritos sedimentan y se asientan dentro de la canasta.

La circulación del fluido de perforación levanta los detritos del fondo del pozo. Por debajo de la unión de la tubería la velocidad del fluido disminuye a medida que se incrementa el ancho del espacio anular. Esta reducción en la velocidad permite que los detritos se almacenen en las aberturas de la canasta.



Figura 8.5.1 Canasta de recuperación

(Modificado de: *Como optimizar el Arte de la Pesca*, Schlumberger, 2012).

Una canasta de pesca de chorro produce una fuerza de circulación capaz de levantar del fondo del pozo elementos que ofrezcan resistencia, tales como cadenas. Estas canastas utilizan los orificios cercanos a su base para producir una circulación inversa que fuerza el material hacia arriba, a través del centro de la canasta. La canasta de pesca de chorro puede ser corrida en agujero descubierto o pozo entubado para recuperar detritos pequeños del pozo y resulta efectiva en aplicaciones verticales u horizontales.

8.5.2 Imanes de recuperación

Los imanes de recuperación de detritos se utilizan para recuperar residuos ferrosos, tales como conos de barrenas, cojinetes, recortes fresados y pasadores que pueden ser difíciles de recuperar utilizando otros métodos. La Figura 8.5.2a es un esquema de los imanes de recuperación.



Figura 8.5.2a Imanes de recuperación
(Modificado de: *Como optimizar el Arte de la Pesca, Schlumberger, 2012*).

Estas herramientas poseen una placa polar interna altamente magnetizada dentro de un cuerpo no magnético. Los imanes se corren generalmente antes de la barrena de diamantes para remover los escombros que podrían dañar las barrenas.

Si los detritos no se recuperan en su totalidad, el operador puede optar por correr una barrena usada y tratar de perforar y lavar más allá de la pieza a recuperar. Si esta estrategia fracasa, los detritos pueden fragmentarse en piezas más pequeñas utilizando una carga de tipo disparo para desechos (junk shot) o una fresa. Una carga de tipo disparo para desechos es una carga premoldeada (hueca) diseñada para dirigir su energía hacia abajo para fracturar el objeto en cuestión.

Un procedimiento más convencional consiste en triturar el objeto utilizando una fresa con una leve concavidad en la cara que ayuda a centrar los detritos por debajo de una gruesa superficie de corte de carburo de tungsteno que fragmenta los detritos en trozos más pequeños. Luego, estos detritos fragmentados pueden lavarse con las canastas de pesca por encima de la fresa. La Figura 8.5.2b esquematiza la fresa de detritos.



Figura 8.5.2b Fresa de detritos
(Modificado de: *Como optimizar el Arte de la Pesca, Schlumberger, 2012*).

CAPÍTULO 9.

NUEVA OPTIMIZACIÓN HIDRÁULICA

CAPÍTULO 9. NUEVA OPTIMIZACIÓN HIDRÁULICA

Los parámetros hidráulicos de un sistema de perforación envuelven ciertas deficiencias que han demostrado requerir un procedimiento de optimización. Generalmente, el gasto directamente debajo de barrena se selecciona para ser optimizado con el enfoque de maximizar la energía hidráulica entregada a través de las toberas de la barrena o maximizar la fuerza de impacto, pero esta visión resulta ser limitada en la práctica y es por eso que han surgido métodos no tradicionales semi-empíricos que involucran el gasto y el acarreo de recortes además de la máxima potencia hidráulica y el impacto a chorro.

La razón de optimizar los sistemas hidráulicos es que el criterio clásico no ha sido adecuado en los nuevos requerimientos de la perforación, es decir, pozos más profundos y con trayectorias más complejas.

Compartiremos entonces algunas ecuaciones simples para desarrollar los cálculos de caídas de presión en el sistema hidráulico respecto a algunas propiedades de varios regímenes de flujo así como para calcular pérdidas por fricción en tuberías y espacios anulares para fluidos no-Newtonianos, además de un breve análisis de los criterios clásicos y sus deficiencias.

9.1 El sistema hidráulico. Pérdidas de presión

En general, al operar nos enfrentamos con dos regímenes de flujo y de ellos depende la caída de presión para flujo en tuberías. En el régimen de flujo laminar el fluido se mueve a través de caminos definidos y las ecuaciones son determinadas analíticamente. Por otra parte, en el régimen de flujo turbulento el fluido se mueve de manera caótica. No hay modelos analíticos disponibles para este caso, por lo tanto, se han establecido correlaciones utilizando el concepto de factor de fricción. En general, se puede decir que existen las siguientes relaciones entre la caída de presión y el gasto para fluidos Newtonianos.

Para flujo laminar:

$$P \sim \mu q \quad \dots\dots\dots \text{Ecuación 9.1a}$$

donde:

P = caída de presión

μ = viscosidad

q = gasto

Para flujo turbulento:

$$P \sim \rho f q^2 \quad \dots\dots\dots \text{Ecuación 9.1b}$$

donde:

ρ = densidad

q = gasto

f = factor de fricción

En un flujo laminar la caída de presión es proporcional a la viscosidad y al gasto, mientras que en un flujo turbulento la caída de presión es proporcional a la densidad y al cuadrado del gasto. Las ecuaciones mostradas anteriormente son válidas para fluidos Newtonianos. Respecto a fluidos no-Newtonianos existen relaciones más complejas. Como las descritas por Bourgoigne et al (1986). Sin embargo, las tendencias son similares.

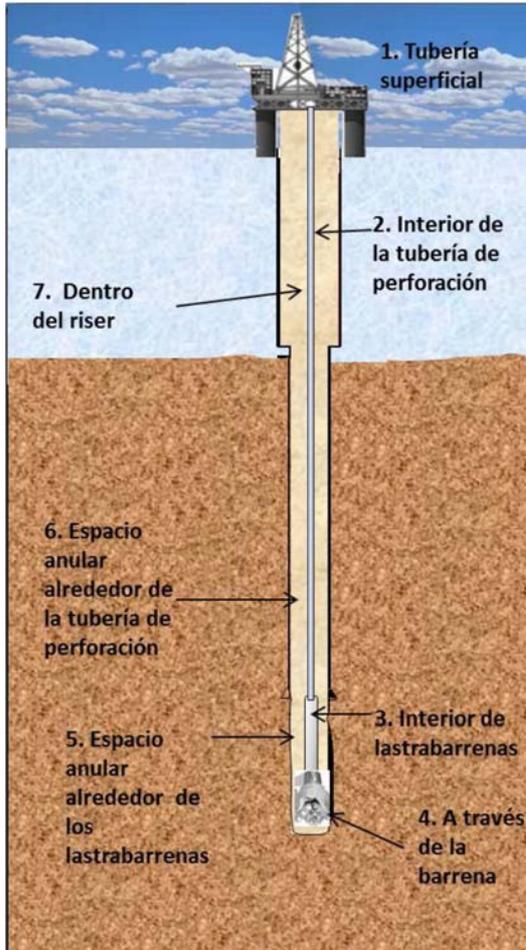


Figura 9.1 Sistema hidráulico en un equipo de perforación flotante

En el esquema podemos observar el sistema hidráulico en un equipo de perforación flotante. Dentro la tubería de perforación la velocidad del flujo es alta debido al área pequeña de la sección transversal.

La velocidad incrementa significativamente sobre las toberas de la barrena. El interior de la tubería de perforación normalmente tiene un flujo turbulento. En el espacio anular, la sección a través de la tubería en el fondo del agujero puede estar en flujo turbulento o flujo laminar, pero el resto del espacio anular, incluyendo el riser, normalmente se encuentra en flujo laminar.

Es decir, encontramos los dos regímenes ya mencionados combinados, por lo que su comportamiento corresponde también al de las 2 ecuaciones combinadas.

Desde un punto de vista funcional, el flujo a través de las toberas de la barrena debería remover los recortes de perforación. Mientras tanto, el flujo en el espacio anular debería transportar los recortes a través del pozo y hasta la superficie, como desecho de la perforación o para ser utilizados con fines específicos.

La caída de presión puede ser dividida en dos grupos:

La caída de la presión a través de las toberas: Colabora en el proceso de perforación proporcionando limpieza y potencia hidráulica.

La caída de presión en el resto del sistema: Resulta ser parásita puesto que no contribuye al proceso de perforación.

Entonces el sistema hidráulico del pozo se puede representar de una manera más sencilla como:

$$P_1 = P_2 + P_3 \quad \dots\dots\dots \text{Ecuación 9.1c}$$

donde:

- P_1 = presión de la bomba
- P_2 = caída de presión a través de las toberas de la barrena
- P_3 = caída de presión parásita, o pérdidas del sistema.

Para evitar la complicación que implica combinar las 2 ecuaciones, se opta por utilizar una ecuación simple que describe el sistema del agujero (incluyendo la caída de presión parásita por ser dominante dentro de la sarta de perforación).

$$P_3 = Cq^m \quad \dots\dots\dots \text{Ecuación 9.1d}$$

donde:

- C = Constante denominada caída de presión por fricción por gasto unitario, la cual depende de las características del fluido y de la geometría del pozo
- m = Constante dependiente principalmente del régimen de flujo y de las características del fluido. (Su valor varía entre uno tan bajo como 1.12 y tan alto como 1.96).

Cabe destacar que las caídas de presión en el espacio anular, o las partes laminares del sistema tienen un rango del 10-20% de la caída de presión total. En consecuencia, la Ecuación definida es dominada por un flujo turbulento, que resulta en un exponente ligeramente inferior a dos.

La caída de presión a través de las toberas de la barrena también debe ser evaluada. El gasto a través de

$$\left. \begin{array}{l} q = v_a A_a \\ q = v_b A_b \\ q = cte \\ v_a = \frac{q}{A_a} \\ v_b = \frac{q}{A_b} \end{array} \right\} \quad \dots\dots\dots \text{Ecuación 9.1e}$$

donde:

- V = velocidad
- Q = gasto
- A = área

Utilizando el principio de conservación de energía y asumiendo un sistema incompresible y sin fricción, la caída de presión a través de las toberas de la barrena es: (el subíndice “a” se refiere a la tubería de perforación y “b” a las toberas, “ρ” es la densidad del fluido, y “g” es la constante gravitacional).

$$\frac{Va^2}{2g} + \frac{Pa}{\rho} = \frac{Vb^2}{2g} + \frac{Pb}{\rho} \quad \text{despejando ...}$$

$$P_2 = P_a - P_b = \frac{\rho(Vb^2 - Va^2)}{2g} \quad \dots \dots \dots \quad \text{Ecuación 9.1f}$$

Para simplificar podemos desprejir la velocidad dentro de la sarta de perforación debido a que comparada con la velocidad en las toberas es insignificante.

A menudo se utiliza un coeficiente de descarga de 0.95, introduciendo estos elementos y la relación de continuidad, la ecuación de arriba se puede expresar como:

$$V_o = 0.95 \sqrt{\frac{2g P_2}{\rho}} \quad \text{o} \quad P_2 = \frac{\rho q^2}{2gA^2 0.95^2} \quad \dots \dots \dots \quad \text{Ecuación 9.1g}$$

Se han definido ahora todos los elementos requeridos para utilizar la ecuación de la caída de presión total.

$$P_1 = P_2 + P_3 \quad \dots \dots \dots \quad \text{Ecuación 9.1c}$$

9.2 Criterio de optimización clásico

Como ya se mencionó, corresponden a la máxima potencia hidráulica en la barrena y la máxima fuerza de impacto del chorro de fluido de control en el fondo del pozo. En conjunto, conforman un criterio para determinar la caída de presión en la barrena de tal forma que la energía generada por el equipo de bombeo en superficie sea transmitida óptimamente hasta el fondo del pozo para su correcta limpieza. Esta caída de presión óptima da como resultado el tamaño de las toberas en la barrena. La potencia hidráulica a través de las toberas está dada por:

$$HP = P_2 q \quad \dots \dots \dots \quad \text{Ecuación 9.2a}$$

Se puede reemplazar la caída de presión a través de la barrena por la diferencia entre la presión de la bomba y las pérdidas de presión parásitas (Ecuaciones 9.1c y 9.1d):

$$HP = (P_1 - Cq^m)q \dots \dots \dots \text{Ecuación 9.2b}$$

Para encontrar la máxima potencia hidráulica a través de la barrena, se deriva la ecuación 9.2b además de igualarla a cero:

$$\frac{d(HP)}{dq} = P_1 - C(m + 1)q^m = 0 \text{ derivando } \dots$$

$$q^m = \frac{P_1}{C(m + 1)} \dots \dots \dots \text{Ecuación 9.2c}$$

La fracción de pérdidas parásitas sobre el total de la presión de la bomba para obtener la máxima potencia hidráulica se puede expresar como:

$$\frac{P_3}{P_1} = \frac{1}{(m + 1)} \dots \dots \dots \text{Ecuación 9.2d}$$

Siguiendo el mismo método ahora para el impacto y considerando que incide en el fondo del agujero y que si el impulso del fluido se destruye en el impacto, entonces la fuerza de impacto está dada por:

$$\left. \begin{aligned} F_2 &= mv \\ F_2 &= \frac{\rho qv}{g} \end{aligned} \right\} \dots \dots \dots \text{Ecuación 9.2e}$$

Insertando la Ecuación 9.1g, se puede expresar la fuerza de impacto en términos de pérdidas de presión y gasto en la barrena:

$$F_2 = 1.344 \sqrt{\frac{\rho q^2 P_2}{g}} \dots \dots \dots \text{Ecuación 9.2f}$$

De nuevo insertando las Ecuaciones 9.1c y 9.1d, se obtiene:

$$F_2 = 1.344 \sqrt{\frac{q^2(P_1 - Cq^m)}{g}} \dots \dots \dots \text{Ecuación 9.2g}$$

Derivando esta ecuación e igualando a cero se obtiene:

$$\frac{dF^2}{dq} = 2P_1 - C(m + 2)q^m = 0 \text{ derivando } \dots \quad q^m = \frac{2P_1}{C(m+2)} \dots \dots \text{Ecuación 9.2h}$$

Y la fracción de pérdidas de presión parásitas para la máxima fuerza de impacto es:

$$\frac{P_3}{P_1} = \frac{2}{(m + 2)} \dots \dots \dots \text{Ecuación 9.2i}$$

Las Ecuaciones 9.2d y 9.2i definen la fracción de pérdidas de presión parásitas que dan la máxima potencia hidráulica y el impacto debajo de la barrena.

9.3 Deficiencias del enfoque clásico

Los dos criterios de optimización clásicos definidos anteriormente han sido utilizados extensamente. Una suposición clave es que la barrena trabaja mejor bajo estas condiciones.

En la Figura 9.3a se muestra la gráfica de un ejemplo numérico de la ecuación para caídas de presión parásitas en un pozo. También, se ha asumido que la bomba está trabajando bajo una presión máxima constante. A menudo este es el caso para las secciones más profundas del pozo.

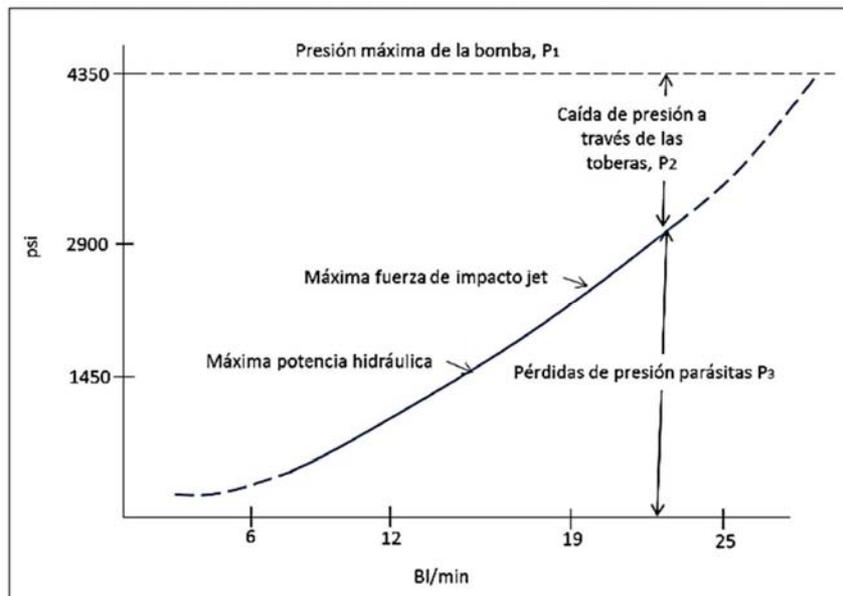


Figura 9.3a Esquema de la pérdida de presión total (parásita y en la barrena) a una profundidad de 1200 m (Rodríguez Rodolfo, 2013).

La presión total es 4350 psi. La diferencia entre la presión total de la bomba y la presión parásita representa la caída de presión a través de las toberas. Se observa que para caídas de presión parásitas pequeñas, la pérdida en la barrena es alta y viceversa. También se indica la máxima para las dos óptimas definidas previamente. Si se busca una pérdida de presión alta, el gasto debe ser bajo. En conclusión, al comparar los tres criterios, la máxima potencia hidráulica, la fuerza de impacto máxima, y la caída de presión máxima, todos resultan en gastos diferentes.

Después, se considerará otro elemento, que no se ha citado aún, llamado la capacidad de acarreo del fluido de perforación investigada por Lermo (1993) quien dedujo ciertas relaciones entre el criterio de optimización hidráulico y el transporte de recortes en el pozo.

La figura 9.3b muestra un ejemplo de una simulación de un pozo profundo. Se muestran dos curvas para pérdidas de presión parásitas, una para aplicación con un motor de fondo y una para un equipo rotario estándar.

También se muestran dos niveles de presión definiendo las condiciones óptimas para la discusión anterior. Se observa que la máxima potencia hidráulica óptima es a 15.8 y 11.3 BI/min, mientras que la máxima fuerza de impacto óptima es a 15.8 y 21.1 BI/min.

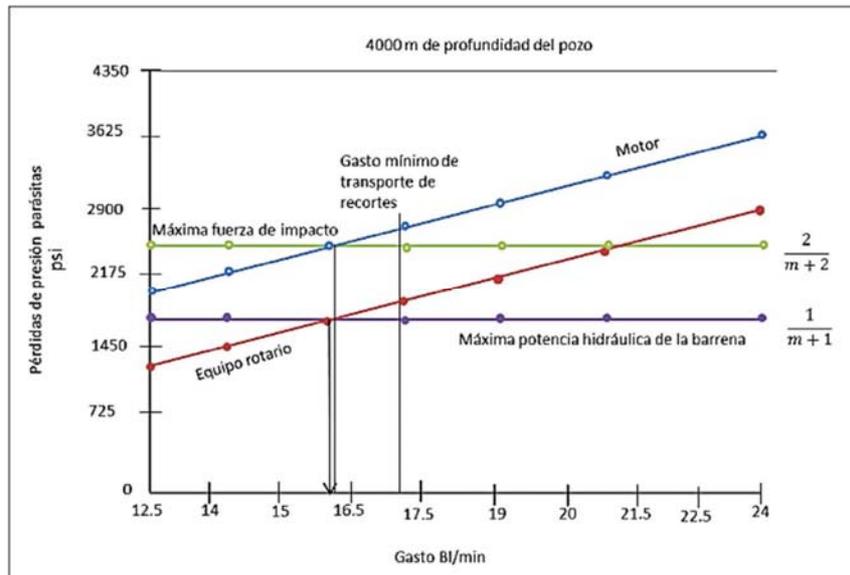


Figura 9.3b Ejemplificación de los requerimientos de capacidad de acarreo (Rodríguez Rodolfo, 2013).

Sin embargo, también se muestra una línea a 17.1 BI/min, que es el gasto máximo para asegurar la limpieza del agujero. En este caso, los dos gastos dados por los criterios clásicos serán insuficientes para limpiar el pozo, excepto para el caso con un equipo rotario y criterio de máxima fuerza de impacto. En conclusión, los siguientes elementos pueden tener importancia en la optimización hidráulica:

- Limpiar o proporcionar impacto debajo de la barrena; máxima potencia hidráulica, máxima fuerza de impacto, o presión máxima;

- Acarrear recortes fuera del pozo, gasto mínimo.

Con relación al proceso hidráulico debajo de la barrena, no hay nada más que aportar. Probablemente exista alguna óptima con respecto a la interacción entre la roca y la barrena pero no hay certeza del mecanismo físico que domina. Existen varias funciones, como la limpieza debajo de la barrena, o el trabajo mecánico en la roca en sí, pero la experiencia de trabajo sugiere que también pueden existir varias óptimas dependiendo de las propiedades de la roca

A pesar del criterio seleccionado para la barrena, es impermissible la acumulación de recortes en el espacio anular. Por lo tanto, el gasto mínimo para transporte debe utilizarse, aún si no coincide con otros criterios hidráulicos. Para pozos profundos, inclinados, y largos, los gastos utilizados a menudo son mayores que los predichos por los modelos clásicos. Sin embargo, en la industria falta una forma sistemática para manejar esta cuestión.

9.4 Limpieza del agujero mediante optimización hidráulica

Como se ha mostrado, el gasto debe ser un factor limitante para propósitos de limpieza del agujero. En base a esto es necesario recalcar de manera algunas especificaciones concluyentes del sistema hidráulico en un equipo de perforación, desde sus elementos y los efectos del gasto en cada componente. La mayoría de las pérdidas de presión ocurren antes de la barrena. Un gasto demasiado alto causa un aumento en las presiones que puede provocar fallas prematuras en la sarta de perforación. Es por esto que debe mencionarse que podría haber una desventaja al aplicar demasiada carga al sistema.

El sistema después de la barrena está mayormente limitado por el proceso de transporte de recortes. Esto es un problema central y debe ser debidamente manejado. Así entonces, este elemento siempre se debe satisfacer a pesar de otros criterios de optimización. No se obtendrán las metodologías para el transporte de recortes. La principal cuestión son los nuevos criterios de optimización. Sin embargo, en la aplicación práctica de estos criterios, se deben utilizar modelos de transporte de recortes para definir los gastos mínimos para un pozo dado.

9.5 Nuevo método para la optimización hidráulica

Tradicionalmente, se selecciona un desarrollo que relacionan los procesos físicos utilizando la máxima potencia hidráulica en la barrena y la máxima fuerza de impacto del chorro del fluido de control en el fondo del pozo; siendo estos criterios insuficientes para la práctica en los nuevos retos de la perforación.

Partiendo de la necesidad de nuevos criterios para seleccionar parámetros hidráulicos de manera sistemática en una operación de perforación, se considera que el gasto es el parámetro crítico para mejorar el transporte de recortes mostrado en la tabla 9.5a. Las tendencias recientes en la perforación costafuera son hacia gastos más altos que los recomendados por el criterio tradicional. Sin embargo el gasto en sí no es adecuado como un criterio de rendimiento, dado que no toma en cuenta otras partes del proceso. (Aadnoy, 2012).

*Tabla 9.5a Enfoques del sistema hidráulico
(Modificado de: Guía de Diseño para la Hidráulica en la Perforación de Pozos Petroleros, 2010).*

Posición	Régimen de flujo	Limitación	Parámetro crítico
1. Tubería superficial	Turbulento	Desgaste	
2. Dentro de la tubería de perforación	Turbulento	Desgaste	
3. Dentro de los lastrabarrenas	Turbulento	Desgaste	
4. A través de las toberas	Turbulento	Desgaste	
5. Espacio anular alrededor de los lastrabarrenas	Turbulento/Laminar	Deslaves	Gasto
6. Espacio anular alrededor de la tubería de perforación	Laminar	Acarreo de recortes	Gasto
7. Dentro del raiser	Laminar	Acarreo de recortes	Gasto

La potencia hidráulica utilizada a través de las toberas es igual al producto qP_2 , y la máxima potencia hidráulica está definida por la Ecuación 9.2d.

Se obtiene la fuerza de impacto multiplicando el gasto por $\sqrt{P_2}$ en lugar de P_2 como en la potencia hidráulica, como lo muestra la Ecuación 9.2e.

Tomando ventaja del modelo indicado arriba y definiendo una variable no-física que es producto de $q^{n/2}\sqrt{P_2}$ donde el parámetro n está definido como un índice de desarrollo.

Derivando esta función e igualando a cero se obtiene la óptima:

$$\frac{d(q^{n/2}\sqrt{P_2})}{dq} = 0 \quad \dots\dots\dots \text{Ecuación 9.5a}$$

Las Ecuaciones 9.1c y 9.1d expresan la caída de presión en la tobera como las caídas de presión de la bomba y parásita:

$$P_2 = (P_1 - Cq^m) \quad \dots\dots\dots \text{Ecuación 9.5b}$$

Combinando las ecuaciones 9.5a y 9.5b y resolviendo se obtiene una ecuación general para el criterio de optimización como sigue:

$$q^m = \frac{nP_1}{C(m+n)}$$

$$P_3 = \frac{P_1 n}{(m+n)} \quad \dots\dots\dots \text{Ecuación 9.5c}$$

Se pueden obtener un buen número de criterios utilizando los desarrollos indicados, la Tabla 9.5b resume esta aseveración.

Tabla 9.5b Comparación y revisión de criterios de optimización (Modificado de: Aadnoy, Bernt S, Modern Well Design, 2012).

Índice de desarrollo	Ecuación	Criterio	Fracción de pérdida de presión parásita	Gasto
1	qP_2	Máxima Potencia	$\frac{1}{(m+1)}$	$\frac{P_1}{C(m+1)}$
2	$q\sqrt{P_2}$	Máximo fuerza de impacto.	$\frac{2}{(m+1)}$	$\frac{2P_1}{C(m+2)}$
3	$q^{3/2}\sqrt{P_2}$	Nuevo A	$\frac{3}{(m+1)}$	$\frac{3P_1}{C(m+3)}$
4	$q^2\sqrt{P_2}$	Nuevo B	$\frac{4}{(m+1)}$	$\frac{4P_1}{C(m+4)}$
5	$q^{5/2}\sqrt{P_2}$	Nuevo C	$\frac{5}{(m+1)}$	$\frac{5P_1}{C(m+5)}$

CAPÍTULO 10.

TECNOLOGÍA DE EXPANSIÓN

CAPÍTULO 10. TECNOLOGÍA DE EXPANSIÓN

La tecnología tubular expandible también definida como estirado en frío del acero en el fondo del pozo representa diversas oportunidades para ciertas situaciones como será brevemente mencionado:

- Contingencia única, problemas inesperados
- Contingencia planificada
- Elemento en la perforación del pozo
- Planificación en múltiples usos

A finales de los 80's y principios de los 90's la industria empezó a investigar la posibilidad de utilizar tubulares expandibles de fondo del pozo para superar el tradicionalmente pozo telescopiado. La idea era crear una tecnología que eventualmente resultara en un pozo con un solo diámetro y reducir drásticamente los costos totales de perforación y terminación.

La prueba de concepto original en la que se consideraron tuberías sólidas expandibles convencionales fue realizada en 1993 por Royal Dutch Shell en The Hague. Esta primera expansión fue alrededor del 22% de la tubería original de 4 pulgadas de diámetro.

Aunque en la prueba se utilizaron tramos de tubería soldadas entre sí, un importante avance técnico ocurrió en 1998, con el desarrollo de conexiones roscadas expandibles (conectores expandibles) en Oilfield Country Tubular Goods (OCTG). Estas conexiones son capaces de sobrevivir a esfuerzos extremos que pueden ocurrir si se impide que la tubería de revestimiento expandible se encoja durante la instalación del sistema. Esta condición puede ocurrir cuando el liner se llega a pegar diferencialmente mientras se está expandiendo.

Ahora, ejemplificando su utilidad en general podemos citar:

Mitigar condiciones con tecnología de expansión

Problemas típicos de perforación que pueden ser mitigados con una solución de camisa expandible incluyen:

- Estabilidad del agujero inadecuada
- Agujero sobre expuesto como un resultado de los problemas de perforación, fallas en el equipo prolongan el viaje redondo, etc.
- Formaciones sobre presionadas
- Formaciones bajo presionadas
- Tolerancias cercanas de gradiente de fractura/presión de poro
- Aislamiento deficiente a través de múltiples zonas
- Reparación de la TR que fue cementada superficialmente por error

Mitigar riesgos

Asegurarse de llegar a la profundidad total con el diámetro interior requerido mientras reduce el tiempo no productivo. Los proyectos de perforación se caracterizan por presentar retos únicos que a menudo conducen a un costoso tiempo improductivo. La mayoría de las veces se pueden eliminar problemas potenciales antes de que ocurran.

Si un sistema expandible es planeado desde el principio del diseño de perforación del pozo, la tecnología expandible es utilizada como una oportunidad y no como una necesidad para mitigar la contingencia, lo cual se traduce en una reducción en el tiempo de perforación de casi el 66%.

-Profundidad extra de tubería de revestimiento

Cuando las condiciones de perforación dictan una profundidad de tubería de revestimiento para ser cementada más alto de lo planeado, los sistemas expandibles ofrecen una solución que le permite mantenerse en el plan. Desde que las camisas expandibles se expanden en el fondo del pozo, el diámetro interno se agranda *in situ* permitiendo correr tuberías de revestimiento más largas para la siguiente sarta, manteniendo así el pozo sobre el objetivo. Si una camisa expandible está planeada estratégicamente dentro del diseño del pozo:

- Se pueden aislar zonas problemáticas
- Se minimizan riesgos
- Se mejora el valor

En base a los puntos ya definidos, y su desarrollo histórico, podemos aseverar que fue hasta mediados de la década de 1900 que la industria expandió exitosamente tubería *in situ* (por ejemplo en el fondo del pozo). En ese momento, los operadores en la ex Unión Soviética expandieron exitosamente tubo corrugado con presión de agua y conos de rodillo para tapar zonas problemáticas en agujero descubierto. Este sistema transicional y su relevante aplicación motivaron aún más la evolución de la tecnología expandible.

10.1 Proceso de expansión

La tecnología tubular expandible consiste en estirar en frío la tubería de acero en el fondo del pozo. Esta expansión plástica *in situ* (deformación) de OCTG se realiza ya sea empujando o jalando un enderezador, como se muestra en la Figura 10.1a, una tubería con un diámetro interior (DI) más pequeño que el enderezador.

Las fuerzas de expansión dependen del coeficiente de fricción entre el enderezador (cono) y la superficie del DI de la tubería. Un recubrimiento lubricado especialmente desarrollado aplicado al DI de la tubería proporciona un medio ecológico y económico para reducir la fricción.

Para expandir la tubería plásticamente, un cono puede ser conducido por la fuerza que se genera al aplicar una diferencial de presión a través del enderezador mismo, o por una fuerza directa de empuje o jalón, si la tubería está anclada. La componente radial del esfuerzo total aplicado al acero causa la deformación

plástica de la tubería. El material de la tubería cumple con las propiedades fundamentales de elasticidad y plasticidad.



Figura 10.1a Mandril utilizado para deformar permanentemente tubería sólida expandible

Dentro del rango elástico, el material se deforma linealmente con el aumento de los niveles de esfuerzo, pero regresa a su forma original cuando se retira la carga.

El material alcanza su punto cedente, cuando el esfuerzo aplicado fuerza al material a pasar del rango elástico al rango plástico. Dentro del rango plástico, la deformación no incrementa linealmente respecto al incremento en el esfuerzo.

La deformación llega a ser permanente aun cuando el esfuerzo es removido. Si el esfuerzo continúa incrementando a través del rango plástico, el material alcanzaría la denominada resistencia última, donde eventualmente fallará, como se aprecia en la Figura 10.1b.

La ley de Hooke dice que en el rango elástico de un material, la deformación es proporcional al esfuerzo.

La elongación de la tubería es directamente proporcional a la fuerza de tensión (esfuerzo) y la longitud de la tubería, e inversamente proporcional a la sección transversal y el módulo de elasticidad.

La Ley de Hooke se da como:

$$\delta = \frac{PL}{AE} \quad \dots\dots\dots \text{Ecuación 10.1a}$$

δ = elongación de la tubería, [pg]

P = fuerza aplicada a la tubería, [lbf]

L = longitud de la tubería, [pg]

A = área de la sección transversal de la tubería, [pg²]

E = módulo de elasticidad, [psi]

Para materiales bajo tensión, la deformación es proporcional al esfuerzo aplicado:

$$\epsilon = \frac{\sigma}{E} \quad \dots\dots\dots \text{Ecuación 10.1b}$$

donde:

ϵ = deformación, [%]

σ = esfuerzo, [psi]

E = módulo de elasticidad, [psi]

La deformación total es la suma de las deformaciones plástica y elástica, donde ϵ_e es reversible (desaparece cuando la carga es removida) y ϵ_p es permanente (permanece incluso si la carga es removida). Ilustrada en la siguiente figura.

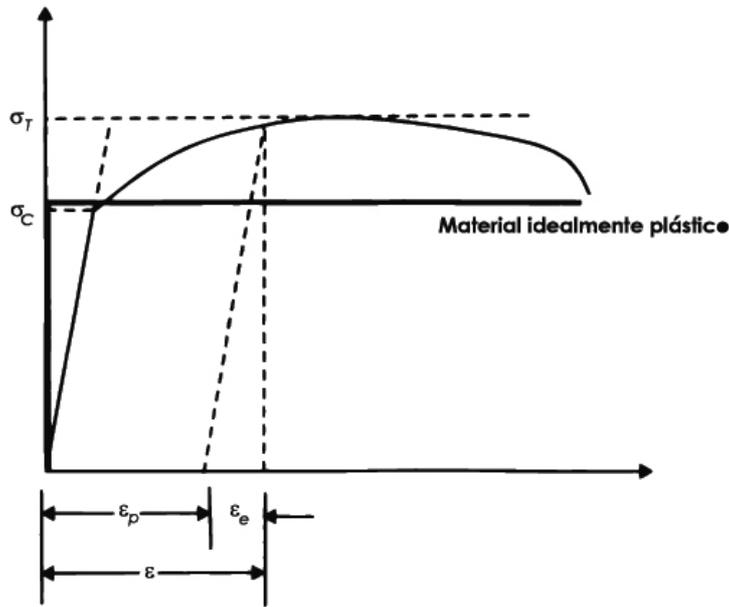


Figura 10.1b Curva de esfuerzo/deformación con base en la Ley de Hooke y el Módulo de Young

$$\epsilon = \epsilon_e + \epsilon_p \dots \dots \dots \text{Ecuación 10.1c}$$

donde:

ϵ = deformación total, [%]

ϵ_e = deformación elástica, [%]

ϵ_p = deformación plástica, [%]

σ_c = esfuerzo cedente [psi]

σ_T = resistencia a la tensión [psi]

Es posible alcanzar expansiones en el fondo del pozo mayores al 20%, pero la mayoría de las aplicaciones prácticas utilizan tuberías de 3.5 a 16 pulgadas y requieren menos del 18% de expansión. Solo las aplicaciones en las que no se permite la reducción del tamaño del agujero (sistemas mono-diámetro) requieren más de un 20% de expansión. La deformación plástica del acero no depende considerablemente de la tasa de deformación. Como se ha demostrado en pruebas laboratorio/campo es posible expandir tuberías excediendo una tasa de 100 pies/min. En un entorno real del piso del equipo, y teniendo en cuenta las consideraciones de seguridad, la tasa de expansión es usualmente limitada a 50 pies/min.

10.1.1 Presiones y fuerzas de expansión

La expansión se realiza desde la fuerza que el mandril ejerce sobre la tubería cuando se aplica presión. La cantidad de presión requerida para iniciar y mantener la expansión varía de acuerdo al tamaño, profundidad y condiciones del pozo. Los sistemas expandibles son diseñados típicamente para mantener la presión de expansión desde 40% hasta 65% de la cedencia interna de la tubería. Las presiones pueden ir desde 1,500 psi hasta 4,000 psi, dependiendo de la aplicación y del tamaño de la tubería.

Durante la deformación plástica de la tubería, todas las fuerzas tienen que estar balanceadas (ecuación de equilibrio), y el volumen de la deformación del material debe permanecer constante (incompresibilidad volumétrica). Estos dos factores permiten derivar las expresiones para la magnitud de las presiones y fuerzas de expansión, y la cantidad de encogimiento de la tubería y reducción de la pared.

Fuerzas de expansión

$$F_{exp} = d_0 t_0 (1 + \mu \cot \alpha) \sigma_c \varepsilon \quad \dots \dots \dots \quad \text{Ecuación 10.1.1a}$$

donde:

F = fuerzas de expansión, [lbf]
 d_0 = diámetro original interno, [pg]
 t_0 = espesor original de la pared, [pg]
 μ = coeficiente de fricción
 α = mitad del ángulo del cono, [rad]
 σ_c = esfuerzo cedente, [psi]
 ε = deformación total, [%]

Presiones de expansión

$$P_{exp} = \frac{4t_0}{d_0} \left[(1 + \mu \cot \alpha) \sigma_c \frac{\varepsilon}{(1 + \varepsilon)^2} \right] \quad \dots \dots \dots \quad \text{Ecuación 10.1.1b}$$

donde:

P_{exp} = presiones de expansión, [psi]
 d_0 = diámetro original interno, [pg]
 t_0 = espesor original de la pared, [pg]
 μ = coeficiente de fricción
 α = mitad del ángulo del cono, [rad]
 σ_c = esfuerzo cedente, [psi]
 ε = deformación total, [%]

Reducción de la pared

$$t = t_0 (1 - 0.5\varepsilon) \quad \dots \dots \dots \quad \text{Ecuación 10.1.1c}$$

donde:

t = espesor final de la pared, [pg]
 t_0 = espesor original de la pared, [pg]
 ε = deformación total, [%]

Encogimiento de la tubería

$$L = L_0(1 - 0.5\varepsilon) \dots\dots\dots \text{Ecuación 10.1.1d}$$

donde:

L = longitud final de la tubería, [pg]

L_0 = longitud original de la tubería, [pg]

ε = deformación total, [%]

Estas ecuaciones denotan que las presiones y fuerzas de expansión son directamente proporcionales a la cedencia de la tubería, coeficiente de fricción, y la cantidad de expansión.

Aunque el coeficiente de fricción sea muy pequeño, aún es necesario realizar un determinado trabajo mecánico para deformar (expandir) plásticamente la tubería. Estas ecuaciones se derivaron suponiendo el comportamiento plástico ideal, que subestima considerablemente las presiones y fuerzas de expansión.

La plasticidad ideal es la forma más simple de aproximarse al comportamiento no elástico, cuando se supone que después de alcanzar el esfuerzo cedente, el material continúa deformándose plásticamente bajo esfuerzo constante como ya se esquematizó en la figura 10.1b.

10.2 Efectos de expansión en las propiedades del material

Tuberías sólidas expandibles son producidas con aceros de resistencia convencional, pero lo suficientemente dúctil como para soportar una operación de conformación en frío en la que su diámetro aumenta en el fondo de pozo. La tubería expandible inicialmente consistía de productos con costura, porque el espesor de la pared podía ser controlado dentro de los límites requeridos por el proceso. Tubería de Revestimiento sin costura es utilizada y preferida ampliamente en la actualidad por la mayoría de clientes finales. Otros materiales aplicables (dependiendo del caso) incluyen tuberías manufacturadas con metales no ferrosos, tales como aleaciones de cromo, aluminio o titanio.

Los materiales apropiados de la tubería presentan un comportamiento deformación-endurecimiento de tal manera que las tuberías tienen presiones de estallamiento similares antes y después de la expansión. El colapso de la tubería expandible es afectado negativamente con el proceso de expansión por un factor de 30 a 50%, debido al esfuerzo residual y al efecto Bauschinger. La mayor parte de este esfuerzo residual se disipa con el tiempo, incluso con bajas cantidades de calor. Ingeniería confiable con estas tuberías es posible porque los valores post expansión dados por los proveedores representan esta posición de colapso reducida.

Imperfecciones en el espesor de la pared son una causa potencial para localizar la deformación plástica en zonas de espesor de pared mínimas durante la expansión. En consecuencia, pueden ocurrir estrangulamiento y fallas dúctiles. Por lo tanto, la expansión de la tubería sólida exige cualidades tubulares con especificación más restrictiva de las tolerancias sobre el diámetro interno y externo. Defectos en la superficie, así como también defectos a granel, pueden ser perjudiciales para el proceso de expansión. Los

defectos pueden crecer y causar fractura dúctil y falla catastrófica de la tubería. Por lo tanto, la expansión de tubería sólida exige prácticas más estrictas de inspección tubular.

Conocer las propiedades mecánicas después de la expansión es imprescindible para una posición de servicio precisa del producto tubular bajo evaluación. Resistencia post expansión, ductilidad, impacto, tenacidad, colapso y estallamiento han sido estudiados. Utilizando materiales de baja cedencia basados en el carbono (50 ksi contra 80 ksi) para crear tuberías de revestimiento expandibles, pueden ser fácilmente tolerados bajos niveles de H₂S.

Originalmente se pensaba que el uso de materiales de baja cedencia podría afectar significativamente el colapso de los productos, pero se ha demostrado que, normalmente, el colapso es solo de menos de 100 psi para materiales de 50 ksi de tuberías de revestimiento manufacturadas con materiales de 80 ksi. Para concentraciones mayores de H₂S, se requieren materiales de aleaciones resistentes a la corrosión.

Como ya se mencionó, camisas expandibles muestran una reducción en la resistencia al colapso después de la expansión. Esta reducción se debe a que el diámetro de la tubería de revestimiento es físicamente más grande después de la expansión. También, como resultado del estirado en frío de la tubería en el fondo del pozo, en la tubería de revestimiento se mantiene algún esfuerzo residual después de la expansión. Expandir tubería de pared gruesa incrementa la resistencia al colapso, pero también el pozo se hace más estrecho.

Por ejemplo, una extensión de liner de la TR 9 5/8" puede correrse y ofrecer todavía la posibilidad de correr una camisa de conexiones al ras de 7". La resistencia al colapso es de aproximadamente 2,800 psi. Expandiendo una tubería de pared gruesa puede resultar en una resistencia al colapso de 4,500 psi pero la opción de correr una camisa de conexiones al ras de 7" a través de la extensión de camisa desaparece. Este problema geométrico sigue siendo la razón principal para expandir tuberías de pared delgada en ciertos tamaños de tuberías de revestimiento, pero en otros tamaños tuberías de revestimiento de pared gruesa pueden ser utilizadas para agregar capacidad de colapso a la tubería de revestimiento expandida. Incrementar el esfuerzo cedente no ofrece ningún incremento notable sobre la resistencia al colapso, como resistencia al colapso es principalmente una función de espesor de pared para tubería de pared delgada.

10.2.1 Estallamiento y colapso

El estallamiento y colapso de tubería son proporcionales al esfuerzo cedente del acero. En general, entre mayor esfuerzo cedente, menor deformación plástica de tubería puede sobrevivir antes de fallar. Equilibrar el rendimiento de la tubería después de la expansión y la confiabilidad del proceso de expansión es crítico. La presión de colapso de OCTG se reduce hasta en un 50% después de la expansión.

Un efecto menor en la presión de estallamiento es observado. Si bien hay algunas pruebas que sugieren que los esfuerzos residuales son un factor que contribuye a esta reducción de la presión de colapso, la preponderancia de la evidencia sugiere que la principal causa es el efecto Bauschinger.

El efecto Bauschinger ocurre cuando el flujo plástico en una dirección (expansión) disminuye el esfuerzo aplicado al cual comienza el flujo plástico en la dirección inversa (colapso). Se está trabajando para hacer una evaluación exacta de este efecto en las condiciones de fondo de pozo simuladas (temperaturas,

presiones, etc.), así como el trabajo sobre los métodos para llevar a cabo la recuperación in situ de la resistencia al colapso.

10.2.2 Tensión

Este método de trabajo en frío de expandir tubería causa la mayoría de la deformación que ocurre en la dirección del agujero, con menor adelgazamiento de pared y alguna contracción de la tubería. El grado más bajo de resistencia de tubería muestra un incremento en cedencia, los grados más altos de resistencia muestran decrementos, y grados intermedios muestran un pequeño cambio. Con la expansión, la resistencia última a la tensión tiende a aumentar y la elongación tiende a disminuir (resultado natural de trabajar en frío el metal). Dificultades experimentales asociadas con esfuerzos residuales en tuberías expandidas pueden causar un alto grado de variabilidad en los datos de las pruebas cedencia-resistencia.

10.2.3 Tenacidad y prueba de impacto Charpy

La prueba Charpy mide la energía absorbida por un espécimen estándar con muesca, mientras se rompe bajo una carga de impacto. La prueba de impacto Charpy continúa utilizándose como un método económico de control de calidad para determinar la sensibilidad de la muesca y la tenacidad al impacto de materiales ingenieriles.

De las propiedades mecánicas evaluadas, la más importante es el efecto de expansión sobre la tenacidad al impacto Charpy.

La tenacidad al impacto Charpy se reduce por el trabajo en frío de expansión, lo que indica la necesidad para que inicialmente mayores tenacidades sean requeridas a las que normalmente se requieren de aceros hechos para expansión como se muestra en la Figura 10.2.3.

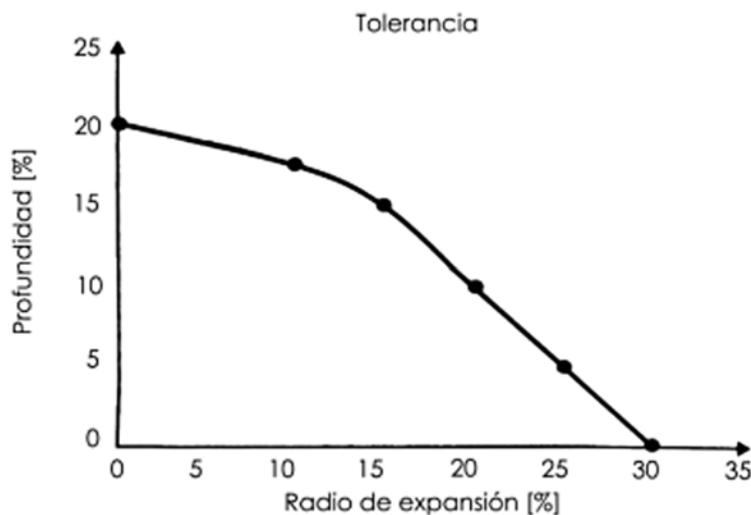


Figura 10.2.3 Tenacidad y prueba de impacto Charpy

10.3 Técnicas de expansión

Con el principio básico definimos que la expansión de la tubería requiere alcanzar la deformación plástica de la tubería de revestimiento para expandir permanentemente el tubo, el enfoque cambia a la mejor forma de llevar a cabo los resultados deseados.

Las técnicas de expansión asumen diferentes características, dependiendo de las condiciones dinámicas geológicas y las propiedades fijas del material.

Este enfoque describe el método empleado para propagar el proceso técnico que produce un resultado final aplicable y relevante. Las técnicas actuales de expansión incluyen lo siguiente.

10.3.1 Expansión con agua

La expansión con agua consiste en aplicar presión hidráulica interna (movimiento de líquido bajo presión) dentro de la tubería de revestimiento para formar o reformar la tubería.



Figura 10.3.1 Proceso de expansión con agua, antes y después.

10.3.2 Expansión cónica

La expansión cónica fuerza un enderezador ya sea bombeando, jalando, o empujando a través del tubo para deformar plásticamente la tubería de revestimiento y permitir que sea expandida permanentemente, como se muestra en la siguiente figura. La mayoría de los productos sólidos expandibles actualmente disponibles son expandidos a través del uso de un cono.

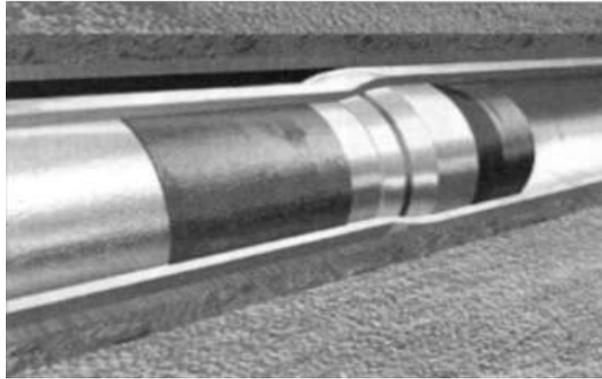


Figura 10.3.2 Técnica de expansión cónica.

10.3.3 Expansión rotaria

La expansión rotaria combina presión hidráulica, carga axial y rotación para deformar la tubería de revestimiento permanentemente. La herramienta de expansión se corre dentro del colgador expandible y se hace girar desde la superficie, mientras simultáneamente se aplica presión a través de la columna de trabajo y la herramienta de expansión, forzando a un conjunto de rodillos de la herramienta de expansión para realizar la expansión. Cuando los rodillos de la herramienta son forzados contra el interior de la tubería de revestimiento expandible desde la presión hidráulica aplicada, ya que están siendo girados desde la superficie del pozo, la tubería de revestimiento expandible es forzada a expandir su diámetro por una cantidad predeterminada de presión.

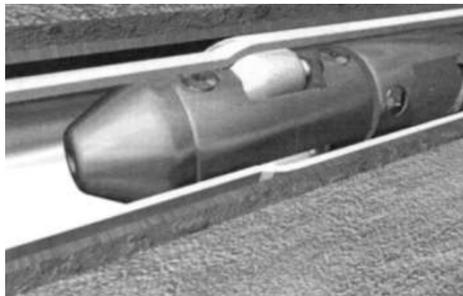


Figura 10.3.3 Técnica de expansión rotaria

10.4 Dirección de expansión

Cuando la tubería de revestimiento se expande en el agujero descubierto con un cono, la ley de balance de materia aumenta el diámetro de la tubería de revestimiento con un ligero adelgazamiento de la pared de la tubería de revestimiento (aproximadamente un 5%), acompañado de un encogimiento en la longitud del 4-7%. El encogimiento de la longitud de la camisa depende del porcentaje de expansión y debe tomarse en cuenta la geometría del dispositivo de expansión.

La reacción física de la redistribución del material significa que por cada 1,000 pies de tubería de revestimiento expandida, la camisa encoge aproximadamente 50 pies. Si una camisa se corre al fondo del pozo, anclada en la parte superior y expandida de arriba hacia abajo, una camisa de 1,000 pies se reduce

a 950 pies y los 50 pies del fondo del pozo están expuestos. La expansión del fondo a la superficie proporciona un medio para abordar el tema expuesto.

A medida que la camisa se expande de abajo hacia arriba, la columna de tubería de revestimiento encoge desde la parte superior. El encogimiento puede ser compensado corriendo una camisa adicional y permitiéndole ser acortada a la longitud deseada final en la superposición de la columna previa de tubería de revestimiento. Esta asignación asegura que la sección del fondo del pozo (normalmente la sección más crítica) esté descubierta.

10.5 Sistema de expansión

La naturaleza misma del pozo determina qué herramientas y sistemas de expansión son aplicables, ya sea en agujero descubierto o revestido. Actualmente, la tecnología expandible es usada para construir pozos más profundos, más delgados, y más productivos, y se utiliza para reparar o sellar tubos desgastados o dañados.

En aplicaciones de fondo del pozo, la tecnología sólida expandible reduce o elimina el perfil telescópico del pozo. En el agujero descubierto, la tecnología extiende intervalos de tubería de revestimiento en la preparación para la perforación a través de zonas problemáticas, o cuando un evento no planeado en el pozo requiere sacrificar o comprometer la profundidad de la tubería de revestimiento como fue diseñada en el plan de perforación.

En el agujero revestido, la tecnología puede reparar o remediar problemas de tubería de revestimiento con un impacto mínimo de reducción del tamaño del agujero, en lugar de representar el tamaño inadecuado del sistema de terminación.

Solo por mencionar algunos sistemas comunes tenemos:

Sistema sólido expandible para agujero revestido

Sistema sólido expandible para agujero descubierto

- *Sistema de camisa ranurada*
- *Sistema de camisa sólida expandible*
- *Sistemas de revestimiento*
- *Sistemas mono-diámetro en camisa*

CAPÍTULO 11.

DIAGNÓSTICO DE POZOS, PROBLEMAS Y RECOMENDACIONES DE SOLUCIÓN

CAPÍTULO 11. DIAGNÓSTICO DE POZOS, PROBLEMAS Y RECOMENDACIONES DE SOLUCIÓN

Como conclusión a la tesis expuesta, se pretende ofrecer un complemento general de diagnóstico que aunado a las especificaciones ya mencionadas para los diversos tipos de pozos que implican operaciones críticas representen una guía para el éxito operativo de su infraestructura.

11.1 Fuentes de problemas en pozos petroleros

Los potenciales problemas aun después de haber realizado la infraestructura necesaria que pone en contacto el yacimiento con la superficie (pozo), son numerosos y generalmente secuenciales e interactivos, es decir, su óptimo funcionamiento al producir se puede ver disminuido por causas diversas como:

- 1) Una cementación inadecuada durante la colocación o remoción subsecuente, que origina corrosión en la tubería de revestimiento.
- 2) La formación inadecuada de resistencias (cementación inter-granular), que a su vez genera:
 - La pérdida inicial de la productividad.
 - La incapacidad para realizar eficazmente las operaciones de la línea de acero.
 - La erosión y daño en el fondo del pozo o en el equipo de superficie.

La mayoría de los problemas que ocurren en el pozo con frecuencia se agrupan en diferentes categorías como se muestra en la Tabla 11.1:

Tabla 11.1 Fuente de los problemas del pozo (Gómez C. J.A. Apuntes de Producción de Pozos I, 1985).

Fuentes de problema					
Yacimiento		Terminación		Pozo	
<i>Manejo</i>	<i>Producción Inyección</i>	<i>Equipo</i>	<i>Consideraciones de Bombeo</i>	<i>Tubería de revestimiento</i>	<i>Cabeza de Pozo</i>

11.1.1 Problemas asociados en pozos petroleros

Los yacimientos son estructuras geológicas altamente complejas, por lo que deben ser eficazmente tratados si se quiere optimizar su funcionamiento como sistema. Existen diversas razones fundamentales por las que el yacimiento genera problemas que requieren trabajos de reparación de pozo:

- Los yacimientos se desarrolla inicialmente con pocos datos y por lo tanto, una comprensión incompleta de sus características físicas. Esto limita la exactitud con la que se puede modelar con fines de planificación.
- Los yacimientos presentan una respuesta dinámica a la producción y a la inyección. Esto implica que su respuesta debe ser modelada, evaluada y actualizada periódicamente. En caso necesario, métodos alternativos para la producción o el agotamiento del yacimiento tiene que ser posiblemente evaluado e implementado.
- El equipo de producción tiene una vida útil finita que no sólo depende de su aplicación, sino también de la forma en que es utilizado e instalado.

Los problemas asociados al yacimiento pueden ser clasificados o relacionados, en problemas en el yacimiento ocasionados por las consideraciones de la productividad / inyectabilidad, y por los objetivos de manejo del yacimiento, que a su vez se subdividen en diversos factores, como se puede observar en la Tabla 11.1.1.

Tabla 11.1.1 Problemas relacionados con el yacimiento (Gómez C. J.A. Apuntes de Producción de Pozos I, 1985).

Problemas del yacimiento						
Manejo del yacimiento			Consideraciones de producción/inyección			
<i>Normativa de drene</i>	<i>Perfiles producción/inyección</i>	<i>Estado del pozo</i>	<i>Productividad ineficiente de la perforación</i>	<i>Limitaciones en el comportamiento del yacimiento</i>	<i>Producción excesiva de agua/gas</i>	<i>Producción de arena</i>
				<i>Natural</i>	<i>Inducida</i>	

11.1.2 Los problemas del pozo para flujo de fluidos

El comportamiento de un yacimiento depende primordialmente del óptimo uso de la presión. Es por eso necesario atender a la ubicación y la magnitud de la pérdida de presión en el sistema. Existen cuatro categorías principales de problemas identificados en esta área y son:

Productividad / inyectabilidad ineficiente debido a las perforaciones: Las perforaciones a través de la pared de la tubería de revestimiento, puede proporcionar una limitación crítica sobre la continuidad del flujo entre el pozo y el yacimiento. Los principales factores que influyen según este criterio son:

- El ángulo de orientación de los disparos (fase).
- El número de disparos (densidad).
- Diámetro y longitud de penetración.
- Daño de la perforación debido a la compactación y la infiltración.

Limitaciones en el comportamiento del yacimiento: Hay muchos factores que influirán en la capacidad de un yacimiento para la "entrega" de fluido en el pozo. Algunos de ellos ejercen un efecto de control. Es importante, distinguir entre las limitaciones naturales e inducidas.

La relación matemática más simple que define la productividad de un pozo es la ecuación de régimen estacionario de flujo radial:

$$P_e - P_{wf} = 141.2 \frac{q_s \mu_s B_s}{K_s h} \ln \frac{r_e}{r_w} \dots \dots \dots \text{Ecuación 11.1.2a}$$

donde:

P = presión, psi.

q_s = gasto de la fase, ft³/día @ c.s.

μ_s = viscosidad del fluido.

B_s = factor de volumen del fluido en la formación 'S'.

K = permeabilidad de la roca para el fluido 'S'

r = radio, ft

h = espesor vertical del yacimiento.

Los subíndices:

e = se refiere a radio exterior del yacimiento

wf = presión de fondo fluyente

W = pozo

s = fase del fluido, o, w, g

El flujo de fluidos en el yacimiento hacia el pozo es controlado por:

- La presión del yacimiento.
- El tamaño del yacimiento y su capacidad para mantener la presión, es decir, el mecanismo de empuje que predomine en el yacimiento.
- La movilidad del fluido en el yacimiento, es decir, la relación entre la permeabilidad de la roca y la del fluido.

Relación de movilidad

$$M_o = \frac{K_o}{\mu_o} \dots \dots \dots \text{Ecuación 11.1.2b}$$

donde:

K = permeabilidad

μ = viscosidad

'o' el subíndice se refiere a la fase aceite.

Además, hay que reconocer que las limitaciones de comportamiento del yacimiento pueden ser naturales o inducidas según sean las razones que lo rigen de manera dominante.

-Limitaciones naturales del comportamiento del yacimiento: De la ecuación 11.1.2a, se puede observar que el gasto q , depende directamente de la caída de presión en el yacimiento ($P_e - P_{WF}$). Una disminución lineal en la presión del yacimiento será acompañada por una caída inversamente proporcional en la tasa de producción. En casi todos los yacimientos se observa una disminución de la presión a medida que el fluido es producido. La tasa de disminución dependerá de la capacidad volumétrica del yacimiento, en comparación con el volumen de fluido extraído y a la capacidad de los fluidos para expandirse o a la afluencia de fluido que se produzca en el yacimiento para compensar el agotamiento. Los yacimientos presentarán una declinación de presión menos drástica si:

- Contiene gas o aceite ligero (gas en solución o empuje de casquete de gas).
- Posee una alta **RGA** (gas en solución o empuje de casquete de gas).
- Cuentan con el apoyo de un buen acuífero (empuje de agua).

Las propiedades de las rocas también influirán en la productividad, así como se define en la permeabilidad K en la ecuación 11.1.2a.

La permeabilidad absoluta es una medida de la resistencia al flujo de un fluido específico a través de los medios porosos que depende principalmente del tamaño del poro y la morfología. En situaciones en las que más de un fluido ocupa el espacio de los poros, sino que también depende de la magnitud relativa de la saturación del fluido en el espacio poroso. En tales casos, la permeabilidad para un fluido específico es ajustada por un término dependiente de saturación conocido como la permeabilidad relativa. Es decir.

$$K_o = k_{ro} K \dots \dots \dots \text{Ecuación 11.1.2c}$$

Donde:

K_o = Permeabilidad al aceite.

k_{ro} = Permeabilidad relativa al aceite.

K = Permeabilidad absoluta de la roca al fluido.

Las saturaciones que son propias de los yacimientos de aceite y gas son tales que estas serán las fases móviles. Sin embargo, cuando la presión en un yacimiento de aceite con empuje por gas en solución, cae por debajo del punto de burbuja, las saturaciones de gas aumentarán hasta que se convierte en móvil y, posteriormente, el gas y el aceite fluyen a través del espacio poroso, como se puede observar en la Figura 11.1.2a. Se trata de un fenómeno natural que se espera en un yacimiento con empuje de gas solución con una disminución constante del índice de producción resultante de aceite.

La viscosidad del fluido en el yacimiento tendrá un efecto inversamente proporcional en el índice de producción. El aceite, crudo pesado en particular experimenta esto como una limitación en su comportamiento de producción.

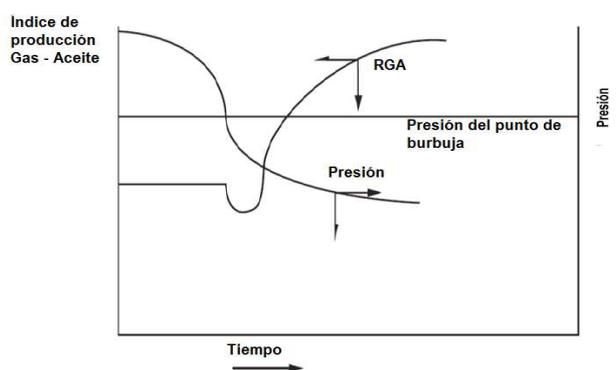


Figura 11.1.2a Historial de producción para un empuje de gas en solución en el yacimiento. (Nieto R. Rafael, Apuntes de Comportamiento Primario de Yacimientos, 1994).

-Limitaciones inducidas por el desempeño del pozo: Pueden surgir en cualquier etapa de desarrollo del pozo, es decir, desde la perforación inicial hasta la producción y reparación del pozo. El rango de mecanismos que inducen a las limitaciones del comportamiento del pozo es conocido como daño a la formación y sus efectos reducen la producción, por causas como las siguientes:

- Reducir la permeabilidad absoluta de la roca.
- Reducir la permeabilidad relativa del sistema, es decir, descenso en la fase móvil principal.
- Incrementar la viscosidad del fluido móvil.

El impacto potencial de estos parámetros se puede ver en la ecuación desarrollada por la combinación de las ecuaciones (11.1.2b) y (11.1.2c).

El daño de formación se traduce en una reducción o limitación del comportamiento del pozo y puede ocurrir debido a una variedad de factores.

- A la obstrucción de los espacios porosos por sólidos asociados con los fluidos de perforación, terminación o fluidos inyectados.
- A la formación y acumulación de incrustaciones inorgánicas debido a la mezcla de fluidos incompatibles.
- A la migración o hidratación de las arcillas.
- A la compactación asociada con el agotamiento del yacimiento.

- Al cambio de mojabilidad.
- A la modificación de la saturación del fluido - bloqueo por agua.
- A la formación de emulsión debido a la reducción de la tensión interfacial.

Un daño inducido reduce la productividad en gran magnitud; aunado a que la remoción de daño no suele ser completamente eficaz, además, puede ser costosa y por lo tanto, la mejor vía de optimización bajo este criterio es la prevención.

Excesiva producción de agua o gas: La producción excesiva de agua o de gas se debe evitar ya que pueden reducir radicalmente el índice de producción de aceite, la recuperación final (yacimientos con empuje de gas en solución), y además afecta directamente a los costos de producción.

La producción excesiva de agua tiene las siguientes desventajas:

- Aumento de los volúmenes de agua destinados a la eliminación.
- Aporta grandes volúmenes de fluidos que forman potencialmente incrustaciones en el pozo.
- Aumenta el riesgo de desestabilización de la arena alrededor del pozo.
- Reducción de la fracción de aceite por los fluidos producidos.
- Reducción de la tasa de producción total debido a una mayor exigencia de la columna hidrostática en la tubería.
- Reducción de la capacidad de procesamiento de aceite.

La producción excesiva de gas tiene las siguientes desventajas:

- Reduce la tasa de producción debido a una mayor pérdida de presión por fricción.
- Reduce la capacidad del yacimiento para mantener la presión y por lo tanto la tasa de producción.
- Reducción de la capacidad de procesamiento.
- Reducción de la fracción de aceite en los fluidos producidos.
- Incrementa la posibilidad de producción de arena debido a la erosión.

Tales fluidos entran en el pozo, por:

- La comunicación que se establece entre el intervalo perforado y un contacto de fluido, por ejemplo, contacto agua-aceite (C.A.A.) o contacto gas-aceite (C.G.A.).
- La migración lateral hacia el pozo a través de una capa de alta permeabilidad, es denominada, canalización.

Con el aumento del agotamiento de la presión en un yacimiento con un acuífero subyacente activo, el aumento en el contacto agua-aceite, puede alcanzar a las perforaciones más bajas o llegar a una altura en donde la baja presión en el pozo extrae el agua del acuífero, presentándose el fenómeno conocido como "conificación", como se puede observar en la Figura 11.1.2b.

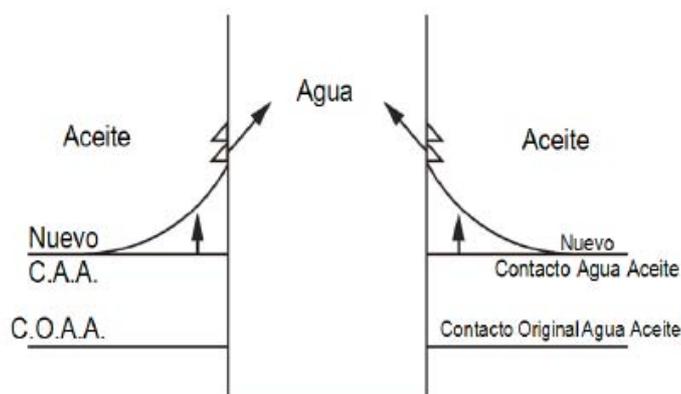


Figura 11.1.2b Fenómeno de conificación de agua
(Niето R. Rafael, Apuntes de Comportamiento Primario de Yacimientos, 1994).

Del mismo modo en un yacimiento con empuje por expansión del casquete de gas, con el agotamiento de presión, el casquete de gas se expandirá volumétricamente y como consecuencia el contacto gas-aceite descenderá. La producción de gas podría ocurrir por el contacto gas-aceite, descendiendo a la parte superior de las perforaciones internas que tienen una altura por encima de las perforaciones, por las que se puede presentar el fenómeno de cono de gas, como lo muestra la Figura 11.1.2c.

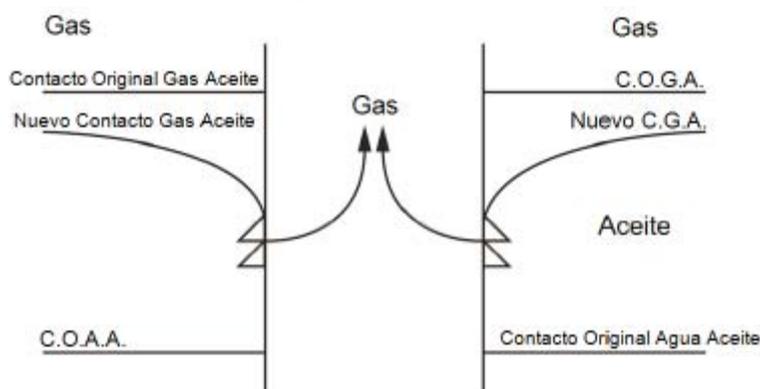


Figura 11.1.2c Fenómeno de cono de gas (Niето R. Rafael, Apuntes de Comportamiento Primario de Yacimientos, 1994).

Producción de arena: Suele ser un problema grave cuando se produce en aceite o gas. Algunos yacimientos producen arena de manera natural, sólo lo harán si existen ciertas condiciones de producción. La desintegración de la formación o la producción de arena se pueden originar por lo siguiente:

- Por el daño a la tubería de revestimiento debido al derrumbe de la formación.
- Por taponeo o erosión en el fondo del pozo y el equipo de superficie.
- Problemas de eliminación de arena.

Los yacimientos que producen cantidades considerables de arena desde el inicio de la producción deben estar diseñados para excluir la arena mediante algún sistema de su terminación. Otros yacimientos pueden ser susceptibles a la producción de arena en función de las condiciones de producción y pueden funcionar de tal manera que tienen una menor tendencia a producir arena, por ejemplo, restringiendo el abatimiento de presión o la tasa de producción.

11.1.3 Consideraciones en el manejo del yacimiento

El yacimiento es un sistema dinámico cuyas características deben ser analizadas e integradas, tanto en la individualidad como en la armonía que deben conjuntar. Los siguientes son algunos parámetros clave en el manejo de un yacimiento como sistema integral.

-Norma de drene: El modelo del yacimiento en términos estructurales y de las propiedades físicas, se basa en los datos generados durante la exploración, evaluación y las fases de desarrollo. El modelo está en un continuo proceso de revisión, como lo será el plan de desarrollo. Un área clave de continuo estudio es la ubicación de los pozos específicos de producción y de inyección, para optimizar las tasas de recuperación y producción.

Siempre que sean posibles, los cambios en las ubicaciones de los pozos de producción se llevarán a cabo como parte del plan de desarrollo normal de la perforación. Sin embargo, subsecuente a la producción puede ser necesario cambiar la ubicación de los pozos dentro del yacimiento para mejorar la recuperación, por ejemplo:

- Mejorar la eficiencia de barrido.
- Para mejorar el agotamiento en bloques de fallas.
- Para ajustar el espaciamiento del pozo.
- Para optimizar el agotamiento de zona.

Estos cambios pueden ser realizados por desviación, terminación, reparación o por estrategia selectiva de agotamiento.

Modificación del perfil de producción / inyección: La eficiencia del mantenimiento de la presión en los proyectos de inyección, los cuales utilizan gas o agua depende en gran medida la capacidad de controlar la migración del fluido inyectado a través del yacimiento. Incluso en un yacimiento homogéneo, los efectos de la gravedad en la parte superior del casquete de gas o la gravedad en la parte inferior en la zona de agua pueden ser muy graves. Sin embargo, en los yacimientos grandes, productivos y heterogéneos, tal y como ocurren en el Mar del Norte, el efecto sobre la economía y la recuperación de los costos de producción pueden ser drásticos.

La necesidad de la corrección del perfil se puede aplicar ya sea en el pozo de producción o inyección. Además, puede estar en función de la ubicación del intervalo perforado o ser una consecuencia natural de la heterogeneidad de yacimiento o de la estructura del estrato.

Estado del pozo: Puede ser necesario cambiar la situación de los pozos específicos de producción o inyección debido a motivos y condicionantes como:

- Aumento de las necesidades en la capacidad de inyección debido a una reducción en la inyección o disponibilidad para cambiar las condiciones del yacimiento.

- Puede que ya no sea económica o técnicamente factible cambiar la ubicación de un pozo de aceite en un yacimiento. Es necesario por una producción excesiva de gas o de agua. En lugar del abandono puede ser preferible cambiar la situación de un pozo productor a inyector.

Evidentemente la complejidad de desarrollar algún cambio depende de si fue contemplada la posibilidad desde los diseños más básicos desde la perforación (incluyendo los análisis geomecánicos y el diseño integro de pozo) la posible alteración futura del pozo.

11.1.4 Problemas asociados a la terminación

Los problemas asociados a la terminación del pozo, en su mayoría son en relación a pozos de aceite y gas. La necesidad para llevar acabo la reparación puede ser debido a un problema en una de las dos categorías principales, las cuales son:

- Fallas en el equipo asociado a la terminación.
- La necesidad de reemplazar o cambiar la terminación debido a las condiciones de la elevación vertical y las pérdidas de presión.

11.1.5 Problemas en el pozo

Los problemas asociados con el pozo refieren a la integridad de la tubería de revestimiento así como los equipos asociados en la cabeza del pozo, en la Tabla 11.1.5 se muestran las posibles opciones de daño y que generalmente responden a las fallas en equipos en lugar de la necesidad de modificar o rediseñar.

Tabla 11.1.5 Problemas relacionados con el pozo (Gómez C. J.A. Apuntes de Producción de Pozos I, 1985).

Pozo		
Falla mecánica		Modificación o rediseño
Tubería de revestimiento	Cabezal del pozo	Abandono

11.1.5.1 Fallas mecánicas

Las fallas mecánicas pueden ocurrir debido a:

- a) Fugas en la tubería de revestimiento.
 - b) Fallas en el sello del colgador de la tubería de revestimiento.
 - c) Fuga en la brida de la tubería de revestimiento.
 - d) Falla mecánica en la cabeza del pozo.
- 1) Las fugas en la tubería de revestimiento pueden ocurrir debido a:
- a) Corrosión interna del empacador / fluidos de terminación, fluidos del yacimiento y fluidos de bombeo, por ejemplo. Bombeo de gas.
 - b) La corrosión externa debido al contacto entre los fluidos del yacimiento, por ejemplo, agua de formación y la tubería de revestimiento. Una capa efectiva de cemento entre la tubería de revestimiento y el pozo está diseñada para evitar esto.
- El revestimiento de cemento puede que no sea efectiva debido a:
- ✓ La cementación primaria ineficiente.
 - ✓ Espacio anular microscópico causado por la variación de presión.
 - ✓ Disolución del cemento causado por agua o ácido.
- c) Los daños mecánicos causados a la tubería de revestimiento por las operaciones en el interior del pozo, por ejemplo: molienda o por cambios en la matriz por cargas cerca del pozo por ejemplo, derrumbes.
- 2) La falla en el sello del colgador de la tubería de revestimiento puede estar asociada con el método de instalación y posteriormente a la tubería de revestimiento. El daño en el sistema de sello puede ocurrir por apoyar fuera de los hombros del lastrarbarrena. Además, la descomposición del sello puede ocurrir debido a una carga mecánica, por los efectos de la presión y la temperatura o por destrucción química.
- 3) Las fugas en la brida de la tubería de revestimiento pueden también estar asociadas con la instalación o a las condiciones posteriores de operación.
- 4) Las fallas mecánicas en la cabeza del pozo son menos probables y si ocurren serían principalmente asociadas a defectos en los materiales, por un mal diseño o malas especificaciones.

11.1.5.2 Modificaciones o rediseño

Puede ser necesario volver a diseñar el pozo, si la técnica de terminación cambia radicalmente, por ejemplo:

- Un pozo terminado con una tubería de producción que presenta un continuo derrame de fluido, puede necesitar aislamiento en la parte superior de la tubería de revestimiento. Esta puede ser reparada por un empacador complementario pero en casos extremos puede requerir la instalación de una tubería complementaria a la superficie.
- La instalación del bombeo neumático o del sistema de bombeo hidráulico puede que no sea factible sin rediseño o aislamiento de la tubería de revestimiento debido a los brotes de presión limitados.

11.1.5.3 Abandono

Los problemas que requieren operaciones correctivas en el pozo son más serios que el remplazo de la tubería por reparación del pozo. Los costos de las repercusiones pueden ser sustanciales y así completar el abandono del pozo, la desviación más arriba en el pozo puede ser la opción preferida. Por último, también se puede considerar la perforación de un pozo o su modificación para la nueva ubicación del fondo del pozo.

11.2 Respuestas a problemas en pozos petroleros

El método de responder a un problema de pozo, hace de hecho, que se dependa de la naturaleza exacta del problema y la medida en que se puede definir. El tipo de respuesta y las alternativas pueden ser discutidos con respecto a las tres principales áreas del problema, es decir:

- Problemas en el yacimiento.
- Problemas de terminación.
- Problemas en el pozo.

11.2.1 Problemas en el yacimiento

11.2.1.1 Consideraciones del pozo para flujo de fluidos

- 1) Productividad de las perforaciones ineficientes.
- 2) Las limitaciones en el comportamiento de la afluencia del yacimiento al pozo.
- 3) Excesiva producción de agua/gas.
- 4) Productividad de arena.

Productividad de perforaciones ineficientes: Cuando este problema se encuentra en un pozo, las opciones para el tratamiento de problemas son limitadas. En primer lugar, tenemos que definir la fracción de las perforaciones que contribuyen al flujo y además, si esta distribución del flujo esta correlacionada con los datos de la permeabilidad del poro, como se muestra en la Figura 11.2.1.1, existe una serie de opciones para mejorar el comportamiento del flujo a través de las perforaciones o de los disparos.

Si sólo una pequeña porción de las perforaciones están abiertas tendremos que limpiar las perforaciones con:

- Una herramienta para lavar.
- Otra intervención.

Alternativamente, podemos usar ácido para limpiar las perforaciones. Sin embargo, puede que esto no sea posible porque puede tener implicaciones en la consistencia de la arena y la cementación primaria.

Si el registro de flujo indica una buena distribución de las perforaciones que aportan flujo, puede ser necesario perforar de nuevo para aumentar la densidad de disparos. Una vez más, la reducción de la resistencia al colapso de la tubería de revestimiento puede ser una consideración que podría impedir esta operación.

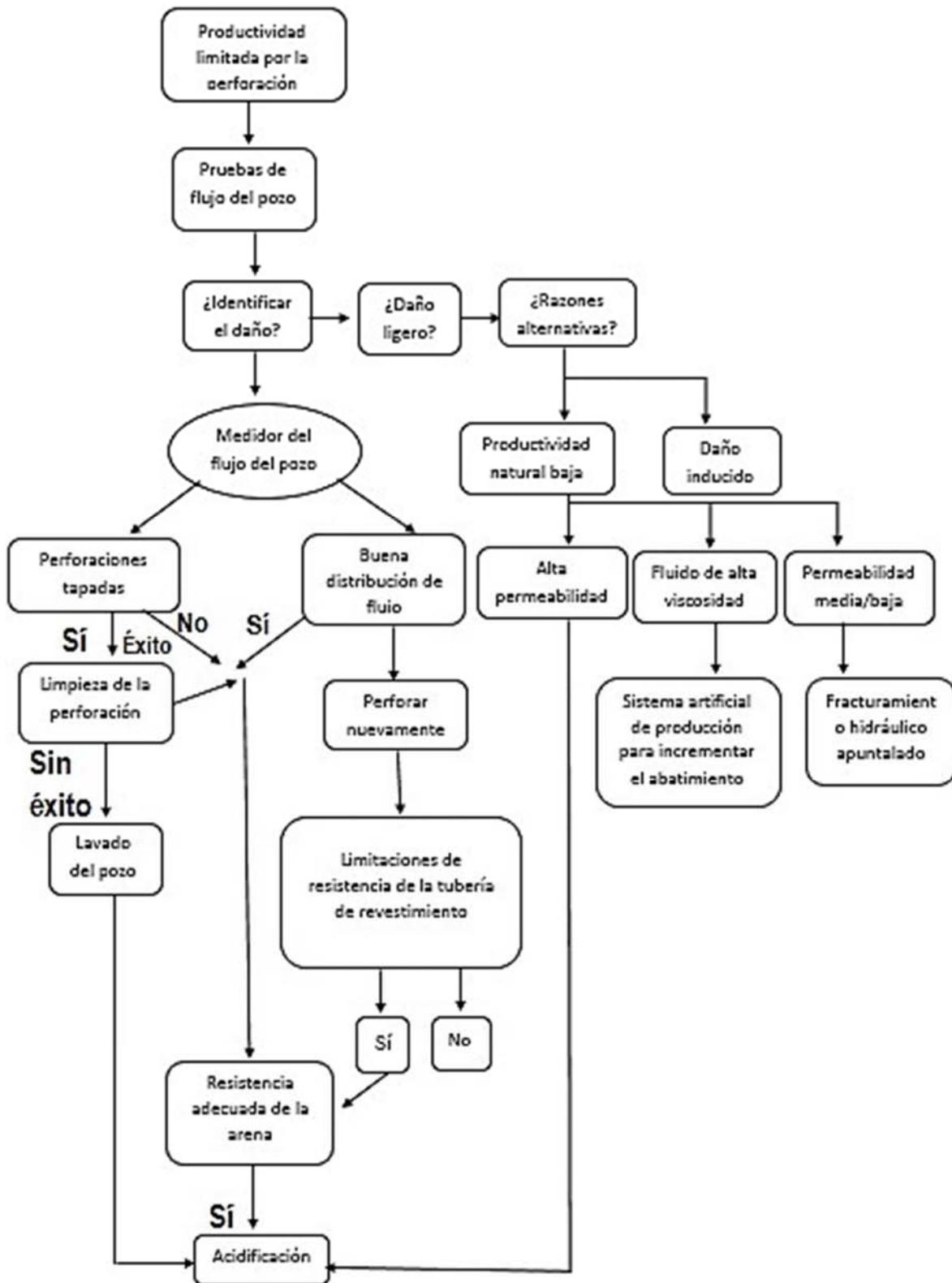


Figura 11.2.1.1 Opciones para mejorar el comportamiento de flujo limitado a través de perforaciones (Gómez C. J.A. Apuntes de Producción de Pozos I, 1985).

Limitaciones en el comportamiento del yacimiento: La productividad del yacimiento está controlada, como podemos observar en la Tabla 11.2.1.1a, por dos tipos de limitaciones ya sean del tipo natural o inducido, no obstante, cualquiera que sea el caso existen diversas técnicas para aumentar o inhibir dichas limitaciones:

Limitaciones naturales como:

- Baja permeabilidad.
- El fenómeno perjudicial de mojabilidad.
- Alta viscosidad del fluido.

Las limitaciones provocadas son las diversas formas de daño de formación.

Respuesta a la limitación natural de la productividad: Desafortunadamente, como sabemos, el éxito de un pozo no solo depende de la calidad operativa de la perforación y terminación, sino también de propiedades inherentes al yacimiento y su comportamiento. De esta manera se pueden definir las siguientes razones y las oportunidades que representan respecto a la optimización de la producción.

✓ **Baja permeabilidad:**

Un número considerable de yacimientos en particular, los yacimientos carbonatados no fracturados tienen buena porosidad, pero extremadamente pobre la interconexión porosa. Las técnicas para mejorar el rendimiento en estos yacimientos son:

- Acidificación matricial.
- Fracturamiento ácido (carbonatos).
- Fracturamiento hidráulico (areniscas).

Tabla 11.2.1.1a Opciones para mejorar la productividad de las limitaciones del yacimiento (Modificado de: Manual de Estimulación Matricial de Pozos CIPM, Silva Carlos, 2001).

Limitaciones en el comportamiento del yacimiento								
Natural				Inducido				
Media/Alta K	Baja K	Mojabilidad	Alta viscosidad	Taponeo por partículas	Emulsión	Arcillas	Mojabilidad	Migración (finos de arcilla y cuarzo)
Acidificación	Fracturamiento Ácido, Hidráulico	Surfactantes	Recuperación térmica	<ul style="list-style-type: none"> • Flujo controlado del pozo • Fracturamiento hidráulico y ácido • Prevención • Acidificación 	Fracturamiento ácido surfactante prevención	Prevención, acidificación	Surfactantes, prevención	Surfactantes, prevención, acidificación

El fracturamiento puede suministrar substancialmente un aumento en la productividad, mientras que la acidificación es limitada en su efecto cerca del pozo y proporciona una mejora limitada.

✓ ***El fenómeno perjudicial de mojabilidad:***

La mayoría de las areniscas muestran una mojabilidad cuyos rangos de mezcla tienden a ser mojados por agua, mientras que los carbonatos pueden estar mojados por aceite. El impacto en la productividad del pozo, si la roca no es moja por agua puede ser muy significativo debido al fenómeno de permeabilidad relativa.

La mojabilidad de la roca puede ser cambiada por el uso de surfactantes, sin embargo, en vista de la complejidad química y las dificultades para asegurar el contacto fluido satisfactorio en el espacio poroso, el tratamiento es difícil y si tiene éxito a menudo no es permanente.

✓ ***Viscosidad del fluido:***

Las principales técnicas para mejorar la productividad de los crudos de alta viscosidad, naturalmente, es utilizar una técnica que aumenta de la temperatura del fluido alrededor del pozo, es decir, *técnicas de recuperación térmica*.

- Calentadores de fondo.
- Inyección de vapor.
- Combustión in-situ.

Como la mayoría de las técnicas de recuperación mejorada para aceite, deben ser evaluadas de cerca con respecto a su economía para cada una de las aplicaciones específicas.

Respuesta a las limitaciones inducidas en la productividad, es decir, daño a la formación: Como regla general, debe de prevenirse la formación de daño en vez de crear la necesidad de su eliminación. La cuestión importante es la identificación y prevención en los futuros pozos. Esto es aún más importante que su eliminación en el pozo. En la Tabla 11.2.1.1b, se muestran las respuestas al mecanismo de formación de los daños.

Tabla 11.2.1.1b Respuesta al daño se formación
(Modificado de: Manual de Estimulación Matricial de Pozos CIPM, Silva Carlos, 2001).

<ul style="list-style-type: none"> • <i>Tapón por partículas.</i> 	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Reducción de producción controlada.</i> • <i>Disolución por ácido (HF/HCL).</i> • <i>Desviación por fracturamiento hidráulico.</i>
<ul style="list-style-type: none"> • <i>Cambio de mojabilidad.</i> 	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Tratamiento con surfactantes.</i>
<ul style="list-style-type: none"> • <i>Emulsiones.</i> 	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Tratamiento con demulsificantes.</i>
<ul style="list-style-type: none"> • <i>Hidratación de arcillas.</i> 	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Disolución por ácido (HF).</i> • <i>Desviación por fracturamiento hidráulico.</i>
<ul style="list-style-type: none"> • <i>Migración de polvo de cuarzo.</i> 	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Disolución con demulsificante.</i>
<ul style="list-style-type: none"> • <i>Migración de arcillas finas.</i> 	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Estabilización por tratamiento A1 (OH).</i> • <i>Disolución por propiedades de ácido (HF).</i>

Excesiva producción de agua o gas: Las técnicas disponibles para atender la entrada de agua o gas en el pozo son:

- Instalar tubería corta a través de perforaciones para producir los fluidos no deseados.
- Inyectar cemento a las perforaciones necesarias y re-perforar más arriba (afluencia de agua) o más abajo (afluencia de gas) de ser necesario.
- Taponar el pozo de nuevo, aislar las perforaciones del fondo del pozo con cemento para evitar la afluencia de agua.
- Inyectar un agente taponador para las perforaciones deseadas en la formación, es decir, ingreso de agua lateral o afluencia hacia abajo/lateral de gas.

Varios sistemas de fluidos están disponibles:

-Polímeros.

-Espumas.

-Colocar a través de la tubería de producción un tapón retenedor TTBP por encima de las perforaciones sin agua.

Tabla 11.2.1.1c. Opciones para el control de arenas
(Modificado de: Manual de Estimulación Matricial de Pozos CIPM, Silva Carlos, 2001).

Tendencia a la producción de arena							
Gasto crítico de producción	Producción de agua	Arqueo	Empacamiento con grava	Grava con revestimiento de resina	Tamiz	Empaquetamiento con tamiz	Consolidación de arena

Producción de arena: Los yacimientos que muestran una tendencia a producir arena pueden ser enfrentados con una serie de técnicas, que son enunciadas en la Tabla 11.2.1.1c.

Los métodos pueden ser generalmente clasificados como: aquellos que intentan restringir o eliminar la migración de arena hacia el pozo y aquellos que intentan excluir la entrada de arena al pozo por la corriente de flujo de la producción. Los métodos disponibles son los siguientes:

i. Métodos que restringen la migración de arena.

- La tasa de producción crítica - principalmente aplicable a los pozos de gas.
- Formación de arco estabilizado.
- Control de corte de agua.

*Tabla 11.2.1.1d opciones para cambiar la ubicación de drene
(Modificado de: Manual de Estimulación Matricial de Pozos CIPM, Silva Carlos, 2001).*

Norma de drene			
Cambio del área de la ubicación		Cambio en el horizonte del yacimiento	
Desviación de pozos viejos	Reprogramación de nuevos pozos	Nueva terminación dentro del pozo	Uso selectivo de técnicas de terminación

i. Técnica de exclusión de arena.

- Uso de cedazos o tubería con ranuras.
- Empacador de gravedad.
- Cedazos pre-revestidos.
- Grava con revestimiento de resina.
- Consideración de resina/plástico.

Si es posible, es obviamente más barato emplear una técnica que evita la desestabilización de la arena en lugar del gasto de una técnica de control.

11.2.1.2 Problemas de manejo del yacimiento

En esta sección, se identifican tres tipos de problema así:

- 1) Sistema de drene.
- 2) Alteración de la producción/perfil e inyección.
- 3) Cambios del estado del pozo.

Sistema de drene: Una alteración en el sistema de drene, normalmente requerirá un cambio del área de ubicación de drene del pozo o producir desde un estrato diferente del yacimiento al pozo. Una serie de opciones están disponibles en la Figura 11.2.1.1d.

Donde podría ser necesario el cambio del área de ubicación:

- Pozos viejos – Usar desvío.
- Pozos nuevos – reprogramar ubicación de destino.

Cambio en la ubicación vertical u horizonte del yacimiento:

- Posterior a la terminación re-perforar.
- El uso de la terminación selectiva o varios intervalos.

Alteración de la producción/perfil e inyección: La penetración prematura de agua o de gas en un pozo productor puede ser una función de la ubicación de la inyección, pero normalmente, es dependiente de la heterogeneidad del yacimiento.

La modificación del perfil se puede lograr mediante:

1. El aislamiento de la zona en el pozo con:
 - Inyección de cemento a la perforación.
 - A través de un puente conector en la tubería.
 - Retro taponamiento utilizando cemento.
 - Aislamiento con empacador.
2. Aislamiento dentro del yacimiento.
 - Inyección de polímeros o espuma.
 - Uso de la desviación en los pozos de inyección.

Cambio del estado del pozo.

Un pozo que en general ha pasado a la producción excesiva de gas o de agua puede ser convertido en un pozo inyector de fluidos. Se requieren modificaciones en la superficie de conexión, pero será mucho más simple y menos costoso si no se requieren modificaciones de fondo de pozo. El diseño inicial de la terminación podría incorporar esa capacidad.

11.2.2 Problemas asociados a la terminación

11.2.2.1 Consideraciones del equipo

✓ **Reemplazo.**

El equipo de terminación normalmente deja pocas opciones en respuesta a su mal funcionamiento puesto que requerirá:

- 1) Recuperación de la sarta de terminación del pozo.

Opciones:

- Recuperación de la tubería y de los empacadores.
 - Recuperación de la tubería desde la barra de suspensión del fondo del pozo hacia arriba.
 - Recuperación de la tubería dejando (empacador y apéndice de la tubería de producción) en el pozo.
- 2) Reemplazo de elementos por línea de acero ejemplo: remover estranguladores, reguladores, etc.
 - 3) Reemplazo de elementos a través de las técnicas de la línea de flujo (*T.F.L.*). La respuesta exacta dependerá específicamente del diseño de terminación y su cumplimiento para la naturaleza del problema.

La sarta de terminación puede ser diseñada bajo diversos criterios:

- Con una repetición de componentes – duplicación del equipo.
- Con un servicio máximo por ejemplo: línea de acero, opciones de servicio con tubería flexible y empacadores recuperables.
- Simplicidad máxima - es decir, eliminar en la medida de lo posible cualquier complejidad en el diseño de la sarta.

Los criterios suelen estar contrariados. Se ha demostrado que una sarta de terminación que es mecánicamente simple tiene menos razones para el fracaso y por lo general dura más que el diseño más complejo.

Los diseños complejos pueden ser utilizados en varias situaciones específicas:

- a) La terminación selectiva de múltiples zonas es naturalmente más compleja que una terminación única, pero provee la capacidad de manejo más efectivo del yacimiento.
- b) El diseño de la terminación puede incluir mandriles de bombeo neumático, que pueden inicialmente estar cerrados y poner en marcha cuando se requiera.

✓ **Abandono del pozo.**

El pozo puede ser un candidato para el abandono si se considera que ha llegado al final de su vida útil. Esto podría deberse a problemas técnicos que no pueden ser corregidos o que la tasa de producción de aceite o gas ya no es económicamente rentable.

Consideraciones importantes en la planificación de un abandono, serían:

- ✓ Diseño del aislamiento del pozo con tapones de cemento y tapones puente. Hay a menudo un requerimiento legal para la colocación y prueba de los tapones descritos en la legislación petrolera del país anfitrión.
- ✓ Situación de la tubería de terminación – para ser recuperada o retenida en el pozo.

11.2.3 Problemas y reparación del pozo

Fallas mecánicas del pozo.

La tubería de revestimiento y el sistema de la cabeza del pozo son fundamentales para la integridad y seguridad del mismo.

Las fugas en la tubería de revestimiento pueden ser reparadas con:

- Uso de empacadores de la tubería de revestimiento.
- La instalación de una tubería de revestimiento secundaria concéntrica.
- Una terminación con línea corta, o se puede instalar una tubería complementaria.

La reparación de las fugas en la cabeza del pozo requiere del retiro y remplazo de la cabeza del pozo. Esto es a menudo muy complejo.

CONCLUSIONES.

Los diversos casos de perforación de pozos exponen diferentes riesgos y limitaciones; de igual manera las soluciones a problemas comunes en ellos o medidas de prevención ponen de manifiesto la importancia de comprender el contexto de un yacimiento, es decir, no priorizar solo en las actividades de perforación sino ponderarlo como parte de un proceso integral y codependiente, en el cual es importante involucrar todas las perspectivas y posibilidades desde un principio; esto aseverando que es mejor prevenir que reparar.

Muchas de las técnicas aquí mencionadas, por la naturaleza de la Industria Petrolera, (las compañías de exploración y producción tienen recursos limitados a la operación) han tardado en volverse comunes debido a que siguen siendo consideradas como métodos radicales o innecesarios; o porque en los presupuestos de investigación y desarrollo no se aprecian beneficios directos debido a que se requiere un cambio de paradigma en la forma de pensar; es decir, resultaría ser más efectivo evitar perjuicios a la infraestructura de los pozos y así reducir costos a largo plazo y costos totales de proyectos que mirar solo con la perspectiva de que toda tecnología o método de prevención resulta ser solo un gasto innecesario y no costable.

Aunque también es muy cierto que ninguna tecnología disponible garantiza el éxito operativo ni económico de un proyecto de perforación, con la experiencia obtenida a lo largo de la historia, y con una visión al futuro de la explotación de hidrocarburos tratamos de destacar que bajo esa premisa, adquiere mayor validez todo método y procedimiento aquí planteado.

Debido a que en la actualidad a consecuencia de la demanda de energéticos, no se brinda el tiempo suficiente para estudiar a detalle el yacimiento se han vuelto cotidianas las consecuencias de esta prisa que por un mal concepto de optimización de tiempo y costos resulta en inevitables retrasos posteriores en las operaciones de perforación y producción por no haber tomado las medidas necesarias, generando así verdaderas pérdidas económicas y no solo “inversiones radicales”.

Otro factor que complica el amplio panorama de la perforación es que ciertos criterios pueden contraponerse para prevenir ciertas problemáticas o para solucionarlas, ya sea dentro de la misma perforación y como la antesala de la puesta en producción; además de esto, mientras por un lado se recomienda un estudio detallado de los yacimientos como sistemas únicos e independientes, con necesidades particulares, también se tilda de acierto la implementación de normatividades mundiales en uso de materiales, uso de herramientas, seguridad de procedimientos etc.

Finalmente, implementando o no tecnologías de optimización en la perforación y/o métodos de prevención es importante advertir que nunca serán inevitables las contingencias, así que de cualquier manera debemos estar familiarizados con los métodos correctivos para los casos mencionados de perforación y así entonces tratar de llevarlos a cabo de forma segura y con el objetivo requerido, pero sin olvidar las consecuencias que desembocan y la manera en que puede esto afectar la propia infraestructura, los planes que de ella dependen y la vida productiva de los pozos en cualquiera de sus etapas. Es decir, muchos métodos correctivos suelen ser peligrosos en los casos mencionados o dependen

de la calidad de los datos, además de que conllevan una serie de ventajas y desventajas, a plazo inmediato y también en las posibles etapas y alternativas de producción.

Además, para los casos destacados podemos entender que toda operación de perforación coincide según lo planteado en que:

-Para encaminar el éxito operativo se debe realizar una buena caracterización del yacimiento, planificar estudios geomecánicos, y recabar los más datos posibles previo a la perforación.

-Esos datos deben migrar a la planeación a corto y largo plazo del yacimiento, no solo para efectos de perforación sino también ser contemplados como inversiones que fortalecen la disminución de problemáticas aún durante la producción.

-Los principales problemas que representan riesgos de perforación están asociados a situaciones de pérdidas de circulación, problemas asociados con la tubería y presiones diferenciales, y en general a ambientes adversos para la obtención de datos o para la operación, ya sea por las condiciones propias del ambiente o las limitaciones técnicas en materia de herramientas.

-Estas herramientas y su uso deben estar enfocadas a tener el pozo cerrado el menor tiempo posible o atrasar lo menos posible la perforación, ya que como se sabe tener paradas las operaciones repercute directamente en los costos y el progreso del proyecto.

BIBLIOGRAFÍA

- Aadnoy, Bernt S. , “Modern Well Design: Second Edition” USA, 2012.
- API Recommended Practice 49, “Recommended Practice for Drilling and Well Servicing Operations Involving Hydrogen Sulfide”, Third Edition, 2007.
- Avant, Chris et al, “Oilfield Review” Schlumberger, 2012.
- Bagirov E y Larche I: “Hydrates Represent Gas Source, Drilling Hazard” Oil & Gas Journal 95, 1997.
- Bourgogne et al, “Applied Drilling Engineering” SPE, 1986.
- Callarotti, R.E, “Electromagnetic heating of oil”, SPE Handbook of petroleum engineering, New technologies, Chapter 12, 2005
- Callarotti, R.E, “Una Fuente Potencial de Energía”, 2006.
- Carroll, John, “Natural Gas Hydrates: A Guide for Engineers”, 2009.
- Collet, T. S. , Lewis R. E. , “Natural Gas Hydrates: A review”, 2000.
- DeBuijn G et al, “Tecnologías para alta presión y alta temperatura”, Schlumberger, 2009.
- DUPONT, “Manual de Referencia”, 2004.
- Garaicochea P. Francisco; “Apuntes de Estimulación de pozos”, Facultad de Ingeniería UNAM, 1989.
- GMI. “Geomecánica en Exploración y Producción de petróleo y gas”. Curso presentado para Exploración. México, 2010.
- Gómez C. , J.A. , “Apuntes de producción de Pozos”, Facultad de ingeniería UNAM, 1985.
- Guevara B. , Luis, “Evaluación de Modelos Predictivos de Hidratos de Gas Natural”, Venezuela, 2011.
- Haut, R., & Sharif, Q. (1999), “Meeting Economic Challenges of Deepwater Drilling With Expandable-Tubular Technology”, Deep Offshore Technology Conference.
- Herón Gachuz Muro, “Yacimientos de CO2 en México, alternativa viable para programas de recuperación terciaria”, Pemex E & P, México 2005.
- Industry Recommended Practices, IRP, “Critical Sour Drilling” Cánada, 1999.
- Islas, S.C. , “Manual de Estimulación Matricial de Pozos”, CIPM, 1991.
- Jhonson, Enos, “Como Optimizar el Arte de la Pesca”, Schlumberger, 2012.
- Katz, D.L. , “Prediction of Conditions for Hydrate Formation in Natural Gases” , 1945.
- Kent, Collen , “The Chevron Canada Resources Hydrate Handling Guidelines”, 1992.
- León L. et al. “Optimización de la perforación. Factores que afectan la velocidad de la perforación” Colegio de Ingenieros Petroleros de México A.C., 1993.

- Leyva Hernández, Bladimir, “Metodología para la Elaboración de un Modelo Geomecánico y de Estabilidad de Pozos” México, 2013.
- Lovell, D., Pakulski, M., “Two Low-dosage Hydrate Inhibitors”, Journal of Petroleum Technology, 2003.
- Mack, R. D., McCoy, T., & Ring, L., “How In Situ Expansion Affects Casing and Tubing Properties. World Oil”. 1999.
- Martinez, Leopoldo, “Principios Básicos de la Perforación Direccional”, Schlumberger, 2002.
- Mc Coy, T., Mack, R.D., Ring, L. , “How in situ Expansion affects Casing and Tubing Properties” 1999.
- Mitchell, Robert, “Nuevos Rumbos en la Perforación Rotatoria Direccional” Schlumberger, 2010.
- Muñoz G., Pedro J., “Caracterización Geológica de un Yacimiento Petrolero” , Maracaibo, 2005.
- NACE, Petroleum and Gas Industries, “MR0175/ISO Sulfide Stress Cracking”, 2003.
- Osorio, Gildardo. “Aspectos geomecánicos de la estabilidad de pozos”. Memorias, ICP (2003).
- PEMEX, “Guía de Diseño para Disparos de Producción”, México, 2002.
- PEMEX, “Guía de Diseño para Estimulaciones de Pozos”, México 2002.
- PEMEX, “Guía de Diseño para la Hidráulica en la Perforación de Pozos Petroleros” , 2010.
- PEMEX, “Guía Práctica para el Diseño de la Perforación y Control de la Desviación”, 2008.
- Rodríguez N., Rafael, “Apuntes de Comportamiento Primario de Yacimientos” , Facultad de Ingeniería UNAM 1994.
- Rodriguez T. , Rodolfo, “Evaluación Geomecánica para el Diseño de Pozos” 2013.
- Santamaría O. , Demetrio, “La formación del Petróleo en el Gofu de México: Predicción de su Calidad”, México, 2008.
- Santarelli, F. J. , Dardeau, C. , “Drilling Through Highly Fractured Formations: A problem, a model and a cure” Paper SPE 24592, Washington 1992.
- Schlumberger, “Drilling Tools Quick Reference Guide”, 2012.
- Schlumberger, “Tecnologías para Alta Presión y Alta Temperatura: Problemáticas y Limitaciones Operativas enfocadas a la Perforación de Pozos en Aguas Profundas en el Golfo de México”, 2013.
- Sheppard, D.A.et al, “Formation Damage Due to Mineral Alteration and Wettability Changes During Hot Water Injection and Steam Injection in Clay-Bearing Sandstone Reservoirs”, paper SPE 23783 presentado en Lafayette, Louisiana, 1992.
- Sloan, E.D., “Clathrate hydrate measurements: microscopic, mesoscopic, and macroscopic. Journal of Chemical Thermodynamics”, 2008.
- Sloan, E.D., “Clathrate Hydrates of Natural Gases. Second Edition”, New York, 1998.
- SPE, “Petroleum Engineering Handbook: Drilling Engineering, Vol. II” , 2007.

Stephen R. A., “Transformations in Methane Hydrates”, 1964.

Tenaris Tamsa, M.I. David Hernandez Morales, “Corrosión en tuberías por H₂S y CO₂. Factores a considerar para el diseño y selección de Tuberías”, Servicios Técnicos Petroleros, México 2005.

Weatherford, “Fishing Best Practices Training” 2004.