

01124
27



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“TENDENCIAS TECNOLÓGICAS EN LA
PERFORACIÓN DE POZOS”**

T E S I S P R O F E S I O N A L
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
I N G E N I E R O P E T R O L E R O
P R E S E N T A
L U I S A R M A N D O M O N T E S D E O C A R U E L A S

DIRECTOR: M.I. JOSÉ MARTÍNEZ PÉREZ

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



CIUDAD UNIVERSITARIA

DICIEMBRE 2003



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



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.



FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-1-976

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

SR. LUIS ARMANDO MONTES DE OCA RUELAS
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. I. José Martínez Pérez y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

TENDENCIAS TECNOLÓGICAS EN LA PERFORACIÓN DE POZOS

- RESUMEN
- INTRODUCCIÓN
- I EMPLEO DE INFORMACIÓN SÍSMICA PARA LA PERFORACIÓN
- II FLUIDOS DE CONTROL
- III ESTABILIDAD DE POZOS
- IV PERFORACIÓN BAJO BALANCE
- V PERFORACIÓN DIRECCIONAL, HORIZONTAL, MULTILATERAL Y DE ALCANCE EXTENDIDO
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- REFERENCIAS
- BIBLIOGRAFÍA

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"
Cd. Universitaria, D.F., a 19 de septiembre de 2003
EL DIRECTOR

M. en C. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB:AGC*gtg

Autorizo a la Dirección General de Bibliotecas de la UNAM a difundir en formato electrónico e impreso el contenido de mi trabajo profesional.

NOMBRE: Luis Armando Montes de Oca Ruelas
FECHA: 5 Diciembre 17 2003
FIRMA: [Firma]

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

"TENDENCIAS TECNOLÓGICAS EN LA PERFORACIÓN DE POZOS"

PRESENTADA POR:

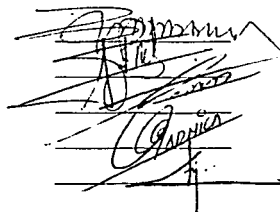
LUIS ARMANDO MONTES DE OCA RUELAS

DIRIGIDA POR:

M. I. JOSÉ MARTÍNEZ PÉREZ

JURADO DE EXÁMEN PROFESIONAL

PRESIDENTE: **ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS**
VOCAL: **M. I. JOSÉ MARTÍNEZ PÉREZ**
SECRETARIO: **ING. MARTÍN TERRAZAS ROMERO**
1ER. SUPLENTE: **ING. CARLOS GARNICA HERNÁNDEZ**
2DO. SUPLENTE: **ING. HECTOR R. CASTREJÓN PINEDA**



Handwritten signatures of the jury members, including Manuel Villamar Viguera, José Martínez Pérez, Martín Terrazas Romero, Carlos Garnica Hernández, and Hector R. Castrejón Pineda.

AGRADECIMIENTOS

A mis padres Carmen Ruelas Macías y Jesús Montes de Oca Espindola por inculcarme los valores más trascendentales, por su sacrificio para que cumpliera mis metas hasta este momento de mi vida, por apoyarme en todas las decisiones que he tomado y sobre todo por su confianza, ejemplo y amor. Por todo esto y más las dedico este trabajo con todo mi amor.

A toda mi familia por todo su apoyo, consejos y cariño brindados a lo largo de mi existencia.

A mis queridas amigas Norma A. M. A. y Alba E. C. por todos los momentos felices y no tan felices que me han permitido compartir con ellas, por su apoyo, ánimo y cariño brindado.

A la Universidad Nacional Autónoma de México, mi alma mater, por la formación de excelencia que me ha ofrecido y por darme la oportunidad de formar parte de esa maravillosa comunidad universitaria.

A mis compañeros de carrera y amigos Antelmo García, Daniel Dillanez, Jorge García, Gerardo Velásquez, Iván Olea, Haydee Coronado, Arturo Villegas, Octavio Flores, Gabriel González, Luis Brito, Luis Hernández, Jesús Hernández, Fidel Mendoza y Edmundo Corona por su amistad y hacer de mi estancia en la facultad aún más agradable.

Al departamento de Perforación y Mantenimiento de Pozos del Instituto Mexicano del Petróleo y en particular al Ing. David Velásquez Cruz por proponerme el tema de tesis y darme la oportunidad y el apoyo para el desarrollo de dicha tesis, y al Ing. Gustavo Espinosa por las facilidades y recomendaciones.

A mi director de tesis, el M. I. José Martínez Pérez por su tiempo y consejos en la realización de este trabajo.

A mis sinodales: Ing. Manuel Villamar Viguera, Ing. Martín Terrazas Romero, Ing. Carlos Garnica Hernández e Ing. Ricardo Castrejón Pineda por sus observaciones y recomendaciones para la mejora de este trabajo y por aceptar formar parte del jurado de mi examen profesional

A todas aquellas personas que de una u otra manera han compartido conmigo algunos momentos de su vida.

RESUMEN

El objetivo principal de este trabajo es dar a conocer los avances tecnológicos que se han desarrollado hasta ahora en la perforación de pozos, particularmente en cinco áreas de estudio; Sísmica, fluidos de control, estabilidad de pozos, perforación bajo balance y perforación direccional, horizontal, multilateral y de alcance extendido. Cada una de estas áreas de estudio corresponden a cada capítulo de este trabajo.

En el primer capítulo se revisan los conceptos básicos sobre velocidades, para después poder hacer con éstas un análisis y conocer una muy buena metodología práctica para la predicción de geopresiones empleando la información sísmica. También se presenta un análisis de la tecnología de sísmica durante la perforación para la predicción de presión de poro, dentro del cual se mencionan los diferentes arreglos del perfil sísmico vertical (VSP), así como una comparación entre este último y la metodología de sísmica durante la perforación (SWD). En otras palabras, se presenta el estado de la tecnología e indica la dirección en que la investigación está desarrollando una metodología en la predicción de la presión de poro durante la perforación.

En el capítulo II se mencionan los actuales diseños de fluidos con aditivos químicos resistentes y estables a los contaminantes, así como biodegradables y no tóxicos para proteger a los ecosistemas donde se perforan pozos petroleros. Dentro de estos químicos se analizan los ésteres, polialfaolefinas, éteres y detergentes alquilatos, los cuales están siendo usados para sustituir al diesel y a los aceites minerales.

En el capítulo III se mencionan los aspectos que pueden producir inestabilidad en el pozo y las propiedades mecánicas de la roca y los diferentes criterios que se toman en cuenta para poder realizar un análisis de estabilidad. También se estudia un proceso para analizar la estabilidad del pozo en tiempo real, así como la integración de datos de perforación y geológicos en un modelo 3D para entender la inestabilidad de pozos.

En el capítulo IV se analizan las diferentes formas de generar la condición bajo balance, las ventajas y desventajas de la perforación bajo balance (PBB) y se hace una comparación de costos entre la perforación convencional (sobre balance) y la perforación bajo balance. Por último se mencionan las aplicaciones marina y submarina de la tecnología bajo balance y del nuevo equipo que se utiliza.

Por último, dentro del capítulo V, se exponen algunos conceptos básicos de la perforación direccional, las características de los cuatro métodos de perforación horizontal, los requerimientos para el proceso de perforar pozos multilaterales y se hace un análisis comparativo entre pozos verticales, horizontales y desviados. También se mencionan los principales aspectos a considerar en el diseño de pozos de alcance extendido. Por último se estudia la invención de un método mejorado y aparatos para determinar la trayectoria óptima de un pozo a objetivos direccionales y horizontales, en donde dicha trayectoria puede ser ajustada después de cada medición, reduciendo así la tortuosidad.

INTRODUCCIÓN

i

ÍNDICE

CAPITULO I

EMPLEO DE INFORMACIÓN SÍSMICA PARA LA PERFORACIÓN

I.1 Predicción de Geopresiones por Sísmica: Algunos Principios Básicos y la mejor Metodología Práctica	1
I.1.1 Conceptos Básicos de Velocidad	2
I.1.1.1 Definición de Velocidad	2
I.1.1.2 Velocidad de la Roca	4
I.1.1.3 Velocidad sísmica	8
I.1.2 Revisión del Análisis de Velocidad Sísmica	8
I.1.2.1 Geometría Punto Medio Común (CMP)	8
I.1.2.2 Velocidad Normal de Movimiento (NMO)	9
I.1.2.3 NMO en una capa horizontalmente estratificada	12
I.1.2.4 NMO para capas con inclinación	13
I.1.2.5 NMO para n-capas con inclinación arbitraria	15
I.1.3 Análisis de Velocidad	17
I.1.3.1 Procedimiento	17
I.1.3.2 Suavizado, Calibración, Resolución e Interpretación de la velocidad.	22
I.1.4 Guía del Análisis de Velocidad para la Determinación de Geopresiones	27
I.1.5 Ejemplos de Aplicaciones de Velocidad Sísmica para la Predicción de Presiones	31
I.1.5.1 Aplicaciones en 3-D	32
I.1.5.2 Aplicaciones 1-D/2-D	36
I.2 Desarrollos en la Predicción de la Presión de Poro Usando la Tecnología de Sísmica Durante la Perforación	41
I.2.1 Conceptos Sísmicos	41

I.2.1.1 Presión	42
I.2.1.2 Velocidades	43
I.2.1.3 Perfil Sísmico Vertical (VSP)	43
I.2.1.4 VSP Offset	46
I.2.1.5 VSP Walk-Away	47
I.2.2 Sísmica Durante la Perforación (SWD)	47
I.2.2.1 Barrenas PDC	50
I.2.2.2 Geometría	52
I.2.2.3 Reflexiones	53
I.2.3 Receptores Sísmicos	53
I.2.3.1 Receptores de Superficie y de Lecho Marino	53
I.2.3.2 Receptores de Fondo de Pozo	54
I.2.3.3 Grabación	54
I.2.4 Tecnologías Futuras	55
I.2.4.1 Fuentes	55
I.2.4.2 Receptores	55

CAPITULO II
FLUIDOS DE CONTROL

II.1 GENERALIDADES Y CONCEPTOS BÁSICOS	57
II.1.1 Marco Histórico	57
II.1.2 Definición	58
II.1.3 Funciones Principales de los Fluidos de Perforación	58
II.1.4 Clasificación de los Fluidos de Perforación	63
II.1.5 Sólidos en los Fluidos de Perforación	65
II.1.6 Control en los Fluidos de Perforación	67
II.2 Estado del Arte de los Fluidos de Control	70
II.2.1 Propiedades	70
II.2.2 Aditivos	71
II.2.2.1 Polímeros	71

II.2.3 Lodos de Aceite	73
II.2.3.1 Estabilidad de Lutitas	74
II.2.3.2 Fluidos Base Sintéticos	75
II.2.4 Lubricidad	77
II.2.4.1 Polioles	77
II.2.5 Embolamiento de Barrenas (Bit Balling)	78
II.2.6 Limpieza del Pozo	78
II.2.7 Viscosificantes	79
II.2.8 Estabilidad de Temperatura	80
II.2.9 Alternativas de Lodos Base Agua para Lodos Base Aceite	81
II.2.9.1 Lodos Poliméricos	81
II.2.9.2 Lodos Sal-Poliméricos	81
II.2.9.3 Lodos Cationicos	82
II.3 Lodo de Perforación Biodegradable y Proceso para su Preparación	83
II.3.1 Contexto de la Invención	83
II.3.2 Descripción Detallada de la Personificación Preferida	86

CAPITULO III
ESTABILIDAD DE POZOS

III.1 Conceptos Básicos	88
III.2 Análisis de Estabilidad del Agujero	92
III.3 Criterios de Falla	94
III.4 Criterio de Fractura Hidráulica o por Tensión	96
III.5 Propiedades Mecánicas de las Rocas	97
III.5.1 Propiedades Elásticas, Estáticas y Dinámicas	99
III.5.2 Correlación entre Propiedades Mecánicas, Estáticas y Dinámicas	101
III.6 Efecto Osmótico	102
III.7 Análisis en el Equipo de Estabilidad del Pozos en Tiempo Real	103
III.7.1 Monitoreo	105
III.7.2 Entendimiento	107

III.7.3 Modelado	108
III.8 Integración de Datos de Perforación y Geológicos para Entender la Inestabilidad de Pozos	109
III.8.1 Escena Geológica	109
III.8.2 Construcción del Modelo 3D	112
III.8.2.1 Cartografía Detallada de Fallas en 3D	112
III.8.2.2 Incorporación de Datos de Perforación	112
III.8.3 Modificando las Trayectorias del Pozo Casadas en la Integración de Datos Geológicos y de Perforación	113
III.8.4 Impacto del Análisis de Falla Sobre el Campo Entero Mungo	114
III.8.5 Reduciendo Costos de Perforación	117

CAPITULO IV PERFORACIÓN BAJO BALANCE

IV.1 Objetivo de la Perforación Bajo Balance	119
IV.2 Clasificación de las Condiciones de Balance	120
IV.2.1 Condiciones de Sobre Balance	121
IV.2.2 Condiciones de Balance	122
IV.2.3 Condiciones de Bajo Balance	122
IV.3 Generación de la Condición Bajo Balance	124
IV.3.1 En Forma Natural	124
IV.3.2 Con Fluidos de Baja Densidad	125
IV.3.3 En Forma Artificial	125
IV.3.3.1 Tubería Parásita	125
IV.3.3.2 Tubería Concéntrica	126
IV.3.3.3 Tubería de Perforación	127
IV.4 Aplicabilidad de la Perforación Bajo Balance	128
IV.4.1 Consideraciones Iniciales	129
IV.5 Ventajas y Desventajas de la Perforación Bajo Balance	129
IV.5.1 Ventajas de la Perforación Bajo Balance	130

IV.5.2 Desventajas de la Perforación Bajo Balance	133
IV.6 Comparación de Costos y Producción de Aceite y Gas	136
IV.7 Limitaciones de la Perforación Bajo Balance	137
IV.8 Aplicaciones Marina y Submarina de la Tecnología Bajo Balance y del Equipo	139
IV.8.1 El Nuevo Equipo	139
IV.8.2 Equipo de Control de Presión	140
IV.8.3 Separador	142
IV.8.4 Sistema de Control	146
IV.8.5 Estudio de Riesgo-Operatividad (HazOp)	147
IV.8.6 Pruebas del Equipo	148

CAPITULO V

PERFORACIÓN DIRECCIONAL, HORIZONTAL, MULTILATERAL Y DE ALCANCE EXTENDIDO

V.1 Conceptos Básicos	151
V.2 Tipos de Trayectoria	158
V.3 Perforación Horizontal, Multilateral y de Alcance Extendido	162
V.3.1 Perforación Horizontal y Multilateral	162
V.3.1.1 Requerimientos	164
V.3.1.2 Métodos de Perforación Horizontal	165
V.3.1.3 Análisis Comparativo entre Pozos Horizontales, Verticales y Desviados	168
V.3.2 Perforación de Alcance Extendido	170
V.3.2.1 Diseño de Pozos de Alcance Extendido	171
V.3.2.2 Diseño de la Trayectoria	174
V.4 Método y Aparatos para Determinar Trayectorias de Perforación a Objetivos Direccionales	177
V.4.1 Campo de la Invencción	177
V.4.2 Contexto	178

V.4.3 Resumen de la Invención	181
V.4.4 Representaciones Preferidas de la Invención	183
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	194
REFERENCIAS	201
BIBLIOGRAFÍA	208

INTRODUCCIÓN

El surgimiento de problemas en la perforación de pozos y la dificultad, cada vez mayor, para llegar a los objetivos productores de hidrocarburos ha orillado a la industria a desarrollar tecnología que permita realizar operaciones de forma segura, eficiente y económica. En este trabajo se intenta dar a conocer algunas de las herramientas y métodos desarrollados, así como la tendencia en la que avanza la tecnología futura en la perforación de pozos.

Una ventaja muy importantes en cualquier operación es la de obtener datos en tiempo real, es decir, mientras se está perforando. Un ejemplo de esto es la tecnología de sísmica durante la perforación (SWD), la cual proporciona datos sísmicos para que las zonas de interés (tanto productores como de riesgo) sean establecidas en el aparejo. La tecnología SWD implicó la grabación del ruido de la barrena, así como los datos grabados con geófonos en la superficie o lecho marino. El resultado llega directo a la superficie, el cual es usado para determinar velocidades de intervalo y de ahí la conversión de tiempo a profundidad, mientras las reflexiones producen una grabación equivalente a la sísmica convencional, que después de sobreponerlas producen una sección sísmica por debajo y al lado del pozo, tal y como se muestra en la figura 1.

Dentro de estos desarrollos tecnológicos se encuentra el diseño de fluidos con aditivos resistentes y estables a las características de las formaciones perforadas, además de ser biodegradables y no tóxicos para los ecosistemas donde se perfora un pozo petrolero.

Existen fluidos que se emplean para perforar zonas o contactos litológicos que por su naturaleza requieren de condiciones operativas especiales, como son los fluidos a base de aire, gas o espuma, conocidos como Neumáticos.

Dentro de la nueva generación de fluidos de control se encuentran los formulados con una base de fluidos que son sintéticos. Los tipos químicos en uso para estos lodos

incluyen ésteres, éteres, polialfaolefinas, glicoles, glicerinas y glucósidos entre otros. Esos intentos son para hacer lodos que tengan las ventajas de los lodos base aceite, pero con la maniobrabilidad y disposición de los lodos base agua.

Por otro lado los problemas del agujero durante la perforación son a menudo consecuencia de su inestabilidad. Las causas de inestabilidad del pozo pueden ser químicas o mecánicas, y en algunas ocasiones resulta de la combinación de ambas. A pesar de los avances técnicos obtenidos en años recientes, la inestabilidad del pozo es aún la responsable de un gran porcentaje de problemas durante la perforación, tales como derrumbes o cierres.

Un avance importante en la estabilidad de pozos es la tecnología de visualización 3D, la cual es capaz de construir modelos extensos de campo que incorporan información geológica y de ingeniería¹ para entender la inestabilidad de pozos. Este modelo 3D es usado para evaluar el impacto de la sobrecarga y el yacimiento en el éxito de la perforación de anteriores desarrollos de pozos. Para entender los riesgos de perforación, se vuelve más fácil entonces planear y perforar nuevas trayectorias del pozo en espacios tridimensionales que eviten perforar a través de cualquier zona identificada de alto riesgo.

Probablemente el desarrollo tecnológico más importante en los últimos años dentro del área de perforación es la Perforación Bajo Balance (PBB), ésta ofrece una alternativa en donde las operaciones convencionales presentan dificultades que elevan los costos u ocasionan la pérdida total del pozo. Los ámbitos donde se debe considerar la PBB como una alternativa son las siguientes:

- Formaciones con pérdida de circulación
- Formaciones de baja presión
- Daño a la formación

El surgimiento de ésta técnica en la década de los 50's se puede atribuir a la utilización del aire como fluido de perforación, sin embargo, se tienen registros de pozos perforados con gas natural o con lodos gasificados desde 1934 hasta 1938, en donde el objetivo de utilizar estos fluidos era el evitar las pérdidas de circulación.

La primera aplicación de la perforación bajo balance² como tal, ocurrió en la formación Austin Chalk, de los Estados Unidos de América, en 1988. Desde 1990 hasta nuestros tiempos, han sido numerosos los esfuerzos para extender y aplicar esta tecnología en Canadá, siendo este uno de los países que mayores aportaciones han hecho en su estudio y aplicación.

En México, uno de los primeros pozos perforados bajo estas condiciones, fue el pozo Tecominoacán 408³, el cual se terminó a una profundidad de 5800 m, con un liner de 5" en la formación del Jurásico Superior Kimmeridgiano y cuyo principal objetivo fue el evitar las pérdidas de circulación, las pegaduras por presión diferencial y el subsecuente daño a la formación, en el yacimiento depresionado del campo Jujo-Tecominoacán. En su aplicación se utilizó una mezcla de lodo y nitrógeno como fluido de perforación, con una densidad equivalente de 0.65 gr/cm³.

Los beneficios de la Perforación Bajo Balance son actualmente mucho más entendidos y la tendencia futura de la perforación de pozos está ciertamente en esta dirección. El reto para la industria petrolera es perforar y terminar pozos bajo balanceados de una unidad flotante, ya que todas las operaciones conducidas hasta ahora han sido en pozos localizados en tierra o mar de plataformas fijas. Más y más reservas están siendo encontradas en aguas profundas, y solo en Brasil la producción de aceite de pozos localizados en aguas mayores de 400 m son más del 70% del total y este número tiende a incrementarse en el futuro.

Obviamente también fue necesario desarrollar el equipo apropiado para la implementación de ésta nueva técnica de perforación, es decir, la Perforación Bajo Balance.

Como se mencionó anteriormente la ubicación de reservas están localizadas en zonas de difícil acceso, por ejemplo en campos costa fuera, zonas urbanas y observaciones naturales, y la tecnología de perforación direccional surgió como una operación de remedio, sin embargo, ésta tecnología se desarrolló de tal manera que ahora se considera una herramienta para la optimización de yacimientos y comprende aspectos tales como la tecnología de pozos horizontales, de alcance extendido y multilaterales, así como el uso de herramientas que permitan determinar la inclinación y dirección de un pozo durante la perforación (MWD), estabilizadores y motores de fondo de calibre ajustable, barrenas bicéntricas, por mencionar algunos.

Dentro del desarrollo más reciente en la perforación de pozos, se cuenta con la tecnología de la perforación horizontal. Ésta aplica la combinación de diferentes tecnologías con un solo objetivo. De esta tecnología, se deriva la perforación multilateral. Hoy en día ambas están enfocadas para su aplicación en la perforación de nuevos objetivos de un yacimiento, explotados con pozos convencionales.

Cuando se desean incrementar los volúmenes drenados o reducir las inversiones con la perforación de pozos adicionales, pueden utilizarse pozos horizontales como buena alternativa de explotación óptima de los yacimientos. Esto se sustenta en que la productividad de los pozos horizontales llega a ser mayor que la de uno vertical. Comunican una mayor área de la formación productora, atraviesan fracturas naturales, reducen las caídas de presión y retrasan los avances de los contactos agua-aceite o gas-aceite.

Para finalizar, cabe mencionar que el proceso de optimizar el desarrollo de un campo, debe resultar de la toma de decisiones de dónde, cuándo y cómo debería ser aplicada cualquier tecnología, así como considerar cuál es la manera de asegurar la mayor probabilidad de éxito.

CAPÍTULO I

EMPLEO DE INFORMACIÓN SÍSMICA PARA LA PERFORACIÓN

I.1 PREDICCIÓN DE GEOPRESIONES POR SÍSMICA: ALGUNOS PRINCIPIOS BÁSICOS Y LA MEJOR METODOLOGÍA PRÁCTICA

El tiempo doble de reflexión es el primer parámetro que se obtiene a partir de las reflexiones sísmicas, y por lo tanto, es el punto de partida para el análisis de velocidad.

La velocidad de intervalo se describe como la velocidad promedio en el intervalo formado por dos capas reflectoras y es uno de los parámetros más importantes para la determinación de las geopresiones mediante sísmica, esta velocidad se obtiene por medio de la relación de Dix y depende del tiempo doble de reflexión y de la velocidad media o velocidad cuadrática media.

En la mayoría de los casos es necesario corregir las trazas sísmicas por el defasamiento de la señal, es decir, por la diferencia en el tiempo de recorrido de la trayectoria dada por la separación entre el geófono y el punto de tiro. Todo esto debido a que en la realidad se tiene un número n de capas y generalmente no son horizontales, sino que tienen cierta inclinación.

Una vez obtenida la velocidad de intervalo se pueden calcular los espesores de cada capa y por ende la profundidad. Finalmente con estos últimos parámetros se puede calcular el tiempo de tránsito, con el cual se determinan las geopresiones. A continuación se presenta en forma detallada el proceso de predicción de geopresiones por medio de la sísmica.

PAGINACION DISCONTINUA

1.1.1 CONCEPTOS BÁSICOS DE VELOCIDAD

1.1.1.1 Definición de Velocidad

La velocidad es una cantidad que emplea a la barrena de perforación para llevar a cabo la sísmica, lo que permite desplegar en profundidad una sección sísmica tradicional, usualmente referenciada en tiempo doble de reflexión. Esta cantidad es también de la que más se abusa y mal usa en geofísica. Con apropiado cuidado, los datos sísmicos pueden dar estimaciones indirectas de la verdadera velocidad de la roca o de propagación¹⁰.

Lo último, es la velocidad de propagación de la onda en rocas y está relacionado a factores como tipo y textura de las rocas, forma del poro y presión de poro, tipo de fluido en el poro y composición, presión y temperatura de confinamiento. La forma directa de medición de la velocidad se lleva a cabo con una medición no destructiva, usando la técnica de propagación de un pulso bajo condiciones geológicas simuladas en laboratorio, tal como se muestra esquemáticamente en la figura 1.1.1.

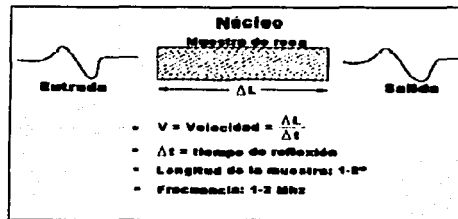


Figura 1.1.1. Mediciones de velocidad en una muestra de núcleo.

Alternativamente, mediciones in situ de la velocidad de la roca pueden llevarse a cabo usando un disparo controlado (figura 1.1.2), o mediciones de registro sísmico (figura 1.1.3).

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

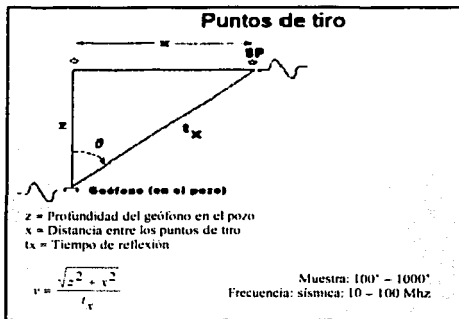


Figura I.1.2. Medición directa de velocidad en un pozo (registro de disparos).

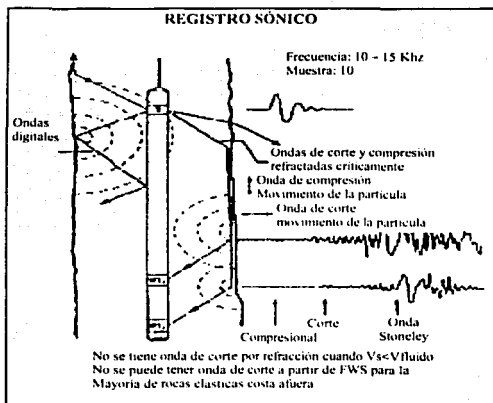


Figura I.1.3. Medición con registro sónico en un pozo.

En contraste, las velocidades sísmicas son mediciones indirectas y son usualmente determinadas con objetivos diferentes a la estimación de las velocidades en la roca.

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

Mientras que la velocidad sísmica es creada para hacer secciones sísmicas con el mejor apilamiento, las velocidades en la roca es la cantidad física relacionada a las propiedades de la roca y el fluido. De esta manera, a menos que se efectúe con cuidado la obtención, procesamiento, calibración y análisis de la velocidad sísmica, esto podría no tener alguna relación con la velocidad en la roca (una cantidad de interés que puede dar información sobre la presión de poro). Por lo tanto, relacionar la velocidad sísmica con la velocidad en la roca es el componente más crítico en la estimación de la presión de poro por sísmica.

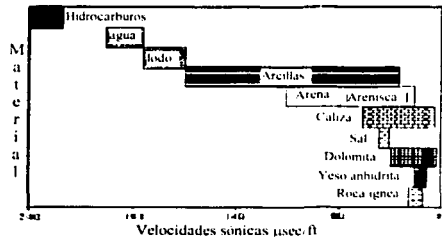
I.1.1.2 Velocidad de la Roca

La velocidad de la onda de propagación en una pieza de roca es llamada "velocidad de la roca". No se debe confundir con la velocidad de propagación de la onda sísmica.

En esta sección del capítulo no se intenta dar una descripción completa de qué controla la velocidad de la roca, una cantidad necesaria para la predicción de presiones. Más aún, es un recordatorio de que la velocidad de la roca (ondas P y S) es una cantidad compleja. Esta depende de muchos parámetros: porosidad, saturación de fluido, estado de esfuerzos, tipo de fluido en el poro, esfuerzo poral y de confinamiento, temperatura, propiedades del fluido en el poro, litología, contenido de arcilla y frecuencia de la propagación de las ondas.

Además, dichos parámetros no son independientes unos de otros. Una descripción completa de estas dependencias puede ser obtenida por medio de mediciones controladas en el laboratorio¹¹.

Más adelante, se puntualizan algunas características significativas relacionadas con nuestra discusión sobre la predicción de la presión de poro usando velocidades sísmicas. Litologías densas exhiben grandes distribuciones de velocidad de ondas P (figura I.1.4).



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Figura I.1.4. Velocidades de ondas P para litologías comunes.

Se observa que:

1. La distribución de velocidades de arenisca y lutita coinciden considerablemente. En aguas profundas para sedimentos normalmente compactados, con frecuencia las velocidades de arena y lutita coinciden completamente. Las densidades de lutita típicamente son ligeramente más altas que las densidades correspondientes a la arena.
2. Las velocidades en zonas sobrepresionadas son más bajas que las que se encuentran en presiones hidrostáticas normales. Las bajas velocidades causadas por zonas de alta presión son frecuentemente relacionadas al espesor de las zonas de lutita que tienen baja ocurrencia de arena (menor al 10%). Esto es muy común en sedimentos pobremente consolidados y relativamente jóvenes (Golfo de México, Terciario).
3. En los sedimentos de aguas superficiales, con frecuencia arenas y lutitas tienen velocidad localmente identificable respecto a la tendencia que siguen con la profundidad. Tales tendencias son muy útiles para el análisis de presión. Sin embargo, en sedimentos de aguas profundas, tales tendencias están usualmente ausentes. Presiones más altas a las normales con frecuencia se dan en sedimentos justo debajo del lecho marino. En aguas profundas, estas arenas presurizadas se caracterizan por ser peligrosas, y perforar a través de ellas tiene

un costo económico enorme para la industria. Esto es conocido como "el problema del flujo de agua en arenas superficiales" (SWF).

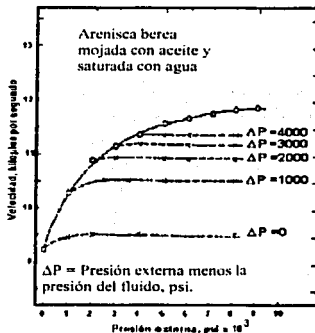


Figura I.1.5. Velocidades a través de una arenisca mojada por aceite bajo variación del esfuerzo efectivo.

Un ejemplo típico del efecto de la presión externa y efectiva (definido como la diferencia entre la presión externa o de confinamiento y la presión del fluido en el poro) sobre la velocidad de una arenisca Berea se muestra en la figura I.1.5, éste sugiere que:

La velocidad incrementa con el incremento del esfuerzo efectivo. El incremento primero es rápido, pero decrece con el incremento del esfuerzo efectivo hasta que se alcanza una velocidad terminal constante.

1. Para un esfuerzo efectivo cero, la velocidad incrementa rápido y después lentamente, casi linealmente.
2. Para esfuerzos efectivos más pequeños el comportamiento es muy similar al de esfuerzo efectivo cero. En diferenciales más altas, el aumento de la velocidad inicial no es observado.
3. Muestras diferentes de igual porosidad de la misma roca o la misma muestra, utilizadas repetidamente, pueden mostrar una variación en la medición de la

velocidad para una presión externa baja y fija. Sin embargo, la velocidad final en todos estos casos es la misma.

Todas estas situaciones¹², son también observadas en aguas profundas y son adecuadas para desarrollar una transformación relativa al esfuerzo efectivo y la presión de poro para la velocidad de la roca. Para aplicaciones en sedimentos de aguas profundas, se debería considerar que las porciones no lineales de estas curvas para bajos esfuerzos efectivos son los más pertinentes para presiones de poro altas en los pozos más profundos.

Si bien las mediciones de laboratorio aumentan mucho nuestro entendimiento de las propiedades de las rocas, tales mediciones de la velocidad en núcleos tienen un problema, lo restringido del muestreo. La velocidad de la onda sísmica con frecuencia difieren de aquellas mediciones sobre pequeñas muestras de núcleos. Esto se debe a "un problema de escalamiento", una discusión que está fuera de los alcances del presente trabajo. Existe otro resultado con este tipo de mediciones, la frecuencia.

En la figura I.1.2 nosotros mostramos el esquema de un registro de disparos de prueba, una manera para obtener datos de velocidad a partir de mediciones directas en el agujero. En este tipo de mediciones, tanto el problema de muestreo como el de frecuencia es resuelto, los intervalos medidos son del orden de 100 a 1000 pies y las fuentes de la sísmica convencional emplean frecuencias con ancho de banda de 10 a 100 Hz.

Otro tipo de velocidad de la roca es obtenido de mediciones en el agujero con registros sísmicos. Estos operan entre un rango de frecuencia de 5 y 10 Khz. Las mediciones son realizadas usando el principio de refracción como se muestra en la figura I.1.3. Aquí los intervalos de muestreo son del orden de varios pies. La información de velocidad obtenida de los registros sísmicos es la más usada para el análisis de presión, porque estas mediciones son las únicas que producen bastantes datos en lutas bajo condiciones in situ.

1.1.1.3 Velocidad sísmica

La nomenclatura para la velocidad usada por los sismólogos es bastante confusa. Esta incluye velocidad de intervalo y aparente, velocidades promedio y raíz cuadrada promedio (RMS), velocidad instantánea, de fase y grupo, velocidad de normal de movimiento por distancia (NMO), velocidad de apilamiento y migración. Como se estableció al inicio, la velocidad que puede ser obtenida de datos sísmicos es la velocidad de apilamiento. Para modelos de capas horizontales, la velocidad de apilamiento esta relacionada a la velocidad NMO, que a su vez se relaciona con la RMS, velocidad promedio y de intervalo. Para el análisis de las propiedades de la roca y presión de poro, nosotros necesitamos la velocidad de intervalo, la cual es una velocidad promedio entre dos intervalos sísmicos (podrían ser reflectores). Estas relaciones son explicadas más adelante^{13,14}.

1.1.2 REVISIÓN DEL ANÁLISIS DE VELOCIDAD SÍSMICA

1.1.2.1 Geometría Punto Medio Común (CMP)

El punto medio común (CMP), es una técnica de grabación y procesamiento de datos sísmicos que fue presentada en 1950. La técnica usa grabación redundante para mejorar la relación S/N de los datos sísmicos, el así llamado proceso de apilamiento.

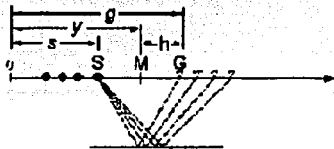


Figura 1.1.6. Adquisición de información sísmica en coordenadas disparo-receptor (s,g).

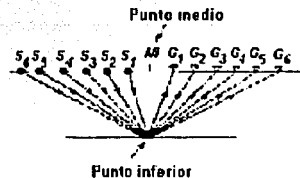


Figura 1.1.7. Coordenadas (y,h) de la separación del punto medio para el procesamiento de la información sísmica.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

En la figura I.1.6, se muestran las coordenadas en las cuales se obtienen los datos sísmicos: coordenadas disparo-receptor (s,g). Las reflexiones mostradas son apropiadas para la grabación en un modelo de capas horizontales a partir de un punto de tiro (S) para varias localizaciones del receptor (G). En la figura I.1.7 se muestra la geometría CMP. El procesamiento de datos sísmicos es hecho en las coordenadas del punto medio entre dos puntos de tiro (y,h). Las reflexiones muestran que están asociadas con un solo CMP común. Esto es idéntico para un punto de profundidad común (CDP) si las capas son horizontales y planas.

La estimación de la velocidad requiere de datos registrados en distancias diferentes de cero suministrados por una grabación CMP. Con las velocidades estimadas, se realizan las correcciones para distancias diferentes de cero y los datos son comprimidos en las coordenadas del punto medio del desplazamiento para una sección apilada. Frecuentemente, se siguen dos o más etapas de procesamiento: deconvolución y migración. El proceso de deconvolución actúa en los datos sísmicos a lo largo del eje del tiempo y esto afina la resolución temporal de los datos. Por otra parte, el proceso de migración mueve eventos de inclinación a la superficie verdadera y colapsos de difracción, incrementando la resolución lateral.

1.1.2.2 Velocidad Normal de Movimiento (NMO)

La figura I.1.8 muestra una geometría simple de reflexión de una capa plana. (x) es la distancia entre el origen (S) y el receptor (G), una distancia, la velocidad del medio (v), que se supone constante, en la primer superficie reflectante, t(0) duplica el tiempo de viaje a lo largo de la trayectoria vertical MD y el tiempo de viaje t(x) para la línea a lo largo de la trayectoria SDG. Entonces se puede mostrar fácilmente usando el teorema de Pitágoras que:

$$t^2(x) = t^2(0) + \frac{x^2}{v^2} \dots \dots \dots (1)$$

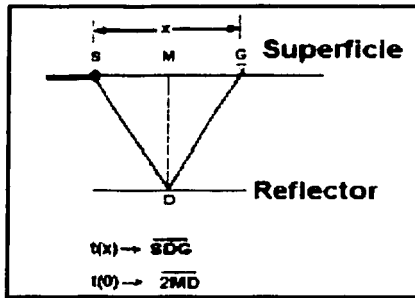


Figura I.1.8. Geometría NMO para un reflector horizontal.

La ecuación 1 para el tiempo de viaje describe una hipérbola en el plano del tiempo doble de reflexión respecto a la distancia, una relación muy fundamental. Se nota que en la geometría representada en la figura I.1.8, el CMP y el CDP son idénticos si las capas son planas y horizontales.

De la ecuación 1, la corrección de NMO es dada por la diferencia entre los tiempos de viaje, $t(x)$ y $t(0)$:

$$\Delta t_{NMO} = t(x) - t(0) = t \left\{ 0 \left[\left[1 + \left(\frac{x}{v_{NMO} t(0)} \right)^2 \right]^{1/2} - 1 \right] \right\} \dots \dots \dots (2)$$

Una vez estimada la velocidad NMO, los tiempos de viaje podrán ser corregidos con la ecuación de arriba, como se muestra en la figura I.1.9.

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

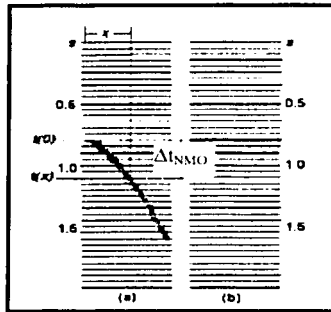


Figura 1.1.9. Corrección NMO que involucra el mapeo del tiempo de viaje a un desplazamiento diferente de cero $t(x)$ respecto al tiempo de viaje con desplazamiento cero $t(0)$. (a) Antes y (b) Después de la corrección NMO.

Trazas en la NMO corregida después son supuestas para obtener una traza apilada a una localización particular CMP. Esto es mostrado en forma gráfica en la figura 1.1.10 para tres puntos de tiro.

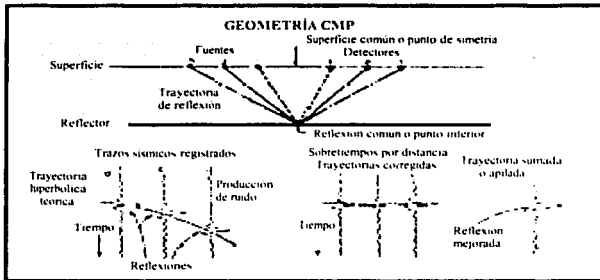


Figura 1.1.10. Las bases para la velocidad sísmica es el método del punto de reflejo común (como se ilustra en la parte superior del diagrama) enlazados con las curvas de tiempo por distancia. Se puede medir una componente horizontal del tiempo para apreciar el tiempo de llegada de una reflexión para más o menos un punto común en la superficie.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

El objetivo del apilamiento es mejorar la relación S/N de datos sísmicos. Los datos sísmicos deberán tener corrección NMO aplicada antes de que estos sean apilados. Esta corrección mejora la señal y cancela el ruido para el proceso de apilamiento. Este proceso es repetido por toda la sección de trazas comunes CMP y tiempos de viaje para producir una sección sísmica apilada. Nosotros notamos que la función de velocidad resultante, la función de velocidad NMO o de apilamiento, es aquella velocidad que maximiza la señal en los procesos de apilamiento CMP o CDP. Esto tiene varias consecuencias y limitaciones impuestas al análisis de velocidad, y si no son reconocidas y corregidas, puede limitar su uso para el análisis de presión. Algunas de estas son discutidas más adelante.

1.1.2.3 NMO en una capa horizontalmente estratificada

La ecuación NMO para una capa plana llega a ser extremadamente compleja para n capas horizontalmente estratificadas. *Taner y Koehler (1969)¹⁴* derivan la siguiente ecuación de tiempo de viaje para el sistema (figura I.1.11):

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

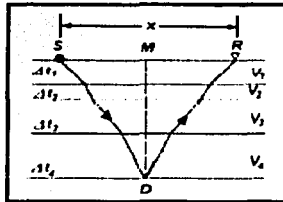


Figura I.1.11. NMO para un modelo de capas horizontalmente estratificadas.

$$t^2(x) = c_0 + c_1x^2 + c_2x^4 + \dots \tag{3}$$

donde:

$$c_0 = t^2(0) \tag{4}$$

$$c_2 = \frac{1}{v_{RMS}^2} \dots \dots \dots (5)$$

y c_2 , c_3 , etc. son funciones complicadas que dependen del espesor de la capa y de velocidades de intervalo, como son descritas en la figura 1.1.11. La velocidad RMS para el punto D es definida como:

$$v_{RMS}^2 = t^{-1}(0) \sum_{i=1}^N v_i^2 \Delta t_i(0) \dots \dots \dots (6)$$

donde Δt_i es el tiempo vertical en dos direcciones de la i -ésima capa y:

$$t(0) = \sum_{i=1}^N \Delta t_i \dots \dots \dots (7)$$

La aproximación anterior para el tiempo de viaje dado en la ecuación 3 puede emplearse suponiendo que la distancia es pequeña comparada con la profundidad (aproximación de recepción pequeña). En este caso, las series en la ecuación 3 pueden ser truncadas como sigue:

$$r^2(x) = t^2(0) + \frac{x^2}{v_{RMS}^2} \dots \dots \dots (8)$$

Cuando nosotros comparamos la ecuación 1 con la 8, obtenemos la velocidad requerida para la corrección NMO considerando un medio horizontalmente estratificado igual a la velocidad RMS, con tal de que la aproximación de recepción pequeña se lleve a cabo.

1.1.2.4 NMO para capas con inclinación

En realidad, las capas horizontales son raramente encontradas. La situación es mucho más complicada cuando las capas no son horizontales. La figura 1.1.12 muestra la

geometría CMP y CDP de una sola capa inclinada, donde M es el punto medio de la distancia entre el origen y el receptor, SG.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

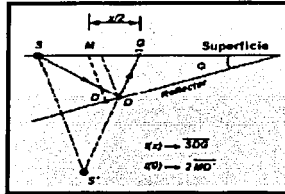


Figura I.1.12. Geometría par un NMO con un solo reflector inclinado.

El punto común de profundidad, D no está bajo M, pero este es D'. El desplazamiento al tiempo cero es el tiempo doble de reflexión a lo largo de la trayectoria M a D' (y no a D). El tiempo de viaje, t(x) a lo largo de la trayectoria SDG puede ser escrito como:

$$t^2(x) = t^2(0) + \frac{x^2 \cos^2 \phi}{v'^2} \dots\dots\dots(9)$$

El cual es, otra vez la ecuación de la hipérbola. Sin embargo, la velocidad NMO está ahora dada por la velocidad media dividida por el coseno del ángulo de inclinación:

$$v_{NMO} = \frac{v'}{\cos \phi} \dots\dots\dots(10)$$

El apropiado apilamiento de un evento inclinado requiere de una velocidad más grande que la velocidad del medio sobre el reflector, ya que el $\cos(\phi)$ es menor o igual que 1. Esto claramente sugiere una capa horizontal con una alta velocidad que puede producir el mismo tiempo por distancia como una capa con inclinación con baja velocidad, y por lo tanto el mismo apilamiento, en la aproximación de recepción pequeña. Esta ambigüedad puede resultar en una función de velocidad de apilamiento diferente para apilamientos que aparentemente se observen similares.

1.1.2.5 NMO para n-capas con inclinación arbitraria

La corrección para un apilamiento de capas, todas con diferentes desviaciones es bastante compleja¹⁵. La geometría básica es dada en la figura I.1.13.

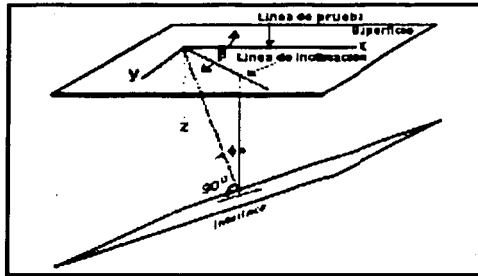


Figura I.1.13. Geometría para el movimiento de una interfase de inclinación en un modelo con capas con inclinación arbitraria.

El objetivo es calcular la ecuación del tiempo de viaje para una trayectoria a lo largo del punto de origen (S) a un punto de profundidad (D) y entonces sostener la localización del receptor (G), como es mostrado por las flechas (ver figura I.1.12). El punto medio de la trayectoria es M. Sin embargo, la traza CMP desde M toca la interfase de inclinación para una incidencia normal en D'. La ecuación relevante del tiempo de viaje es:

$$t^2(x) = t^2(0) + \frac{x^2}{v_{NMO}^2} + \text{términos de alto orden} \dots\dots\dots(11)$$

donde la velocidad NMO es:

$$v_{NMO}^2 = \left(\frac{1}{t(0)\cos^2 \beta_0} \right)_{i=1}^N v_i^2 \Delta t_i(0) \prod_{k=1}^{i-1} \left(\frac{\cos^2 \alpha_k}{\cos^2 \beta_k} \right) \dots\dots\dots(12)$$

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

Debería notarse que para una sola capa inclinada la ecuación 12 se reduce a 10. Además, para una capa estratificada horizontalmente la ecuación 12 se reduce a la ecuación 6.

Conforme la inclinación se suaviza y la recepción es pequeña, la ecuación de tiempo de viaje es representada aproximadamente por una hipérbola, ecuación 8, y la velocidad requerida para la corrección NMO es aproximadamente la función de velocidad RMS de la ecuación 6.

Después, haciendo la aproximación de inclinación y recepción pequeña, el NMO es hiperbólico y esta dado por:

$$t(x) = t^2(0) + \frac{x^2}{v_{NMO}^2} \dots\dots\dots(13)$$

La velocidad hiperbólica del tiempo por distancia debería ser distinguida de la velocidad de apilamiento que permite en forma óptima los trazos en una sección de trazas comunes CMP. La forma hiperbólica es usada para definir la mejor trayectoria de apilamiento:

$$t_v^2(x) = t_v^2(0) + \frac{x^2}{v_v^2} \dots\dots\dots(14)$$

Donde v_v es la velocidad que permite el mejor ajuste de la curva de tiempo de viaje sobre una sección de trazos comunes CMP a una hipérbola dentro de la longitud de recepción. Esta hipérbola no es necesariamente la hipérbola de la recepción pequeña implicada por la ecuación 13. Las diferencias pueden ser significativas, especialmente para una recepción grande comúnmente usada en la actualidad. Estas diferencias son mostradas en la figura 1.1.14.

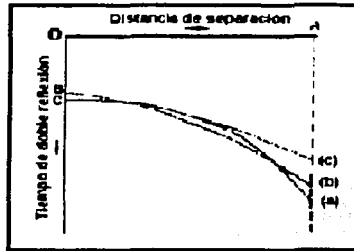


Figura I.1.14. La ecuación de velocidad de tiempo por distancia es derivada suponiendo una hipérbola de recepción pequeña. Por otro lado, la velocidad de apilamiento es derivada del mejor ajuste de la hipérbola sobre toda la longitud de recepción. (a) es el tiempo de viaje real, (b) es el mejor ajuste de la hipérbola sobre la distancia total, y (c) es la hipérbola de recepción pequeña.

La diferencia entre la velocidad de apilamiento (v_{st}) y la velocidad NMO (v_{NMO}) es llamada longitud oblicua de distribución y será tratado en el análisis de velocidad.

I.1.3 ANÁLISIS DE VELOCIDAD

I.1.3.1 Procedimiento

La ecuación 14 contiene las bases para el análisis de velocidad para un conjunto de trazas comunes CMP. Esta ecuación describe una línea en el plano t^2 respecto x^2 . La pendiente de estas líneas es $1/v_{st}^2$ y el valor interceptado en $x = 0$ es $t(0)$. En la práctica es usado el método de mínimos cuadrados para ajustar la curva. Un ejemplo con datos reales es mostrado en la figura I.1.15.

Las velocidades estimadas del análisis t_2 - x_2 son mostradas como triángulos sobre el espectro de velocidad. La velocidad real elegida es también mostrada en el espectro de velocidad, y la concordancia entre las dos es buena. Un método alternativo para llevar a cabo el análisis de velocidad es mostrado en la figura I.1.16a.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

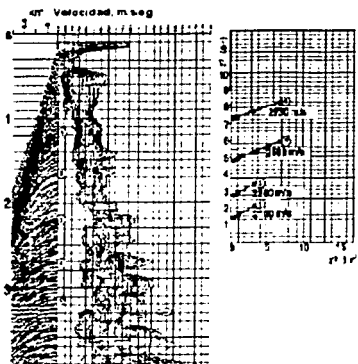


Figura I.1.15. Análisis de velocidad (t_2-x_2) aplicado a un conjunto de trazas comunes CMP. Los triángulos en el espectro de velocidad (pista central) representan los valores de velocidad derivados a partir de las pendientes de las líneas mostradas en la gráfica de la derecha.

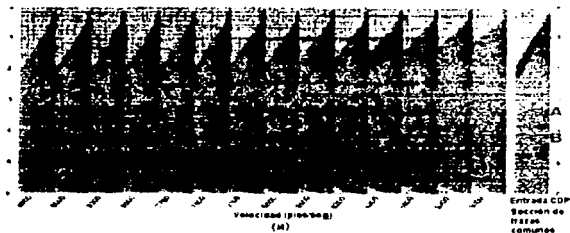


Figura I.1.16a. Corrección de tiempo por distancia a velocidad constante aplicada a un conjunto de trazas comunes CMP (5000 a 8900 pies/s).

La figura anterior es llamada método de exploración de velocidad constante (CVS). Los datos en la figura I.1.16b son repetidamente corregidos con NMO utilizando un intervalo de valores de velocidad constante entre 5000 y 13,600 pies/seg con la ayuda de una computadora de alta velocidad.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

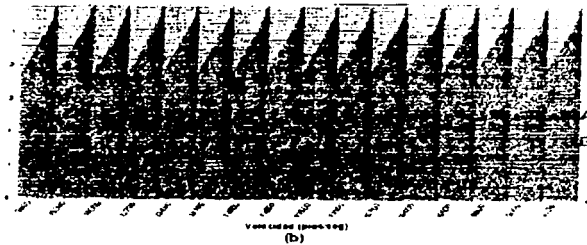


Figura 1.1.16b. Correcciones de tiempo por distancia a velocidad constante aplicados al conjunto de trazas comunes CMP de la figura 1.1.16a (9200-13600 pies/s).

El conjunto de trazas comunes corregido con NMO, es desplegado a un lado en forma de pista. Los eventos marcados como A y B sugieren cómo se debe llevar a cabo el procedimiento. Para un cierto valor de velocidad, estos eventos serían uniformes (planos); de otra manera serían curvos, si las velocidades son sobre corregidas o pobremente corregidas. Así, el evento A parece ser uniforme (o bien apilado) con una velocidad de 8300 pies/seg. Similarmente, el evento B parece apilar bien con una velocidad de 8900 pies/seg. Procediendo de esta manera, uno puede construir una función de velocidad que sea apropiada para la corrección del NMO de este conjunto de trazas comunes. El proceso se repite tantas veces como puntos se tenga en la línea sísmica.

Para la predicción de la presión de poro u otro trabajo estratigráfico normalmente se utiliza el Análisis de Velocidad de Horizonte (HVA). Ésta es una manera eficaz y exacta de obtener la información de velocidad a cada punto CMP seleccionados a lo largo de los horizontes importantes, en comparación con el análisis de velocidad convencional en el cual se proporciona la información de velocidad a cada tiempo en puntos seleccionados CMP. Lo anterior es tedioso y caro, pero altamente recomendado para el trabajo estructural o estratigráfico. Las figuras 1.1.17 y 1.1.18 muestran ejemplos del análisis HVA. La figura 1.1.17 muestra una sección apilada con varios horizontes marcados y el primero en la figura 1.1.18 muestra las funciones de velocidad de

apilamiento en los mismos horizontes. Los ejes verticales y horizontales en cada panel son los ejes de la velocidad de apilamiento y de los CMP, respectivamente.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

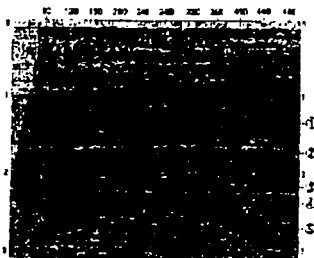


Figura I.1.17. Sección apilada con cinco horizontes marcados como se indica.

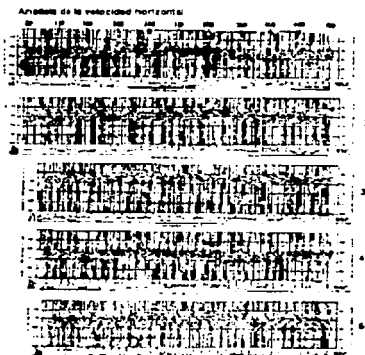


Figura I.1.18. Análisis de velocidad de horizonte a lo largo de los cinco horizontes marcados representados en la figura I.1.17. los ejes verticales y horizontales en cada panel son los ejes de la velocidad de apilamiento y los CMP respectivamente.

No importa qué método se utilice nosotros debemos comprender que la calidad de la función de velocidad esta dictada por la calidad del apilamiento, a función que allana un

cierto evento en un conjunto de trazas comunes. Esto significa la utilización de una medida cuantitativa para obtener una función de velocidad basada en la amplitud y continuidad de evento(s) apilado(s), no velocidad de la roca. Esto tiene una consecuencia significativa, no todas las funciones de velocidad que produzcan el mejor apilamiento se pueden considerar una velocidad verdadera de roca. A continuación se dan las razones por las cuales la estimación de la velocidad a partir de un análisis de velocidad de apilamiento sísmico esta limitada:

- Relación S/N del conjunto de trazas comunes.
- Eliminación del ruido.
- Longitud del tendido de recepción utilizado para la adquisición de datos.
- Magnitud del apilamiento.
- Selección de la medida de coherencia
- Emisión real a partir del sobretiempo por distancia hiperbólico (por ejemplo, anisotropía).
- Longitud del intervalo de tiempo.
- El ancho de banda de los datos.

En general, conforme los eventos en un análisis de velocidad se tomen más y más profundos (en tiempo), la calidad de la función de velocidad se degrada. Esto es porque uno encuentra un rango de funciones de velocidad que allanan un evento, proporcionando ambigüedad y falta de exactitud en la función de velocidad seleccionada. Para el cálculo de la presión de poro, uno utiliza velocidades de intervalo derivadas a partir de velocidades de apilamiento, como se discutió anteriormente. Para complementar, se resume a continuación las limitaciones para calcular las velocidades de intervalo (utilizando el modelo de Dix) a partir de velocidades de apilamiento¹⁶:

- Supone una geometría en capas para el cálculo de la velocidad de Dix.
- Supone que las capas son homogéneas e isotrópicas.
- Falta de precisión en el análisis de los datos (seleccionando los tiempos de reflexión, etc.).

- El uso impropio del cálculo de Dix (calculando velocidades de intervalo en un intervalo estrecho).
- Pobre resolución.
- Plegamiento de la trayectoria del rayo a través de geología compleja.
- Muestreo espacial.

Un esquema convencional del proceso sísmico para el análisis de la velocidad se muestra en la figura I.1.19.

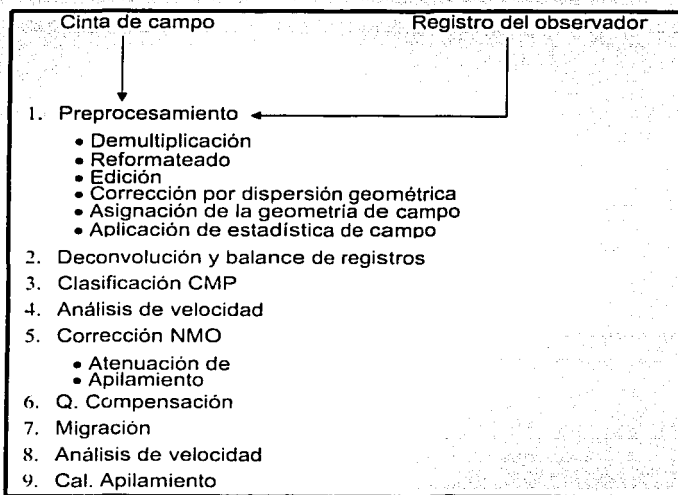


Figura I.1.19. Diagrama de flujo para el procesamiento sísmico convencional.

I.1.3.2 Suavizado, Calibración, Resolución e Interpretación de la velocidad

El suavizar la velocidad es un paso esencial en el acondicionamiento de las velocidades para la predicción de la presión de poro. El suavizado (e interpolación) es hecho en tiempo y espacio. Un ejemplo se muestra en la figura I.1.20.

La imagen de la izquierda de la figura I.1.20 muestra velocidades apiladas sin suavizar, mientras que la de la derecha muestra las velocidades suavizadas. Obviamente, las velocidades de apilamiento para cada sección en estas figuras tendrían diferentes velocidades de intervalo ¿Cuál de los dos modelos es valido? Uno no sabe si ésto es a priori. Por esta razón la calibración de la velocidad es un paso esencial en el acondicionamiento de las velocidades sísmicas para la predicción de la presión. Este paso se discute a continuación.

La calibración de la velocidad normalmente se hace con los datos de puntos de tiro a partir de registros de pozo. Debido al plegamiento de la trayectoria del rayo, las velocidades de intervalo sísmicas son más altas que las velocidades verticales medidas durante el registro del pozo. Algunas veces ésto es relacionado como una aparente anisotropía, lo cual se opone a las velocidades de propagación en una roca verdaderamente anisotrópica. Hay dos métodos para considerar las diferencias entre las velocidades sísmicas y de puntos de tiro de pozo. El primer método involucra una comparación de las relaciones tiempo-profundidad a partir del registro de puntos de tiro en pozos con aquellos derivados de los datos sísmicos. El segundo, un método más preferido, involucra la comparación de las velocidades del intervalo a partir de puntos de tiro en pozos con aquellas derivadas a partir del análisis de la velocidad de apilamiento de sísmica utilizando el método de Dix.

El procedimiento involucra la obtención de una función de corrección contra el tiempo doble de reflexión en la localización del pozo (o ubicación análoga del pozo), que se aplica entonces al campo de velocidad total. Típicamente, se utilizan varias funciones de la velocidad alrededor del pozo para construir la función de calibración. Esto permite un análisis del error, el cual debe seguir un esquema semejante de calibración. El procedimiento se muestra esquemáticamente en la figura I.1.21 se recomienda que el procedimiento se pruebe en líneas sísmicas que se intercepten por exactitud y consistencia. La predicción de la presión nunca debe hacerse basado en una sola función de velocidad a una localización del CMP.

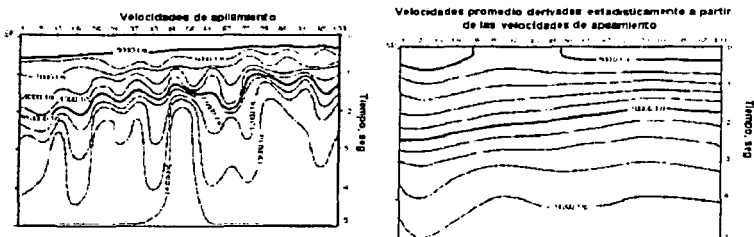


Figura 1.1.20. Velocidades de apilamiento suavizadas (derecha) y no suavizadas (izquierda) a partir de datos sísmicos.

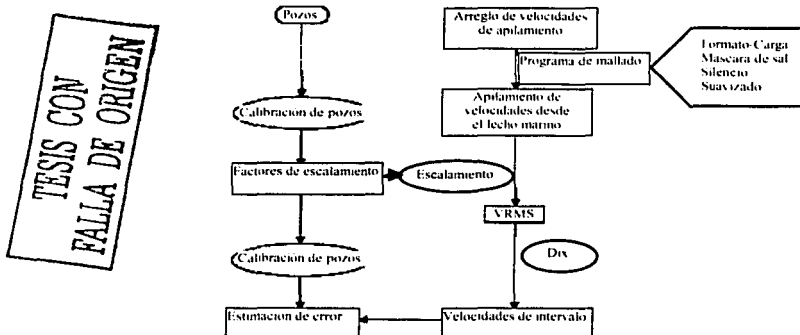


Figura 1.1.21. Proceso para el acondicionamiento y calibración de la velocidad para realizar un análisis de presión.

Cualquier aplicación de la velocidad sísmica para la predicción de la presión debe incluir un entendimiento de la resolución de la velocidad existente en el proceso de análisis de la velocidad. La tabla 1.1.1, muestra la resolución vertical (temporal) y lateral de las velocidades convencionales: temporalmente las velocidades de intervalo a partir de un análisis de velocidad de apilamiento convencional no tienen frecuencias más altas que 2-4 Hz.

	Vertical	Lateral	Comentarios
Baja resolución Datos de especificaciones y estándar	0-2 Hz (400-500 m)	-1 milla	Presión constante en intervalo de 500-800 pies, geología traslapada
Líneas reprocesadas, Picos cerrados y control de calidad	0-4 Hz (200-400 m)	-1000 pies	Intervalos de 250-400 pies; mejora la resolución geológica
Alta resolución Amplitud sísmica (AI) en cada traza sísmica	(8-10)-(50-60) Hz (10-20 m)	-100 pies	Intervalos de 100-200 pies; mejora la resolución geológica
Espaciamiento de frecuencia	4, (8-10) Hz		Necesita un modelo previo basado en datos del pozo e integración con otros datos geológicos (facies, etc.)

Tabla I.1.1 Resolución de la velocidad para datos sísmicos.

Ésto conduce a un análisis de presión en capas no menores a 400 pies para los sedimentos típicos de la Costa de Golfo. La inversión sísmica de datos apilados (inversión con inteligencia artificial post-apilamiento) o datos de pre-apilamiento (usando la onda completa, análisis e inversión de un conjunto de trazas comunes en varios CDP's), puede agregar una resolución más alta.

La interpretación de la velocidad también es un paso esencial en la conversión de las velocidades de apilamiento a velocidad de la roca. Hay muchas dificultades en el procedimiento, algunas de las cuales ya se han precisado.

La figura I.1.22 muestra un análisis de velocidad para un CDP simple en el cual se muestra la calidad del apilamiento de varias funciones de velocidad seleccionadas por los usuarios. Los contornos indican la calidad del apilado y la función de velocidad de apilamiento óptimo se obtiene conectando los contornos altos, como se muestra en las líneas gruesas de la gráfica. Note que la función de velocidad secundaria baja, en la parte inferior izquierda de la gráfica. Ésto representa las velocidades de apilamiento óptimas para múltiples CDP en esta localización. Sin embargo, a priori uno no sabe si esta reducción en la velocidad es debida a presiones de poro más altas que la normal en ese intervalo como oposición a los demás. También podría ser debido al cambio de litología (por ejemplo de carbonatos a rocas plásticas). Ambigüedades de este tipo son

muy comunes en el proceso del análisis de velocidad y deben ser ajustados utilizando otros datos y el conocimiento del intérprete en el campo de velocidad sísmica. Incluso el simple paso de suavizar la velocidad descrito anteriormente puede llevar a destruir la geología local o a crear una nueva geología, lo cual puede conducir a un modelo de presión no real, por lo que debe ser evitado.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

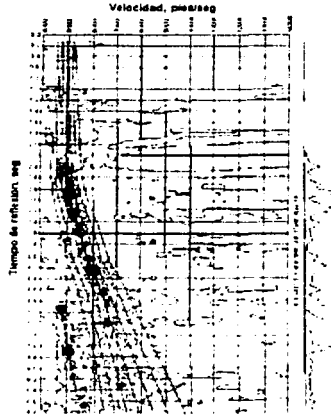


Figura 1.1.22. Análisis de velocidad para un solo CDP en el cual se muestran la calidad de apilamiento de varias funciones de velocidad seleccionadas por el usuario. Los contornos indican la calidad del apilamiento y la función de velocidad de apilamiento se obtiene conectando los contornos altos como son mostrados por la línea gruesa en la gráfica, note que la función de velocidad baja secundaria en la parte inferior izquierda de la gráfica representan las velocidades de apilamiento optimas para los múltiples CDP's en esta localización.

El análisis del error debe acompañar a cada análisis de velocidad empleado para la predicción de la presión. En la figura 1.1.23 se muestran los errores en la estimación de la velocidad de apilamiento.



TESIS CON FALLA DE ORIGEN

Figura I.1.23. Errores en la estimación de la velocidad de apilamiento.

La figura I.1.23 ilustra un histograma de errores en el análisis de la velocidad como una función de la amplitud de tiempo doble de la función. Una tendencia de velocidad típica se utiliza para su cálculo. La amplitud del intervalo se muestra en milisegundos y el error en la velocidad se muestra en m/s. Esta figura claramente muestra que los errores en la velocidad del intervalo, son más grandes para las capas delgadas a profundidades grandes. Esto inherentemente pondrá un límite en la exactitud de la predicción de presiones utilizando la velocidad sísmica del intervalo.

1.1.4 GUÍA DEL ANÁLISIS DE VELOCIDAD PARA LA DETERMINACIÓN DE GEOPRESIONES

Muy a menudo las velocidades se utilizan en forma errónea para la predicción de presiones. Se necesita tener mucha precaución con las velocidades de apilamiento antes de que sean utilizadas para este propósito. Antes de que el trabajo empiece, se debe definir claramente el propósito del trabajo: ¿son necesarias las velocidades para el entendimiento regional de la presión (típicamente una malla de 1000 por 1000)? ¿Son necesarias imágenes detallada de la presión del subsuelo a la escala del prospecto (3x3 millas)?, ¿A la escala del yacimiento (100-200 por capa)?, ¿A la escala del agujero del pozo (30-40" por 20,000 pies)? El cuidado y los detalles empleados en cada una de estas escalas varía y requiere la integración de una gran cantidad de datos, otros diferentes a los sísmicos, tales como velocidades tomadas en el pozo, registros y

geología. El análisis de la velocidad es un proceso tedioso y normalmente se lleva a cabo repetidamente. A cada paso se utilizan datos adicionales y se utiliza una interpretación para adicionar resolución y exactitud. Los pasos siguientes que se dan a continuación son una guía para el proceso.

1. Un análisis general de la geología debe preceder a cualquier análisis de velocidad. Localizar las secciones sísmicas apiladas e interpretadas es lo mejor. Se deben de correlacionar todos los pozos disponibles a lo largo de los horizontes geológicos importantes.
2. Las velocidades de apilamiento procesadas convencionalmente son normalmente inadecuadas para la predicción de presiones, esto es debido a que ellas son creadas para obtener el mejor apilamiento y podrían tener muy poca relación con la velocidad de la roca.
3. El conjunto de trazas sísmicas debe estar disponible para control de calidad.
4. El flujo del procesamiento debe estar claramente identificado. Las velocidades deben ser procesadas por demultiplexación, DMO y migración del preapilamiento. Paredes con sal, tales como las de aguas profundas en el Golfo de México se deben aplicar apropiadas máscaras de sal y atenuación de ruido.
5. La velocidad de apilamiento, la velocidad RMS o las velocidades de intervalos dadas en la cima de la sección no deben ser utilizadas para la predicción de presiones sin antes verificar la calidad por medio del conjunto de trazas sísmicas o gráficas de espectros de velocidad.
6. Se tiene mayor calidad en el análisis de la velocidad utilizando una estación de trabajo tal como ProMAX o herramientas similares. Algunos pasos esenciales incluyen un análisis de velocidad con espaciamentos cortos, consistencia lateral en el campo de velocidad, suavizamiento, calibración e interpretación.
7. El criterio común para escoger la velocidad (como el máximo de semejanza en los espectros de velocidad) podría no ser adecuado para la predicción de presiones. Seleccionar aquella velocidad la cual estratifica un evento desde los puntos de tiro más cercanos y hasta los más lejanos podría proporcionar mejores resultados. Si un evento no puede ser estratificado horizontalmente a lo largo de

todos los puntos de tiro, entonces se debe hacer un esfuerzo adicional para optimizar la estratificación horizontal en un rango de puntos de tiro tan largo como sea posible (aproximadamente la mitad del rango).

8. La calibración de velocidad es un paso esencial en el acondicionamiento de las velocidades para la predicción de presiones. La comparación de la velocidad sísmica RMS y la de intervalo con aquellas de puntos de tiro en pozo, ayudan a que ésto sea mejor. Sin embargo, si los datos de los puntos de tiro en pozo no están disponibles, una noción de la velocidad en la roca se debe utilizar para ajustar el campo de velocidades, si es posible, de estudios análogos.
9. Nunca hacer una predicción basada en una sola función de velocidad, aunque sea en la localización del pozo. El campo de velocidad se debe verificar para una consistencia lateral y vertical, para que no se presente ninguna fluctuación severa o picos. Se recomienda que cualquier análisis de velocidad para la predicción de presiones debe de llevarse a cabo con el análisis de por lo menos una docena de puntos de reflejo común alrededor del pozo.
10. Las velocidades deben seleccionarse en varios pasos incrementando el detalle sucesivamente. Se debe tener un mayor detalle en la selección para asegurar que ninguna desviación se introduzca por los cálculos de Dix para los intervalos de espesor variable.
11. Deben utilizarse despliegues de control de calidad, tales como registros de NMO corregidos para verificar la exactitud de las velocidad seleccionadas.
12. Como indica el histograma de la figura I.1.23, nunca escoja velocidades en las capas con espesor menor de 50 m, sobre todo a profundidades relativamente grandes (a 3 segundos de tiempo doble de reflexión o mayores).
13. Para el análisis de velocidad a escala regional para la predicción de presiones, se deben escoger las velocidades por lo menos en un mallado 1x1 km o menor. Se debe tener un cuidado especial mientras se interpola el campo de velocidades, porque cualquier disturbio en la velocidad debido a picos anómalos pueden ser exagerados por el proceso de interpolación.
14. Las velocidades deben ser suavizadas por una función matemática simple, como un polinomio de bajo orden. El utilizar algoritmos suavizadores, como un

trazador, no es adecuado. Estas funciones tienden a seguir las ondulaciones en el campo de velocidad de manera literal y algunas veces crean geología cuando ésta no está presente.

15. Se deben investigar cuidadosamente las estructuras de velocidad observadas dentro de un tendido de recepción. Éstas podrían no ser debidas a variaciones geológicas.
16. Cada esfuerzo debe hacerse para relacionar las velocidades sísmicas del intervalo con la velocidad de la roca. El campo de velocidad debe limitarse por el conocimiento del rango de velocidades de la roca conocida en esta área. Por ejemplo, velocidades que excedan 10,000 pies/s en aguas profundas del Golfo de México, deben examinarse cuidadosamente. Cualquier comparación con las velocidades sónicas del registro del pozo sólo deben hacerse después de que el registro sónico ha sido corregido.
17. Los analistas convencionales se especializan para seleccionar 'rápidamente' las velocidades con el aumento en las profundidades. Esto podría no ser una buena práctica, cuando se seleccionan velocidades para el análisis cuantitativo de la presión. De hecho conforme la presión de poro incrementa debido a la bajocompactación, las velocidades no aumentan rápidamente con la profundidad como con el sepultamiento, como si no se tuviera ningún efecto de presión.
18. Un especial cuidado debe tenerse con la velocidad de la última capa (se sabe que al final del conjunto de datos puede ser realizada una selección confiable de la velocidad). Muy a menudo, la velocidad del intervalo se mantiene constante en esta capa y entonces se extrapola a mayor profundidad, más allá de dónde no hay ningún dato para escoger la velocidad. Esto es una 'mala' práctica y debe evitarse.
19. Todo análisis de velocidad se debe acompañar de un análisis de error. Cada selección debe incluir un procedimiento de convicción de calidad (1 para bueno, 2 para cuestionable y 3 para malo).

1.1.5 EJEMPLOS DE APLICACIONES DE VELOCIDAD SÍSMICA PARA LA PREDICCIÓN DE PRESIONES

En una encuesta reciente en el proyecto de la Asociación de Ingenieros de Perforación publicado en el número DEA-119, fue claro que la mayoría de la gente utiliza los datos sísmicos para la predicción de presiones, ya sea directamente a través del análisis de velocidad tal como se describió anteriormente en este capítulo o indirectamente, basados en rutinas de análisis las cuales utilizan horizontes sísmicamente seleccionados y datos de compactación como entrada. Aquí se presentarán algunos ejemplos. Esos ejemplos siguieron los lineamientos para el mejor análisis de la velocidad, tal y como se describió en la sección anterior.

Notamos que la resolución de la velocidad sísmica de intervalo es baja; el valor de la frecuencia no es mayor de 2-4 Hz. Así, la estimación de la presión usando el análisis de velocidad convencional es bastante masivo y no pueden proporcionar estimaciones dentro de capas del yacimiento como lo haría una medición con RFT. Para estimaciones de presión a escala del yacimiento, se requeriría información de velocidad de alta frecuencia a partir de otras fuentes, tal como los datos de impedancia acústica. La técnica actual puede ser y se ha extendido a aplicaciones a escala de yacimiento¹⁷ usando velocidades obtenidas de la inversión de la impedancia acústica de datos sísmicos.

En la figura I.1.24 se muestra un diagrama de flujo para la predicción de la presión utilizando la velocidad sísmica (sin control del pozo). Se supone que las velocidades están condicionadas a seguir el procedimiento descrito hasta ahora. Notamos que esas velocidades sísmicas se usan dos veces: una vez para generar una pseudodensidad que eventualmente proporcionará la sobrecarga y posteriormente derivar el esfuerzo efectivo a cada localización de la velocidad (localización CMP), a través de transformaciones especificadas por el usuario entre la velocidad y el esfuerzo efectivo. Alternativamente, las mismas velocidades también pueden usarse en la forma tradicional, como aquellos métodos basados en Eaton (1968)¹⁸ u Hottmann y Johnson

(1965)¹⁹. Estos métodos se basan en una Tendencia Normal de Compactación (NCT) y el análisis de velocidad sísmica como una(s) función(es) de la profundidad, y entonces utilizan la desviación de velocidad de la NCT como una medida de la presión de poro, a través de funciones de calibración empírica. Algunas de estas técnicas se describen en Dutta (1987)²⁰.

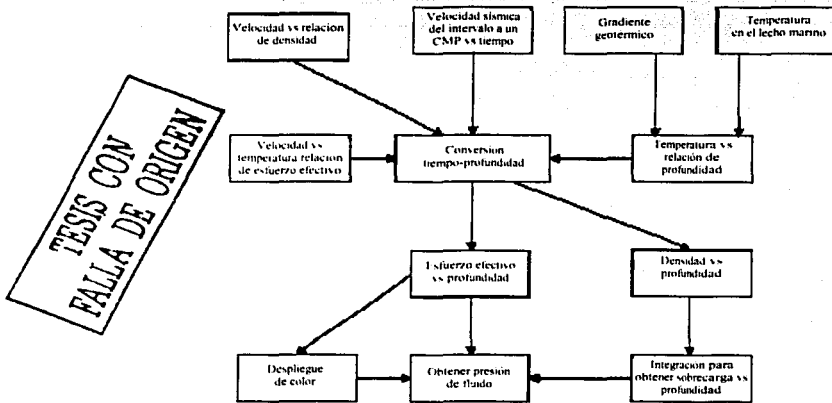


Figura I.1.24. Diagrama de flujo para la predicción de la presión utilizando la velocidad sísmica.

Una vez que el análisis de velocidad se completa, la predicción de la presión puede hacerse en dimensiones diferentes, dependiendo de los requerimientos: 1-D, 2-D, y 3-D. A continuación se presentan algunos ejemplos, los cuales muestran el poder de la velocidad sísmica como una herramienta para la predicción de la presión.

I.1.5.1 Aplicaciones en 3-D

Para aplicaciones 3-D (para estudios regionales de presión) las velocidades son suministradas a partir de registros de velocidad en 3-D o líneas sísmicas en 2-D con mallados de poco espaciamiento. Típicamente, tales análisis se llevan a cabo en varias

etapas como se muestra en varias de las siguientes figuras. La Primera fase de la figura I.1.25 consiste esencialmente en una fase de calibración de velocidades de intervalo derivada de las velocidades de apilamiento convencionales utilizando controles disponibles del pozo. Los pasos se explican por sí mismos.

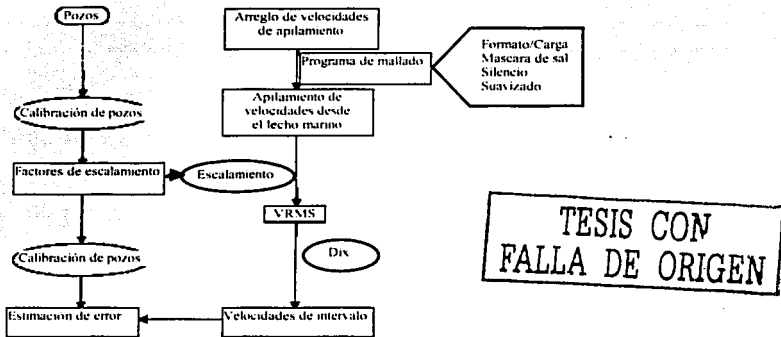


Figura I.1.25. Pasos para la calibración de velocidad.

Este paso requiere el acceso a software con mallado en 3-D dónde se condiciona la velocidad, incluyendo suavizado lateral y temporal y se lleva a cabo la interpolación. El enmascaramiento de la sal y otros pasos de control de calidad se aplican en este paso. La salida de este proceso es un cubo de velocidad en 3-D, el cual es cargado en una estación de trabajo sísmica y que se visualiza usando cualquier software de visualización, como Earth Vision de Dynamic Graphics, Inc. La siguiente fase en el proceso de la figura I.1.25, es trata con la transformación del cubo de velocidad 3-D a un cubo de esfuerzo efectivo o presión en 3-D. La fase subsecuente consiste en la conversión de la profundidad utilizando los datos de velocidad, para que los mapas de presión puedan desplegarse en profundidad, y no en tiempo doble de reflexión. La última fase del proceso, de la figura I.1.26, consiste en tomar secciones del cubo de presión a lo largo de los horizontes mayores y proyectarlos en el mapa. Esto nos

permite conseguir un buen entendimiento de la relación entre la presión de poro y la aparición de unidades potentes de arena y lutitas.

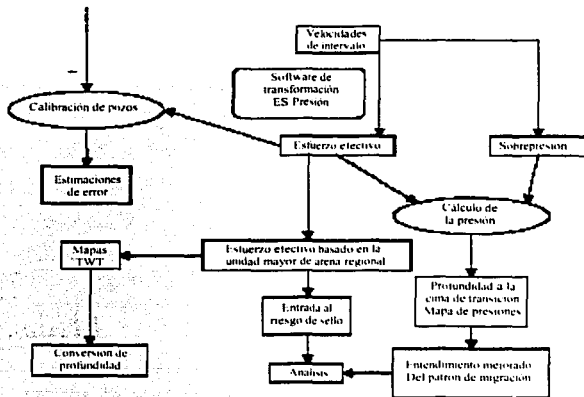


Figura I.1.26. Pasos para generar un cubo de esfuerzo efectivo y presión de poro a partir de un cubo de velocidades de intervalo sísmicas.

La figura I.1.27 muestra una aplicación de este procedimiento tomada de Dutta (1997)²¹ para aguas profundas del Golfo de México. El área de estudio se muestra en el recuadro inferior. Aquí se desarrolló un modelo de esfuerzo efectivo en 3-D para un prospecto. El modelo cubre un área de 140x102 km, con un tirante de agua mayor a 330 m.

La figura I.1.27 es un mapa de esfuerzo efectivo, en psi, proyectado a un horizonte probable sobre muchos bloques. Los códigos de color en esta figura representan el riesgo asociado con la falla del sello hidráulico. Esta clase de mapas ha ayudado en alto grado a la exploración de áreas de bajo riesgo disminuyendo las áreas de alto riesgo.

La figura I.1.28 es un mapa de la cima de presión anormal como una función de tiempo doble de reflexión. Aquí la cima de la presión alta ha sido definida a la profundidad (o tiempo) donde el esfuerzo efectivo alcanza un valor de 1000 psi. Análisis como los mostrados aquí en 3-D, siempre deberían utilizar un mallado de velocidades no mayor a 0.5 km de separación. Por otra parte, el proceso de interpolación puede crear geología que no existe o que no es realista.

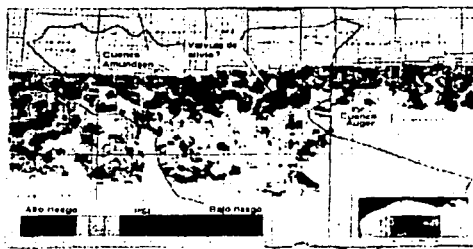
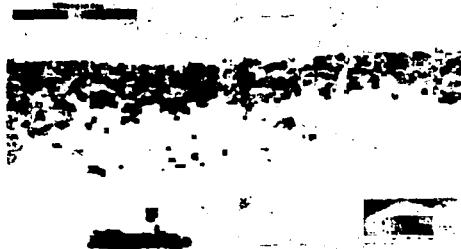


Figura I.1.27. El esfuerzo efectivo ha ido codificado en color de acuerdo con límite de sello hidráulico de 1000 psi. El tono oscuro representa una baja probabilidad de falla. El tono claro indica incertidumbre basada en un análisis de error del esfuerzo efectivo. Ciertas cuencas se encuentran en zonas de bajo riesgo (por ejemplo, la cuenca Auger) o en zonas de alto riesgo.



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Figura I.1.28. Mapa de tiempo doble de reflexión en la cima de presión Anormal en un campo en aguas profundas del Golfo de México. El recuadro Inferior muestra la extensión del área de estudio.

1.1.5.2 Aplicaciones 1-D/2-D.

Como se discutió al inicio de este capítulo, la escala del prospecto, la resolución del análisis de velocidad sísmica puede ser ampliamente mejorado seleccionando velocidades a cada CMP. De esta manera, se puede obtener una imagen subsuperficial de presión y esfuerzo efectivo bastante detallada a la escala del prospecto y a la escala del agujero. Un ejemplo de este tipo de análisis para aguas profundas del Golfo de México se muestra en la figura 1.1.29, sobre una línea sísmica 2-D, la cual ha sido sujeta al procedimiento descrito con anterioridad en el capítulo. Este procedimiento ha conservado mucho detalle estratigráfico. La figura 1.1.29 muestra el esfuerzo efectivo en psi, como una función del tiempo doble de reflexión y de los puntos de profundidad común (CDP's). La figura muestra la existencia de una celda de presión asociada con las variaciones estratigráficas dentro del prospecto. También indica trampas de presión en la dirección vertical como un inverso del esfuerzo efectivo.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

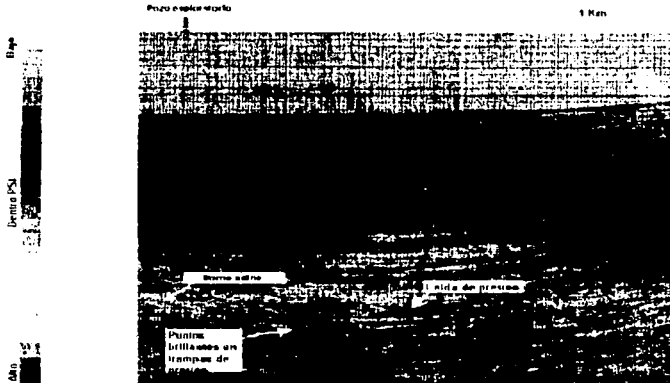
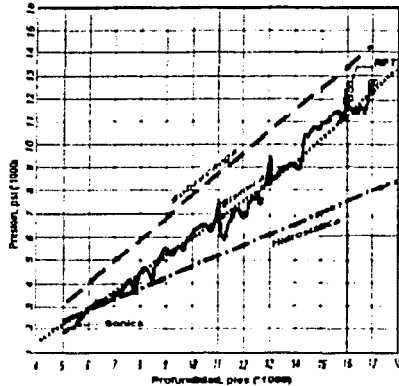


Figura 1.1.29. Sección cruzada del esfuerzo efectivo vs el tiempo doble de reflexión en un prospecto en el Golfo de México.

Una comparación de predicción de presiones con datos obtenidos de un registro RFT se muestran en la figura I.1.30. La comparación es buena, y las predicciones están dentro de 400 psi de la presión de la formación.



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Figura I.1.30. Esta figura muestra el perfil de presiones vs. profundidad para el pozo exploratorio mostrado en la figura I.1.29. Las presiones calculadas a partir de sísmica (antes de la perforación) y a partir del sísmico posterior a la perforación se muestran y comparan con las medidas de presión tomadas con un RFT. La presión se sobrecarga fue estimada partir de la velocidad sísmica y se encontró que tiene una buena concordancia con la obtenida a partir de datos de densidad de registro (posterior a la perforación).

Otro ejemplo para aguas profundas del Golfo de México se muestra en las figuras I.1.31 – I.1.34. La gráfica de la figura I.1.31 muestra las velocidades de intervalo sísmicas junto con las trazas apiladas. Se observa la conformidad general de la estructura obtenido con el campo de velocidad a partir de datos de velocidad de apilamiento, utilizando el procedimiento descrito anteriormente. La escala de tonalidades de la velocidad en el lado izquierdo de las figuras I.1.31 y I.1.32 se expresan en pies/s.

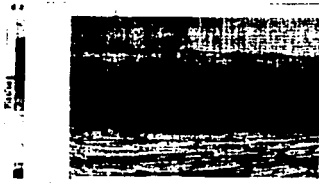


Figura I.1.31. Gráfica de la velocidad del intervalo por sísmica suavizada vs el tiempo doble de reflexión para un pozo de aguas profundas en el Golfo de México. La gama de colores a la izquierda de la gráfica muestra las velocidades del intervalo en pies/s.

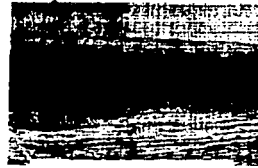


Figura I.1.32. Esta figura muestra el esfuerzo efectivo (en psi) vs el tiempo doble de reflexión para las velocidades mostradas en la figura I.1.31.

La sección en 2-D de la predicción del esfuerzo efectivo se muestra en la figura I.1.32, en psi, como una función del tiempo doble de reflexión y de los CDP's. Los rangos de la escala de tonalidad de esta figura va de 470 a 4150 psi.

Un incremento gradual del esfuerzo efectivo (significando una disminución en la presión de fluido) es aparentemente de izquierda a derecha (alejándose del pozo). Esto sugiere una mayor compactación (y consecuente expulsión de agua), conforme uno se aleja del pozo y se mueve echado arriba hacia la derecha. Así, un aumento en el esfuerzo efectivo echado arriba y fuera de la localización del pozo hace pensar en una senda de migración activa de fluidos.

La predicción de los esfuerzos efectivos obtenidos a partir de sísmica y del registro sísmico se muestra en la figura I.1.33. La línea marcada como "hidrostática" muestra la variación del esfuerzo efectivo esperada cuando la presión del fluido está en equilibrio hidrostático. La geopresión en este pozo empezó aproximadamente a 6 mil pies por debajo del nivel de referencia sísmico, donde los esfuerzos efectivos parten de la línea hidrostática.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

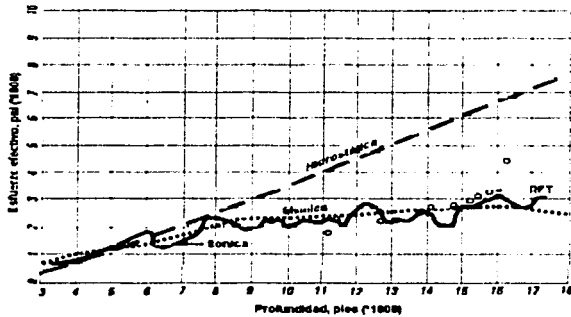


Figura I.1.33. Predicción del esfuerzo efectivo vs. profundidad utilizando la velocidad sísmica y lo dato del registro sísmico.

Las presiones de poro de sísmica se compara con aquéllas obtenidas con el registro sísmico en la figura I.1.34. Las presiones obtenidas de estas dos fuentes de velocidad a dos diferentes escalas son acordes entre ellas y con los datos obtenidos de mediciones con el registro RFT, (mostrado por Daimond, en la figura I.1.34).

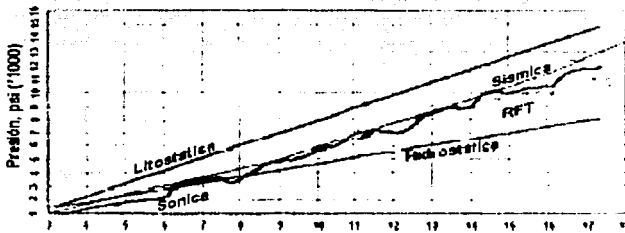


Figura I.1.34. Predicción de presión de poro vs. profundidad a partir de velocidad sísmica y datos calibrados del registro sísmico. También se muestran a manera de comparación, datos de presión obtenidos de pruebas RFT. La curva litostática o de sobrecarga fue generada utilizando velocidad sísmica.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Estos ejemplos revelan que: (i) procesadas cuidadosamente las velocidades sísmicas pueden producir buenas estimaciones de la presión de poro, sin datos del pozo, (ii) la migración activa de fluidos puede ser mostrada por los mapas de esfuerzo efectivo en 2-D/3-D utilizando datos de velocidad sísmica y (iii) la predicción de presión de poro en el pozo utilizando datos sísmicos y del registro sónico tienen muy buena concordancia entre ellos y con un conjunto de datos independientes medidos a través de una prueba RFT.

En la figura I.1.35, se muestra la predicción de la presión de poro para un prospecto en aguas profundas del Golfo de México²². El gradiente de presión de poro lateral varía aproximadamente de 1 a 2 libras por galón entre la pared inferior y la pared colgante de las fallas normales.

TRUJOS CON FALLA DE ORIGEN

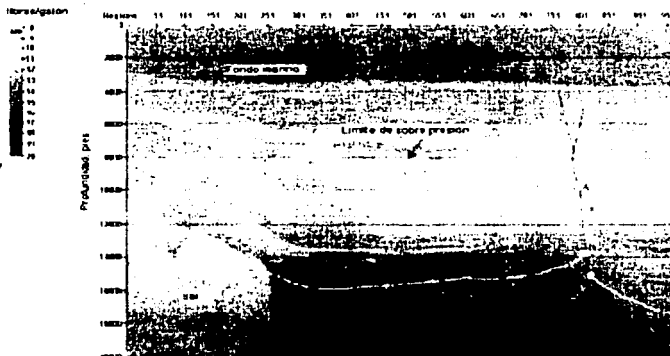


Figura I.1.35. Predicción de la presión de poro de un prospecto en aguas profundas en el Golfo de México (Lee y otros, 1999).

Estos resultados se obtuvieron utilizando el análisis sísmico de la velocidad en conjunto con la inversión tomográfica de las velocidades al agregar frecuencia alta a los datos. El procedimiento es muy complejo; utiliza todos los datos pre-apilados y requiere

calibración. Así, no puede usarse en un sentido regional. Sin embargo, es una herramienta poderosa en la escala del prospecto, una vez que un pozo se ha perforado.

Las experiencias en la perforación han indicado que cuando se procesan las velocidades sísmicas y se acondiciona conforme se ha descrito en este reporte, se puede tener una exactitud de los gradientes de presión dentro de 0.50 libras por galón a las profundidades del objetivo en aguas profundas, siempre y cuando que las tendencias de baja frecuencia de velocidades de intervalo sísmicas sean de buena calidad y estén dentro del 5-10 % de las velocidades en el pozo.

1.2 DESARROLLOS EN LA PREDICCIÓN DE LA PRESIÓN DE PORO USANDO LA TECNOLOGÍA DE SÍSMICA DURANTE LA PERFORACIÓN

1.2.1 CONCEPTOS SÍSMICOS

La propagación de la energía sísmica a través de la tierra depende de las propiedades mecánicas de la roca a través de la cual ésta pasa. Las propiedades mecánicas que dictan la velocidad, la amplitud y el modo de propagación son la rigidez de corte y la densidad. Cuando la energía sísmica llega normal a una interfase donde hay un cambio en la impedancia acústica, parte de la energía es reflejada. Cuando una onda compresional llega en un ángulo, hay una conversión parcial de la energía en esfuerzo de corte, consistiendo en la reflexión y transmisión de las ondas compresional y transversal. La relación es descrita por la ecuación de Zoeppritz y forma la base de los cambios de amplitud con un incremento de la distancia del receptor. La cantidad de energía convertida es dictada por el ángulo de llegada de la onda y el cambio relativo en la relación de Poisson o relación de las velocidades compresional y transversal (V_P/V_S) a través del límite.

Numerosas condiciones geológicas pueden crear cambios en la impedancia acústica. Cambios en litología, foliación, orientación del esfuerzo y el contenido de fluido en el poro influyen en las propiedades elásticas de la roca. La presencia de gas puede tener

un efecto extremo en esas propiedades y velocidades, la cuales resultan en fuertes reflexiones y amplitudes. Esto frecuentemente permite la detección de gas en la formación con sísmica en la superficie.

Similarmente, áreas sobrepresionadas pueden teóricamente ser detectadas usando información de velocidad sísmica. Por ejemplo, la sobrepresión esperada a compresión produce una disminución en la velocidad comparada con las rocas que no están sobrepresionadas. Esto está previsto a un decremento en el esfuerzo efectivo causado por la transferencia de la sobrecarga de la matriz al fluido del poro. En tales casos, la sobrepresión puede ser rastreada por mapeo al observar las velocidades contra la tendencia esperada.

1.2.1.1 Presión

La presión diferencial es la presión de confinamiento menos la presión de poro. Cuando el volumen de agua es más grande que el volumen de poro de un sedimento, como es el caso con las arenas saturadas, toda la presión del agua que esta por encima del fluido del poro y la presión diferencial es cero. Un cambio en la velocidad compresional es proporcional al cambio en la presión diferencial. La velocidad del sedimento se incrementa con la presión, lo cual implica un incremento en la presión de confinamiento. Cuando la presión de poro permanece constante, el incremento en la presión de confinamiento iguala al incremento en la presión diferencial, el cual causa un cambio en la velocidad. La velocidad del sonido en sedimentos marinos no consolidados es independiente de la profundidad de agua superficial porque la velocidad depende de la presión diferencial, que es cero a pesar de la profundidad del agua. En algunos casos, dentro de una secuencia sedimentaria, la presión de poro puede ser incrementada por el hinchamiento de arcillas. Esto a su vez causa una disminución en la velocidad compresional (onda-p) porque el incremento en la presión de poro conduce a un decremento en la presión diferencial.

1.2.1.2 Velocidades

Las velocidades de intervalo proveen una indicación no solo de los cambios de las densidades de la matriz, sino también de cambios en las propiedades del poro, que si se entiende mejor puede dar un mejor entendimiento de la geología particular bajo estudio.

Mientras la ecuación de Dix proporciona una primera indicación de los cambios en las velocidades de intervalo en los datos sísmicos superficiales, la grabación de ondas sísmicas en el fondo del pozo proporcionará una mejor indicación de las propiedades sísmicas adyacentes al agujero. Ni los datos sísmicos superficiales ni sónicos en el fondo del pozo proporcionan un valor completamente exacto de velocidad en frecuencias sísmicas tridimensionales alejadas lateralmente del agujero. Por lo tanto existe la necesidad de mejorar los métodos existentes para conocer los cambios de velocidad más lejanos del pozo, y si esto se podría hacer durante la perforación, la información de la velocidad podría ser usada para mejorar la predicción de la profundidad objetivo durante la perforación.

A media distancia entre la sísmica de superficie y el registro sísmico de fondo está la metodología de colocar un receptor en el fondo del pozo y la fuente en la superficie. Éste es comúnmente referido como Perfil Sísmico Vertical (VSP).

1.2.1.3 Perfil Sísmico Vertical (VSP)

El registro VSP fue desarrollado por geólogos rusos como resultado de experimentos en pozos en 1959, de quienes Gamburtsev y Gal'perin fueron los mejores investigadores. El registro VSP fue documentado primero como un método para ayudar con el entendimiento de la propagación de ondas sísmicas como una función geológica²³. El método toma su nombre de la habilidad de usarse para comprender la llegada de las ondas sísmicas verticales y sus propiedades.

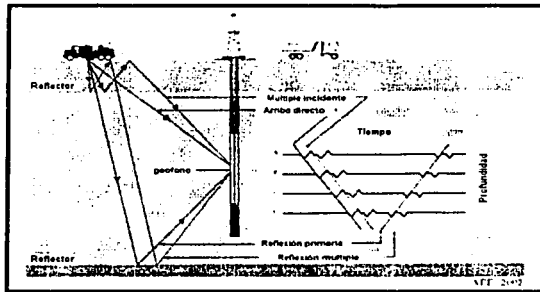


Figura 1.2.1 Configuración de VSP.

Una medición "check shot" es un método sísmico en el cual un geófono vertical responde a la llegada de una onda sísmica, para proporcionar el tiempo de llegada para calcular la velocidad y calibrar el registro sísmico. Un esquema de éste concepto se muestra en la figura 1.2.2. Un registro de VSP requiere del montaje de geófono triaxial, en donde esta herramienta tiene tres componentes (o 3 receptores), pero en este caso el arribo de las ondas sísmicas es usado para proporcionar información más lejana.

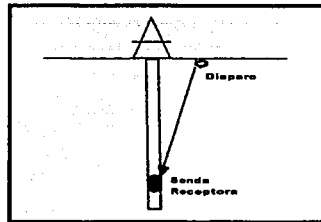


Figura 1.2.2. La medición check shot proporciona información de la velocidad de intervalo.

La inspección del agujero se realizó con frecuencias sísmicas convencionales, mientras que el registro sísmico se corrió en frecuencias más altas. La medición "check shot" es usada para calibrar el registro sísmico para frecuencias sísmicas (conocida como la

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

"corrección por desviación"). El registro sísmico puede entonces ser usado como un indicador continuo de la velocidad de intervalo en el fondo del pozo.

Si la llegada de amplitudes es usada en un registro VSP las propiedades de la roca, tales como la absorción y la velocidad en una dirección anisotrópica pueden ser determinadas. El método de grabación del VSP está en el lugar del receptor en una localización predeterminada del pozo, y tira un disparo en la superficie a alguna distancia del aparejo.

Teniendo conocimiento de la velocidad de intervalo (a partir del registro sísmico o datos del check-shot) y densidad (a partir de registros en pozos), la construcción de las series de coeficientes de reflexión (o stickogram) para el pozo pueden ser realizadas. El stickogram muestra donde cambia el contraste acústico, tanto positivo como negativo. Si una onda de conocido centro de frecuencia es torcida con el stickogram, un trazo sísmico sintético es calculado por comparación con el trazo de la reflexión sísmica producida de la reflexión sísmica de superficie revisada sobre la localización de los pozos. Esto permite la interpretación sísmica para determinar si los intervalos de velocidades son razonables, los cuales pueden ayudar en la interpretación de importantes horizontes objetivo.

Un check-shot produce un sismograma y calibra los datos de velocidad para la reflexión y transmisión de ondas sísmicas. Esto resulta en una sección de profundidad más exacta. El registro VSP y el check shot utilizan una fuente muy cerca del aparejo, la cual es conocida como "VSP offset cero" (figura 1.2.3). En los 80's los primeros experimentos fueron conducidos moviendo la fuente de la superficie para fijar la localización más alejada del pozo. Ésto produce una metodología llamada "VSP offset" y proporciona el potencial para obtener mejor información de la velocidad lateral para mejorar la migración de datos 2D a la superficie.

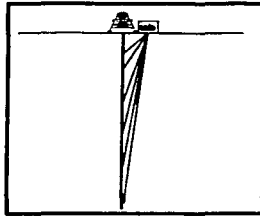


Figura I.2.3. Configuración de VSP offset cero.

I.2.1.4 VSP Offset

Un VSP offset proporciona información de velocidad cuando la sonda receptora es colocada bajo una serie de localizaciones. Las reflexiones pueden ser producidas como una corrida de datos, representando información al incrementar la distancia (figura I.2.4). El VSP offset proporciona un conocimiento de fallas lejos del pozo mas datos de velocidad anisotrópica. Este método puede ser usado en muchas direcciones lejos del pozo, y publicaciones recientes han mostrado que por manipulaciones de la corrida de datos, éstos pueden ser usados para sentir la presencia de estructura, para ayudar a la interpretación de estratigrafía lejana y para conocer la orientación de la fractura²⁴. La información agregada y proporcionada por un número de VSP offset es solo referida por la consideración del costo del aparejo.

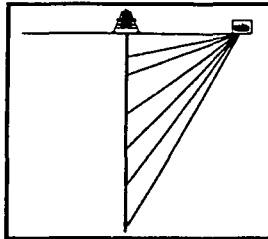


Figura I.2.4. Configuración de VSP offset.

1.2.1.5 VSP Walk-away

El VSP walk-away es realizado con una fuente que se mueve a lo largo de un perfil mientras se registra un cierto intervalo de profundidad, con un geófono anclado a la pared del pozo como se muestra esquemáticamente en la figura 1.2.5. La fuente dispara en incrementos iguales hasta el final de las posiciones, cuando el receptor es reposicionado en el pozo la fuente vuelve a disparar. Esta tecnología proporciona un alto potencial no solo para usar el perfil sísmico para la interpretación, si no que también tiene la habilidad de proveer imágenes de la diferente geología a lo lejos del pozo en diferentes direcciones.

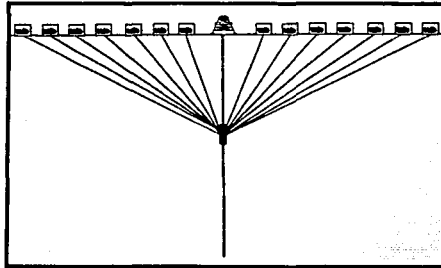


Figura 1.2.5. Configuración de VSP walk-away.

1.2.2. SÍSMICA DURANTE LA PERFORACIÓN (SWD)

El tiempo de inactividad del aparejo durante la grabación de datos del VSP walk-away es una consideración mayor que planear. Esto es resuelto si las vibraciones producidas por la barrena pueden usarse como una fuente sísmica. El registro de datos SWD no interfieren con la perforación. El VSP requiere la sonda de registro para ser colocada en el fondo del pozo y una fuente en la superficie con un grabador superficial cerca. En comparación, la tecnología SWD requiere una barrena la cual produzca señales sísmicas, un acelerómetro para grabar un trazo piloto en la unión giratoria y receptores colocados fuera de tierra o en el mar. El SWD requiere mejorar los programas de

procesamiento de señales para corregir el tiempo de tránsito cuando nueva tubería de perforación es agregada y continuamente registrar la instrumentación con personal en el lugar del aparejo.

Desde 1988, la industria ha estado probando el método y mientras Elf-Aquitaine de Francia patento el concepto, Rector fue el primero en publicar resultados²⁵. La metodología de usar la barrena como una fuente (figura 1.2.6) fue entonces tomada por la industria de servicios. Western Atlas produjo comparaciones del método SWD contra el método convencional VSP para probar su equivalente²⁶.

Usando las vibraciones del acelerómetro montado en la unión giratoria, un trazo piloto fue correlacionado con señales recibidas de los receptores de la superficie, en manera similar para correlacionar datos de vibración. El conjunto de correlaciones serían superpuestas al conjunto original para realzar la señal y reducir el ruido. La sarta de perforación produce tales ondas de ruido que ellas tienen que ser reconocidas antes de que puedan ser removidas²⁷.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

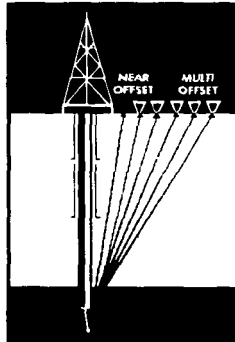


Figura 1.2.6. La sísmica durante la perforación usa la barrena para producir reflexiones que viajan a la superficie.

El tiempo de tránsito de la señal desde la barrena al acelerómetro a lo largo de la sarta de perforación es necesario para determinar el tiempo de llegada directo. La velocidad de la sarta de perforación es más lenta que la velocidad derivada asumiendo una tubería de acero uniforme, debido a la presencia de juntas²⁸. Ya que el concepto de correlación y grabación eran similares al que se usó por múltiples arreglos de vibraciones en revisiones de las reflexiones sísmicas en la tierra y el continuo registro de datos fue un rasgo del monitoreo de un terremoto, mucha de la metodología y hardware fue disponible.

Existe un número de pretenciones hechas, las cuales sugerían que un perfil walk-away parecería un producto normal. Rector y Weiss²⁹ indicaron que la energía de reflexión generada por la barrena ha sido usada para observar por delante de la barrena las zonas sobrepresionadas y cambios de litología, y los estudios VSP multi-offset capaces de percibir un volumen en 3D de tierra alrededor del agujero han sido usados para delinear fallas y medir los echados cercanos al agujero. Existen pocas publicaciones para apoyar este requerimiento.

La Western Atlas Logging Services fue el líder junto con Tomex, la primer compañía en sacar al mercado el producto SWD. Sus experiencias durante años recientes están documentadas^{30,31}. Schlumberger³² desarrolló su capacidad como lo hizo OGS/AGIP quien había proporcionado los datos originales a Rector para esta investigación³³ seguidos por IFF³⁴.

Pocos casos de buena calidad de reflexión que la técnica había prometido originalmente mediante arreglos VSP walk-away fueron producidos. Ocasionalmente estos podrían aparecer en literatura de compañías de servicios.

El éxito en la producción de resultados de SWD de buena calidad durante 1995 fue encontrado en la plataforma marina de Vietnam³⁵. Existen muchos casos muy buenos que muestran la aplicación de SWD como un reemplazo para la medición del carril check shot y generación de trazos sintéticos.

El impacto del resultado ha sido un rasgo importante en aspectos económicos de los pozos tanto en OGS como en IFP apoyando esas exigencias como muestran la figura 1.2.7.

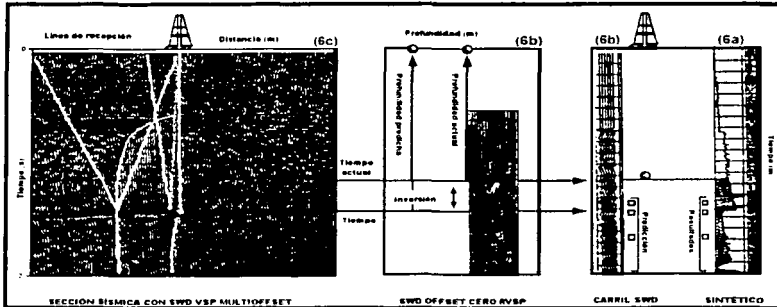


Figura 1.2.7. Sección empalmada SWD multi-offset. SWD offset cero (RVSP) carril SWD y sintético.

El problema con SWD ha sido que la barrena tricónica tiende a producir más esfuerzo cortante de la energía lateral, que la energía de compresión vertical requerida para la buena calidad en las reflexiones³⁶. Rector y Hardage concluyeron que tanto la energía de compresión vertical como la energía de esfuerzo cortante lateralmente radiada, es producida por el trabajo de la barrena tricónica y más de la energía lateralmente radiada es de la forma de esfuerzo cortante verticalmente polarizada.

1.2.2.1 Barrenas PDC

La barrena de diamante policristalino compacto (PDC) fue bienvenida por el mercado de la perforación para su penetración más rápida en relación con la barrena tricónica. Los resultados iniciales de SWD mostraron que hubo una reducción inmediata en los datos recibidos en la superficie de reflexiones de sísmica durante la perforación.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

En ocasiones, incluso la primer llegada para la información de la velocidad llegó a ser difícil para extraerla. La barrena PDC, debido a su acción de barrenado más lateral y falta de rodillos, genera más energía lateral que la barrena tricónica.

El Observatorio Geofísico Experimental³⁷ formó una alianza con AGIP y empezó a usar el método en terrenos de roca dura en Italia. Ellos están desarrollando una señal piloto desde cinco acelerómetros montados en la unión giratoria y todas las esquinas del aparejo, en las cuales ellos exigen producir una mejor correlación de trazos pilotos que solo usen el acelerómetro simple montado en la unión giratoria³⁸.

El Instituto Francés del Petróleo (IFP) ha estado desarrollando un sistema de registros geofísicos en los últimos siete años conocido como "TRAFOR". Sus intereses han sido en las aplicaciones de la ingeniería, dándose cuenta de los cambios en las propiedades de la barrena mientras se perfora, como se muestra en la figura 1.2.8.

Ellos desarrollaron un sistema de transmisión de datos dentro de la TP que consiste en conductores eléctricos, permitiendo que los datos sean transmitidos a la superficie con conexiones al aparejo vía anillos colectores sobre el nivel de la flecha (IFP, 1998).

Alternativamente, la transmisión de datos puede ser hecha en cualquier tiempo durante la perforación por la tubería abierta en el piso del aparejo de perforación y pasar una guía por debajo de la unidad de memoria, para enviar los datos.

Los datos no fueron transmitidos al piso del aparejo en tiempo real, pero se esperaron en un descanso en la perforación para permitir una línea guía para ser corrida. IFP adaptó la técnica TRAFOR para el método SWD, pero ha sido probado principalmente en tierra³⁹.

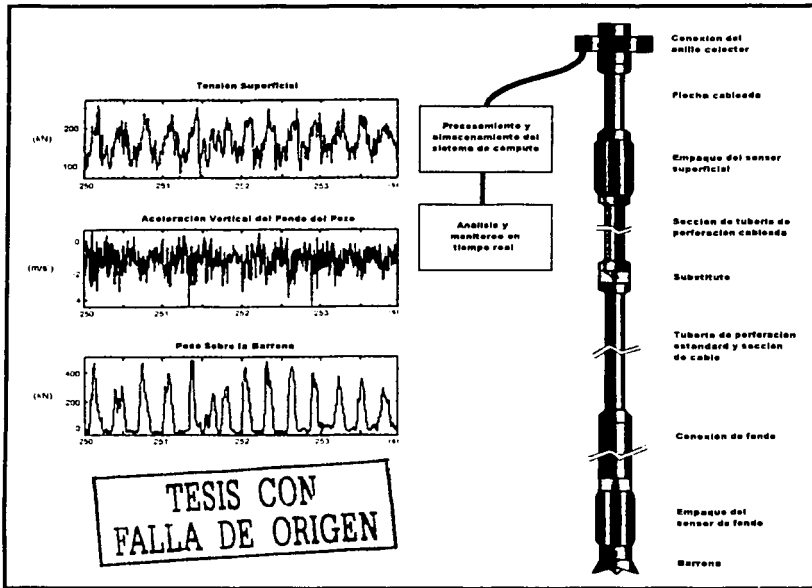


Figura 1.2.8. Sistema TRAFOR para el método SWD.

1.2.2.2 Geometría

El acercamiento ideal es grabar con los intervalos de disparos sísmicos igualmente espaciados y los intervalos de los receptores igualmente espaciados. Esto proporciona un mapa de puntos de reflexión en el dominio de VSP, el cual debe ser transformado en el dominio CDP en orden para vincular la sección VSP con la sección sísmica convencional.

En el caso de SWD, la barrena proporciona una operación continua de abastecimiento de datos para esta condición. En el caso de los receptores, estos deben colocarse de

10 a 20 metros de distancia, con una línea de receptores a lo largo, similar a la profundidad a ser perforada.

I.2.2.3 Reflexiones

Debe haber reflexiones idealmente bajo de la barrena, ya que las reflexiones verticales son un requerimiento fundamental en la capa horizontal, así si los receptores fueron colocados en el fondo del pozo, éstos entonces requerirían menos energía que si estuvieran en la superficie. Esto indica una necesidad para los receptores en el fondo del pozo (o dentro de la sarta) tan buena como la serie de la superficie.

I.2.3 RECEPTORES SÍSMICOS

Los hidrófonos son cristales piezoeléctricos y proporcionan una salida eléctrica como una función de la cantidad de compresión o dilatación del cristal. Estos son muy robustos y pueden proporcionar una respuesta de frecuencia ancha de 3 a miles de Hertz. Debido a la incapacidad del agua a propagar ondas-s, ellos generalmente usan para grabar ondas-p. Los geófonos son diseñados para operar con el espiral vertical u horizontal, que proporciona una salida cuando la onda que llega es vertical u horizontal. Así, el geófono puede ser usado en una forma Cartesiana (ejes ortogonales) o Gal'perin (54.58° para los tres ejes y ejes de simetría).

I.2.3.1 Receptores de superficie y lecho marino

La consecuencia de crear una imagen del yacimiento en un lapso de tiempo en 3-D ha causado una agitada actividad en la cual los hidrófonos han sido puestos en el lecho marino por meses. Tales cables de fondo marino son colocados fuera, en profundidades de 1 a 2 kilómetros y tienen 24 bits en fibra óptica. Los hidrófonos son construidos en vasijas presurizadas que pueden soportar 10,000 psi de tirante de agua y puede operar a profundidades de entre 10,000 ft (3 Km) y 20,000 ft (6 Km).

1.2.3.2 Receptores de fondo de pozo

La industria usa receptores piezoeléctricos como hidrófonos en inspecciones sísmicas y como receptores sísmicos durante los registros sísmicos. Los hidrófonos en inspecciones marinas tienen un ancho de banda de 3 a 2000 Hz. Por contraste, los receptores de las herramientas sísmicas tienen un ancho de banda en un rango de kilohertz. Los hidrófonos marinos son construidos de tal forma que sea cancelada la aceleración⁴⁰ y usados para grabar la reflexión, comparado con la sonda que es uno de muchas grabadoras sencillas, construidas para la determinación de velocidad sísmica de las reflexiones.

La industria sísmica proporciona el servicio en el fondo del pozo⁴¹ y liga el registro sísmico durante la perforación (LWD) con la velocidad de intervalo estimada como un método para calibrar y estimar velocidades en la formación durante la perforación. Las herramientas LWD operan en frecuencias de 10-20 Khz. donde hay poca interferencia del ruido de la perforación⁴², son ingenieros para ser resistentes y soportar vibraciones de la sarta de perforación en el fondo del pozo y pegaduras de la barrena⁴³. Sus 12 bits de datos son transmitidos a la superficie por pulsos del lodo. Los vendedores exigen la capacidad para realizar la conversión de tiempo a profundidad después de corregir la desviación y calcular la lentitud acústica (incluyendo las velocidades reflejadas inferidas) entre otras propiedades.

1.2.3.3 Grabación

La sísmica durante la perforación requiere la grabación de muchos canales de datos. Los datos pueden ser transmitidos directamente del campo a la oficina, donde en el campo el procesamiento de secuencia es repetido, pero con un software más sofisticado.

Convencionalmente, la capacidad de canales en mar varía de 12 a 48 canales, mientras que en tierra es posible grabar en 96 canales. Bajo condiciones marinas, es posible

usar cualquiera de los hidrófonos o bifonos de lecho marino, mientras que en tierra, los geófonos 3-C pueden ser usados. Sería preferible registrar con tantos canales de datos como sea posible. La OGS recientemente registró con más de 200 canales por unión con instrumentos de grabación de sísmica de superficie convencional. Esto sería difícil de archivar si se hiciera en un equipo marino. Los beneficios de usar computadoras rápidas y reemplazar el presente de 14 o 16 bits análogo con el digital de 24 bits es que mejoraría la calidad de los datos substancialmente.

I.2.4 TECNOLOGÍAS FUTURAS

I.2.4.1 Fuentes

En 1998 ambas conferencias, tanto la OTC como la GRI exhibieron los resultados de perforar un agujero a través de un pie cúbico de arenisca usando la tecnología láser "Starategic Defense Initiative". Un láser de 1.2 MW fue usado para crear un agujero de 6 pulgadas a través de 1 pie cúbico de arenisca en cuatro segundos (relación de penetración de 900 ft/h). Si dicha tecnología puede producir pulsos cortos y agudos, ésta entonces podría proporcionar disparos impulsivos para producir registros SWD de alta calidad (Chamot, 1998). Sin embargo, las aplicaciones militares de dicha tecnología sugieren que ésta no será una herramienta industrial durante muchos años.

I.2.4.2 Receptores

Los fabricantes de sísmica están trabajando en desarrollar acelerómetros miniatura, tan pequeños que puedan caber al final de un dedo⁴⁴. Es probable que los geófonos (gimbales) 3-C del futuro serán suficientemente pequeños que sean incluidos en cable coaxial convencional puesto en tierra o en el lecho marino por meses. Los geófonos tendrán todos los componentes electrónicos incorporados dentro de ellos y el cable coaxial solo será usado para la transmisión de datos a la superficie. Miles de canales serán puestos en el lecho marino (para proveer una alta redundancia de registros).

La tecnología que permite a los geófonos estar inmóviles tan bien como en contacto con la pared del agujero, es de interés. Un sustituto de retención de dos carriles paralelos en contacto con la pared podría ser desarrollada para que la perforación convencional continúe y si el sustituto contiene geófonos 3-C en los carriles, entonces los geófonos serían relativamente inmóviles y en contacto con la pared durante la perforación. El sustituto puede ser construido para reemplazar los estabilizadores.

CAPITULO II

FLUIDOS DE CONTROL

II.1 GENERALIDADES Y CONCEPTOS BÁSICOS

II.1.1 MARCO HISTÓRICO

En el siglo XIX se inventaron y patentaron numerosas máquinas para perforar pozos, pero no fue sino hasta 1901 cuando se perforó el primer pozo con perforación rotatoria y usando fluidos de perforación. Fue el pozo Gusher, perforado en el estado norteamericano de Texas y en 1928 apareció la primera compañía dedicada a fabricar fluidos de perforación⁴⁵ bajo el nombre de BAROID.

La historia de los fluidos de perforación o lodos de perforación puede separarse aleatoriamente en tres distintos periodos:

1. El periodo temprano, que va desde los tiempos antiguos hasta la terminación del primer pozo de perforación rotatoria en 1901. A este periodo se le llama *Periodo de Experimentación*.
2. El segundo periodo comprende desde la perforación del pozo Gusher en 1901 hasta la creación de la primera compañía dedicada a fluidos de perforación en 1928. A este segundo periodo se le conoce como *Periodo de Práctica*.
3. El tercer periodo se extiende desde 1928 hasta la actualidad y es un *Periodo de Ciencia*.

En 1926, fueron patentados en E.U.A. por el Sr. B.K. Stroud, varios agentes densificantes de lodos, entre los que estaban: sulfato de bario, conocido como barita (BaSO_4), óxido de hierro y óxido de plomo.

En 1926, el Sr. P.E. Hart patentó el uso de una arcilla hidrofílica conocida como bentonita (montmorillonita de sodio) como agente gelante.

Para 1940 se habían patentado varios aditivos del lodo para propósitos tales como; incrementar densidad, incrementar viscosidad, controlar el ritmo de filtrado, emulsificantes, floculantes, bactericidas, detergentes, lubricantes y materiales para controlar pérdidas de circulación.

Desde entonces, nuevos productos y aditivos del lodo se han descubierto y usado debido a las más estrictas condiciones de presión y temperatura en el fondo del pozo que prevalecen conforme la profundidad a la que se perforan los pozos se ha ido incrementando.

II.1.2 DEFINICIÓN

El fluido de control es un fluido que se utiliza en un equipo de perforación o terminación de pozos, formados por una mezcla de aditivos químicos que proporcionan propiedades físico-químicas idóneas a las condiciones operativas y a las características de la formación litológica a perforar. La estabilización de sus parámetros físico-químicos, así como la variación de los mismos al contacto con los contaminantes liberados en la formación perforada son controlados mediante análisis continuos.

II.1.3 FUNCIONES PRINCIPALES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Inicialmente el propósito principal de los fluidos de perforación fue remover los recortes del fondo y transportarlos a la superficie. Con el tiempo, nuevos aditivos surgieron y más exigencias se demandaban de los fluidos de perforación.

Actualmente las funciones primarias del fluido de perforación son las siguientes:

1. Transportar los recortes perforados a la superficie.

2. Controlar las presiones subsuperficiales.
3. Lubricar y enfriar la sarta de perforación.
4. Limpiar el fondo del agujero y enfriar la barrena.
5. Proveer un control del filtrado que evite el daño a la formación.
6. Asistir en la colección de datos requeridos para evaluar la formación.

Junto con todas estas características, se desean ciertos requerimientos del fluido de perforación

- a) No ser dañino para el personal de perforación.
- b) No ser corrosivo a la sarta y al equipo.
- c) No contaminar el medio ambiente.

En cualquier momento en el proceso de perforar un pozo, una o más de esas funciones toman precedencia sobre otras. Recientes investigaciones y desarrollos se han concentrado en aditivos y sistemas para limpiar pozos, lubricidad, estabilidad de pozos y complacencia ambiental.

Transportar los Recortes Perforados a la Superficie

El transporte de recortes a la superficie es una función esencial del fluido de perforación y frecuentemente uno de los aspectos menos considerados en el diseño hidráulico del pozo.

El transporte de dichas partículas perforadas a la superficie dependerá de la densidad y tamaño de dichas partículas y de la densidad y viscosidad del lodo. Los recortes de perforación tienen una densidad que oscila entre 2.3 y 3.0 gr/cm³, siendo el valor de 2.5 el promedio que generalmente se considera para propósitos de diseño⁴⁶.

Cuando esos recortes de perforación tienen una densidad mayor a la del fluido de perforación, estos tienden a caer a través del lodo a una determinada velocidad como

velocidad de resbalamiento. Esta velocidad de resbalamiento dependerá; en primer lugar, de la diferencia de densidades entre el recorte y el lodo, mientras mayor sea esta diferencia, mayor será la velocidad de resbalamiento; en segundo lugar, dependerá de la viscosidad del lodo, mientras más viscoso sea el lodo menor será la velocidad de resbalamiento; y en tercer lugar, dependerá del tamaño que tengan esos recortes perforados, mientras más grandes sean, mayor será la velocidad de resbalamiento.

Para que los recortes puedan salir a la superficie, la velocidad del lodo en el espacio anular deberá ser mayor a la velocidad de resbalamiento de los recortes. Sin embargo, la velocidad del lodo en el espacio anular está limitada por el gasto máximo que puedan entregar las bombas del equipo. Si dicho gasto no puede incrementarse para mantener una velocidad anular mayor a la de resbalamiento de las recortes, entonces será necesario incrementar la viscosidad del lodo y así disminuir esa velocidad de resbalamiento de los recortes y así mantener limpio nuestro agujero.

Puede observarse que lo que pudiera parecer una simple decisión de densificar más o menos el lodo para sacar el recorte conlleva muchas más implicaciones que deberán analizarse.

Controlar las Presiones Subsuperficiales

Otra de las funciones del fluido de perforación es controlar las presiones que contienen las formaciones que se perforan, esto para evitar que los fluidos de la formación fluyan hacia el pozo. Para lograr lo anterior, se utilizan materiales para densificar el lodo y el más comúnmente usado es la barita. La presión que ejerza la columna de lodo sobre la formación dependerá de la densidad del fluido y de la productividad del pozo. De estos dos parámetros, el único que podemos controlar es la densidad del fluido.

El no poder controlar las presiones de formación puede traer severas consecuencias, que van desde la contaminación del fluido de perforación hasta un descontrol del pozo

(reventón), que ocasionaría cuantiosos daños económicos, ecológicos y podría ocasionar la pérdida de vidas humanas.

Aunque es esencial controlar las presiones subsuperficiales, densidades excesivas tampoco son deseables. En primer lugar, uno de los dos parámetros que determinan el ritmo de penetración de la barrena es la diferencia entre la presión hidrostática del lodo y la presión de formación. Mientras mayor sea esa diferencia menor será el ritmo de penetración. Adicionalmente, densidades excesivas del lodo pueden ocasionar presiones hidrostáticas de la columna de lodo que excedan la presión de fractura de la roca, lo cual ocasionará severos problemas de pérdida de circulación.

Las formaciones se clasifican por su presión en dos tipos: formaciones con presiones normales y formaciones con presiones anormales. Las formaciones con presión normal son aquellas cuya presión de poro sea igual a la ejercida por una columna de agua salada con una densidad de 1.07 gr/cm^3 . Mientras que las formaciones con presión anormal son aquellas cuya presión de poro sea diferente al de una columna de agua salada con densidad de 1.07 gr/cm^3 .

La presión será anormalmente alta si la presión de poro es mayor y anormalmente baja si es menor a 1.07 gr/cm^3 . Las presiones anormalmente bajas son muy poco frecuentes, pero las anormalmente altas son bastante comunes y se deberá tener un especial cuidado al diseñar las densidades a utilizar para atravesar este tipo de formaciones.

Lubricar y Enfriar la Sarta de Perforación

La lubricación y enfriamiento de la sarta son otras funciones importantes de los fluidos de perforación. La vida del equipo y herramientas que están en el pozo aumenta considerablemente si el fluido de perforación en el pozo actúa como lubricante y enfriador. Adicionalmente, problemas en el agujero del pozo tales como torque, arrastre y pegaduras por presión diferencial se minimizan si el lodo actúa como lubricante.

El aceite es de los primeros aditivos al lodo que se usó durante muchos años como lubricante. Actualmente su uso como lubricante ha disminuido considerablemente debido a las restricciones de contaminación ambiental que existen en la mayor parte de los países del orbe.

Es especialmente importante lubricar el agujero en pozos de gran desviación y horizontales. Otros aditivos para lubricar el pozo, además del aceite, son el grafito, asfalto y cáscara de nuez, aunque ésta última alternativa resulta ser muy costosa

Limpiar el Fondo del Agujero y Enfriar la Barrena

Al perforar, la barrena genera una cantidad considerable de calor debido a la fricción existente en el proceso de cortar la roca. El fluido de perforación debe ser capaz de transmitir lo más eficientemente posible este calor generado en el fondo del pozo hacia la superficie, así como mantener limpio el fondo del pozo.

En el proceso de perforación, las toberas de la barrena convierten la energía del lodo (presión) en energía cinética (velocidad). Esta energía cinética en forma de chorro a gran velocidad se impacta en el fondo del agujero haciendo que los recortes recién perforados o cortados sean removidos del fondo del agujero y el proceso de perforación de la roca con la barrena continúe de manera eficiente.

Proveer un Control del Filtrado que Evite el Daño a la Formación

La productividad de la formación es esencial para que la perforación de un pozo sea rentable. De nada sirve perforar un pozo rápida y eficientemente si a la formación productora se le causa un daño irreversible. Por el otro lado, el causar un daño reversible o reparable en la permeabilidad de la formación productora redundará en trabajos costosos de estimulación. Es por esto que el daño inducido a la formación por invasión de lodo o filtrado de lodo debe minimizarse en lo posible.

El control en el filtrado del lodo es crítico en los pozos horizontales, debido a que una gran parte del pozo, algunas veces la mayor parte, se perfora dentro del yacimiento. Consecuentemente, el tiempo de contacto entre el fluido de perforación y el yacimiento es considerablemente mayor que un pozo vertical.

Es importante en el diseño de fluidos de perforación de pozos horizontales trabajar en conjunto con los ingenieros de terminación de pozos, pues muchos problemas en la etapa de terminación del pozo pueden evitarse seleccionando un fluido de perforación adecuado en la etapa horizontal del pozo.

Asistir en la Colección de Datos Requeridos para Evaluar la Formación

Desde su aparición, los fluidos de perforación han sido modificados substancialmente para cumplir con los requerimientos de evaluación de la formación. La viscosidad se ha incrementado para obtener un mejor transporte de recortes, el filtrado se ha reducido para minimizar el daño a la formación por invasión de fluidos y se han desarrollado fluidos de perforación que sean compatibles con ciertos registros geofísicos.

Todos los lodos, sin embargo, tienen algunas limitaciones a este respecto, los lodos base aceite dificultan la evaluación del potencial de zonas productoras, los fluidos de agua salada hacen difícil la utilización de registros de potencial natural para evaluar zonas permeables, etc. Es entonces importante la selección del fluido de perforación en este aspecto, sobre todo en áreas que requieran una cuidadosa y detallada evaluación de la formación.

II.1.4 CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Tradicionalmente, los lodos han sido clasificados en tres categorías de acuerdo al fluido base usado en su preparación. La mayoría de las operaciones de perforación en el mundo usan lodos base agua. Aproximadamente del 5 al 10 % de los pozos perforados

usan lodos base aceite y un menor porcentaje usa aire. Los lodos base agua son formulados con agua fresca, con o sin sales.

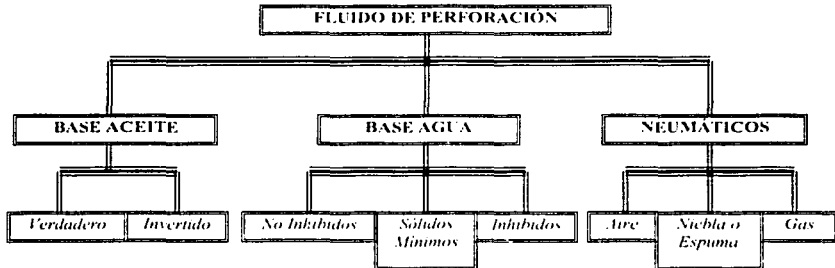


Figura II.1.1. Clasificación de los fluidos de perforación.

Un fluido de perforación que es fundamentalmente líquido, se denomina también lodo de perforación. Se trata de una suspensión de sólidos, líquidos o gases en un líquido. El líquido en el cual todos los aditivos químicos están suspendidos se conoce como "Fase Continua" del líquido de control o lodo y las partículas sólidas o líquidos suspendidos dentro de otro (Glóbulos) constituyen la "Fase Dispersa". Cuando se conoce la constitución de la fase continua, se obtiene el tipo de sistema conocido como base de lodo.

La fase continua de un lodo base agua es el agua. Algunos aditivos químicos que son sólidos se disuelven o se dispersan en la fase continua. Forman una mezcla homogénea que proporcionará un sistema de fluido de perforación, por ejemplo: la sal de sodio se disuelve por completo y se ioniza en el agua hasta llegar al punto de saturación. Por arriba de este nivel, la sal se mantendrá en forma de cristales en estado sólido, la cual se dispersará como tal en la fase continua del fluido.

Los cationes de las sales (Na^+ , Ca^{++} , K^+ , NH_4^+) producen en la estructura de las arcillas una inhibición, evitando una hidratación posterior al contacto con el agua, que al tener presentes iones oxidrilos mejorarán la dispersión de las arcillas, reduciendo el efecto de

contaminantes como los gases CO_2 y H_2S , a la vez, inhibe la corrosión. Por esta razón no existen dos fluidos iguales. Los elementos contaminantes de una formación, así como la propia estructura litológica producirán alteraciones, que, de acuerdo al manejo de los aditivos químicos en la formulación de los fluidos, se ha llegado a obtener gran variedad de fluidos base agua.

En el caso de un fluido base aceite conocido como emulsión inversa, la fase continua es el diesel y los glóbulos de agua salada son la fase discontinua o dispersa. Las teorías modernas que tratan de la formación y conducta de las emulsiones son complejas, sin embargo, está influida considerablemente por la relación aceite/agua, por el tiempo y grado de agitación, así como por el tipo y cantidad de los emulsificantes empleados.

Existen fluidos que se emplean para reforzar zonas o contactos litológicos que por su naturaleza, requieren de condiciones operativas especiales, como son los fluidos basados en aire, gas o espuma, conocidos como fluidos neumáticos.

II.1.5 SÓLIDOS EN LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Los sólidos en los fluidos de perforación son la causa de numerosos problemas en el lodo. Dependiendo de su tamaño, el problema que ocasionarán será diferente y es por esto que es necesario clasificarlos.

La clasificación del A.P.I. define como arena a aquellos sólidos mayores a 74 micras, sin embargo, muchos sólidos menores son perjudiciales al equipo. En esta sección, se clasificarán los sólidos en dos grandes grupos:

1. Sólidos menores a 40 micras que son irremovibles del lodo.
2. Sólidos mayores a 40 micras que pueden ser removidos del lodo mecánicamente.

El principal problema que causan los sólidos menores de 40 micras es que varían las condiciones reológicas del lodo, lo que se traduce en tratamientos costosos al lodo, pudiéndose llegar al extremo cuando la incorporación de este tipo de sólidos llega a ser crítica de tener que desechar el lodo y utilizar uno nuevo. El problema que causan los sólidos mayores a 40 micras, especialmente las arenas, es la erosión que ocasionan al equipo.

Los resultados de estudios de campo mostrados en la figura II.1.2 muestran la relación entre el contenido de sólidos contra días de equipo, número de barrenas usadas y pies por barrena perforados⁴⁷, lo cual muestra claramente que al aumentar el número de sólidos en el lodo, aumentan los costos de perforación. Este aumento en los costos de perforación es generalmente mucho mayor que el costo de renta del equipo para remover dichos sólidos, por lo que siempre se recomienda contar con este equipo para poder optimizar la perforación.

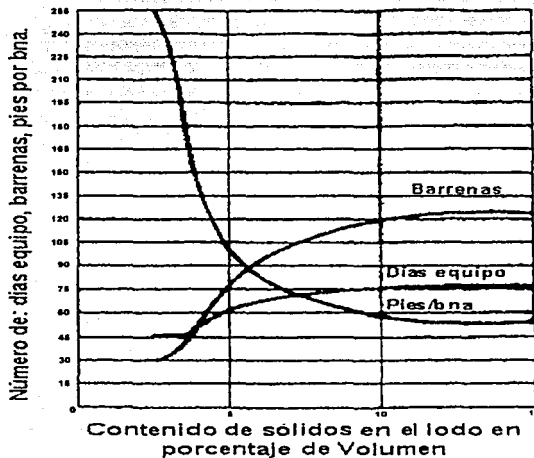


Figura II.1.2. Relación entre costo de equipo y contenido de sólidos en el lodo.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Desde el punto de vista hidráulico, la incorporación de sólidos menores a 40 micras en el lodo constituye un serio problema, por lo que las condiciones reológicas del lodo deberán verificarse frecuentemente.

Un aumento en la viscosidad plástica sin haber incrementado la densidad del lodo, generalmente es indicativo de un aumento en el contenido de sólidos en el lodo. Asimismo, un aumento en el valor de k (índice de consistencia en la ley de potencias) indica aumento en el contenido de sólidos.

II.1.6 CONTROL EN LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

El control de los fluidos de perforación puede ser clasificado de manera general en tres categorías:

- a) Control en la densidad del lodo
- b) Control de la viscosidad
- c) Control de la pérdida de agua (filtrado)

Cabe aclarar que existen muchos otros parámetros del lodo que deben monitorearse de manera regular y algunos otros que deben ser monitoreados bajo condiciones específicas de problemas o condiciones esperadas, pero las tres categorías mencionadas son esenciales para el adecuado desempeño del lodo y el control de dichos parámetros puede darnos la pauta para detectar la mayoría de las anomalías que se presentan en el lodo.

Control en la Densidad del Lodo

El control en la densidad del lodo está íntimamente relacionado con el control de los sólidos del lodo y dicha densidad obedecerá a los requerimientos impuestos por la presión de poro de la formación.

Generalmente los operadores tratarán de mantener lo más bajo posible la densidad del lodo, debido a que a menor densidad el ritmo de penetración en la barrena aumentará y los gastos en materiales químicos disminuirán.

La densidad del lodo puede calcularse en base al contenido de sólidos del lodo con la siguiente fórmula:

$$D_L = D_{FL}(1 - X) + D_S X$$

donde

D_L = Densidad del lodo (gr/cm³)

D_{FL} = Densidad de la fase líquida (gr/cm³)

X = Contenido de sólidos (fracción decimal)

D_S = Densidad de los sólidos (gr/cm³)

Control de la Viscosidad

El término viscosidad se utiliza en el campo para describir el espesor del lodo, en términos de ingeniería, la viscosidad es una constante de proporcionalidad entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte para fluidos Newtonianos. Consecuentemente, esa constante no cambiará con la velocidad de corte para fluidos Newtonianos tales como el agua, pero la gran mayoría de los fluidos de perforación son fluidos No-Newtonianos, donde la viscosidad cambia conforme cambia la velocidad de corte.

Actualmente el término viscosidad ha sido alterado y utilizado en un contexto diferente al aplicarla a los fluidos de perforación para denotar el "espesor" del lodo, cuando desde el punto de vista estrictamente científico, el término viscosidad no tiene ningún significado cuando se aplica a fluidos No-Newtonianos, tales como los fluidos de perforación.

Dentro de este contexto típico del campo, la viscosidad o "espesor" del lodo se controla por las siguientes razones:

- Para controlar las caídas de presión en el interior de la sarta y el espacio anular.
- Para proveer una capacidad adecuada para el transporte del recorte.
- Para ayudar a controlar las presiones de succión y pistoneo en el pozo.
- Para inducir el tipo de flujo deseado, particularmente en el espacio anular.

Control de la Pérdida de Agua (Filtrado)

El filtrado en el lodo no tiene prácticamente ningún tipo de efecto en la hidráulica del pozo, aunque es determinante en el ritmo de penetración de la barrena, así como en el daño que puede ocasionar en la formación productora, por lo que es necesario controlarlo y se controla principalmente por dos razones:

1. Para controlar el espesor y características del enjarre que se deposita en formaciones permeables.
2. Para limitar el filtrado total que entra en las formaciones subterráneas.

Existen básicamente dos métodos para medir el ritmo de filtrado

1. Prueba estática del ritmo de filtrado, aprobada por el A.P.I.
2. Pruebas dinámicas del ritmo de filtrado.

Adicionalmente a los efectos del filtrado mencionados con anterioridad, el espesor del enjarre y la fricción entre el enjarre y la sarta de perforación están relacionados con problemas como:

- Pegaduras por presión diferencial
- Operación de herramientas con cable
- Operación e introducción de tubería de revestimiento

- Torque y arrastre en la sarta
- Toma de núcleos en la pared del pozo

II.2 ESTADO DEL ARTE DE LOS FLUIDOS DE CONTROL

Al perforar varias capas de formaciones cada vez más profundas que contienen diversos elementos contaminantes, entre ellas las temperaturas y presiones de la formación perforada, afectan a los sistemas de fluidos de control, sobre todo a los de base agua, sin embargo, en la actualidad ya se diseñan fluidos con aditivos químicos resistentes y estables a los contaminantes, así como biodegradables y no tóxicos para proteger a los ecosistemas donde se perfora un pozo petrolero.

Los años noventas han sido la resurgencia de interés en nuevos productos y sistemas para fluidos de perforación. Mucha de la resurgencia ha sido debido al impulso de regulaciones ambientales dirigidas a restricciones tóxicas y materiales no biodegradables. Otra fuerte tendencia es el tremendo número de pozos horizontales y de alcance extendido que están siendo perforados. La tecnología de lodos necesitada para perforar pozos de altos ángulos es más demandada que para perforar pozos verticales. Este capítulo tiene los siguientes propósitos: (1) La actualización de ingenieros y científicos petroleros en los últimos desarrollos en la tecnología de fluidos de perforación, (2) Dar algunos detalles básicos en lodos para ayudar a entender por qué ocurrieron esos desarrollos y (3) Resumir los últimos avances en la tecnología de fluidos en la perforación horizontal.

II.2.1 PROPIEDADES

Pruebas a los fluidos de perforación son realizadas para determinar las características del lodo basado en cuatro clasificaciones generales: peso, viscosidad, pérdida de fluido y reactividad. La tabla II.2.1 muestra las pruebas específicas hechas por técnicos de fluidos de perforación para determinar las propiedades básicas del lodo. En cualquier

momento dado durante el progreso de la perforación una o más de esas pruebas tendrán precedencia sobre otras.

PESO	VISCOSIDAD	PÉRDIDA DE FLUIDO	REACTIVIDAD
Peso Especifico	Viscosidad de Embudo	Filtrado API	Contenido Químico de
Densidad	Viscosidad Plástica	Filtración (Leak off)	Contenido de Sólidos
Gravedad Especifica	Punto de Cedencia	Filtrado HPHT	Lubricidad
	Resistencia Gel	Filtrado Dinámico	pH
	N & K		

Tabla II.2.1. Propiedades de los fluidos de perforación.

II.2.2 ADITIVOS

La investigación está continuamente siendo hecha para mejorar el funcionamiento de los fluidos de perforación. Aditivos individuales son desarrollados para afectar una o más de las propiedades que son medidas conforme a las pruebas estándares API. Mucho del trabajo en nuevos productos involucra desarrollos nuevos y/o polímeros mejorados.

II.2.2.1 Polímeros

Hay numerosos aditivos de lodos que son llamados polímeros. Una definición estricta de un polímero es un químico orgánico que tiene un peso molecular arriba de 200, con más de ocho unidades cíclicas. Ellos varían en gran medida en función de propiedades básicas, estabilidad, carga, etc. En general los polímeros pueden ser clasificados como natural, natural modificado y sintético.

Polímeros Naturales

- a) Almidón.- Es manufacturado del maíz o la papa, es normalmente proporcionado como un polvo pregelatinizado y algunas veces tratado con un conservante. Este es usado como un agente controlador de pérdida de fluido para todo tipo de

sistemas de lodo y es particularmente usado en sistemas de agua salada. Este requiere un bactericida para prevenir una rápida degradación.

- b) Biopolímeros.- Son polisacáridos manufacturados de la fermentación bacterial. Estos tienen una estructura extremadamente compleja con alto peso molecular (> 2 millones). El uso primario de los biopolímeros es como agente de control reológico. Desarrollan altas viscosidades a una baja relación esfuerzo cortante usadas para la suspensión y capacidad de acarreo.
- c) Goma de Guar.- Es un polisacárido manufacturado del endospermo de la semilla de la planta de Guar, tiene una estructura compleja con un alto peso molecular. Su uso es como un viscosificante para fluidos de terminación y fracturamiento. Reacciona con arcillas haciendo difícil su control en los fluidos de perforación.

Polímeros Naturales Modificados

- a) Celulosas.- El carboximetilcelulosa (CMC) es un polímero de la línea de los polisacáridos basado en una columna de celulosa. Sus funciones dependen en el grado de sustitución y peso molecular⁴⁸. Sus usos incluyen control de pérdida de fluido y para altos pesos moleculares, viscosidad a una alta relación de esfuerzo cortante. El Hidroximetilcelulosa (HEC) es también un polímero de la línea de los polisacáridos basado en una columna de celulosa. Este no es normalmente usado en fluidos de perforación pero es un viscosificante para salmuera en fluidos de terminación, empacamiento de grava y en fluidos fracturantes.
- b) El Almidón Carboximetil (CMS) es un polisacárido manufacturado del maíz o la papa, reactante para tener cadenas carboximetil. Es usado como un reductor de pérdida fluido para todo tipo de lodos base agua. Es más eficiente y tiene una estabilidad de temperatura más alta que el almidón regular.

Polímeros Sintéticos

- a) Poliacrilato.- Los poliacrilatos son materiales sintéticos manufacturados del petróleo. Estos no tienen una estructura compleja como los polímeros naturales y

normalmente tienen una cadena vertical de carbón con diferente cadena lateral, dependiendo del producto final deseado. Sus usos son: para bajo peso molecular (<1000) solventes y defloculantes; mediano peso molecular (hasta 100000) control de pérdida de fluido, floculante y estabilizador de lutitas; alto peso molecular (>100000) extendedores de bentonita y floculantes.

- b) Poliacrilamido.- Los poliacrilamidos son normalmente copolímeros de varias relaciones de ácido acrílico y acrilamido. Estos son normalmente designados por el nombre genérico de poliacrilamido parcialmente hidrolizado (PHPA). Sus usos primarios son como floculantes y estabilizadores de lutitas.
- c) Polímeros Catiónicos.- Los polímeros cationicos son combinaciones de copolímeros de grupos químicos cargados positivamente con otros polímeros, tales como poliacrilatos o poliacrilamidos. Estos son usados como floculantes y estabilizadores de lutitas.

II.2.3 LODOS DE ACEITE

Los lodos de aceite son seleccionados por su estabilidad superior a la temperatura, lubricidad y atributos de estabilidad del agujero. Sin embargo los lodos de aceite tienen propiedades únicas que son difíciles de igualar con los lodos de agua, su uso también causa algunas dificultades, tales como:

- Alto costo.- La base de los fluidos usados para formular los lodos de aceite son normalmente sustancias más costosas que el agua.
- Manejo especial.- Normalmente los lodos de aceite son preparados en una planta de lodos para asegurar la formulación apropiada y condiciones antes de bombear al fondo del pozo. También un manejo de los sistemas de lodos totalmente encerrados en el equipo es esencial para una apropiada operación de lodos de aceite. Contar con colectores de pérdida es requerido en el equipo para asegurar que no se pierda lodo o se derrame en la tierra o en cuerpos de agua causando contaminación.
- Consideraciones ambientales.- Probablemente el aspecto más importante en la búsqueda para sustituir los lodos de aceite es el asunto ambiental asociado con los

lodos de aceite, especialmente lodos con diesel. Se ha encontrado que el diesel es tóxico para varios organismos. Esto encaminó al desarrollo de lodos de aceite mineral y entonces a principios de los 80's se modificaron a lodos de aceite vegetal⁴⁹. Los últimos aceites, sin embargo, son mucho más caros que los aceites minerales y el diesel.

Los escritores describen en el actual estado del arte de tecnología de lodos de agua que pueden igualar o mejorar las propiedades de los lodos de aceite para perforar pozos de alto ángulo. Esto cubre las propiedades de: (1) estabilidad de lutitas, (2) lubricidad, (3) embolamiento de barrenas y (4) limpieza del agujero y suspensión.

II.2.3.1 Estabilidad de Lutitas

Es generalmente aceptado que el control de la salinidad en el lodo de aceite es superior que en lodos de agua para la estabilidad de lutitas. Muchas formaciones, sin embargo, pueden ser perforadas con lodos de agua diseñados para estabilidad de lutitas.

Los aditivos usados para modificar los lodos de agua para la estabilidad de lutitas son: (1) potasio (K^+), calcio (Ca^{++}) y amonio (NH_4^+); (2) sistemas inorgánicos – mezcla de metales con hidróxido (MMH); (3) polímeros catiónicos; (4) poliácilamido parcialmente hidrolizado (PHPA), polivinilalcohol (PVA) y (5) combinaciones de polihidróxido refinado y poliglicéridos, poliglicoles y glucósidos.

La mayor ventaja de usar un lodo de aceite sobre el de agua para la estabilidad de lutitas es su habilidad de establecer un potencial osmótico entre el lodo y la lutita para eliminar agua y eliminar la captación de agua en las lutitas.

Los lodos de agua pueden bajar lentamente la hidratación de las lutitas, pero nunca detenerla. Los nuevos fluidos base sintéticos son pensados para sustituir al diesel o al aceite mineral en los lodos base aceite.

II.2.3.2 Fluidos Base Sintéticos

Hay una variedad de distintos materiales químicos disponibles para sustituir los aceites regularmente usados en la elaboración de lodos base aceite. La toxicidad del diesel es debido a su alto contenido aromático. Todos los sustitutos del diesel eliminan o minimizan el contenido aromático, por eso hacen al material no tóxico o menos tóxico. Con tal de que el material esté dentro de las pautas puestas por las pruebas regulatorias de toxicidad locales, puede ser usado en un fluido de perforación.

La biodegradación y bioacumulación depende más de la química de las moléculas que de la base del fluido. En general, aquellos materiales que contienen oxígeno dentro de su estructura se degradan fácilmente. La degradación, sin embargo, es altamente dependiente de las condiciones específicas impactando al fluido. Aunque las pruebas de laboratorio no necesariamente reflejan las condiciones encontradas en el fondo del océano, estas son la única forma de evaluar esos materiales y determinar sus toxicidades relativas. Existen cuatro tipos químicos que están siendo usados para sustituir al diesel o a los aceites minerales en los lodos: ésteres, polialfaolefinas, éteres y detergentes alquilatos. Dos materiales parcialmente solubles en agua, el metilglucósido y el polialcohol están también bajo desarrollo para reemplazar los aceites.

Ésteres: No son derivados de hidrocarburos, pero es hecho por el proceso de aceites vegetales, específicamente del aceite de palma. Hace un lodo similar al lodo de aceite mineral, pero con una base ligeramente más viscosa y con una baja estabilidad a la temperatura. Los ésteres tienen una ventaja agregada de ser rápidamente biodegradables bajo condiciones anaeróbicas⁵⁰.

PAO: Las polialfaolefinas son derivados de los hidrocarburos y tienen mayor estabilidad a la temperatura que los ésteres⁵¹. Son, sin embargo, ligeramente más tóxicas y no son rápidamente biodegradables.

Éteres: Los fluidos base éter usados actualmente son elaborados del petróleo como un diéter o más apropiadamente un compuesto di-acetil. Es no tóxico y tiene una más alta estabilidad a la temperatura que el ester⁵².

Detergente alquilatos; Parafinas combinadas: También llamados alquilo benceno lineal (LAB), los detergentes alquilatos son materiales sintéticos rápidamente disponibles y manufacturados de los hidrocarburos. Éstos son la materia prima para elaborar los detergentes domésticos. Desafortunadamente, éstos aun contienen alguna cantidad de benceno en su composición. Otro producto usado para elaborar lodos de aceite son las parafinas combinadas, que también son derivadas del petróleo. El uso de estos dos materiales fue experimental y probablemente no sean productos viables en la industria de los fluidos de perforación.

Solubles en agua o parcialmente solubles en agua: (1) Los glucósidos son compuestos de azúcar obtenidos de ciertos granos. Considerando que los sintéticos mencionados previamente son componentes basados en carbón de cadenas verticales con 2 o 3 grupos de hidroxilo, los glucósidos están formados con múltiples grupos de hidroxilos en su anillo. (2) Los polioles, que son más usados como aditivos en lodos base agua pueden también ser usados como un sustituto del aceite⁵³. Ejemplos de polioles incluyen poliglicerina y varios poliglicoles.

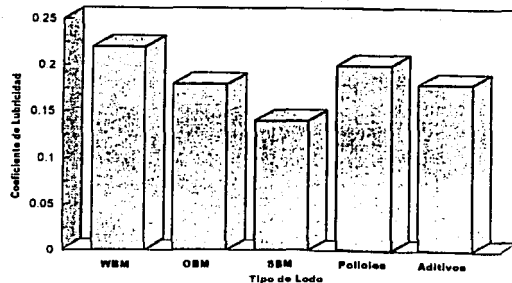
Cualquiera de los químicos descritos puede ser manufacturado al variar las cantidades de carbón y con diferentes cantidades y tipos de cadenas laterales de hidroxilo, oxígeno, éster o éter. Sin embargo, todos estos sintéticos son muy caros en comparación al diesel y a los aceites minerales.

Estos sintéticos están siendo usados solamente en la perforación marina sensible ambientalmente. Sin embargo son mucho menos tóxicos que los aceites de hidrocarburos, pero no son completamente no tóxicos⁵⁴.

II.2.4 LUBRICIDAD

Varios aditivos han sido usados para reducir el factor de fricción en lodos base agua para TP en contacto con el agujero o la TR. Los aditivos usados en lodos de agua para lubricidad incluyen aceites vegetales modificados y polioles refinados.

Esos aditivos pueden normalmente ser usados en cualquier lodo base agua, incluyendo lodos elaborados con los mencionados estabilizadores de lutitas. Para propósitos comparativos, la figura II.2.1 muestra los coeficientes de lubricidad de los lodos base agua (WBM), base aceite (OBM), base sintéticos (SBM), lodos de poliol y lodos base agua con aditivos de lubricidad⁵⁵.



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Figura II.2.1. Comparación de coeficientes de lubricidad típicos para diferentes tipos de lodos de control.

II.2.4.1 Polioles

Los polioles constituyen una clase de materiales con dos y tres hidroxilos, que son buenos lubricantes. Ellos son variadamente llamados gliceras, poligliceras, polioles y glicoles. Estos productos son tanto inmiscibles como parcialmente inmiscibles con el agua y cambiará sus características de mojabilidad. Un lodo con una cantidad suficiente de poliol se comporta mas como un lodo de aceite en sus características de mojabilidad. Estos, sin embargo, pueden cambiar la mojabilidad de las rocas del

yacimiento⁵⁶. Esos materiales también están siendo usados exitosamente para eliminar problemas que ocurren cuando los hidratos del gas son encontrados durante la perforación⁵⁷.

Los poligliceridos son trioles, normalmente ésteres de 1, 2 y 3 triol propano (glicerol). Los glicoles son dioles, tales como polipropilenglicol (PPG). Tanto las glicerinas como los glicoles son disponibles en un rango extenso de las longitudes de las cadenas de carbón y peso molecular.

II.2.5 EMBOLAMIENTO DE BARRENAS

La mojabilidad natural del aceite de los lodos de aceite da lugar a una película de aceite sobre las partes de metal en el lodo. Esta película minimiza la formación de pegaduras⁵⁸ entre la formación de lutitas y la conexión de fondo que puede causar lo que comúnmente es llamado embolamiento de barrena (Bit Balling).

Un lodo base agua puede ser formulado para minimizar o eliminar el embolamiento por recubrir las partes de metal con un recubrimiento hidrofóbico⁵⁹. Los aditivos de poliol han sido mostrados para dar esta protección a los montajes del fondo del pozo. Concentraciones efectivas han sido informadas para ser de 5 a 30% de poliol por volumen. El amplio rango de efectividad probablemente depende de la pureza y el rango del peso molecular del poliol. Esto también puede depender del tipo de poliol, glicerina o glicol.

II.2.6 LIMPIEZA DEL POZO

La mayor diferencia encontrada en pozos de altos ángulos como comparación con los pozos verticales, es en suspensión y capacidad de acarreo de recortes. La distancia que una partícula puede viajar antes de llegar a un lugar de descanso es mucho más corta en pozos horizontales y de altos ángulos, unas pocas pulgadas comparadas con decenas o centenas de pies. En pozos horizontales esto puede encaminar a una

acumulación de recortes que pueden impedir las operaciones de perforación y terminación. En una porción del pozo, los recortes pueden caer al lado de la pared del pozo causando una torsión durante la perforación y viajes difíciles. También, los recortes pueden acumularse en un lado hasta que una masa crítica se alcance y entonces caer hasta el fondo del pozo. En casos extremos, esto puede causar pegaduras de tubería.

Generalmente es aceptado que una vez un ángulo del pozo aumente aproximadamente a 60° es mejor limpiar con flujo turbulento. Los lodos base aceite, en general, son más fáciles de cambiar en la turbulencia que los lodos base agua. Muchas veces, sin embargo, los pozos o circunstancias del equipo hacen casi imposible poner el lodo en flujo turbulento. En ese caso, el lodo debe ser viscosificado para mejorar la capacidad de acarreo.

II.2.7 VISCOSIFICANTES

Los aditivos usados en lodos base agua que incrementan las viscosidades de baja velocidad de corte y el esfuerzo gel son: bentonita, goma xantan, PHPA y la mezcla de metales con inorgánicos.

Bentonita: La bentonita es usada en la mayoría de los lodos para viscosidad y control de pérdida de fluidos. Da una excelente capacidad de acarreo y suspensión de recortes si una cantidad suficiente bentonita está presente en el lodo. La dificultad con el uso de la bentonita es que eventualmente el incremento de sólidos en el lodo hacen la viscosidad difícil de controlar. Además, muchas son llamadas "arcillas bentoníticas" y contienen proporciones variables de polímeros, haciendo inciertas las predicciones de la viscosidad.

Goma Xantan: La goma xantan modifica la reología, la cual incrementa la viscosidad de baja velocidad de corte de un lodo. Se ha encontrado que para una adecuada capacidad de acarreo y suspensión de recortes en pozos horizontales una

concentración crítica del polímero debe estar presente⁶⁰. Esta concentración crítica es dependiente de la temperatura, de la presencia de otros sólidos y de la salinidad. La concentración crítica esta usualmente en el rango de 1.25 a 1.5 lb/bbl.

Mezcla de Metales con Inorgánicos: La mezcla de metal con hidróxido (MMH) y la mezcla de metal con silicatos (MMS) son materiales cristalinos altamente cargados de cationes que electrostáticamente asociado con la bentonita forman una única estructura gel. Esta estructura gel permite al fluido moverse como una masa sólida mientras se bombea, transportando todos los sólidos junto con este⁶¹. Puede tener características perfectas de transporte y suspensión, aunque en investigaciones mas recientes es necesario demostrar esto. El uso de las dosificaciones varían de 0.5 a 1.0 lb/bbl, en combinación con 8 a 12 lb/bbl de bentonitas no tratadas⁶².

II.2.8 ESTABILIDAD DE TEMPERATURA

Actualmente hay lodos que no son base agua los cuales son tan estables a temperaturas sobre los 400 °F como son los lodos base aceite. Una mayor dificultad en formular los lodos base agua para altas temperaturas es que la bentonita es afectada por temperaturas elevadas, primero la gelificación excesiva y después llega a ser inerte en temperaturas extremas.

Varios polímeros sintéticos han sido desarrollados para estabilizar las propiedades del lodo base agua a altas temperaturas. Plank⁶³ describió como tienen buena estabilidad a la alta temperatura los siguientes co y ter- polímeros:

(1) Defloculantes: copolímero maleicanhídrido-estirenosulfonato y copolímero maleicanhídrido-sulfonato vinil tolueno. (2) Controladores de pérdida de fluido: Terpolímero AMPS-n-metil-n-vinilacetamido-acrilamido, AMPS-n-, copolímero n-dimetilacrilamido y copolímero AMPS-n-vinil-2-pirrolidono.

II.2.9 ALTERNATIVAS DE LODOS BASE AGUA PARA LODOS BASE ACEITE

Los siguientes sistemas de lodos actualmente en uso son posibles reemplazos para lodos base aceite en agujeros de alto ángulo. Ellos pueden ser clasificados como lodos poliméricos, lodos sal/poliméricos o lodos catiónicos.

II.2.9.1 Lodos Poliméricos

Varios sistemas de lodos poliméricos de agua dulce han sido usados en perforación horizontal. Estos son rentables con tal de que no se encuentren lutitas inestables y uno pueda limpiar el agujero efectivamente con barridos o una velocidad anular suficientemente alta. Los siguientes lodos poliméricos de agua dulce han sido usados para perforación horizontal:

(1) PAC: lodos de celulosa polianiónicos, tal como el Drispac, es usado en algunos agujeros de alto ángulo. Los PAC's cubren alguna magnitud de lutita y así mejoran su estabilidad. Estos pueden ofrecer buena viscosidad en el espacio anular para ayudar a limpiar el agujero. (2) Poliacrilatos: Un lodo poliacrilato fue usado exitosamente en uno de los primeros pozos horizontales en California⁶⁴. Fue complementado con barridos de alta viscosidad para limpiar el agujero. (3) PHPA/Humato: Un lodo PHPA fue usado someramente en un pozo de alcance extendido en la Costa del Golfo. Una alta concentración de PHPA fue usada (aproximadamente 2.0 lb/bbl) en capas de lutita mejorando la capacidad de acarreo de recortes.

II.2.9.2 Lodos Sal/Polímero

En áreas con problemas de estabilidad de pozos, los polímeros son complementados normalmente con una sal que supla un catión para ayudar a estabilizar la formación. Los siguientes son algunos lodos sal/poliméricos que han sido usados:

(1) PHPA/K⁺: El lodo polimérico más común usado como un reemplazo del lodo base aceite es el sistema de lodo PHPA/K⁺. Tiene la ventaja de impartir estabilidad de lutitas y tener buena capacidad de acarreo. Su desventaja es que es afectado por contaminantes sólidos y no tiene buena estabilidad de temperatura. Cualquiera de los aditivos de lubricidad pueden ser agregados a este lodo. (2) Goma Xantan/K⁺: Considerando que la goma xantan no es tan eficiente como el PHPA en capas de lutitas es usado en pozos que no tienen severos problemas de lutitas. Imparte excelente viscosidad de baja velocidad de corte al lodo para una buena suspensión de recortes y capacidad de acarreo. La goma xantan tiene un límite en la estabilidad de temperatura y como en el caso del sistema PHPA, agentes lubricantes pueden ser agregados. (3) Sal Clasificada: Varios pozos horizontales han sido perforados usando un fluido originalmente desarrollado como un fluido de terminación⁶⁵. Contiene partículas de cloruro de sodio para obturar y una mezcla de polímeros para una excelente suspensión de recortes y capacidad de acarreo. Es un sistema saturado de sal y no puede ser formulado para lodos de bajo peso. Considerando cómo la sal es fácilmente disuelta en agua y rompedores, es agregada para destruir el polímero, es un fluido relativamente no dañino.

II.2.9.3 Lodos Catiónicos

Según expertos un fluido de perforación catiónico es un fluido de perforación con un químico natural predominantemente catiónico, que no puede aceptar aditivos aniónicos sin cambios drásticos en sus propiedades básicas. Los siguientes sistemas son formulados para que la naturaleza predominante del lodo sea catiónica. Los lodos catiónicos pueden ser sumamente inhibidos por lutita o hidratación de arcilla, sin embargo la dificultad más común con esos sistemas es el control de pérdida de fluido.

(1) Mezcla de Metales: Los sistemas de fluidos de mezcla de metales tienen una única estructura gel al contrario de cualquier otro sistema de lodo en uso. El cuerpo del fluido se mueve como una masa sólida acarreando los recortes fuera del agujero en un transporte casi perfecto⁶⁶. Estos sistemas también tienen excelente estabilidad de

lutitas y características de protección a la formación⁶⁷. Estos desarrollan la viscosidad a través de una asociación electrostática con bentonita o atapulgita y requiere un aditivo de control de pérdida de fluido. (2) Lodos de polímeros catiónicos: Varios sistemas de lodos que están en la fase de desarrollo pueden demostrar ser equivalentes a los lodos base aceite en muchos aspectos. Estos también pueden ser formulados con PPG para mejorar la lubricidad. La estabilidad de temperatura de esos lodos no es tan alta como en los lodos base aceite.

II.3 LODO DE PERFORACIÓN BIODEGRADABLE Y PROCESO PARA SU PREPARACIÓN⁶⁸

II.3.1 CONTEXTO DE LA INVENCION

1. Campo de la Invención

La presente invención es dirigida hacia un lodo de perforación biodegradable y al proceso para su preparación, sin considerar su uso, en tierra o mar. Mas particularmente, la invención relaciona los fluidos de perforación usados en plataformas marinas, los recortes que pueden ser descargados al mar sin tratamiento y que deben, por consiguiente, no presentar un mayor peligro de contaminación con respecto al ambiente marino.

2. Descripción de la Invención

El lodo de perforación juega un rol esencial durante la perforación; esto asegura el mantenimiento de los fluidos, gases, agua y aceites en las formaciones atravesados, el acarreo de los recortes de la formación perforada, la lubricación y enfriamiento de la barrena, el mantenimiento de los recortes en suspensión y su transporte a la superficie. Al salir del pozo es necesario separar los recortes perforados del lodo antes de recircularlo en el pozo.

En paralelo con esta recirculación del lodo esta el problema de almacenamiento de los recortes del lodo contaminados. Aunque esto es difícil en un equipo terrestre, es mucho más difícil resolverlo en una plataforma marina, desde que las limitaciones con respecto a la regulación ambiental son más estrictas. Así, descargar los recortes al mar no está autorizado incluso después de la separación del lodo, esos recortes constituyen una fuente de contaminación marina y debe ser trasladado a tierra para ser procesado, lo cual es muy costoso para el operador.

Descargar los recortes al mar puede depender esencialmente de la naturaleza del lodo usado, que sea tóxico o biodegradable a una mayor o menor magnitud.

Diferentes tipos de lodos son usados para perforar. Estos son, primeramente, lodos base agua que su fracción orgánica principal está basada en celulosa, derivados de la celulosa y derivados del ácido acrílico. Esos lodos son fácilmente biodegradables y no dan lugar a cualquier degradación potencial del ambiente. Los lodos base aceite son preferibles al antes mencionado desde que estos pueden ser recuperados y dar técnicamente mejor resultado.

Estos lodos tienen un poder lubricante superior, que son particularmente más favorables en el contexto de pozos desviados. Dichos lodos resisten mejor las altas temperaturas, en particular temperaturas arriba de 150 °C, y por último, son inertes con respecto a formaciones reactivas tales como formaciones de lutita. Los lodos base aceite consisten esencialmente de una emulsión inversa estabilizada de agua en aceite, generalmente de gasóleo o un aceite mineral y sus propiedades fisicoquímicas se ajustan por medio de aditivos viscosificantes, densificantes, etc. Sin embargo, representan un muy grande riesgo de contaminación desde que son tóxicos y dificultan la biodegradación.

Una nueva generación de lodos base aceite, también conocidos como lodos de reemplazo, es usada como un reemplazo para lodos basados en gasóleo, pero todavía son considerados como demasiado contaminantes para autorizar la descarga de

recortes al mar. Esos lodos son formulados de poliglicoles, glicol polietileno o polialfaolefinas como emulsiones estabilizadas. Aunque esos lodos fueron desarrollados para reemplazar gasóleo y aceites minerales, ricos en componentes aromáticos en la formulación de lodos base aceite y aunque estos tienen propiedades fisicoquímicas similares a aquellos de gasóleo o aceites minerales sin ser tóxicos, no obstante estos son lentos para biodegradarse o relativamente pobres en hacerlo así.

En el actual estado de la legislación en ciertos países, descargar en el mar recortes que contengan lodos base aceite o lodos de reemplazo, con la excepción de esteres, está prohibido desde que esos lodos no son considerados como biodegradables.

La biodegradabilidad de los lodos base éster usados hasta aquí también como lodos de reemplazo ha sido demostrada. Sin embargo, aunque el proceso de biodegradación propuesto es efectivo, es muy largo, que hace necesario el almacenamiento de los recortes, lo cual no es fácil lograr en plataformas marinas en donde el espacio es limitado.

Para acelerar la biodegradación de los lodos, si estos son base aceite o lodos de reemplazo base éster, es posible hacerlos sufrir un tratamiento enzimático antes del tratamiento bacteriológico que pueda ser realizado.

El tratamiento enzimático de lodos es conocido en particular por incrementar su permeabilidad en la formación en el fondo del pozo. Otros tratamientos usan reacciones de hidrólisis enzimático por medio de celulosa o sus derivados para degradar los componentes residuales del viscosificante del lodo.

Existe una patente en Europa que acelera la biodegradación de las descargas y del lodo por sí mismo, el solicitante ha recomendado modificar químicamente el lodo base éster para acelerar su degradación bacteriológica por hidrólisis de dicho lodo usando una enzima (o lipasa) en pH básico, preferiblemente en un rango de 9 a 10 y a una temperatura abajo de 60 °C.

Similarmente en una patente internacional el solicitante ha recomendado modificar químicamente los lodos de reemplazo basados en olefinas o poliolefinas mediante su oxidación antes de descargarlos, por medio de un anión oxidante en pH ácido, preferiblemente abajo de 4, antes del tratamiento bacteriológico que pueda ser realizado.

De acuerdo con un objetivo de la presente invención es proporcionar un lodo de perforación biodegradable cuya composición y propiedades fisicoquímicas sean comparables con las requeridas para un lodo y cuya composición sea biodegradable prontamente.

Brevemente, este y otros objetivos de la presente invención llegarán a ser más evidentes y pueden ser logrados por un fluido de perforación biodegradable consistiendo de una emulsión inversa agua/fase orgánica en una relación por volumen en un rango de 50/50 y 10/90, comprendiendo aditivos densificantes, viscosificantes, reductores de filtrado, emulsificantes y cualquier otro aditivo pensados para lograr las propiedades fisicoquímicas deseadas, caracterizada en que contiene, para el propósito de biodegradarlo.

III.3.2 DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LA REPRESENTACIÓN PREFERIDA

Los lodos según la invención tienen la ventaja de ser prontamente biodegradable, tanto en medio aeróbico como anaeróbico e independiente de su composición, incluso en la ausencia de un pretratamiento pensado para facilitar su biodegradación. Además éstos son fácil de preparar y no requieren la adición de componentes biológicos costosos.

Esos lodos están compuestos de una fase orgánica que comprende componentes orgánicos de derivados del petróleo refinados o no refinados, para el caso de gasóleo, ésteres que son líquidos entre 0 y 5 °C, basadas en alcoholes monofuncionales conteniendo de 2 a 12 átomos de carbono, saturado o no saturado, ácidos

monocarboxílicos alifáticos mono o poliolefinicos conteniendo de 12 a 24 átomos, mono o poli olefinas no saturadas conteniendo de 12 a 22 átomos de carbono.

Como una alternativa o en combinación con dicho nitrógeno, los aminoácidos son escogidos de los grupos de glicina, alanina, serina, cisteina, valina, glutamina, leucina, lisina, arginina, prolina, tirosina, ácido aspártico y ácido glutámico.

En el lodo conforme a la invención, el fósforo es un alquilo o éster alqueno fosfórico escogidos de los grupos de éster metilfosfórico, fosfato laurilo o una mezcla de C₁₂ y C₁₄ di y triésteres fosfóricos comprendidos de 3 o 4 grupos etoxilatados. El componente de fósforo preferido es el fosfato laurilo.

En una primera representación de la invención, el oxígeno es escogido del grupo de ácidos adiposos de 6 a 30 átomos de carbono y preferiblemente de 12 a 22 átomos de carbono, y en particular ácidos oleico adiposos de animal o ácido oleico de origen de planta, el cual es preferido.

En una segunda representación de la invención, el oxígeno en forma de ester es escogido de ácido carboxílico monoesteres y poliesteres resultados de la esterificación de alcoholes conteniendo una línea o rama de cadena saturada o no saturada de 1 a 5 átomos de carbono, con un ácido mono, di o policarboxílico comprendidas de una línea o rama de cadenas saturadas o no saturadas que constan de 6 a 30 átomos de carbono. Preferiblemente, esos ester es ester es ácidos mono, di o tricarboxílicos, los grupos del éster constan de 1 a 8 átomos de carbono y las cadenas de cada ácido tienen de 6 a 24 átomos de carbono.

Un propósito de la presente invención es también un proceso para preparar dicho lodo conforme a la invención, que consiste en introducir dichos componentes de fósforo, nitrógeno y oxígeno antes o después de poner las fases orgánica y acuosa en la emulsión inversa, después que el agente densificante es agregado.

CAPÍTULO III

ESTABILIDAD DE POZOS

III.1 CONCEPTOS BÁSICOS

En 1940, los expertos entendían que los esfuerzos en la pared del agujero, podrían en algunos casos, exceder la resistencia de la roca y esto resultar en inestabilidad. Fue hasta 1979, que un modelo matemático demostró que conforme se incrementa la inclinación del pozo es requerido un peso de lodo mayor para prevenir el colapso. Mientras los expertos explicaban matemáticamente el concepto de inestabilidad, pocos artículos dirigidos a campo eran publicados. En la década de los 80's, avances en geomecánica permiten el diseño de pozos de largo alcance para acceder a hidrocarburos en los cuales existían restricciones de acceso directo.

Como se mencionó anteriormente conforme la inclinación del agujero se incrementa, es necesaria una presión mayor (densidad o peso del lodo) para prevenir el colapso del agujero, al mismo tiempo, el gradiente de fractura se mantiene o decrece. En otras palabras se estrecha el rango de operación de densidad del lodo, entre fractura y colapso.

Debido a que las secciones altamente inclinadas u horizontales de un pozo tienden a ser grandes y requieren de mayor cuidado para mantenerlas libres de recortes, se emplea más tiempo de perforación en comparación con un pozo vertical o con baja inclinación. Por lo tanto, existe una mayor oportunidad para la lutita del pozo a hidratarse cuando se emplea un lodo base agua. La hidratación incrementa el contenido de agua en la roca, la cual afecta los esfuerzos en la cercanía de la pared del pozo y reduce la resistencia de la formación.

Debido a la longitud del agujero en un pozo de este tipo (altamente inclinados, horizontales o de alcance extendido), una alta caída de presión en el espacio anular con un rango de operación de densidad estrecho puede incrementar la densidad de circulación equivalente hasta llegar a fracturar.

Cualquier modelo de estabilidad mecánica consiste de un conjunto de ecuaciones asociada a un criterio de falla. Las ecuaciones constitutivas describen las propiedades de deformación de la formación y el criterio de falla determina los límites de las deformaciones (límites de falla por tensión y compresión). Las ecuaciones son simples y sus propiedades lineales implican que el esfuerzo total puede ser determinado por simple superposición. La justificación de emplear ecuaciones linealmente elásticas es debido a que los materiales sedimentarios son más consolidados conforme se incrementa la profundidad así como la suposición de que los esfuerzos principales in-situ son en la dirección vertical y horizontales, el tensor de esfuerzos total es determinado por el conocimiento de los siguientes seis parámetros:

1. Relación de Poisson (ν)
2. Presión del fluido de perforación (P_p)
3. Esfuerzo principal vertical (σ_v)
4. Esfuerzo horizontal mínimo (σ_{Hmin})
5. Azimut del esfuerzo principal máximo
6. Esfuerzo principal horizontal máximo (σ_{Hmax})

Los tres parámetros que definen el criterio de falla para un determinado material son determinados por pruebas de muestras representativas del material bajo condiciones uniaxiales y triaxiales:

- a) Esfuerzo uniaxial compresivo
- b) Angulo de fricción
- c) Cohesión

Desde el punto de vista mecánico, la perforación de un pozo petrolero tiene como una consecuencia inmediata la generación de una distorsión en el estado de esfuerzos a las cuales se encuentra sometida la roca en su estado natural.

La remoción de la roca por parte de la barrena de perforación genera una pérdida de sustentación en la roca inmediatamente alrededor a las paredes del agujero. Esta pérdida de sustentación se manifiesta en la generación de esfuerzos que actúan tangencial y radialmente, induciendo a la vez esfuerzos de corte.

En la figura III.1.1 se muestra de forma esquemática la variación de la magnitud del esfuerzo en función de distancia del centro de un pozo vertical de acuerdo con un modelo elástico lineal. Allí, se observa como se genera un incremento en la magnitud de los esfuerzos de la roca ubicada sobre la pared del pozo. Esta concentración de esfuerzos es en función de la distancia y a medida que se aleja de la pared del pozo esta concentración de esfuerzos se disipa, igualándose a los esfuerzos locales.

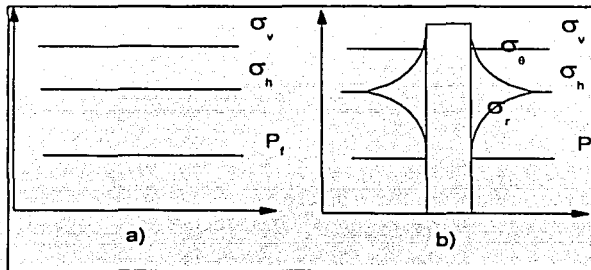


Figura III.1.1. Variación de los esfuerzos sobre las paredes de un pozo antes y después de la perforación.⁶⁹

Sin consideraciones de algún otro tipo de efecto, por ejemplo el químico, si estos esfuerzos inducidos sobre la roca son superiores en magnitud a la resistencia mecánica, es de esperar una falla o fractura de la roca que eventualmente conduzca al desprendimiento de las paredes del agujero. El desprendimiento de roca produce de

forma inmediata el incremento del diámetro del pozo, mientras que la acumulación en el fondo del pozo de los recortes o desprendimientos pueden generar problemas de pegadura de tuberías. Ambos fenómenos, constituyen manifestaciones típicas de problemas de estabilidad.

En la práctica, la roca removida durante una operación de perforación es reemplazada con un fluido o lodo de densidad conocida. El peso del lodo tiene como principal función el ejercer una presión suficiente para sostener las paredes de agujero y adicionalmente la de prevenir el influjo de los fluidos de la formación.

Así, uno de los objetivos del análisis de estabilidad es el establecer cual es el peso de lodo mínimo P_{Wmin} o gradiente necesario que evite que los esfuerzos inducidos excedan la resistencia mecánica del material, siendo este peso una función de los parámetros característicos de la roca y de las condiciones naturales de esfuerzos a las cuales está sometida en el yacimiento.

Simultáneamente con la existencia de un peso mínimo, las paredes del agujero están sometidas a una presión radial ocasionada por el peso del fluido. Este peso del fluido debe ser tal que no exceda la resistencia a la tracción de la roca y que pueda ocasionar la fractura de la formación o un colapso por exceso de presión.

Un peso excesivo puede además de fracturar la roca, ocasionar una pérdida de circulación que de origen a un brote por reducción de la columna hidrostática que contiene a los fluidos de la formación, este límite también es una función de las características mecánicas de la roca y del estado de esfuerzo en el cual se encuentra sometida.

Ambos límites, tanto el peso necesario para prevenir el colapso del agujero como el peso de lodo máximo P_{Wmin} que no ocasione la fractura o el colapso superior de la formación definen la ventana operacional la cual equivale al peso de lodo óptimo para la prevención de los problemas de estabilidad. La mayoría de los problemas de estabilidad

se originan por no tener en cuenta en la fase de diseño del pozo (trayectoria, profundidades de asentamiento de las TR's, etc) los límites naturales que deben ser observados al momento de la ejecución de las operaciones de perforación. Como en todo proceso de diseño, el análisis de estabilidad persigue establecer las condiciones óptimas en las cuales la diferencia entre el límite superior e inferior es mayor (ventana operacional) de forma tal de poder facilitar la terminación exitosa de la operación de perforación.

En general, el campo de esfuerzos experimenta variaciones con la profundidad. Es común observar situaciones en las cuales a medida que aumenta la profundidad se observan variaciones en el ordenamiento relativos de los esfuerzos.

Para un pozo horizontal, típicamente en la sección vertical el ordenamiento relativo de los esfuerzos corresponde a $\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$, pero a medida que aumenta la profundidad se presenta un cambio en este ordenamiento, ahora es $\sigma_H > \sigma_v > \sigma_h$. En este caso, la dirección (azimut) del esfuerzo mínimo horizontal juega un papel fundamental.

III.2 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DEL AGUJERO^{70,71}

El análisis de estabilidad de pozos tiene como fin el de establecer el peso de todo óptimo que no exceda la resistencia a la tracción mecánica de la roca o que provea el soporte suficiente para evitar el colapso de las paredes del agujero. La densidad del fluido de perforación se determina en una función de los esfuerzos in situ y de parámetros que describen la resistencia mecánica del material. En otras palabras, un análisis de estabilidad incorpora los criterios de resistencia de materiales a la operación de perforación, teniendo además consecuencias prácticas adicionales como la existencia de una trayectoria óptima en la cual orientar un pozo para llegar al yacimiento.

Suponiendo el caso de un pozo alineado con alguno de los esfuerzos principales, esta situación puede corresponder a un pozo vertical donde generalmente se asume que el

esfuerzo vertical es principal, o a un pozo horizontal en la dirección de σ_H o σ_h . Para una descripción general, las ecuaciones toman en cuenta la anisotropía de los esfuerzos locales en donde la magnitud de los esfuerzos varía en las tres direcciones principales.

Como se ha indicado, de acuerdo con un modelo elástico lineal con esfuerzo efectivo, la mayor concentración de esfuerzos se encuentra presente en la formación cercana a las paredes del pozo. Si este esfuerzo excede la resistencia mecánica de la roca esta falla con la consecuente deformación de las paredes. En el caso de un pozo vertical los esfuerzos radiales y tangenciales en la pared del agujero están dados por el siguiente sistema de ecuaciones⁷²:

$$\sigma_r = P_w - P_0$$

$$\sigma_\theta = 3\sigma_h - \sigma_H - P_w - P_0$$

$$\sigma_z = \sigma_v - P_0$$

donde por conveniencia se ha adoptado un sistema de coordenadas cilíndricas (Figura II.2.1) y los términos definidos con anterioridad representan:

σ_r , el esfuerzo en la dirección radial

σ_θ , el esfuerzo tangencial sobre la pared del agujero

σ_z , el esfuerzo en la dirección del eje del pozo

P_w , la presión sobre la formación ejercida por los fluido en el agujero (peso del lodo)

P_0 , Presión de formación

Como se observará a continuación, la combinación de estas ecuaciones con algún criterio de falla permite obtener estimados del peso de lodo para soportar las paredes de un agujero.

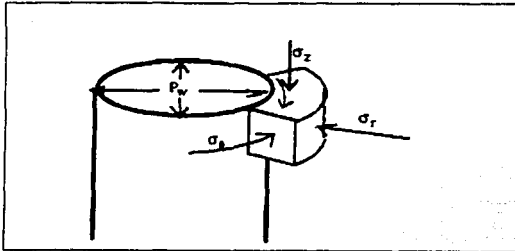


Figura III.2.1. Diagrama de distribución de esfuerzos en un cilindro.⁷³

III.3 CRITERIOS DE FALLA

El criterio de falla es uno de los elementos necesarios para poder realizar un análisis de estabilidad. Una vez que se han determinado los esfuerzos alrededor del agujero es necesario compararlos con la resistencia de la formación.

En los puntos donde el estado de esfuerzos exceda la resistencia de la formación (ya sea por tensión o por compresión), es donde se considera se iniciará la falla. Existen varios criterios propuestos para definir la falla de la roca en compresión⁷⁴, los cuales pueden clasificarse en cuatro categorías:

1. Categoría A: Lineal y con efecto del esfuerzo principal intermedio
2. Categoría B: Lineal y sin efecto del esfuerzo principal intermedio
3. Categoría C: No lineal y con efecto del esfuerzo principal intermedio
4. Categoría D: No lineal y sin efecto del esfuerzo principal intermedio

A continuación se mencionarán los criterios usados comúnmente:

- Criterio de Drucker-Prager (Categoría A)

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

$$\tau_{oct} = \tau_0 + k_m (\sigma_{oct} - P_p)$$

donde:

σ_{oct} = Esfuerzo normal octaedral

τ_{oct} = Esfuerzo de corte octaedral

τ_0 , k_m = Parámetros del material

P_p = Presión de poro

- Criterio de Mohr-Coulomb (Categoría B)

$$\sigma_1 - P_f = \frac{1 + \text{sen}\phi}{1 - \text{sen}\phi} (\sigma_3 - P_f) + \frac{2S_0 \cos\phi}{1 - \text{sen}\phi}$$

donde:

σ_1 = Esfuerzo principal mayor, resulta de acuerdo al orden de magnitud entre σ_H , σ_h , y σ_v

σ_3 = Esfuerzo principal menor

P_f = Presión de formación

ϕ = Ángulo de fricción interna

S_0 = Cohesión del material

- Criterio de Wu- Hudson (Categoría C)

$$q' = A + Bp' + cp'^2$$

- Criterio de Hoek-Brown (Categoría D)

$$\sigma_1 - \sigma_3 = \frac{n\sigma_c}{6} + \frac{1}{2} \sqrt{\frac{1}{9} n^2 \sigma_c^2 + 4n\sigma_c (\sigma_1 + 2\sigma_3 - 3P_f) / 3 + 4\sigma_1^2}$$

donde para los dos últimos criterios:

$$q' = \sigma_1 - \sigma_3$$

$$p' = 1/3(\sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3) - P_f$$

m, S₀, φ, A, B, C, n y σ_c son parámetros de los materiales

Los parámetros del material, se obtienen de pruebas de laboratorio de celdas triaxiales. Se requiere de un mínimo de tres pruebas a diferente presión de confinamiento para ajustar los puntos experimentales con cualquiera de las ecuaciones y de esta manera obtener los parámetros de los materiales utilizados en ellas.

Los criterios de falla que no consideran la influencia del esfuerzo principal intermedio (Categoría B o D) son conservadores en la predicción de la estabilidad del agujero, particularmente cuando se utiliza con modelos lineales elásticos. Aunque las verdaderas pruebas triaxiales muestran los efectos del esfuerzo principal intermedio, los criterios de falla que incorporan el efecto de éste (Categoría A o C) son valores optimistas de la resistencia de la formación y la estabilidad del agujero.

En la mayoría de los casos es adecuada la aplicación de criterios de falla lineales. Sin embargo, para formaciones muy débiles o con presiones de confinamiento mayores a 14 Mpa (2000 psi), son necesarios los criterios de falla no lineales. Se puede relacionar la presión de confinamiento a la profundidad del pozo.

III.4 CRITERIO DE FRACTURA HIDRÁULICA O POR TENSIÓN⁷⁵

Este tipo de falla ocurre cuando el menor de los esfuerzos principales σ₃ excede la resistencia por tensión del material (T₀) y por lo tanto se genera la fractura hidráulica de

la formación con la consecuente pérdida de circulación. Si consideramos el caso donde el esfuerzo mínimo corresponde al esfuerzo tangencial σ_{θ} , este varía según la relación:

$$\sigma_{\theta} = 3\sigma_h + \sigma_H - P_w$$

la cual aunada al criterio de falla hidráulica para un material poroelástico según el cual esta ocurrirá si se satisface la siguiente relación:

$$\sigma_3 = P_0 - T_0$$

que permite obtener la siguiente expresión para el máximo peso de lodo para prevenir la falla por tensión de la roca,

$$P_w = 3\sigma_h - \sigma_H - P_0 + T_0$$

En general, durante la perforación de un pozo se atraviesan diversas formaciones las cuales pueden presentar diferentes características de resistencia mecánica y que además están sometidas a variaciones en el campo de esfuerzo. Ambas consideraciones implican que el análisis de estabilidad debe tomar en cuenta estas variaciones y que el peso de lodo debe reflejar un promedio consistente con las diversas unidades geomecánicas encima de la formación productora.

III.5 PROPIEDADES MECÁNICAS DE LAS ROCAS⁷⁶

Cuando se habla de propiedades mecánicas de las rocas, normalmente se esta refiriendo a las constantes de la ecuación constitutiva que se supone representa el comportamiento de la roca. Una roca con comportamiento lineal elástico puede ser descrita por cuatro parámetros mecánicos:

- Dos parámetros de elasticidad
 1. Módulo de Young (E)

2. Relación de Poisson (ν)

- Dos parámetros de falla
 1. Ángulo de fricción (β)
 2. Resistencia uniaxial a la compresión (C_o)

En las relaciones generales entre esfuerzos y deformaciones para materiales isotrópicos observamos dos coeficientes; λ y G . El primero es conocido como el parámetro de Lamé y G es el módulo de rigidez o módulo de corte, el cual es una medida de la resistencia de la muestra a la deformación de corte.

Otro parámetro importante es el módulo de volumen K , el cual se define como la relación entre el esfuerzo hidrostático σ_p y la deformación volumétrica ϵ_v , donde esta última se define como: $\epsilon_v = \epsilon_x + \epsilon_y + \epsilon_z$. Para un estado de esfuerzos hidrostáticos tenemos $\sigma_p = \sigma_1 = \sigma_2 = \sigma_3$ mientras que $\tau_{xy} = \tau_{xz} = \tau_{yz} = 0$.

$$K = \frac{\sigma_p}{\epsilon_v} = \lambda + \frac{2}{3}G$$

K es una medida de la resistencia de la muestra a la compresión hidrostática. El inverso de K ($1/K$) es conocido como la compresibilidad.

Para el módulo de Young y la relación de Poisson se tiene:

$$E = \frac{\sigma_x}{\epsilon_x} = G \frac{3\lambda + 2G}{\lambda + G}$$

$$\nu = \frac{\epsilon_y}{\epsilon_x} = \frac{\lambda}{2(\lambda + G)}$$

Cuando se tienen definidos dos parámetros cualesquiera de entre E , ν , λ , G y K , los restantes son determinados por estas relaciones. Dependiendo de cuales parámetros son los que se conocen, se pueden necesitar combinaciones especiales entre estas relaciones. En la tabla III.5.1 se muestran algunas de las combinaciones más utilizadas.

$E = 3K(1 - 2\nu)$	$K = \lambda \frac{1 + \nu}{3\nu}$	$\frac{\lambda}{\lambda + G} = 2\nu$
$E = 2G(1 + \nu)$	$K = \frac{2}{3}G \frac{1 + \nu}{1 - 2\nu}$	$\frac{G}{\lambda + G} = 1 - 2\nu$
$E = \frac{9KG}{3K + G}$	$K = \lambda + \frac{2}{3}G$	$\frac{\lambda + 2G}{\lambda + G} = 2(1 - \nu)$
$E = G \frac{3\lambda + 2G}{\lambda + G}$	$\nu = \frac{3K - 2G}{2(3K + G)}$	$\frac{3\lambda + 2G}{\lambda + G} = 2(1 + \nu)$
$E = \frac{\lambda}{\nu}(1 + \nu)(1 - 2\nu)$	$\frac{\lambda}{G} = \frac{2\nu}{1 - 2\nu}$	$\frac{3\lambda + 4G}{\lambda + G} = 2(2 - \nu)$

Tabla III.5.1. Relaciones entre los parámetros de elasticidad.

Para rocas, la relación de Poisson normalmente se varía en el rango de 0.15 a 0.25, para las rocas porosas y débiles el valor de ν puede aproximarse a cero o tal vez volverse negativo. Para fluidos, G desaparece, lo que implica que ν tienda a $1/2$. También para arenas no consolidadas el valor de ν se encuentra cercano a 0.5. Los parámetros o constantes elásticas E , λ , G y K son medidas en las mismas unidades que los esfuerzos, es decir, en unidades de presión.

Se puede decir que las constantes elásticas determinan la capacidad de las rocas para resistir esfuerzos y estas pueden ser relacionadas con parámetros medidos con registros geofísicos (de densidad y sísmico, principalmente).

III.5.1 PROPIEDADES ELÁSTICAS ESTÁTICAS Y DINÁMICAS

Las propiedades obtenidas en laboratorio de la deformación de una muestra sometida a determinados esfuerzos son las constantes elásticas estáticas. Las constantes elásticas

dinámicas se determinan por la medición de las velocidades de propagación de una onda acústica en el material. El registro sísmico proporciona la información necesaria para determinar estas constantes. En la tabla III.5.2 se presentan las propiedades elásticas dinámicas determinadas a partir de las velocidades acústicas compresionales (V_c) y las de corte o cizallantes (V_s), las cuales son inversas a los tiempos de tránsito. La tabla III.5.2 representa una sinopsis de las propiedades elásticas de la formación, así como de las principales relaciones entre ellas.

		E, ν	K, G	λ , G	ρ , V_c , V_s
Módulo de Young	E	-	$\frac{9KG}{G+3K}$	$\frac{G(3\lambda+2G)}{\lambda+G}$	$\frac{\rho V_c^2 (3V_c^2 - 4V_s^2)}{(V_c^2 - V_s^2)}$
Relación de Poisson	ν	-	$\frac{3K-2G}{2(3K+G)}$	$\frac{\lambda}{2(\lambda+G)}$	$\frac{V_c^2 - 2V_s^2}{2(V_c^2 - V_s^2)}$
Módulo de Volumen	K	$\frac{E}{3(1-2\nu)}$	-	$\lambda + \frac{2}{3}G$	$\rho(V_c^2 - \frac{4}{3}V_s^2)$
Módulo de Corte	G	$\frac{E}{2(1+\nu)}$	-	-	ρV_s^2
Constante de Lamé	λ	$\frac{E\nu}{(1+\nu)(1-2\nu)}$	$\frac{3K-2G}{3}$	-	$\rho(V_c^2 - 2V_s^2)$
Velocidad de Compresión	V_c^2	$\frac{E(1-\nu)}{\rho(1+\nu)(1-2\nu)}$	$K + \frac{4}{3}G$ $\frac{\rho}{\rho}$	$\frac{\lambda+2G}{\rho}$	-
Velocidad de Corte	V_s^2	$\frac{E}{2\rho(1+\nu)}$	$\frac{G}{\rho}$	$\frac{G}{\rho}$	-

Tabla III.5.2. Propiedades mecánicas dinámicas.

La resistencia es un término menos preciso frecuentemente utilizado para describir una roca. Al referirse a la resistencia de una roca se dice que una roca es fuerte o débil. La resistencia puede relacionarse con la deformación de la siguiente manera: una roca "fuerte" es una roca que posee un módulo de Young alto, sin embargo, la resistencia es frecuentemente utilizada para describir que tan bien esta cementada una roca, lo cual esta más o menos relacionado con la resistencia uniaxial a la compresión de la roca. Esta mezcla de términos se debe al hecho de que frecuentemente existe alguna

relación entre algunas propiedades, por ejemplo, entre el módulo de Young y la resistencia a la compresión.

III.5.2 CORRELACIÓN ENTRE PROPIEDADES MECÁNICAS ESTÁTICAS Y DINÁMICAS⁷⁷

El objetivo es posibilitar la disponibilidad continua de la resistencia mecánica de las formaciones atravesadas por el pozo, en respuesta a la demanda de procesos de ingeniería que hacen uso de este tipo de información, por ejemplo durante la planeación, apertura y control de fracturas, análisis de estabilidad, previsión de daño al yacimiento, etc.

La disponibilidad convencional de resistencia mecánica es hecha a través de ensayos destructivos de los intervalos de interés. Este procedimiento proporciona información específica a cierta profundidad pero poco viable en términos de tiempo y costo. La necesidad de hacer un análisis continuo en profundidad de la resistencia mecánica que no sea costoso, condujo a la búsqueda de una solución indirecta que emplea las propiedades físicas de la roca registrada en forma continua por los registros geofísicos.

El propósito de esta parte es definir las correlaciones entre los parámetros estáticos de resistencia de rocas y sus propiedades dinámicas registradas por los registros geofísicos, siendo los perfiles de velocidades o de densidad los que proporcionan mayor información.

Mientras la resistencia mecánica es obtenida en laboratorio, los perfiles son obtenidos in situ y exigen cuidados adicionales, el primero se refiere a la necesidad de garantizar las mismas condiciones durante las mediciones de resistencia como las velocidades de propagación por ejemplo. Otro aspecto importante a ser considerado es el correcto posicionamiento vertical en relación al perfil debido a que puede haber desajustes de profundidad en las operaciones.

A fin de evitar los problemas provenientes del registro de propiedades bajo diferentes condiciones, se optó por medir ambos tipos de datos estáticos y dinámicos simultáneamente, así se aseguró la igualdad de condiciones (en términos de presión, saturación y temperatura).

La estrategia de solución al problema propuesto involucró varios frentes, inicialmente se procuró definir estadísticamente relaciones válidas para la predicción de resistencias de las rocas a través de modelos de regresión multivariada entre la tensión a la ruptura y un conjunto de variables que incluía las propiedades dinámicas y los condicionamientos e ensayos simultáneos.

Algunos centros de investigación han probado una metodología alternativa que consistió en la utilización de algoritmos de redes neuronales con una base de datos mayor a la que contenía informaciones simultáneas de acuerdo con un grado de confianza estipulado para cada procedimiento de adquisición de datos. Los resultados obtenidos de ambas metodologías fueron alentadoras para las litologías estudiadas (carbonatos y areniscas).

III.6 EFECTO OSMÓTICO⁷⁸

El estudio de la estabilidad de pozos en zonas arcillosas, requiere de un modelo que no sólo considere los aspectos mecánicos, sino también las modificaciones que se tienen en la presión de poro por la interacción lodo-formación. El movimiento de agua que entra o sale de las lutitas está gobernado por muchos mecanismos, entre los más importantes están la diferencial de potencia hidráulico, que es la presión diferencial entre la presión hidráulica debida al peso del lodo y la presión de poro, y la diferencial de actividad química entre el fluido de perforación y los fluidos contenidos en el poro de lutita.

Los esfuerzos causados por la diferencia de potencial de químico (energía libre molar parcial de agua) entre el fluido de perforación y el de las lutitas pueden ser calculado a partir de la existencia de un equilibrio entre los dos potenciales químicos que es igual a:

$$\frac{\ln A_{ws} * RT}{V} = \frac{\ln A_{wf} * RT}{V}$$

donde

A_{ws} es la actividad del agua de la lutita

A_{wf} es la actividad del agua del fluido de perforación

R es la constante de los gases

V es el volumen molar parcial de agua

T es la temperatura absoluta

La ecuación anterior resuelta para los esfuerzos asociados con la lutita da resultado a:

$$\frac{RT}{V} \ln \left(\frac{A_{wf}}{A_{ws}} \right) = \pm \Delta P$$

donde ΔP es la diferencial de presión de poro, resultado de la diferencia de actividad entre los fluidos.

III.7 ANÁLISIS EN EL EQUIPO DE ESTABILIDAD DE POZOS EN TIEMPO REAL ⁷⁹

Los problemas relacionados con la inestabilidad del pozo es una fuente muy conocida de costos adicionales. Según datos publicados, éstos pueden equivaler a 15% del presupuesto de la perforación de un pozo. Hasta ahora, la industria ha seguido dos principales direcciones para tratar de resolver problemas de estabilidad de pozos:

- El enfoque empírico, que principalmente esta basada en el monitoreo y ajuste de parámetros de perforación.
- El enfoque teórico, donde pocos modelos sofisticados son aplicados para investigar el comportamiento del pozo.

Es obvio que mientras ambos enfoques tienen sus ventajas, éstas también sufran de limitantes tan serias para hacerlas totalmente satisfactorias.

Lo anterior esta basado a prueba y error para aprender curvas de incremento de las cuales su costo excesivo es reflejado en la pérdida de días de equipo. Por último, falta de aplicabilidad industrial porque los parámetros de entrada del modelo son raramente disponibles para una aplicación específica.

Con esta perspectiva global en mente, AGIP emprendió el desarrollo de un paquete de estabilidad de pozos que agruparía los puntos fuertes de esos dos enfoques mientras se evitan sus debilidades. La principal idea fue unir una correcta descripción física y la cuantificación del comportamiento del pozo con una aplicabilidad directa para manejar casos específicos de inestabilidades. Las siguientes limitaciones fueron agregadas:

- Capacidad para manejar casos durante la fase de planeación de un pozo y mientras se perfora en tiempo real en el equipo.
- Costos bajos para hacer el paquete económico incluso cuando se perforen pozos terrestres relativamente con equipo barato.
- Modularidad para asegurar una fácil actualización del paquete como el progreso es hecho en el entendimiento de inestabilidad del pozo.

El paquete de estabilidad de pozos de AGIP sigue el flujo lógico del mapa presentado en la figura III.7.1 y puede ser descrito como un proceso de tres pasos de monitoreo, entendimiento y modelado. La viabilidad y potencial del paquete fue establecido durante una serie de ensayos de campo en pozos perforados en la colina de la cadena Apennine en el sur de Italia, donde las condiciones de perforación extremadamente

difíciles han sido experimentadas por AGIP y otros operadores por más de diez años. Esos problemas de estabilidad son responsables de perforar frecuentemente en más de 100 días, con casos extremos donde a veces más de 1 año ha sido requerido para terminar un pozo.

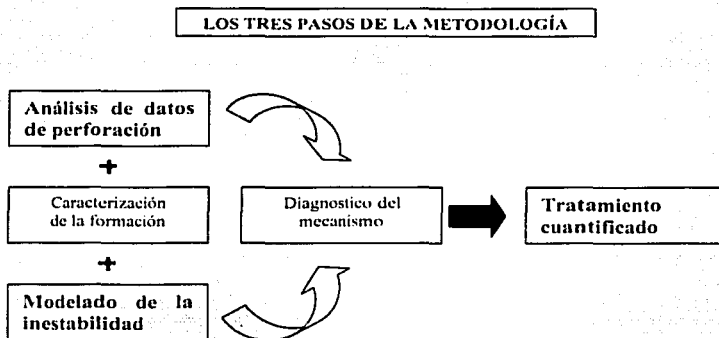


Figura III.7.1. Esquema lógico del paquete de estabilidad de pozos.

III.7.1 MONITOREO

Este es el primer paso del proceso y consiste en tres aspectos: colección, organización y procesamiento de parámetros de perforación; evaluación de la formación; y análisis y cuantificación de síntomas de inestabilidad.

La evaluación de la formación mientras se perfora es un aspecto extremadamente importante para la industria que va más allá del alcance de resolver problemas de perforación relacionados con la inestabilidad del pozo. Por consiguiente, la industria de servicios ha dedicado inmensas cantidades de recursos para desarrollar sofisticadas herramientas de medición (MWD) y toma de registros (LWD) durante la perforación. Sin embargo, muchas herramientas son agregadas a la sarta de perforación con el riesgo de sacarlas del agujero en el caso de atrapamiento de tubería provocado por un agujero inestable y así, tener que pagar por ello.

Herramientas tradicionales como MWD y LWD fueron juzgadas como inapropiadas para caracterizar formaciones para el alcance del análisis de estabilidad de pozos. Una serie de nuevas técnicas fue desarrollada para medir parámetros físicos de los recortes, tales como propiedades sínicas, propiedades mecánicas, porosidad y permeabilidad. Después de una serie de ensayos de campo se elaboraron las siguientes conclusiones sobre esas técnicas:

- Los recortes son representativos de las formaciones perforadas y por consiguiente las mediciones físicas realizadas dan una clara indicación de las propiedades de la roca del fondo del pozo. Por ejemplo, las mediciones sínicas en recortes son muy estrechas para datos del registro sínico en el caso de rocas duras, incluyendo lutitas quebradizas. Las mismas conclusiones aplican a muchas formaciones suaves y a lutitas plásticas aunque la selección de recortes representativos se vuelve entonces más complicada.
- Las técnicas desarrolladas son bastante simples para ser realizadas por cualquier operador de registro con tal de que el o ella reciban un mínimo entrenamiento.
- El costo del equipo para realizar cada medición es aproximadamente 20,000 dls.
- El tiempo de recuperación de recortes que resulta es de 0.5 horas máximo.
- Solo en el caso de formaciones sueltas (arenas), rocas de grano grueso (conglomerado) o rocas cavernosas (dolomía) el método no es aplicable.

El último aspecto del paquete de monitoreo trata la cuantificación de síntomas de inestabilidad. Entre los síntomas de inestabilidad esta la presencia de material de derrumbe en la zaranda, dificultades en el viaje redondo y anomalías en la torsión. Tales síntomas son usualmente como parte del proceso de adquisición de datos de perforación. Sin embargo, esos datos son normalmente usados como indicadores puramente cualitativos de inestabilidad. Una serie de técnicas han sido desarrolladas para transformar esta descripción cualitativa a indicadores cuantitativos para el análisis de un número de parámetros de perforación tales como:

El porcentaje de material de derrumbe entre los sólidos en la zaranda como determinado por la media de un análisis granulométrico.

- El número de incidentes grabados en frente de un intervalo dado.
- El número de metros reperfados en una sección específica.
- La tensión en el gancho multiplicado por la longitud de la sección sobre la cual se estuvo experimentando.

Tales indicadores cuantitativos pueden ser usados para evaluar lo crítico de una inestabilidad dada. Estos pueden relacionarse con lo que fue experimentado en pozos vecinos y pueden usarse para evaluar si un cambio en la perforación o parámetros del lodo ha mejorado la estabilidad de un pozo.

III.7.2 ENTENDIMIENTO

Los parámetros colectados deben ser evaluados para identificar los mecanismos más probables que maneja la inestabilidad. Para alcanzar este objetivo varios caminos lógicos (árboles de decisión) han sido preparados, permitiendo la identificación de un mecanismo y una cura cualitativa. La figura III.7.2 representa uno de esos árboles de decisión, específicamente uno que toma en cuenta la presencia de material de derrumbe en la zaranda.

Dentro del paquete, cinco principales categorías de síntomas están siendo analizados con dicho árboles de decisión: la presencia de material de derrumbe, dificultades en el viaje redondo, condiciones de perforación, sistema de lodo y condiciones in-situ. Esos árboles de decisión han sido construidos sobre cinco principales categorías de mecanismos de inestabilidad de pozos: fracaso del pozo, formaciones altamente fracturadas, movimiento a lo largo de la fractura, pegadura por presión diferencial y fracturamiento hidráulico. Además cada mecanismo principal es dividido en una serie de submecanismos que corresponde al principio físico que lo proyectó. Por ejemplo, la falla de la pared del pozo pudo haberse causado por un inadecuado peso del lodo en

formaciones débiles, presión de poro al penetrar lutitas poco permeables, incremento en la presión de poro debido a efectos térmicos en lutitas de muy baja permeabilidad o lutitas envejecidas cuando existe una incompatibilidad con la química del lodo.

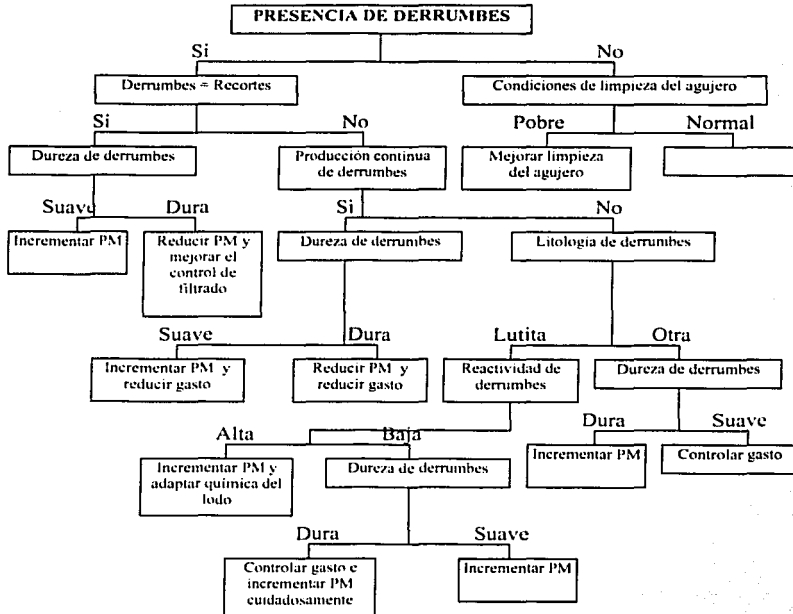


Figura III.7.2. Un ejemplo del árbol de decisión suponiendo presencia de derrumbes en la zaranda.

Es obvio que el uso eficiente de los árboles de decisión requieren no solamente una buena cuantificación de los síntomas de inestabilidad pero también una excelente evaluación de las propiedades de la formación que esta siendo perforada. Sin embargo, es también evidente que cuando un monitoreo completo ha sido realizado la aplicación de los árboles de decisión es extremadamente simple.

III.7.3 MODELADO

Una vez que el mecanismo correcto de inestabilidad ha sido identificado atrás, un modelo adecuado físicamente puede ser seleccionado para cuantificar la solución. En la actualidad el paquete contiene solo modelos capaces de manejar el mecanismo de falla de pared con varios grados de sofisticación (termoelasticidad, termoelastoplasticidad termoporoelasticidad y termoporoelastoplasticidad).

Un interesante rasgo de estos modelos es que hay diferentes criterios de falla; el mas conveniente puede ser seleccionado y calibrado con una serie de pruebas de laboratorio adecuadas de la literatura publicada y de datos internos.

III.8 INTEGRACIÓN DE DATOS DE PERFORACIÓN Y GEOLÓGICOS PARA ENTENDER LA INESTABILIDAD DE POZOS

III.8.1 ESCENA GEOLÓGICA

Para entender mejor la inestabilidad de pozos se presenta un caso de estudio en donde se integran datos de perforación y geológicos, y fue realizado en el campo Mungo, que está localizado en el Mar del Norte, a 143 millas al este de Aberdeen y es operado por BP. Mungo fue descubierto en 1989 por un pozo exploratorio que penetró el borde de un domo salino (figura III.8.1).

La estructura del domo tiene una magnitud vertical de 2000 m y aproximadamente 1000 m de profundidad vertical verdadera bajo el mar (TVDSS). El yacimiento esta localizado en el flanco del domo salino principalmente en areniscas del Paleoceno con un echado de entre 40 y 60 grados (figura III.8.2).

Todos menos uno de los pozos evaluados entre 1990 y 1993 fueron perforados verticalmente en equipos semisumergibles alrededor de los flancos del domo salino y experimentaron pocos problemas típicos de perforación.

La sobrecarga está predominantemente compuesta por esquistos del Mioceno, Oligoseno y Eoceno. La inestabilidad ocurre cuando el pozo intersecta el plano de estratificación de esquistos en ángulos menores de 15 grados. Comúnmente esta inestabilidad ocurre en litologías inmediatamente encima del domo salino donde la orientación de la trayectoria del pozo y el estrato de la superficie puede estar cerca del paralelo (figura III.8.2).

Algunos de los datos de perforación y geológicos del campo Mungo han sido incorporados a un modelo 3D usando el equipo de herramientas de construcción de modelo ordinario de Schlumberger⁸⁰. El modelo terrestre usado demostró la importancia de monitorear los datos de perforación a lo largo del desarrollo de las trayectorias del pozo. El modelo incluye tres horizontes, uno en la sobrecarga y en la cima y base del Paleoceno, hacia el cual las fallas poligonales fueron dibujadas en 2D.

Este enfoque proporcionó éxito en determinar la existencia de una relación entre la pérdida de lodo y la proximidad de una falla. Sin embargo, la precisión natural de la relación entre el incidente de perforación y la geología no puede ser determinada porque las fallas en este modelo fueron fallas poligonales en 2D más que en superficies tridimensionales.

Todos los pozos perforados en Mungo encontraron inestabilidad y agrandamiento del agujero en la sucesión de esquistos del Eoceno al Mioceno. La inestabilidad del pozo fue considerado un gran problema alrededor del costado oeste del domo salino, pero ocurrió por toda la entrada de sucesión de sobrecarga. Esta inestabilidad puede estar relacionada al esfuerzo por la intrusión del domo salino, pero las fallas también son de preocupación.

Como los problemas de inestabilidad no pueden ser resueltos con la existencia del modelo 3D, más allá de la investigación que involucra una cartografía tridimensional detallada de fallas de escala sísmica fueron llevadas a cabo en la sobrecarga por encima y alrededor del domo. Estos datos de fallas han sido incorporadas a un modelo

3D (Open Vision) del campo Mungo y han sido usadas para entender los problemas de inestabilidad de pozos y diseñar futuros programas de perforación que eviten perforar a través de zonas peligrosas.

III.8.2 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO 3D

III.8.2.1 Cartografía Detallada de Fallas en 3D

Tradicionalmente, los estudios detallados de fallas se han enfocado en estructuras del yacimiento, pero para propósitos de planeación del pozo es importante trazar la sobrecarga y las fallas del yacimiento a un detalle similar en escala acordada sísmicamente.

Trabajos preliminares involucran trazar todas las fallas sobre el campo para entender la tectónica regional, mientras se enfoca en desarrollar a detalle un modelo estructural tridimensional alrededor del área perforada en el flanco suroeste del domo, donde el objetivo COA fue planeado. Este dato geométrico demostró que la mayor falla formó un modelo aproximadamente radial en los sedimentos por encima y alrededor del domo salino. El modelo de falla fue más denso en secciones del Cretácico y Paleoceno que en el costado oeste del campo. Las fallas de los sedimentos superiores ocurren en densidades similarmente altas por todo el campo entero. Por eso todas las trayectorias de pozo tendrían que pasar múltiples estratos superyacentes afallados para alcanzar cualquier objetivo del yacimiento.

III.8.2.2 Incorporación de Datos de Perforación

Los datos de perforación fueron colectados de reportes diarios de perforación y reportes finales del pozo, incorporando el trabajo de Dean Tucker (reporte no publicado de BP Amoco). Los incidentes de perforación han sido subdivididos en eventos de inestabilidad de pozos o pérdidas de lodo como fue el principal problema y es importante no desordenar el modelo 3D para propósitos de interpretación. Típicamente

los incidentes de perforación ocurridos sobre un rango de profundidades son monitoreados a lo largo de los pozos en formato de curva. La existencia y no existencia de incidentes de perforación es representado como una curva de color de anchura constante sobre los rangos de profundidades identificados. El color de la curva define el tipo de incidente de perforación ilustrado (figura III.8.3) y la anchura de la curva puede ser modificada para representar valores numéricos que coincidan con en evento. La aparición de incidentes a una profundidad puede también ser monitoreados como los pozos seleccionados con códigos de texto adyacente para diferenciar entre los incidentes de perforación. Esas curvas de pozos puede ser fácilmente seleccionada y monitoreada en el modelo de falla 3D. Las modificaciones en la trayectoria del pozo que fueron hechas durante el proceso de planeación también puede ser incorporado al modelo inmediatamente.

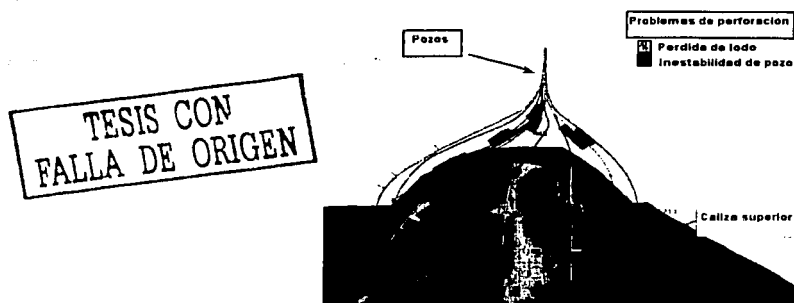


Figura III.8.3. Vista del flanco suroeste del campo Mungo. Incidentes de inestabilidad y pérdida de filtrado son monitoreados a lo largo de las trayectorias de pozos.

III.8.3 MODIFICACIÓN DE LAS TRAYECTORIAS DEL POZO BASADA EN LA INTEGRACIÓN DE DATOS GEOLÓGICOS Y DE PERFORACIÓN

Usando modelos integrados 3D tal como uno ilustrado en la figura III.8.4, las trayectorias propuestas para los pozos P10z y COA fueron modificadas para evitar perforar el paralelo o en un pequeño ángulo de intersección a la falla en la zona

dañada. Una relación entre las fallas y el paso de la trayectoria del pozo pudo no haber sido interpretada en estudios pasados en Mungo porque las fallas superyacentes no han sido trazadas a detalle o sobre el campo entero.

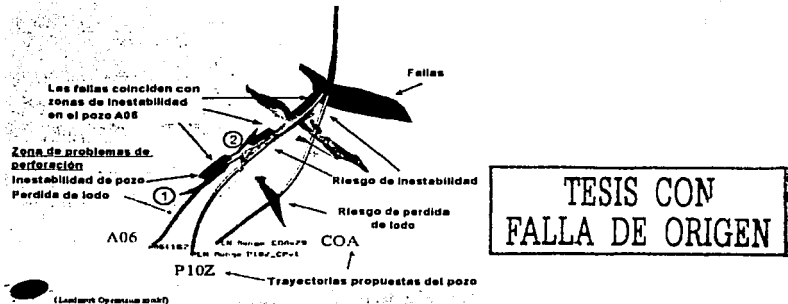


Figura III.8.4. Este diagrama ilustra claramente que los incidentes de inestabilidad en el pozo A06 coincide con la perforación a través de fallas en ángulos no favorables. La mayoría de los problemas ocurren cuando la falla y la trayectoria del pozo son subparalelos.

III.8.4 IMPACTO DEL ANÁLISIS DE FALLA SOBRE EL CAMPO ENTERO MUNGO

Analizando la relación entre la geología 3D y datos de perforación en todo el desarrollo de los pozos en Mungo ha sido llevado a cabo para establecer el impacto de las fallas. Debido a la densidad de las fallas superyacentes es extremadamente difícil alcanzar cualquier objetivo del yacimiento sin intersectar al menos una falla. Por eso, entender la relación entre las fallas y la existencia de incidentes de inestabilidad en todos los pozos existentes fue importante.

Cada pozo fue accedido separadamente para determinar el ángulo entre el pozo y la falla que lo intersecta. Las zonas de daño son regiones densamente fracturadas, comúnmente consisten de rocas mecánicamente débiles e inestables que rodean las fallas mayores. El espesor de la zona de daño es linealmente correlacionado a la falla y varía de acuerdo a las propiedades mecánicas y litológicas de la roca⁸¹.

Las fallas intersectadas por cada pozo desarrollado fue analizado y los resultados se muestran en la figura III.8.5. La mayoría de los pozos que experimentaron problemas significativos de inestabilidad intersectan fallas en ángulos menores de 45 grados en el lugar donde sucedieron esos problemas.

Dos pozos intersectaron fallas en ángulos grandes, generalmente sobre 60 grados y experimentaron algunos problemas de inestabilidad. En el ejemplo del pozo A06 los problemas de inestabilidad ocurrieron a través de la zona de fallas pero también bastante lejos de la misma zona de fallas. Como resultado la inestabilidad en este pozo puede también ser explicado por la relación entre la orientación concéntrica del pozo y la sección superyacente, el peso del lodo usado para perforar esta sección y la orientación del estrato. Como resultado es más probable que el esfuerzo de corte en el estrato del paralelo fue la mayor causa de los problemas de inestabilidad es esta área porque la trayectoria del pozo y el plano de estratificación tenía geometría similar.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



(Los pozos subrayados están localizados en el flanco oeste del campo)	PROBLEMAS DE INESTABILIDAD	SIN PROBLEMAS DE INESTABILIDAD
 <p>Angulo de 45-90° entre la trayectoria del pozo y la falla mayor</p>	A03, <u>A06</u>	06, A02, <u>A03z</u> , A05, <u>A07</u> , A09z.
 <p>Angulo de 0-45° entre la trayectoria del pozo y la falla mayor</p>	<u>A01</u> , A02, <u>A03z</u> , <u>A06</u> , A10	

Figura III.8.5. Diagrama ilustrando la relación entre el ángulo de intersección del pozo con las fallas y la ocurrencia de problemas de estabilidad del pozo.

Para la mayoría de los pozos que intersectaron zonas de fallas con ángulos mayores de 45 grados, no ocurrieron problemas de inestabilidad en la vecindad de la falla. Una mayor proporción de esos pozos están localizados en el medio este del campo Mungo que en el lado oeste del campo. El pozo A06 no intersectó ninguna falla a través de la sección superyacente y no experimentó ningún problema mayor de inestabilidad.

De la integración 3D de inestabilidad de pozos ocurridas con superficies de fallas y geometría de estratos los problemas serios de perforación experimentados en Mungo han sido mejor entendidos. Como resultado de aplicar esas técnicas ha sido determinado que la perforación a través de zonas de fallas no siempre causa problemas. En la mayoría de los pozos, incidentes de inestabilidad solo ocurren usualmente cuando el pozo y la falla se intersectan en un ángulo pequeño y fueron serios cuando la trayectoria del pozo era subparalela a la superficie de la falla mayor y dentro de la zona de daño de la falla.

Cuando la falla y la trayectoria del pozo se intersectan en ángulos mayores de 45 grados y óptimamente a 90 grados muy pocos incidentes de inestabilidad fueron experimentados. De hecho la mayoría de los pozos que intersectaron fallas en esos ángulos no experimentaron ningún problema.

Esos resultados fueron aplicados durante la planeación del pozo en las fases del programa de perforación de Mungo en el 2000. En el pozo P10z (22/20-A06Z) la trayectoria fue diseñada para evitar perforar a través de cualquier falla mayor. En el ejemplo de la evaluación del pozo, intersectar algunas fallas fue inevitable para alcanzar el objetivo del yacimiento.

La intersección de la falla ocurrió en la parte superior de la sección superyacente (figura III.8.4) y fue intersectada en un ángulo tan grande como era posible para reducir la cantidad de longitud del pozo dentro de la zona de daño y también minimizar el riesgo de pérdida de lodo en esas fallas. En la parte baja de la sección de superyacente y en el yacimiento, el pozo fue movido para evitar perforar a través de una zona de falla mayor que es subparalela a la trayectoria del pozo y subparalela a las fallas que causaron problemas en el pozo A06 (figura III.8.4). El estrato paralelo al esfuerzo de corte también ha sido predicho a lo largo del pozo pero no en localizaciones donde las fallas eran cruzadas. Esos problemas de inestabilidad fueron mitigados y el pozo fue perforado exitosamente en el yacimiento.

III.8.5 REDUCIENDO COSTOS DE PERFORACIÓN

El impacto financiero de integrar datos de perforación y geológicos es difícil de cuantificar dado la obvia incertidumbre en predecir la existencia y no existencia de problemas superficiales. Las figuras III.8.6 y III.8.7 claramente demuestran el mejoramiento de la operación de perforación en el 2000 comparado con años previos. Pero el número de días por 10,000 ft y el costo por pie se ha reducido. Esos dos parámetros han tenido un impacto histórico tanto en la inestabilidad del pozo como en la mayor pérdida de lodo asociado con fallas en el estrato superyacente.

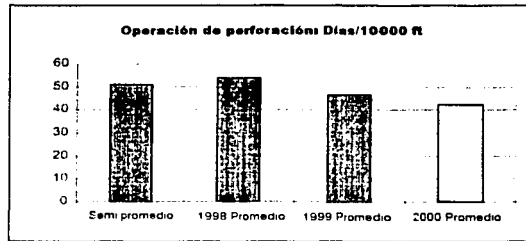


Figura III.8.6. Pozos perforados en un equipo semisumergible antes de 1998 (semi promedio) y los subsecuentes pozos perforados durante 1998, 1999 y 2000 de un equipo autoelevable.

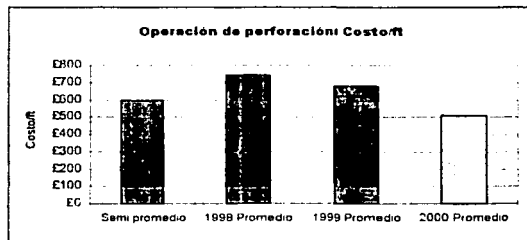


Figura III.8.7. Costo por cada pie del promedio de los pozos perforados en los años indicados.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

La mejora en la operación de perforación no esta simplemente en función de la integración de datos de perforación y de superficie pero también esta conectado con la cuidadosa administración de los pozos de Mungo, tanto en equipos marinos como por terrestres. La figura III.8.8 muestra que la cantidad de tiempo no productivo ha declinado a través del tiempo. El mejoramiento empezó antes de este trabajo detallado de integración, comenzó con una mayor iniciativa para abordar los problemas causados por perforar formaciones inestables alrededor del domo Mungo. El mejoramiento en el año anterior es en parte debido al detallado trazado de los estratos superyacentes. Futuras actividades de perforación se beneficiaran de una base de datos detallada de peligros superficiales y zonas de problemas históricos de perforación.

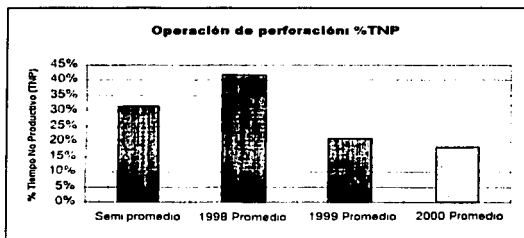


Figura III.8.8. Declinación de los Tiempos No Productivos (TNP) a través de los años.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

CAPITULO IV

PERFORACIÓN BAJO BALANCE

IV.1 OBJETIVO DE LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE

La perforación bajo balance (P.B.B.) consiste en perforar con una presión hidrostática del fluido de perforación menor que la presión de formación, logrando utilizar fluidos de baja densidad tales como; aire, gas niebla, espuma y líquidos gasificados. Lo anterior ha causado un gran impacto debido a las ventajas presentadas en comparación con la perforación convencional, tales como: incremento en el ritmo de penetración, minimiza las pérdidas de circulación y pegaduras por presión diferencial, reduce el daño a la formación, reduce la necesidad de estimulaciones, mejora la evaluación de la formación y permite la producción temprana de hidrocarburos.

Los beneficios de la perforación bajo balance caen dentro de dos categorías: directamente sobre la perforación y sobre el yacimiento. Ambos pueden justificar el costo inicial de la perforación bajo balance, sin embargo juntos crean una formidable ventaja económica en favor de esta tecnología.

Principalmente, *el objetivo de la perforación bajo balance es el de establecer las condiciones favorables (presión de circulación menor a la presión de formación) que permitan resolver los problemas presentes durante la perforación, reducir el daño a la formación o una combinación de ambos casos.*

Las etapas siguientes o anteriores ha donde se pretende aplicar esta técnica, por lo general se perforan con sistemas de fluidos y equipos convencionales, en donde no tiene objeto o resultaría contraproducente mantener estas condiciones de bajo balance (siempre y cuando no existan problemas asociados, que la perforación bajo balance pueda evitar).

Algunas aplicaciones típicas de la P.B.B. incluyen yacimientos con problemas de pérdida de circulación, yacimientos sensibles a los fluidos de perforación convencionales, zonas depresionadas, formaciones con baja permeabilidad, rocas duras y abrasivas, así como yacimientos geotérmicos. Sin embargo, la aplicación de la perforación bajo balance, *no* es recomendable en pozos exploratorios, pues al estar perforando la zona identificada como productora, se pudiera presentar una presión mucho mayor que la ejercida por la columna del fluido bajo balance (incluso, si se estuviera perforando convencionalmente; sobre balance, se podría presentar esta condición), que de no ser manejada adecuadamente ocasionaría el arranque del pozo y el consecuente descontrol del pozo.

La factibilidad de que se perfore un pozo en condiciones bajo balance, depende de un análisis técnico-económico. Por lo general, los pozos candidatos para perforar en condiciones de bajo balance, serán aquellos situados en campos que se encuentren en desarrollo y donde se tenga una adecuada cantidad de pozos de correlación o en campos depresionados que sean económicamente rentables para su explotación.

IV.2 CLASIFICACIÓN DE LAS CONDICIONES DE BALANCE

En las operaciones de perforación convencional, el fluido de perforación cumple con varias funciones, dentro de las cuales destacan las siguientes: estabilizar el agujero, enfriar la barrena, y la más importante, que es la de controlar las presiones ejercidas por los fluidos de la formación. Por lo tanto, durante la perforación de pozos existe una diferencia de presión que se ejerce entre los fluidos de perforación (presión hidrostática) y aquellos fluidos contenidos en la formación (presión de formación). La diferencia de presión que existe entre la presión de los fluidos de perforación y la presión de los fluidos en la formación es conocida como presión diferencial, la cual puede ser positiva (condición sobre balance), igual a cero (condición en balance) o negativa (condición bajo balance). De acuerdo a esta diferencia de presión, se pueden clasificar las operaciones de perforación.

IV.2.1 CONDICIONES DE SOBRE BALANCE

En esta condición, la densidad del fluido de perforación debe ser la necesaria para controlar la presión de poro, en otras palabras, la presión hidrostática debe exceder ligeramente la presión de la formación, previniendo así el flujo de los fluidos de la formación hacia el pozo mientras se lleva a cabo la perforación, figura IV.2.1.

Esta condición disminuye el ritmo de penetración, causa la pérdida de fluido y genera pegaduras por presión diferencial, por lo cual los yacimientos sufren taponamientos y daño generado por la migración de finos y filtrado del fluido de perforación, además de que se altera la permeabilidad natural del yacimiento, debido al bloqueo de los sólidos, la formación de emulsiones y/o por el cambio en la mojabilidad de la matriz rocosa, figura IV.2.2.

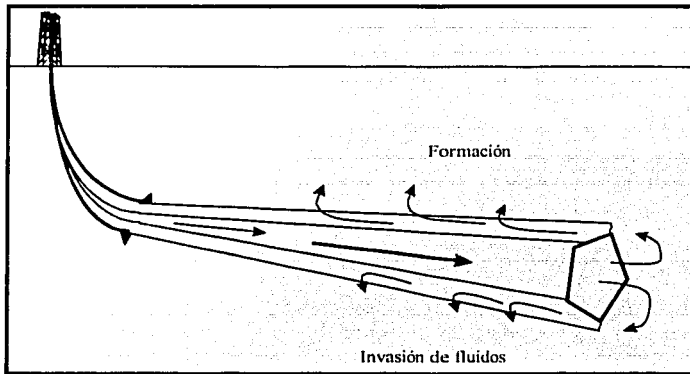


Figura IV.2.1. Perforación en condiciones Sobre Balance.⁸²

Estas condiciones son recomendables en pozos exploratorios, ya que no se cuenta con suficiente información litológica y de los perfiles de presión del subsuelo o en

yacimientos que presenten presiones anormalmente altas, en donde existan situaciones altamente riesgosas para la seguridad del personal y equipo.

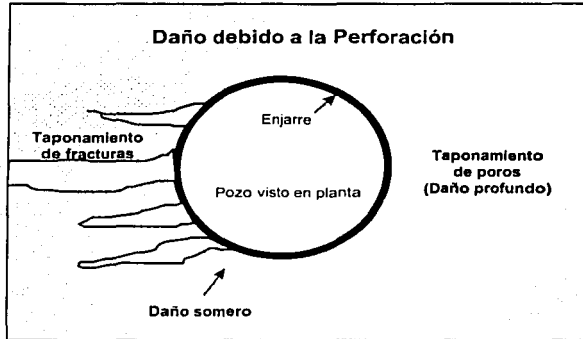


Figura IV.2.2. Daño a la formación durante la perforación sobre balance.⁸³

IV.2.2 CONDICIONES DE BALANCE

La perforación en condiciones balanceadas se alcanza cuando se presenta la igualación entre la presión de poro y la presión aplicada a través del fluido de perforación. Estas condiciones son las más difíciles de obtener, ya que en la mayoría de las ocasiones es muy difícil determinar con exactitud la presión actual del yacimiento y/o a las variaciones de presión dentro de zonas de producción múltiples.

IV.2.3 CONDICIONES DE BAJO BALANCE

Las condiciones bajo balance, se presentan cuando la presión de circulación efectiva del sistema de fluidos en el fondo del pozo, es menor que la presión ejercida por los fluidos contenidos en la formación (figura IV.2.3). Según Bennion la perforación bajo balance es:

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

"Toda aquella operación de perforación en la que se presenta la afluencia de fluidos de la formación hacia el pozo, mientras se circula y se mantiene controlada la presión en superficie".⁸⁴

Los mecanismos para lograr este fin, pueden ser naturales o inducidos. Naturales cuando se utilizan fluidos de baja densidad como aceite, agua, gas, niebla o espuma. El estado inducido se presenta cuando se añade gas natural, nitrógeno o aire para reducir la densidad de los líquidos.

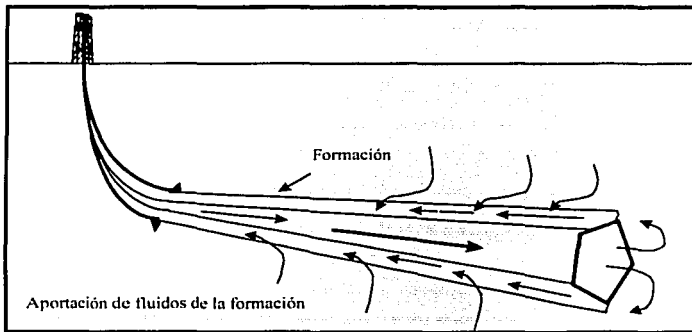


Figura IV.2.3. Perforación en condiciones Bajo Balance.⁸²

La perforación bajo balance es completamente diferente a la perforación convencional (perforación sobre balance), ya que el peso de los fluidos de perforación, son intencionalmente reducido para disminuir la presión en el fondo del pozo. Esto genera que los fluidos del yacimiento fluyan al pozo y generen presiones anulares hasta la superficie. La perforación bajo balance crea estas situaciones debido a su diseño, ya que controla las presiones y fluidos en la superficie.

La perforación bajo balance ha sido identificada como una tecnología con la cual se mejora el flujo de hidrocarburos del pozo, evitando o minimizando el daño a las formaciones productoras causadas por la perforación convencional o de sobre balance.

esta técnica permite probar el pozo durante la fase de la perforación, es decir se perfora y se produce.

El equipo empleado en superficie presenta algunas variantes, debido a las condiciones de flujo presurizado que se manejan y en cuanto a la separación de sólidos, muestreo y control del pozo. Por lo que, el tipo y capacidad del equipo, y el manejo de presiones en superficie deben tener consideraciones especiales.

Para fines de comparación a continuación se describe un pozo horizontal Canadiense que fue perforado utilizando esta tecnología. En este pozo la primera parte de la porción horizontal (aprox. 15 %), se perforó sobre balance, la restante en condiciones de bajo balance. Se observó que en la porción que se perforó sobre balance, se tenía un daño considerable, ya que cuando se probó el intervalo no fluyó aceite. Sin embargo, en el intervalo perforado bajo balance, se tuvo un producción de 75 bl/hr de aceite⁸⁵.

La velocidad de penetración fue de 6 a 9 veces más alta en el intervalo con perforación bajo balance. Además, no se presentaron problemas de pegaduras por presión diferencial y torque o arrastre, a diferencia de la zona perforada sobre balance.

IV.3 GENERACIÓN DE LA CONDICIÓN BAJO BALANCE.

Existen diferentes formas para generar las condiciones de bajo balance, en general, estas se pueden clasificar en tres, en forma natural, artificial y con fluidos de baja densidad, cada uno de ellas presenta diferencias en cuanto al sistema de fluido utilizado y los equipos necesarios para alcanzar y mantener estas condiciones.

IV.3.1 EN FORMA NATURAL

Esta condición se presenta fundamentalmente en formaciones con alta presión a cierta profundidad. Aunque las formaciones con alta permeabilidad y alta presión presentan

las mejores condiciones para la perforación bajo, las dificultades en el control del pozo y la seguridad pueden aumentar el riesgo de la perforación.

IV.3.2 CON FLUIDOS DE BAJA DENSIDAD

El empleo de fluidos ligeros (agua, salmuera, fluidos base aceite) permite que se generen condiciones bajo balance en situaciones donde el gradiente de presión de formación es normal.

IV.3.3 EN FORMA ARTIFICIAL

La generación de la condición bajo balance en forma artificial, se refiere al empleo de gas para aligerar la columna hidrostática en el fondo del pozo. Este proceso, presenta una similitud con el proceso de bombeo neumático, en el cual el gas inyectado al pozo origina un aligeramiento de la columna de aceite, permitiendo con esto que la presión natural del pozo lleve los hidrocarburos hasta la superficie, las técnicas utilizadas para generar estas condiciones son las siguientes:

- Tubería parásita con inyección de gas por el espacio anular.
- Inyección de gas por el espacio anular con tubería concéntrica.
- Inyección de gas por el interior de la tubería de perforación.

IV.3.3.1 Tubería Parásita

Cuando se utiliza esta técnica, se suministra gas desde la superficie hasta un punto de inyección en el fondo del pozo. Generalmente, se utiliza tubería flexible de 1" a 1 ¼" colocada y cementada en el exterior de la tubería de revestimiento hasta la zapata. Esto permite inyectar gas en el espacio anular, para que se mezcle con el fluido de perforación, reduciendo la columna hidrostática hasta mantener la condición bajo balance sin interrupción, figura IV.3.1.

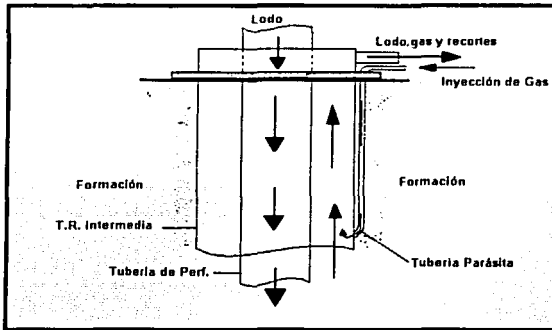


Figura IV.3.1. Generación de la condición bajo balance a través de una tubería parásita.⁸²

IV.3.3.2 Tubería Concéntrica

Este método consiste en introducir una tubería concéntrica; entre la última T.R. cementada y la tubería de perforación, que tenga el diámetro suficiente para permitir la rotación de la tubería en caso necesario.

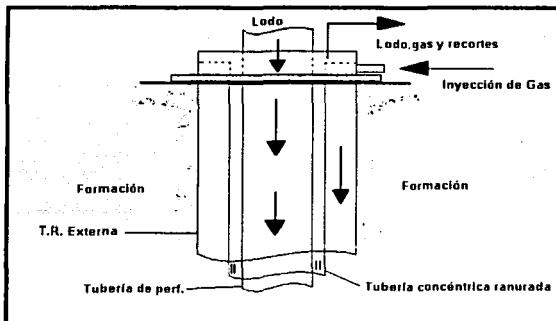


Figura IV.3.2. Generación de la condición bajo balance a través de una tubería concéntrica.⁸²

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Aunque la mayoría de las aplicaciones se realizan tanto en pozos direccionales, como horizontales en el que se perfora con un motor de fondo, lo que se minimiza los problemas desprendimiento de la tubería concéntrica. El fluido se inyecta por el espacio anular de la última T.R. cementada. Tiene el mismo propósito que la tubería parásita. Una variante de esta técnica, es la inyección de gas por el espacio anular a través de una terminación, en este caso la tubería concéntrica se encuentra ranurada y con un empacador arriba de la zapata de la última T.R. cementada. Esta técnicas se muestran en la figura IV.3.2.

IV.3.3.3 Tubería de Perforación

Este método es el más utilizado y consiste en la inyección de gas por el tubo vertical a una presión y gasto determinados de tal manera que permita obtener la condición bajo balance. Con esta técnica se consume menos gas, sin embargo, la inyección se ve interrumpida al realizar la conexión de tuberías lo que pone en riesgo la condición bajo balance, figura IV.3.3.

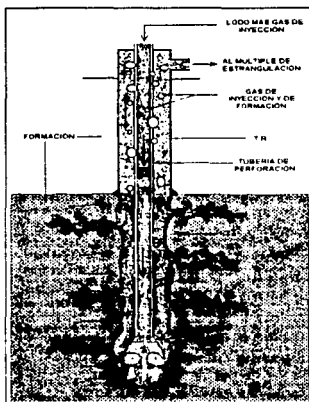


Figura IV.3.3. Generación de la condición bajo balance a través de la inyección por la tubería de perforación ⁽¹⁶⁾.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

IV.4 APLICABILIDAD DE LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE

La perforación bajo balance ofrece una alternativa en donde las operaciones convencionales presentan dificultades que elevan los costos u ocasionan la pérdida total del pozo. Existen casos en los que la perforación bajo balance a proporcionado buenos resultados, lo que ha incrementado su popularidad. Sin embargo, también existen casos en donde no ha sido tan efectiva, no debido a deficiencias en la tecnología básica, si no a la mala aplicación y ejecución de la técnica.

La perforación bajo balance, puede incrementar en forma significativa la producción de hidrocarburos, sobre todo, si en la perforación en condiciones sobre balance se han tenido experiencias adversas de daño a la formación o problemas de pegaduras por presión diferencial. Sin embargo, se debe tener en cuenta que la técnica bajo balance no mejora las condiciones de baja permeabilidad en los yacimientos.

No todos los yacimientos son candidatos ideales para la perforación bajo balance, ya que en algunos de ellos, podrían existir más complicaciones que si se perforará en condiciones sobre balance. Las experiencias de campo, han sido importantes en el desarrollo de ciertos criterios clave y consideraciones de diseño, los cuales deberían examinarse cuando se evalúa un pozo, ya que permiten determinar al candidato idóneo para perforara bajo balance.

Esta técnica de perforación, se aplica en donde el daño a la formación tiende a ser de importancia, donde existe pérdida de fluido parcial o total, problemas con arcillas hidrófilas, precipitaciones y emulsificaciones. En general es aplicable en yacimientos que presentan las siguientes características⁶⁷:

- Arenas o carbonatos altamente fracturados en donde la mayoría de la permeabilidad es debido al sistema de fracturas.
- Donde existe heterogeneidad en la permeabilidad, principalmente en carbonatos vugulares.

- En carbonatos naturalmente fracturados o arenas con presiones de yacimiento bajas y donde las pérdidas de fluido son considerables.
- En formaciones que presenten una permeabilidad alta, como aquellas que contienen macrofracturas, cavernas vugulares interconectadas, carbonatos intercristalinos, etc.

Todos esos tipos de yacimientos pueden resultar con daño debido a las pérdidas de fluidos y sólidos. Esto ocasiona que se tengan que realizar estimulaciones, que muchas veces no son efectivas.

IV.4.1 CONSIDERACIONES INICIALES

Por lo que se comentó anteriormente, es conveniente seguir algunos criterios generales cuando se inicia un proyecto de perforación bajo balance. Los principales criterios que se deben tomar en cuenta para implementar o no la perforación bajo balance en un yacimiento en particular son⁸⁷:

- Verificar si es posible perforar y terminar utilizando tecnología bajo balance.
- Realizar una evaluación del yacimiento para verificar si existen ventajas técnicas o económicas.
- Verificar los posibles problemas o riesgos asociados con la perforación bajo balance.
- Justificar si es necesaria la perforación bajo balance comparándola con la perforación convencional.

IV.5 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE

La perforación bajo balance no es una panacea a todos los problemas enfrentados durante la perforación, sin embargo, esta ofrece alternativas potencialmente favorables cuando se diseña y ejecuta en los sitios y/o condiciones apropiadas. Las desventajas por utilizar esta tecnología, son atribuidas principalmente a su ineficiente desempeño o

selección, por lo que se deberá realizar un estudio minucioso para determinar su aplicabilidad y no incurrir en lo anterior.

IV.5.1 VENTAJAS DE LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE

Los beneficios de la perforación bajo balance caen dentro de dos categorías: directamente sobre la perforación y sobre el yacimiento. Ambos pueden justificar el costo inicial de la perforación bajo balance, sin embargo juntos crean una formidable ventaja económica en favor de esta tecnología. Las ventajas en la perforación son las siguientes⁸⁸:

- Incrementa la velocidad de penetración.
- Minimiza las pérdidas de circulación total o parcial.
- Reduce pegaduras por presión diferencial.
- Disminuye días de equipo.
- Incrementa la vida de la barrena.

En el yacimiento se tiene las siguientes ventajas:

- Minimiza el daño a la formación.
- Se obtiene producción mientras se perfora.
- Se identifican rápidamente zonas productoras.
- Reduce la necesidad de estimular los pozos.
- Mejora la evaluación de la formación, ya que se pueden realizar pruebas del flujo y tipo de fluidos del yacimiento antes de terminar la perforación del pozo.

Incrementa la Velocidad de Penetración. Uno de los beneficios de la perforación bajo balance es el incremento en la velocidad de penetración. En la Columbia Británica se obtuvieron ritmos de penetración 10 veces mayores a lo normal mientras se perforaba una formación con gas. En Colombia, una compañía de perforación reportó un incremento en la velocidad de penetración 50 veces mayor a lo normal, utilizando como

fluido de perforación una espuma para generar las condiciones de bajo balance⁸⁰. En general se puede decir que mientras menor sea la presión diferencial, el ritmo de penetración se incrementará (figura IV.5.1).

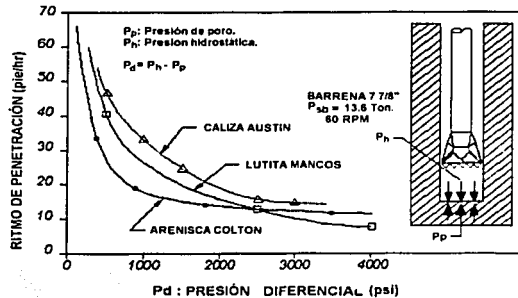


Figura IV.5.1. Relación entre el ritmo de penetración y la presión diferencial.⁸⁸

La disminución del tiempo del equipo de perforación, puede justificar la utilización de la técnica bajo balance en formaciones donde la velocidad de penetración es muy baja y el intervalo a perforar es de espesor considerable.

Minimiza las Pérdidas de Circulación Total o Parcial. Las pérdidas de circulación ocurren cuando los fluidos de perforación entran en la formación. Esto es posible porque el fluido de perforación se pierde al fluir dentro de zonas muy permeables. Las pérdidas de circulación ocurren frecuentemente dentro de las fracturas naturales que intersectan el pozo o dentro de las fracturas inducidas por el exceso de presión del fluido de perforación. Las pérdidas de circulación pueden ser muy costosas durante la perforación convencional.

Reduce las Pegaduras por Presión Diferencial. En un pozo perforado convencionalmente, se forma un enjarre en las paredes del pozo debido a la depositación de sólidos cuando fluyen los fluidos dentro de la zona permeable. Si la

sarta de perforación se incrusta en el enjarre, la presión diferencial, entre los fluidos del pozo y los fluidos de la formación, puede actuar a lo largo de la sarta requiriendo una fuerza axial mayor a la capacidad de tensión para mover la sarta.

Incrementa la Vida de la Barrena. La perforación bajo balance elimina el confinamiento impuesto en la roca por la presión sobre balance. Esto disminuye la resistencia aparente de la roca y reduce el trabajo realizado para perforar un volumen de roca. Lo anterior aumenta la eficiencia de la perforación debido al incremento en la capacidad de perforación de la barrena antes de alcanzar un estado de deterioro crítico.

Reducción del Daño a la Formación. Si la perforación bajo balance es diseñada y ejecutada adecuadamente; se obtiene como resultado directo, un incremento en los ritmos de recuperación de aceite o gas. Esto es debido a la disminución del daño a la formación durante el proceso de perforación. Como se ha mencionado, los ritmos de recuperación de aceite o gas al perforar bajo balance se pueden incrementar en un 50 % o hasta 10 veces más que cuando se perfora en condiciones de sobre balance⁸⁹.

Se Produce Mientras se Perfora. La producción de hidrocarburos líquidos durante las operaciones de perforación, permite obtener ganancias antes de terminar el pozo y empezar a producir formalmente. Esto permite amortizar, en parte, los costos de las operaciones de perforación bajo balance. Como un ejemplo, alrededor de 11,000 barriles de aceite o hidrocarburos líquidos se han producido durante algunas operaciones de perforación bajo balance en Canadá.

Identificación de las Zonas Productoras. Debido a que la presión de circulación en las operaciones bajo balance es menor que la presión de formación, se produce una condición de afluencia de fluidos al pozo. Por lo anterior y con un adecuado monitoreo en la superficie de los fluidos producidos, permite una rápida identificación de las zonas productoras.

Reduce la Necesidad de Estimular los Pozos. En operaciones de perforación convencional, los pozos son estimulados para ofrecer un incremento en su productividad. En las estimulaciones, pueden incluirse acidificaciones o tratamientos con surfactantes para remover el daño a la formación; pueden también usarse fracturamientos hidráulicos para garantizar una adecuada producción en yacimientos de baja permeabilidad o evitar el daño en formaciones de alta permeabilidad. El reducir el daño a la formación implica bajos costos por estimulación.

Pruebas de Producción Mientras se Perfora. Muchos operadores aprovechan las ventajas del flujo continuo del pozo para realizar pruebas de producción mientras se perfora. Estas pruebas ayudan a evaluar la capacidad productiva y algunas propiedades de la formación en condiciones estáticas.

IV.5.2 DESVENTAJAS DE LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE

A continuación se presentan algunas desventajas de la perforación bajo balance, sobre todo si es mal diseñada y ejecutada:

- Estabilidad el agujero.
- Seguridad y control de los pozos, sobre todo en zonas de alta presión y con presencia de H_2S .
- Incrementa los costos en la terminación debido a lo complejo que es terminar un pozo fluyendo.
- Fallas al mantener las condiciones bajo balance.
- Fuego en el fondo.
- Problemas en la perforación direccional.
- Producciones excesivas de hidrocarburos.
- Problemas de corrosión si se utiliza aire.
- Incrementa los costos si se utilizan fluidos especiales como el nitrógeno.

Estabilidad del Agujero. Debido a las condiciones de pozo fluyendo y al tipo de fluido para generar las condiciones de bajo balance, se pueden tener problemas de estabilidad de pozo como colapsos o derrumbes de agujero. Es necesario realizar simulaciones a este respecto para determinar si el fluido utilizado para perforar, puede mantener la estabilidad del agujero bajo ciertas condiciones de flujo.

Incrementa Costos en la Terminación. Existen pequeñas ventajas en la perforación de un pozo bajo balance si el pozo no se termina en estas condiciones. Las terminaciones bajo balance se traducen en costos adicionales por el uso de equipo snubbing requerido para sacar y meter las diferentes tuberías en el agujero.

Pérdida de la Condición de Bajo Balance. Debido a la naturaleza de la perforación bajo balance, el control del pozo no sólo se debe a la presión ejercida por los fluidos en el interior del pozo, sino también al control del flujo de fluidos de la formación durante la perforación. El no mantener una condición continua de bajo balance puede ocasionar pulsos de presión (figura IV.5.2) en condiciones de sobre balance, lo que genera daño a la formación.

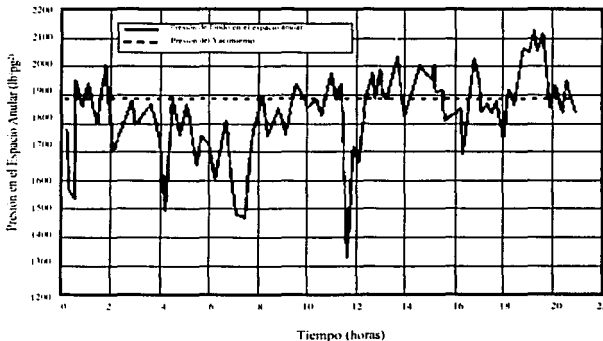


Figura IV.5.2. Presión de fondo en el espacio anular durante la perforación.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Esos pulsos pueden ser debidos a:

- Viajes.
- Conexión de tubería.
- Efectos de represionamiento.
- Poco conocimiento de la presión del yacimiento.

Seguridad y Control del Pozo. Se tienen limitaciones en cuanto a la capacidad de los equipos de control, por lo que es necesario evaluar el equipo disponible para las condiciones que presenta el yacimiento. Es importante tomar en cuenta que se debe contar con personal lo suficientemente capacitado para realizar las operaciones de bajo balance y sobre todo, si se tienen manifestaciones de H_2S . Es recomendable no perforar pozos con H_2S , si no se tiene personal experimentado.

Fuego en el Fondo del Pozo: El fuego en el pozo puede ser menos problemático que los períodos cortos de explosión en el fondo. Estos no son frecuentes pero sus consecuencias son espectaculares, las barrenas y lastrabarrenas pueden derretirse o incendiarse. Para que el fuego ocurra, la composición de hidrocarburos en el fondo del pozo y la mezcla de aire deben estar en un rango inflamable.

Este problema puede ser evitado si se usa un fluido de circulación no inflamable. Además no es práctico para cambiar el aire por un gas no inflamable, tal como el nitrógeno, durante la perforación de un pozo. En este caso, cambiar el aire por niebla puede ayudar a reducir la probabilidad de utilizar un espumante. Debido a que la estructura de la espuma se hace con aire aislado, el aire separado por burbujas, no facilita la combustión. Esta es una de las razones por las que el aire en la espuma es mucho más usado para extinguir el fuego de hidrocarburos; usando esto en el fluido de perforación se puede proporcionar al pozo un punto medio para evitar el fuego de fondo.

Problemas en la Perforación Direccional: Las dificultades con el equipo de perforación direccional han causado que algunas operaciones de perforación bajo balance sean abandonadas antes de comenzar los trabajos direccionales. Es por ello que se requiere de una continua medición, particularmente en el caso de pozos horizontales. La herramienta de medición convencional mientras se perfora (MWD) no puede operar con fluidos compresibles, que son frecuentemente utilizados en la perforación bajo balance.

Producciones excesivas de hidrocarburos: En lo concerniente al control del pozo no es una limitante en la perforación bajo balance. Los altos gastos de producción de hidrocarburos y la alta presión son deseables, desde el punto de vista de grandes beneficios del pozo. Esto puede, de cualquier modo, prevenir o al menos complicar algunas operaciones de perforación bajo balance.

El equipo superficial debe de manejar con seguridad el máximo gasto de producción. Este debe de ser capaz de contener la máxima presión superficial esperada, la cual puede ser considerable. Si se encuentran gastos excesivos de producción, una alternativa es controlar el pozo y cambiar a perforación sobre balance.

IV.6 COMPARACIÓN DE COSTOS Y PRODUCCIÓN DE ACEITE Y GAS

En la tabla IV.6.1 se presenta una comparación del costo de la perforación bajo balance contra la perforación sobre balance en un pozo horizontal de Canadá, así como sus niveles de producción.

Como se mencionó, la perforación bajo balance puede ser más costosa que la perforación convencional. Sobre todo si se utilizan fluidos como el nitrógeno para generar las condiciones de bajo balance.

Sin embargo, los beneficios que se obtienen en cuanto a la recuperación de hidrocarburos, justifican cualquier gasto inicial.

CONCEPTO	PERFORACIÓN SOBRE BALANCE	PERFORACIÓN BAJO BALANCE
Costo total	1.2 millones de usd	1.6 millones de usd
Metros en la zona productora	653	1552
Días totales	30	28
Costo total en la porción horizontal	30,000.00 usd/día	60,000.00 usd/día
Producción de aceite durante la perforación		180 m ³ de aceite
de Agua		0 m ³ de agua
de Gas		80,000 m ³ de gas
Producción en 1 mes	10 m ³ de aceite/día 220,000 pies ³ /día	25 m ³ de aceite/día 1.8 millones de pies ³ /día
Producción actual	8 m ³ de aceite/día 200,000 pies ³ /día	17 m ³ de aceite/día 1.5 millones de pies ³ /día

Tabla IV.6.1. Comparación de costos vs recuperación de hidrocarburos.³³

IV.7 LIMITACIONES DE LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE

La perforación bajo balance no se recomienda, si se presentan las siguientes condiciones durante la perforación de la sección del agujero abierto:

En formaciones débiles que puedan colapsarse. Algunas formaciones débiles pueden derrumbarse, a menos que sean soportadas por una columna de lodo pesado (condiciones sobre balance). Los primeros trabajos en el Golfo de México indicaron que las lutitas del Mioceno se derrumban en condiciones bajo balance de 600 lb/pg². (42.2 kg/cm²). Otras formaciones similares en diferentes áreas presentan diferentes límites.

Formaciones fracturadas que presenten buzamiento. Las formaciones inclinadas fracturadas se derrumban a menos que estén soportadas por la columna del lodo. Si las fracturas están selladas por silicatos estas capas pueden ser muy estables. Las lutitas fracturadas pueden hacerse parcialmente estables con algunos materiales en el lodo o fluidos especiales. La geología regional y los registros de calibración deben ser los mejores indicadores de este problema.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Capas gruesas de carbón. Los estratos carboníferos en el Oeste de los Estados Unidos y el Canadá son frecuentemente fracturados por actividad tectónica y son muy inestables. Estos se derrumban fuera del ángulo crítico de reposo. Esto no debe ser necesariamente aceptado para capas de carbón masivas sin fracturar. El resultado de perforar estas secciones es que dejan escombros en el pozo y todo esto, sumado a la presión de surgencia, agrava el problema. Esto es comprobable con los registros de calibración.

En lutitas arcillosas (recientes) geopresionadas. No se ha observado que una lutita sea sensible a la presión. Por ejemplo la lutita Mancos de Colorado y su equivalente la lutita Pierre en Montana y la Forst ST. en Canadá, permanecen únicamente contra la presión reducida del pozo por 5 ó 7 días, después de los cuales empiezan a derrumbarse en el agujero, para el caso de una pequeña cantidad de agua en la niebla como fluido de perforación agravará el problema.

Secciones gruesas de lutitas. En general las secciones gruesas de lutitas se comportan muy mal en condiciones bajo balance, debido a que tienen algunos elementos de laminación, represionados naturalmente o con sensibilidad al agua.

Secciones gruesas de sal. La sal, como es conocido, fluirá al punto de menor presión, para el caso de la perforación bajo balance este será el pozo; sin embargo existen reportes que cuando se perfora con aire estas secciones no presentan los problemas mencionados.

La perforación bajo balance es posible en los siguientes casos si se efectúa en forma rápida:

- Secciones de lutitas adheribles o muy viejas geopresionadas.
- En estratos delgados de sal y duros.

Las operaciones bajo balance no son económicamente factibles, pero sí potencialmente riesgosas en:

Formaciones con afluencias de agua a alta presión. Cuando se perfora con un fluido base agua, la aportación de agua puede ser tolerante y manejada, sin embargo cuando se perfora con aire, gas, espumas, nieblas o lodos aireados la contaminación de estos resulta un tratamiento demasiado costoso.

Formaciones con afluencia de gas. Los flujos de gas son incompatibles en la perforación con aire, pero son compatibles en la perforación con gas, nitrógeno y con lodos convencionales, siempre y cuando estén sujetos a al manejo seguro en superficie.

Formaciones con altos contenidos de H₂S. Esta desventaja puede evitarse utilizando un sistema cerrado para el control del fluido.

Cuando el flujo de aceite en bajo balance con aire/niebla o aire/espuma causa brotes que no pueden ser controlados. El flujo de aceite en la perforación con aire es difícil de vencer, además de lo peligroso para el personal y equipo por los incendios que puede provocar.

IV.8 APLICACIONES MARINA Y SUBMARINA DE LA TECNOLOGÍA BAJO BALANCE Y DEL EQUIPO⁹⁰

IV.8.1 EL NUEVO EQUIPO

Uno de los puntos más críticos para implementar la perforación bajo balance marina es la restricción de espacio en la plataforma y barcos de perforación. Esta falta de espacio para acomodar todo el equipo adicional requerido para realizar un trabajo de PBB ha sido uno de los factores limitantes para extender la aplicación de esta técnica en el mar. La similitud en la configuración del equipo entre una plataforma fija y un equipo terrestre

hace la opción obvia para tener la primera operación marina de PBB de un equipo autoelevable (Jack-ups).

Los equipos flotantes, sin embargo, tienen una configuración completamente diferente a las condiciones de equipo submarino y superficial. Por consiguiente, además de la restricción de espacio, los otros desafíos están encontrando soluciones que pueden ser aceptadas tanto económicamente como técnicamente, sin incrementar el riesgo de las operaciones. Hay que tener presente que el equipo disponible en plataformas actuales para perforación convencional no han sido diseñadas para manejar este nuevo escenario.

Varias tareas del proyecto fueron desarrolladas en paralelo cada uno concentrando cierto equipo y solución necesitada. Los dos principales eran el control de presión del equipo y la separación y planta del proceso.

La toma de datos electromagnética durante la perforación (MWD) y el sistema de generación e inyección de nitrógeno también son extremadamente importantes y críticos, pero la decisión fue permitir esas tareas a cargo de las compañías proveedoras de servicios, el entendimiento original fue que no hay mucho hecho y desarrollado en esas dos áreas.

IV.8.2 EQUIPO DE CONTROL DE PRESIÓN

Desde que el proceso de perforación tendrá lugar con el pozo cerrado en todo momento y bajo presionado un equipo de control de presión rotatorio es necesario en pozo de PBB. El punto importante en este caso sería encontrar la mejor localización para el equipo. La primera decisión fue colocarlo en la superficie, una vez ahí no hay ninguna alternativa submarina desarrollada hasta ahora. Algunas manufactureras están desarrollando cabezas de control rotatorias o preventores rotatorios, pero la fecha de entrega no reunirá la línea muerta del proyecto para perforar el pozo de prueba del campo.

Después de investigar algunas opciones, fue decidido seleccionar una cabeza de control rotatoria, localizada en la cima de la junta telescópica. La junta telescópica será operada cerrada y el retorno del lodo se hará a través de las tuberías flexibles para compensar el movimiento vertical del envase. Esta opción fue seleccionada para reducir el riesgo de filtrado a través de los sellos de la junta telescópica. Una alternativa considerada y descartada debido a esta posibilidad fue usar la cabeza rotatoria que reemplaza al desviador que actualmente esta en todos los equipos flotantes.

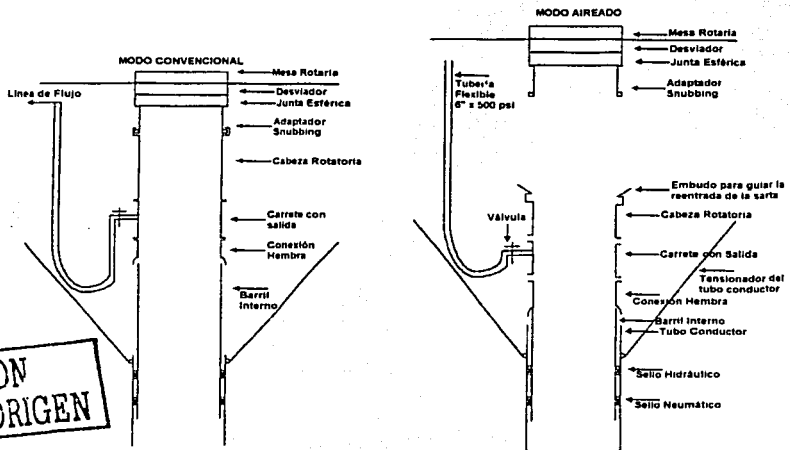


Figura IV.8.1. Modos de perforación convencional y aireado – Idea conceptual.

De la configuración conceptual original solo pequeñas modificaciones fueron hechas (figura IV.8.1) y la cubierta submarina (Riser Cap™) está lista ahora para ser usado (figura IV.8.2). Otro problema importante fue la habilidad de cambiar de la perforación convencional al modo de perforación aireado sin un tiempo fuera de servicio significativo. También, restaurar al modo de perforación convencional después de terminar la perforación con el fluido aireado necesario tan rápido como sea posible. Cualquier solución que implique un equipo complicado no será aceptable desde el punto de vista operacional.

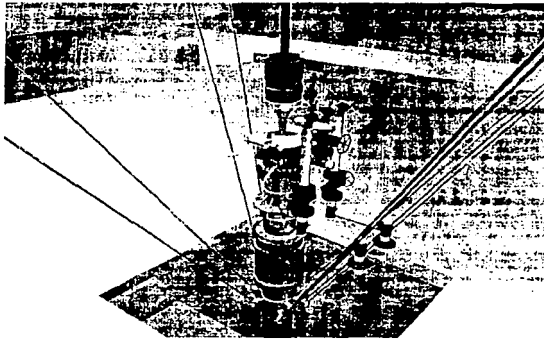


Figura IV.8.2. Cubierta submarina en posición. El múltiple mostrado no es la versión final.

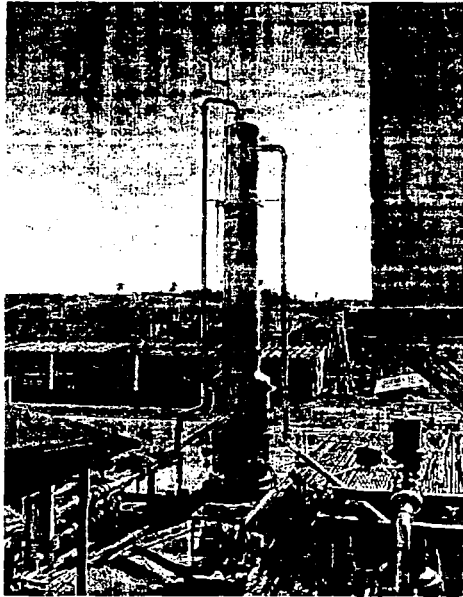
TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

IV.8.3 SEPARADOR

Los separadores comúnmente usados para pozos de PBB en tierra eran extremadamente y no adecuado en ninguna plataforma. Un separador especial vertical y compacto fue entonces desarrollado, basado en el concepto del separador vertical de producción, extremadamente eficiente, usando una hélice dentro patentada por Petrobras para incrementar la eficiencia de separación. Inicialmente fue construido un pequeño prototipo para verificar los parámetros de diseño y las pruebas fueron conducidas en el centro de entrenamiento de Petrobras. El prototipo fue solo un separador bifásico.

Para la prueba de campo se decidió diseñar y construir un separados trifásico, suficiente para las operaciones en que la producción de aceite no es esperada. Como al principio ninguna operación PBB será dirigida, un separador trifásico es suficiente para perforar pozos cerca de balance y reducir los problemas de tubería pegada, comúnmente encontrados durante la perforación del yacimiento agotado.

Este separador trifásico fue diseñado para manejar mucho más gas que el primer prototipo. La dimensión es 14 m de alto y 1.5 m de diámetro. La salida del líquido esta localizada a 1.5 m sobre la parte más baja, de donde los sólidos son removidos (figura IV.8.3).



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Figura IV.8.3. Separador vertical compacto durante las pruebas.

Los separadores operan bajo presión para incrementar la eficiencia. La presión tanto en el pozo como en el líquido dentro del separador son controladas por un sistema automático a través de la apertura del control de válvulas colocadas en las líneas de salida tanto del líquido como del gas.

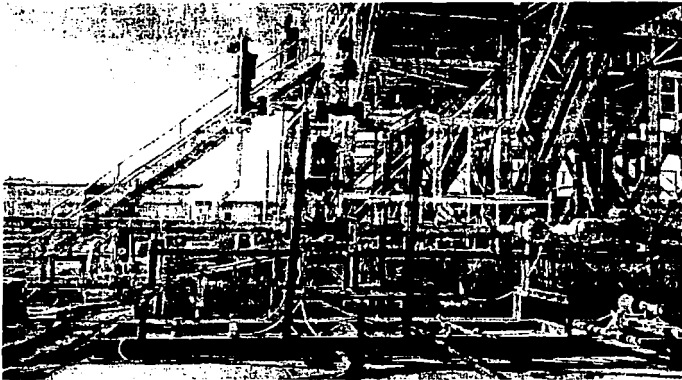
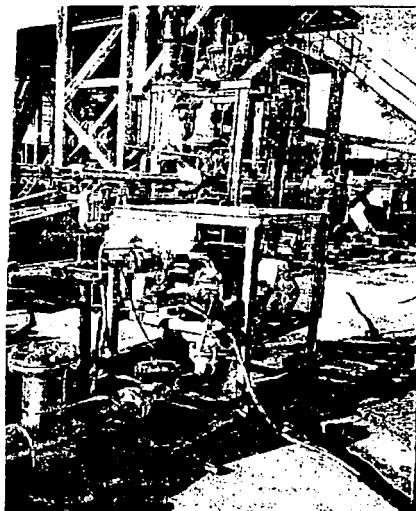


Figura IV.8.4. El estrangulador y el recolector de muestras, inmediatamente corriente abajo del cabezal rotatorio y antes del separador.

Corriente arriba del separador está el estrangulador y el recolector de muestras, los cuales se activan remotamente (figura IV.8.4). Para que las válvulas y el equipo de proceso sean fácilmente removidos fueron montados en patines, en un total de tres.

Los otros dos patines son colocados corriente abajo del separador. Uno tiene la bomba de sólidos para remover los recortes del separador (figura IV.8.5) y el otro es el patín de control de medición (figura IV.8.6). En este último, todos los gastos (gas y líquido) y presiones son registrados y grabados en el sistema central de adquisición de datos. Un esquema del sistema estero se muestra en la figura IV.8.7.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Figura IV.8.5. La bomba de sólidos remueve los recortes del separador.

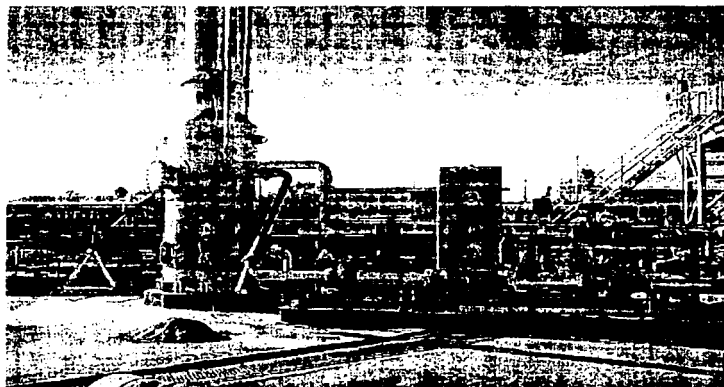
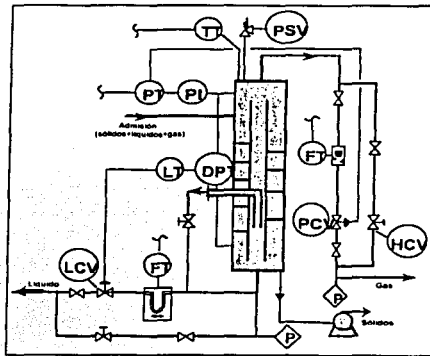


Figura IV.8.6. El control de medición.



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Figura IV.8.7. Esquema del sistema entero, con el separador, válvulas, sensores y válvulas de control.

IV.8.4 SISTEMA DE CONTROL

Un sistema de control especializado totalmente automatizado se ha diseñado y construido para cuidar de todo el ajuste necesario durante la operación. Puesto que el separador para uso marino es trifásico, este sistema de control es una versión mejorada de uno usado en tierra, donde el separador fue solo bifásico⁹¹. Como la versión desarrollada para tierra, el sistema de control ajusta la apertura de las válvulas en las salidas del líquido y gas para mantener el nivel del líquido dentro del rango predeterminado.

Alarmas fueron colocadas en el lugar para alertar al operador de cualquier mala función. Un procedimiento operacional ha sido definido, con una previa discusión para determinar la secuencia óptima de eventos que lleven a un cierre de emergencia. Como la operación del separador y los otros artículos son un nuevo punto, la discusión fue sostenida para asegurar que cada punto del problema potencial haya sido tratado y aceptado antes de la implementación.

IV.8.5 ESTUDIO DE RIESGO-OPERATIVIDAD (HAZOP)

Un paso esencial y crítico en todo el nuevo desarrollo es una reunión hazop. Después que la disposición ha sido decidida y el proceso discutido internamente, la revisión fue programada para septiembre de 1999. Durante la reunión todas las compañías participantes de la JIP estuvieron presentes – ExxonMobil, Amerada Hess, Weatherford (William and Air Drilling), Alfa Laval y personal de Petrobras con diferentes especialidades y responsabilidades, incluyendo empresario, ingenieros de diseño de pozos, de lodos, de seguridad e ingenieros del grupo de nueva tecnología. Del Centro de Investigación todo el equipo involucrado en el proyecto también asistió a la reunión.

Para este momento el aparejo de perforación ha sido seleccionado basado en ciertos criterios: suficiente espacio a bordo, adecuado para la profundidad del agua planeado y disponible conforme a la perforación y reparación programadas. Por consiguiente, las personas que contratan el aparejo también asistieron a la reunión para decidir si ellos tendrían restricciones las pruebas de campo en su plataforma.

Una compañía consultora especializada fue contratada para conducir la HazOp. Después de una serie de discusiones durante la reunión trataron de explicar el nuevo proceso de perforación, el contratista no podría aceptar el hecho que esta alternativa no presentara todo el riesgo para ellos. Fue fuertemente enfatizado que el pozo sería perforado en mucho de la misma manera que hoy, con la presión de fondo por encima de la presión esperada del yacimiento (3 lb/gal sobrebalance). La única diferencia es el uso de nitrógeno en la tubería de elevación a través de la cual el lodo regresa. Otra diferencia es la presencia de tubería flexible para regresar el lodo del cabezal rotatorio.

El punto que no fue capaz de clarificar y permitir que las personas expertas cambien su punto de vista fue relacionado para controlar el pozo. Con la falta de entendimiento de un fluido de perforación bifásico, el contratista del aparejo continuó argumentando la importancia de detectar una fuga de gas en cualquier momento de la operación. Se intento explicar que cuando se usa un fluido bifásico la operación entera debe ser

dirigida diferentemente y es necesario entender las diferencias del comportamiento entre la hidráulica de una operación convencional y una aireada.

La reunión HazOp generó 108 puntos de acción de todo tipo. Algunos de ellos fueron muy importantes para revisar el todo el proceso y otros fueron cosas menores. La conclusión es que fue extremadamente importante dirigir esta reunión HazOp con gente experimentada en el cargo y con todos los participantes involucrados. Muchos problemas de seguridad se dieron, el equipo puesto y el diseño del proceso fueron alterados para garantizar la seguridad de la operación.

Con la decisión del contratista Petrobras decidió llevar a cabo las pruebas de campo en uno de sus aparejos, Petrobras-XVII. Este cambio implicó una alteración significativa en todos los planes de la unidad operacional y una serie de discusiones y negociaciones empezaron a acomodar todas las necesidades. Finalmente, fue aceptado que el aparejo Petrobras-XVII fuera el primero en perforar el pozo en el cual la tecnología se probara. Algunos de los puntos de acción que han sido asignados por el contratista tuvieron que ser discutidos otra vez para ver si con el nuevo equipo todavía son válidos, algunos otros puntos de acción fueron generados por el equipo del proyecto. Otra reunión HazOp fue conducida en Febrero de 2000, otra vez con las compañías participantes en el proyecto, el nuevo proceso de configuración del diseño y el equipo superficial discutido y aprobado.

IV.8.6 PRUEBAS DEL EQUIPO

Con muchos nuevos equipos, un nuevo sistema de control y también nuevos procedimientos de cierre fue extremadamente deseado para tener un juego completo de pruebas antes de la prueba de campo. Con la capacidad de Petrobras, teniendo un equipo con 1300 m de profundidad de instrumentos en el pozo (figura IV.8.8), se decidió enviar todo el equipo a estas instalaciones para conducir una serie de pruebas y ajustar los parámetros para controlar el separador.

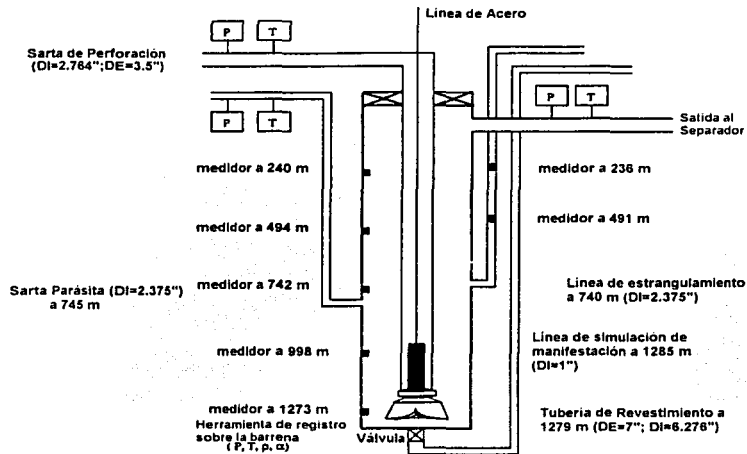


Figura IV.8.8. Pozo de investigación de Petrobras, Brasil.

El separador, tan buenos como todos los otros equipos superficiales, fueron instalados y un cabezal rotatorio para una vez instalada en este aparejo simular, tan cerca como sea posible las condiciones marinas. No solo la capacidad extrema del separador fue comprobada, verificando el rendimiento del diseño, pero también la eficiencia de separación de sólidos con lodo y agua. Todas las conexiones de las válvulas, puesta en operación, el esquema de remoción de sólidos del separador y los parámetros que efectivamente controlan el nivel de líquido dentro del separador fueron comprobados y ajustados.

El rendimiento del separador conforme al diseño, es capaz de manejar todo lo que la bomba del aparejo y el sistema de inyección de aire pudieran bombear. El máximo valor logrado durante las pruebas estuvieron por encima de las esperadas durante la prueba de campo. El único problema encontrado fue la baja eficiencia de separación de sólidos

con lodo. Se observó una significativa cantidad de sólidos en la corriente de líquido, factor no deseado debido a la erosión que es causada a la válvula de control.

Tres sesiones de entrenamiento fueron dirigidas a la plantilla e ingenieros de la unidad operativa. El entrenamiento consistió de lecciones teóricas y prácticas, dadas en el lugar de las pruebas. Los estudiantes tuvieron la oportunidad de observar el equipo montado. El cabezal rotatorio de goma sustituido fue parte del entrenamiento puesto que era la primera vez que la plantilla usara dicho equipo. Con todo el equipo en el lugar fue posible explicar directamente todas las funciones y el tamaño, y fueron cuidadosamente discutidos. El procedimiento operacional también fue discutido durante la sesión del entrenamiento y muchas sugerencias fueron hechas, mejorando la forma en que el equipo será manejado en el tablero.

CAPITULO V

PERFORACIÓN DIRECCIONAL, HORIZONTAL, MULTILATERAL Y DE ALCANCE EXTENDIDO

V.1 CONCEPTOS BÁSICOS

Con el fin de familiarizarnos con los conceptos y definiciones más comunes, relacionados con la tecnología de perforación direccional, a continuación se presentan aquellos considerados como los más importantes.

Profundidad Desarrollada (PD ó MD)

Es la distancia medida a lo largo de la trayectoria real del pozo, desde el punto de referencia en la superficie, 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 V.1.1)

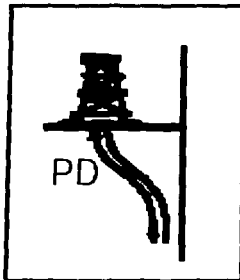


Figura V.1.1. Profundidad desarrollada.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Profundidad Vertical Verdadera (PVV ó TVD)

Es la distancia vertical desde el nivel de referencia de profundidad, hasta un punto en la trayectoria del pozo. Normalmente es un valor calculado (figura V.1.2).

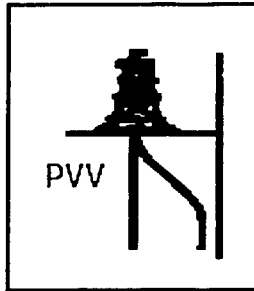


Figura V.1.2. Profundidad vertical verdadera (PVV).

Inclinación (Drift)

Es el 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 convención, 0° corresponde a la vertical y 90° a la horizontal (figura V.1.3).

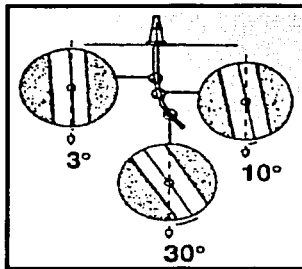


Figura V.1.3. Inclinación.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Azimut (Dirección del pozo)

El azimut de un pozo en un punto determinado, es la dirección del pozo sobre el plano horizontal, medido como un ángulo en sentido de las manecillas del reloj, a partir del norte de referencia. Esta referencia puede ser el norte verdadero, el magnético o el de mapa. 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 del mapa (figura V.1.4).

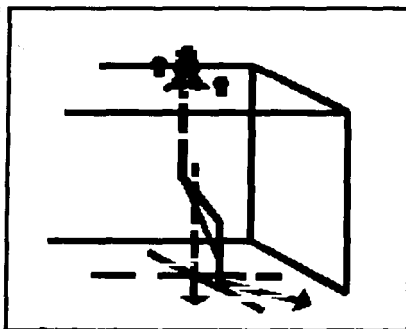


Figura V.1.4. Azimut.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

El norte verdadero es la dirección del polo norte geográfico, el cual yace sobre el eje de rotación de la tierra. El norte de mapa es la dirección norte sobre un mapa, el cual corresponde al norte verdadero solo en determinados meridianos. Todos los otros puntos deben corregirse por convergencia, esto es, por el ángulo entre el norte del mapa y el norte verdadero en cualquier punto

La perforación de pozos verticales es considerada como un proceso unidimensional de penetrar la tierra con la barrena a determinada profundidad. Sin embargo, la perforación es un proceso tridimensional. La barrena no solo penetra verticalmente, sino que se desvía intencionalmente o no hacia los planos X-Y (figura V.1.5). El plano X se define

como el plano de dirección y el Y como el de inclinación. Los ángulos asociados con los desplazamientos en los planos X y Y son llamados ángulos de dirección y de inclinación, respectivamente.

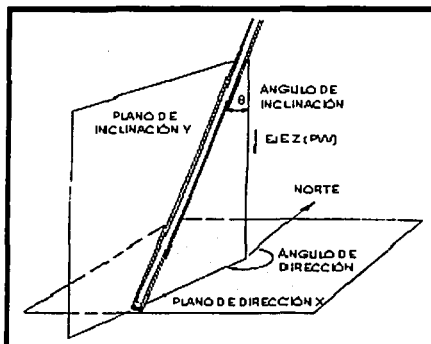


Figura V.1.5. Planos de inclinación y dirección conforme un pozo avanza en el plano de la profundidad.

En sus inicios, la perforación de pozos direccionales fue evidentemente motivada por los aspectos económicos. Los campos costa afuera en California fueron el área de oportunidad tanto para la aplicación de esta tecnología, como para un grupo especial de personas llamadas perforadores direccionales.

Descubrimientos posteriores de aceite y gas en el Golfo de México y otros países, promovieron la expansión de la perforación direccional.

El desarrollo de campos costa afuera absorbió la mayoría de las actividades de perforación direccional. La figura V.1.6 muestra una típica plataforma de desarrollo costa afuera.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

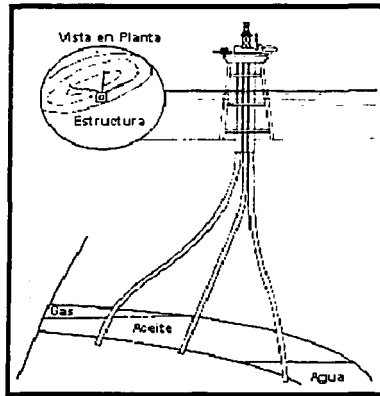
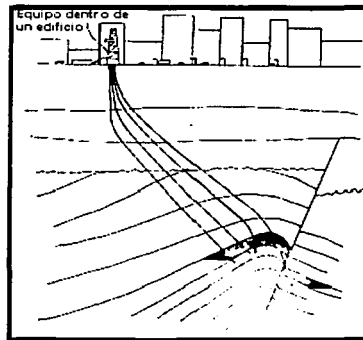


Figura V.1.6. Plataforma marina típica con pozos direccionales.

En varias ocasiones se han descubierto campos debajo de zonas urbanas, y la única manera de desarrollarlos de manera económica ha sido perforando direccionalmente (figura V.1.7).



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Figura V.1.7. Desarrollo de un campo localizado debajo de una ciudad por medio de pozos direccionales.

Frecuentemente, las obstrucciones naturales como montañas u otros accidentes topográficos impiden la construcción de una localización superficial y la perforación de un pozo casi vertical (figura V.1.8).

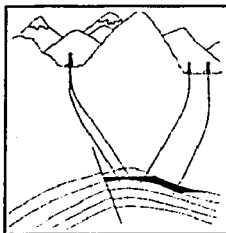


Figura V.1.8. Perforación de pozos direccionales en el caso donde el yacimiento se encuentra debajo de una obstrucción superficial grande.

Otra aplicación de la perforación direccional es el efectuar una desviación desde un pozo existente, esta desviación puede ser efectuada para "puentear" una obstrucción (un pez) en el agujero original (figura V.1.9) o para buscar horizontes productores adicionales en los sectores adyacentes del campo (figura V.1.10).

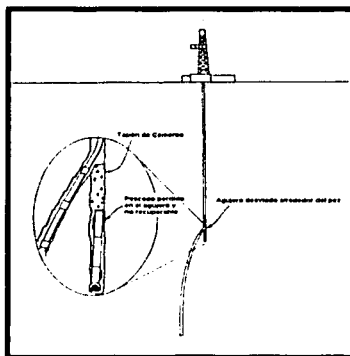


Figura V.1.9. Desviación alrededor de un pez.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

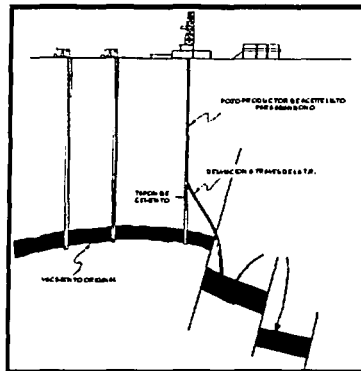


Figura V.1.10. utilización de un pozo viejo para explorar otras acumulaciones por medio de una ventana en la T.R. y perforando direccionalmente (reentrada).

Relevantes aspectos ambientales y económicos han incrementado el uso de la perforación direccional. En algunas áreas simplemente ya no es posible desarrollar un campo haciendo caminos a cada localización superficial y perforando un pozo vertical. En lugar de esto, así como en las instalaciones costa fuera, es necesario construir plantillas desde las cuales se puedan perforar varios pozos. Lo anterior no solo ha incrementado la actividad de perforación direccional, sino que también los programas de trayectorias son más complicados, aplicándose en situaciones y áreas donde no era común hacerlo.

Por ejemplo, se están perforando pozos direccionales para desarrollos geotérmicos, los cuales están siendo perforados en granitos duros y en otras rocas ígneas y metamórficas. También se están perforando pozos de alcance extendido con desplazamientos horizontales de más de 10,000 m y con miras a incrementarse. Conforme se incrementen los costos de desarrollo de campos —en aguas profundas, localizaciones remotas, ambientes hostiles y zonas productoras más profundas— el uso de la perforación direccional también se incrementará.

V.2 TIPOS DE TRAYECTORIA

El primer paso en la planeación de cualquier pozo direccional es diseñar la trayectoria del agujero para alcanzar un objetivo dado. El diseño inicial debe proponer los diferentes tipos de trayectoria que pueden ser perforados económicamente.

El segundo, o diseño final debe incluir los efectos de las condiciones geológicas sobre los aparejos de fondo (BHA's) que serán utilizados y otros factores que pudieran influenciar la trayectoria final del agujero. Por lo tanto, podemos decir que la selección del tipo de trayectoria dependerá principalmente de los siguientes factores:

- Características de la estructura geológica
- Espaciamiento entre pozos
- Profundidad vertical
- Desplazamiento horizontal del objetivo

La figura V.2.1 muestra cuatro tipos de trayectoria que pueden ser perforadas para alcanzar el objetivo. La trayectoria A es una trayectoria de incrementar y mantener: el agujero penetra el objetivo a un ángulo igual al máximo ángulo de incremento. La trayectoria B es una trayectoria "S modificada" y la C es una trayectoria "S". En la trayectoria "S" el agujero penetra verticalmente al objetivo y en la "S modificada", el agujero penetra al objetivo con un ángulo de inclinación máximo en la sección de mantenimiento. Para la trayectoria D, que es una "trayectoria de incremento continuo", la inclinación continua incrementándose hasta o a través del objetivo.

La trayectoria de incrementar y mantener requiere el menor ángulo de inclinación para alcanzar el objetivo; la S-modificada requiere mayor inclinación; y la S requiere aún más. La trayectoria de incremento continuo requiere la mayor inclinación de todos los tipos de trayectoria para alcanzar el objetivo.

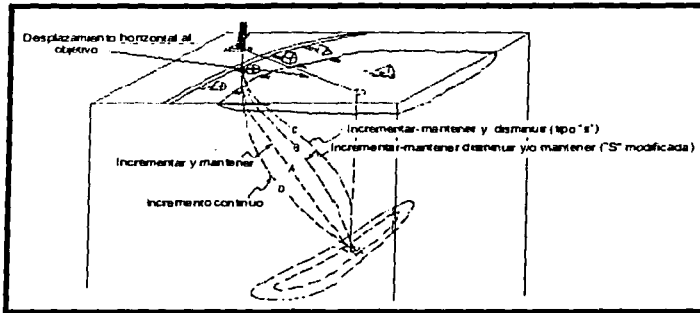


Figura V.2.1. Principales tipos de trayectorias.

Trayectoria de Incrementar y Mantener (Tipo Slant)

La figura V.2.2 muestra una trayectoria sencilla de incremento y mantenimiento de ángulo, la cual intercepta un objetivo a una profundidad vertical verdadera (PVV) de D_3 y a un desplazamiento horizontal de X_3 (punto B). El punto de desviación se encuentra a una PVV de profundidad D_1 , donde el ritmo de incremento del ángulo de inclinación es q , el cual está en grados por unidad de longitud.

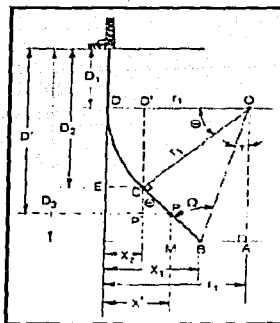


Figura V.2.2. Geometría de una trayectoria de incrementar y mantener.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Trayectoria tipo "S" (incrementar, mantener y disminuir)

El tipo de trayectoria es la de incrementar, mantener y disminuir –llamada curva tipo S- la cual se muestra en la figura V.2.3 para los casos donde $r_1 < X_3$ y $r_1 + r_2 > X_4$, y en la figura V.2.4 para los casos donde $r_1 < X_3$ y $r_1 + r_2 < X_4$.

En ambos casos, la inclinación máxima se reduce a cero en D_4 con un radio de disminución r_2 , el cual se obtiene de la misma manera que se obtuvo el ritmo de incremento, r_1 .

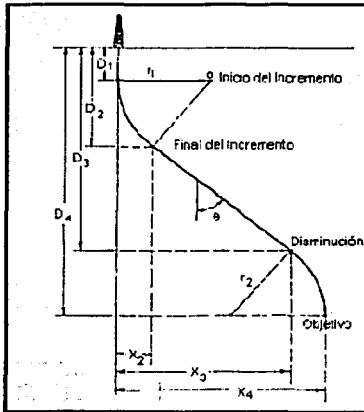


Figura V.2.3. Trayectoria tipo S para el caso $r_1 < X_3$ y $r_1 + r_2 > X_4$.

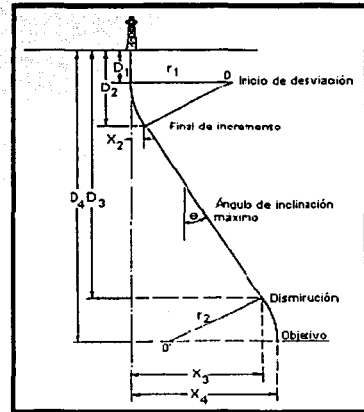


Figura V.2.4. Trayectoria tipo S para el caso $r_1 < X_3$ y $r_1 + r_2 < X_4$.

Trayectoria tipo "S Modificada"

La trayectoria de incrementar, mantener, disminuir parcialmente y mantener (figura V.2.5) es la llamada trayectoria "S Modificada".

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

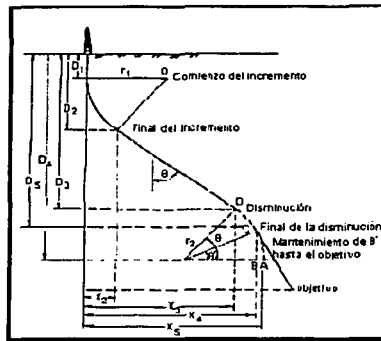


Figura V.2.5. Trayectoria S modificada para $r_1 < X_3$ y $r_1 + r_2 < X_4$.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Objetivos múltiples

Cuando se planea un pozo direccional, se proporciona la profundidad y el desplazamiento horizontal del objetivo, así como sus dimensiones. Los objetivos pueden ser rectangulares, cuadrados o circulares. Si un objetivo es un círculo, el radio es fijado.

Algunas veces existen objetivos múltiples, tal como se muestra en las figuras V.2.6a y V.2.6b. Si estos se encuentran posicionados favorablemente, los diferentes objetivos pueden ser penetrados de manera económica utilizando alguno de los tipos de trayectoria mencionados anteriormente (figura V.2.6a). Sin embargo, algunas veces, éstos se encuentran alineados desfavorablemente (figura V.2.6b), por lo que es necesario realizar costosas alteraciones a la trayectoria.

La trayectoria en la figura V.2.6b pudiera resultar costosa y difícil de perforar, aún cuando la sección vertical pareciera ser la misma que la de la figura V.2.6a. El cambio de dirección para alcanzar al objetivo 3 sería extremadamente difícil de ejecutar, en la mayoría de las situaciones.

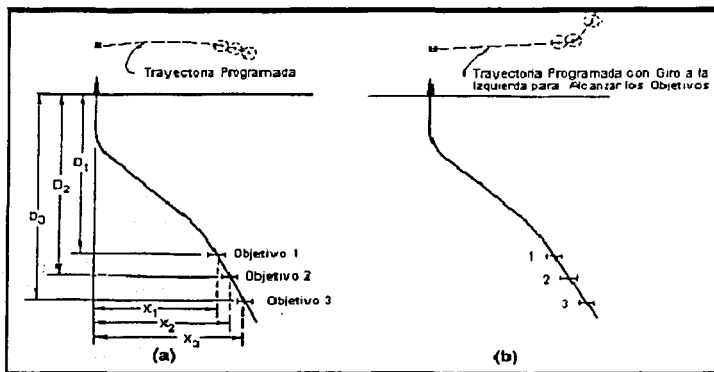


Figura V.2.6. Pozo direccional utilizado para alcanzar objetivos múltiples.

V.3 PERFORACIÓN HORIZONTAL, MULTILATERAL Y DE ALCANCE EXTENDIDO

V.3.1 PERFORACIÓN HORIZONTAL Y MULTILATERAL

La perforación horizontal es el proceso de dirigir la barrena durante la perforación de un pozo en una dirección y orientación aproximada de 90° con respecto a la vertical para lograr extenderse varios cientos de metros dentro del yacimiento con el fin de alcanzar cuatro objetivos principales.

1. Incremento de la producción primaria (aumento en los gastos de producción).
2. Incremento de la producción secundaria (incremento de las reservas).
3. Recuperar la producción primaria y secundaria.
4. Reducir el número de pozos verticales requeridos para el desarrollo del campo.

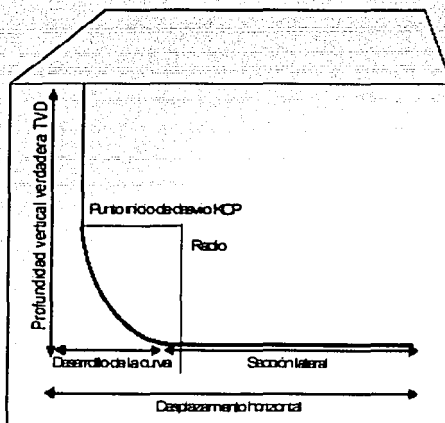
La perforación multilateral es el proceso de perforación múltiple de varios pozos con el fin de incrementar el área de drenaje del yacimiento, es decir, perforar uno o varios ramales (laterales) en varias direcciones dentro de la sección horizontal, vertical o

direccional y lograr el incremento eficiente de la producción de hidrocarburos mientras se reducen los costos e impactos ambientales de contaminación en superficie.

En el caso de reentradas, éstas son las operaciones de perforación y terminación que se realizan por medio de side-tracks (apertura de ventanas en TR's) y desde el mismo agujero en pozos productores ya existentes, cuando se tienen varios horizontes sin ser explotados.

El número de ramales varía de dos a ocho, dependiendo de las expectativas de producción y de la evaluación del yacimiento, teniendo como objetivo principal el incremento de la producción de reservas de hidrocarburos a un bajo costo.

Las figuras V.3.1 y V.3.2 son una representación esquemática de la perforación horizontal y multilateral.



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Figura V.3.1. Representación esquemática de la perforación horizontal.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

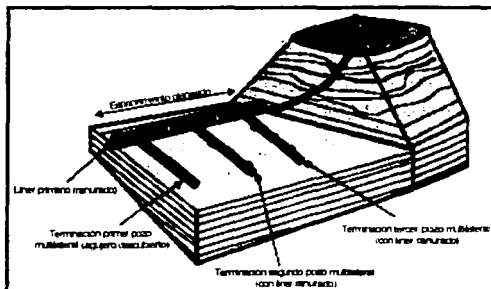


Figura V.3.2. Representación esquemática de la perforación multilateral.

V.3.1.1 Requerimientos

La perforación de multilaterales parte de la buena planeación del pozo principal (patrón), sea vertical, direccional u horizontal, considerando todos los requerimientos de la perforación horizontal, así como adicionales y especiales para la perforación de los laterales tales como:

- Uso de motores de fondo y herramientas de medición mientras se perfora (MWD).
- Uso de protectores en la sarta de perforación para evitar el desgaste en la tubería de revestimiento en la zona de desviación de los laterales.
- Aditivos especiales de lubricación en el lodo de perforación para reducir el torque y el arrastre.
- Diseño de una hidráulica óptima para una limpieza efectiva del agujero.
- Tubería articulada en la fase de radio corto.
- Diseño direccional para la preselección del pozo patrón.
- Diseño de los aparejos de fondo para el control de la desviación y de la barrena.
- Herramientas especiales de dirección para la preselección del curso de la barrena a lo largo del pozo.
- Herramientas de desviación.

- Centradores en la tubería de revestimiento.

Los requerimientos especiales para la perforación y terminación multilateral son:

- La comunicación mecánica entre la rama lateral y el pozo principal.
- Comunicación y aislamiento entre el pozo principal y el lateral de acuerdo con las necesidades de producción, esto provee de una presión íntegra entre ambos pozos.
- Acceso y selección de reentradas. Este punto es importante de considerar sobre todo para los trabajos de reparación, estimulación y empacamientos de grava y arena en la introducción de herramientas de diámetro pequeño.
- Sistemas de perforación capaces de realizar múltiples laterales desde un pozo común (de 2 a 8 pozos). Sin embargo, este número depende del tipo de yacimiento y el esquema de producción enfocado.
- Sistemas de terminación multilateral capaces de operar en curvas de 45 a 60° por cada 100 pies.
- Sistemas versátiles de terminación y reparación en pozos ya existentes, con el fin de reducir los costos e incrementar la producción, ya sean en pozos verticales, horizontales o direccionales.
- El sistema debe ser versátil y fácil de realizar las operaciones de cementación en tuberías cortas y ranuradas. Se debe tener un criterio particular en los laterales esperados para tener un buen control en la producción de arena y agua.
- Debe ser compatible con los métodos de limpieza.
- Debe contemplar los aislamientos parciales y/o totales de un pozo.

V.3.1.2 Métodos de Perforación Horizontal

La perforación horizontal inicia con una sección vertical o un equipo con una cierta orientación (equipo de orientación), continuando la construcción de una curva de 0° a 90° antes de entrar al intervalo horizontal de interés. Esto último se logra con la

aplicación de los siguientes métodos para el tipo de construcción de radio de curvatura (figura V.3.3).

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

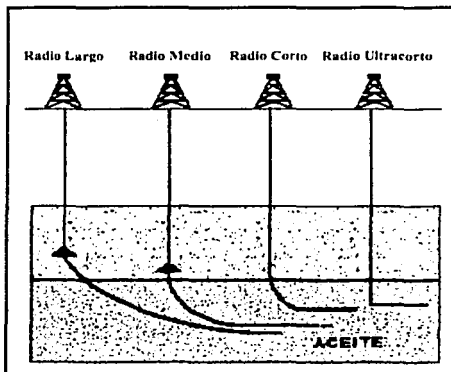


Figura V.3.3. Ilustración de los métodos de curvatura.

1. Método del radio de curvatura largo (LTR)
2. Método del radio de curvatura medio (MTR)
3. Método del radio de curvatura corto (STR)
4. Método del radio de curvatura ultracorto (USTR)

Pozos de radio largo

La curva se construye desde una profundidad determinada por encima del yacimiento, hasta lograr la dirección horizontal y completar la longitud a perforar, y por lo tanto, la terminación del pozo.

Esta técnica es la más común y aplicable en pozos costa fuera. Es conocida como largo alcance o "alcance extendido". Sin embargo, estos pozos son perforados de 70 a 80°

sin alcanzar el objetivo en el plano horizontal. Esta técnica se aplica para minimizar los impactos ambientales y reducir los costos de campo en desarrollo.

Pozos de radio medio

Esta técnica es la más usada en pozos terrestres. La curvatura tiene la función de proteger la ubicación del agujero cuando se tienen formaciones con aflamientos y estratos muy pronunciados, con ello se logra que el pozo pueda perforarse y terminarse con herramientas convencionales en el tiempo estimado.

La extensión horizontal máxima posible parece incrementarse día a día con longitudes realizadas de hasta 3000 pies. La aplicación de este sistema, es el trabajo de la tubería de perforación y T.R. crea resultados y problemas de fricción dentro de límites aceptables. La técnica debe ser primordialmente aplicada dentro de los yacimientos de aceite con propiedades especiales tales como fracturas naturales, capas adyacentes de gas y subyacentes de agua que requieren un agujero horizontal dentro de los límites verticales estrechos. La ejecución del radio medio requiere de soportes técnicos y más específicamente de aparejos de fondo flexibles.

Pozos de radio corto

La tecnología de radio corto ha sido aplicada en la perforación de pozos en donde las formaciones tienen problemas geológicos por encima de la dirección del yacimiento, o bien, por razones económicas. De esta manera el agujero se comunica y se extiende dentro del yacimiento. Anteriormente se perforaba verticalmente era contraído por la formación.

Esta técnica también es conveniente para una sección horizontal en pozos ya existentes con baja productividad y por cambio de objetivo. El drene horizontal múltiple con diámetros arriba de 6" puede perforarse para un pozo vertical. Rigurosamente usan herramientas articuladas en la sarta de perforación.

De esta forma se genera la dirección al yacimiento para un pozo sencillo. Se minimiza la degradación ambiental con respecto a un pozo vertical.

El agujero horizontal puede ser dirigido mientras se perfora. Puede corregirse el curso si se requiere para mantener la fase horizontal hacia el objetivo. La técnica requiere de herramientas y soportes tecnológicos especializados.

Pozos de radio ultracorto

Esta técnica es muy apropiada en la aplicación de inyección de agua en formaciones blandas, no consolidadas y depresionadas. La aplicación más común de la perforación radial dentro del yacimiento se usa para reducir el depresionamiento del yacimiento por segregación gravitacional o para la inyección de vapores u otros fluidos, dentro del yacimiento que tiene recuperación de energía no natural.

V.3.1.3 Análisis Comparativo entre Pozos Horizontales, Verticales y Desviados

La comparación de la productividad entre pozos horizontales y verticales fracturados ha sido reportada por varios autores. Se recomienda que un pozo horizontal representa un caso particular de un pozo que penetra totalmente a fracturas de conductividad finita.

Es importante notar que la productividad de los pozos horizontales es dependiente de la relación de permeabilidades, k_v/k_H .

Para efectuar una evaluación adecuada y representativa del comportamiento de la producción de los pozos horizontales, se ha colectado la información correspondiente a pozos verticales, direccionales y horizontales, como se presenta en la tabla V.3.1.

CAMPO	TIPO DE POZO	Q _o (BPD)	ΔP (Kg/cm ²)	J (BPD/Kg/cm ²)	L (m)	J _H /J _V
AGUA FRÍA	Vertical Fracturado	921.5	21.9	42.0	80	2.4
	Vertical sin Fracturar	245.0	100.7	2.43	—	
	Fracturar	409.0	71.7	5.70	150	
	Horizontal	—	—	—	—	
CANTARELL	Desviado (2094)	7071	1.14	6203	—	2.0
	Horizontal(2074)	8800	116.6	75.5	290	
ABCATÚN	Vertical (212-A)	1234	39	31.6	—	4.1
	Horizontal (221)	2599	20	129.9	365	
	Horizontal (223)	2432	31	78.6	100	

Tabla V.3.1. Comparación de los pozos verticales, fracturados y horizontales.

Como ilustración, con los datos de la tabla V.3.1 se obtuvo la figura V.3.4. Se presentan los resultados del comportamiento de la relación de índices de productividad entre pozos horizontales y verticales. Se nota que a medida que aumenta el valor de k_v/k_H se incrementa la productividad de los pozos horizontales. Se observa el comportamiento del pozo Abkatún 221. Este refleja que debe producir aproximadamente cuatro veces el gasto de un pozo vertical.

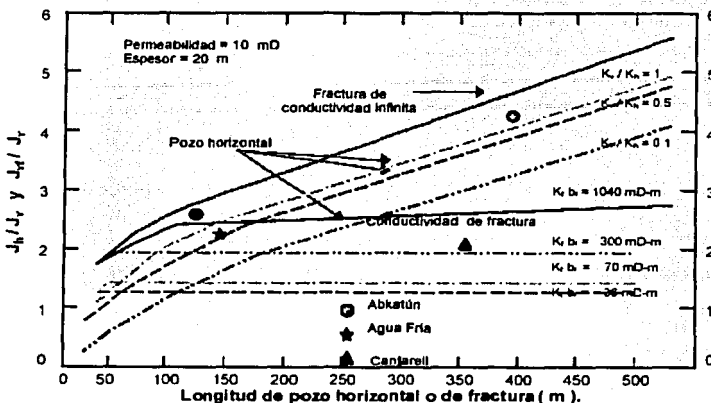


Figura V.3.4. Índice de productividad de pozos horizontales, verticales y fracturados.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

En el gráfico de la figura V.3.4 se introdujeron los valores representativos de J_H/J_V obtenidos para los pozos horizontales perforados en el campo Abkatún. Se observó que éstos tienen un comportamiento similar al de un pozo fracturado con conductividad finita.

La comparación de las productividades refleja claramente que los pozos horizontales presentan excelentes condiciones iniciales de producción (ver figura V.3.4). Es decir, que se comportan como pozos con productividad infinita, por tanto, cumplen con los requerimientos básicos del concepto de pozos horizontales. Estos resultados indican que los pozos horizontales significan una buena alternativa de explotación de yacimientos.

V.3.2 PERFORACIÓN DE ALCANCE EXTENDIDO

Desde mediados de los 80's, se ha aplicado con éxito la tecnología de perforación de pozos de alcance extendido alrededor del mundo, principalmente para mejorar el desarrollo de campos costafuera. La aplicación adecuada de esta tecnología se ha traducido en:

- Radios de drene extendidos
- Incremento en los gastos de producción y en la recuperación final de un campo
- Una administración de yacimientos mejorada
- Reducción en el número de plataformas y pozos requeridos
- Reducción en gastos
- El logro de records mundiales en materia de perforación y terminación

Cabe mencionar que en marzo de 1999, Total Austral, Deminex y Pan American Energy perforaron desde una localización terrestre en la Tierra del Fuego, Argentina, el pozo de alcance extendido que tiene el record actual en desplazamiento horizontal: 10 mil 585 m (34 mil 728 pies). Este pozo, el Cullen Norte Núm. 1, tiene una profundidad total de 11 mil 184 m, una profundidad vertical verdadera de 1,660 m y fue perforado en 142 días.

Por definición, los pozos de alcance extendido son aquellos que tienen una relación desplazamiento horizontal / profundidad vertical verdadera (DH/PVV) mayor a 2. Aunque debido a los avances tecnológicos actuales, se perforan con mayor frecuencia pozos con relaciones mayores a 3.5. Esto no limita el tipo de trayectoria que puedan tener. Es posible planearlos tanto como pozos direccionales o como pozos horizontales, dependiendo de las condiciones geológicas y de la infraestructura en superficie.

Los tipos de formaciones en los que se ha aplicado esta tecnología han sido variadas: arenas, carbonatos y en algunas ocasiones, se han atravesado grandes columnas de lutitas. Las condiciones geológicas idóneas para su aplicación son bloque afallados, en donde su propósito ha sido establecer una comunicación y obtener la mayor producción posible. Aún arenas someras no consolidadas son lo suficientemente fuertes para permitir la perforación de alcance extendido. Los pozos horizontales o de alcance extendido pueden incrementar los gastos y la recuperación final en yacimientos, con muy bajas presiones (depressionados) y pueden ser aplicados económicamente en yacimientos de areniscas para minimizar la conificación de agua.

Los pozos de alcance extendido pueden utilizarse para optimizar el desarrollo de campos costafuera. Reducen el número de pozos y plataformas, incrementan la recuperación final del campo debido a la mayor área del yacimiento expuesta. Además, es posible acondicionar de manera relativamente económica equipos viejos para perforar y terminar pozos de alcance extendido, adicionando entre otras cosas un top drive. Por ejemplo, a principios de los noventa, el campo Statfjord, en el Mar del Norte, se desarrolló con pozos de alcance extendido, con un ahorro estimado de 120 millones de dólares, sin contar con el beneficio de una producción temprana.

V.3.2.1 Diseño de pozos de alcance extendido

Debido a que minimizar los costos de producción es un objetivo común y global, las ventajas de este tipo de pozos son ahora más evidentes. El incremento de desplazamiento horizontal incrementa significativamente el área en contacto con el

yacimiento. Esto minimiza el número de plataformas, reduce o elimina la necesidad de pozos marinos y permite el acceso a áreas tales como las indicadas en la figura V.3.5.



Figura V.3.5. El incremento en el desplazamiento horizontal aumenta el área accesible del yacimiento.

Para la planeación de este tipo de pozos, los principales aspectos a considerar son:

- Patas de perro
- Fuerzas de contacto a través de la sección de incremento de ángulo
- Torque y arrastre de la sarta de perforación
- Pandeo de la sarta de perforación
- Limpieza del agujero
- Estabilidad mecánica del agujero
- Tortuosidad de la trayectoria

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Obviamente existen otras consideraciones que influyen en el diseño. Pero una adecuada comprensión de éstos es un requisito indispensable para obtener un buen diseño.

A continuación se mencionan algunos aspectos importantes para el diseño de un pozo de alcance extendido.

Patas de Perro y Fuerza de Contacto

Desde principios de los setentas, se descubrió que las patas de perro y la tensión que sufría la sarta a través de las mismas eran las principales causas de fatiga en la tubería. En efecto, la perforabilidad de un agujero con un incremento de 0 a 3° a un ritmo de 1°/30 m es mayor a la de otro con un incremento de 0 a 3° a un ritmo de 10°/30 m.

De análisis cuantitativos se demostró que la fuerza de contacto es directamente proporcional al desgaste en la tubería y al torque.

Modelos de Torque y Arrastre

Como resultado de la investigación en materia de perforación direccional se han desarrollado modelos para predecir el torque y arrastre, los cuales emplean un coeficiente de fricción y la fuerza de contacto. Empleando un modelo como éste, el ingeniero de diseño puede efectuar un gran número de corridas con diferentes trayectorias con el fin de optimizar el torque y arrastre.

En los años ochenta, los desplazamientos horizontales de los pozos de alcance extendido se incrementaron notablemente. Se vieron los beneficios de utilizar trayectorias de incrementar y mantener, con ritmos de incremento bajos (menores a 2°/30 m). Aunque el empleo de un ritmo de esta magnitud incrementa ligeramente el ángulo tangente y la profundidad desarrollada, el torque y el arrastre son minimizados.

Al reducir la fuerza de contacto, minimizar las patas de perro y la tensión en la sarta de perforación, se disminuye el torque el arrastre y por lo tanto, el desgaste de la T.R.

Otras Influencias

Además de la fuerza de contacto, otros aspectos tienen influencia en la forma de la trayectoria de un pozo de alcance extendido. En 1984 se demostró que, con relación al

pandeo, las altas inclinaciones ayudan a estabilizar la tubería de perforación y permiten llevarla en compresión sin pandeo. Este descubrimiento fue importante, ya que poner la tubería de perforación bajo compresión significa que es posible reducir la longitud de aparejo de fondo necesario para proporcionar peso a la barrena, lo cual podría:

- Reducir el torque y arrastre en la sarta de perforación, lo cual permite un gran desplazamiento.
- Ayuda a prevenir las pegaduras por presión diferencial.
- Reducir la caída de presión a través de la sarta de perforación, permitiendo usar gastos más altos para mejorar la limpieza del agujero.
- Reducir la rigidez del aparejo de fondo, mejorando el control direccional.

En 1986, se investigó la influencia de la inclinación sobre la limpieza del agujero. La capacidad de transporte más eficiente fue observada a inclinaciones entre 40° y 45°. Esto se presenta debido al "resbalamiento" de los recortes de regreso hacia el fondo del pozo. Arriba de 45°, la limpieza del agujero mejora, especialmente si la tubería se rota mientras se circula.

Mientras estos descubrimientos fueron incrementando la posibilidad de perforar a alto ángulo, otro análisis demostró lo contrario. Se observó que conforme se incrementa la inclinación, el agujero se hace más sensible al colapso y a la fractura, debido al estado de esfuerzos in situ. A pesar de esta nota de precaución, los pozos de alcance extendido tendieron a perforarse con agujeros altamente inclinados, aunque con ritmos de incremento bajos.

V.3.2.2 Diseño de la trayectoria

El ritmo de incremento es una de las consideraciones más importantes en el diseño de la trayectoria. Este impacta en el desgaste de la T.R. y en las magnitudes del torque y del arrastre. Debido a esto, éste debe ser un factor primordial en el diseño de la trayectoria. La tabla V.3.2 muestra un ejemplo de la sensibilidad del torque en la sarta

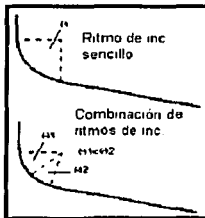
de perforación t el desgaste de la T.R. debido al ritmo de incremento. Los valores de torque y arrastre están basados en un pozo de alcance extendido con 2 mil 622 m de profundidad vertical verdadera y 6 mil m de desplazamiento horizontal. La trayectoria es sencilla e incrementa y mantiene un azimut constante un punto de inicio de desviación a 300 m. Las juntas de la tubería de perforación no tenían bandas duras y los parámetros de perforación se mantuvieron constantes para cada caso. La tabla V.3.2 muestra que cuando se varía de un ritmo de incremento de $1^\circ/30$ m a $3^\circ/30$ m, el torque se incrementa en un 31% y el desgaste de la tubería en 142%.

RITMO DE INCREMENTO ($^\circ/30$ m)	PD (Pies)	ÁNGULO TANGENTE	TORQUE (lb/ft)	DESGASTE MÁX. (%)
1.00	24,632	79.0	20,003	6.0
1.50	23,941	74.1	22,840	8.0
2.00	23,638	71.6	24,530	10.5
2.50	23,468	70.5	25,653	13.5
3.00	23,358	70.1	26,165	14.5

Tabla V.3.2. Torque y desgaste como función del ritmo de incremento.

Combinación de Ritmos de Incremento

Una variación del ritmo de incremento sencillo, es una trayectoria con dos o más ritmos de incremento (figura V.3.6). La tabla V.3.4 muestra los valores de torque en la sarta de perforación y el desgaste en la T.R. para dos ejemplos de trayectoria combinada de ritmos de incrementos, uno con $1^\circ/30$ m y $2^\circ/30$ m y otro con $1.5^\circ/30$ m y $3^\circ/30$ m. Los valores generados en esta figura están basados en el mismo pozo de alcance extendido del ejemplo anterior.



TESIS CON FALLA DE ORIGEN

Figura V.3.6. Combinación de ritmos de incremento.

Estos motores están configurados para producir la excentricidad de la barrena con relación a la caja. Mientras se incrementa la inclinación, la excentricidad se posiciona adecuadamente, dirigiendo la sarta para generar la curva deseada. La excentricidad en ambos motores de fondo es tal que cada aparejo puede ser usado en modo "rotatorio" sin exceder los límites de esfuerzos en el motor.

Los motores de fondo con doble ángulo tienen menos excentricidad que los ajustables y están limitados a un ritmo de incremento de 4-5°/30 m. El motor de fondo ajustable puede configurarse a un ritmo de incremento máximo de 12-15°/30 m.

Actualmente, existen motores de fondo capaces de manejar 1,200 gpm con el fin de mejorar la limpieza del agujero. Sin embargo, se deben considerar las limitaciones de flujo de los otros componentes del aparejo de fondo.

V.4 MÉTODO Y APARATOS PARA DETERMINAR TRAYECTORIAS DE PERFORACIÓN A OBJETIVOS DIRECCIONALES⁹²

V.4.1 CAMPO DE LA INVENCION

Esta invención proporciona un método mejorado y aparatos para determinar la trayectoria de agujeros a objetivos direccionales y horizontales. En particular, la técnica mejorada reemplaza el uso de un perfil de perforación preplaneado con un nuevo perfil óptimo que puede ser ajustado después de cada medición tal que el agujero desde la superficie hasta los objetivos han reducido la tortuosidad comparado con el agujero que es forzado para seguir el perfil preplaneado.

La presente invención también proporciona un eficiente método de operar una herramienta direccional orientable rotatoria usando un mejor control de error y minimizando incrementos en el torque, que debe ser aplicado en la superficie para perforar y alcanzar el objetivo.

V.4.2 CONTEXTO

Controlar la trayectoria de un agujero perforado direccionalmente con una herramienta que permite una rotación continua de la sarta de perforación es bien establecido. En perforación direccional, las características planeadas del agujero pueden constar de una sección vertical, una sección curva y una sección no vertical para alcanzar un objetivo.

La sección vertical no ocasiona problemas significativos de control de dirección que requieren ajustes a una trayectoria de las conexiones de fondo del pozo. Sin embargo, una vez desviadas las conexiones de perforación desde el segmento vertical, el control direccional llega a ser extremadamente importante.

La figura V.4.1 ilustra una trayectoria preplaneada entre el punto de desviación KP y un objetivo T usando la línea punteada A. El punto de desviación KP quizá corresponda al final de un segmento vertical o un punto de entrada de la superficie para perforar el agujero. En el primer caso, este punto de desviación coincide al coordinar donde se asume que la barrena está durante la perforación. El punto de desviación asumido y la actual localización de la barrena puede diferir durante la perforación. Similarmente, durante la perforación, la trayectoria actual del agujero B muchas veces se desviará de la trayectoria planeada A. Obviamente, si la trayectoria B no es corregida adecuadamente, el agujero fallará en su intento por llegar al objetivo. En el punto D, una comparación es hecha entre la condición preplaneada de corresponder al punto planeado en la curva A y la posición actual. Convencionalmente, cuando dicha desviación es observada entre la trayectoria actual y la planeada, el perforador redireccional hacia la trayectoria planeada original A para el pozo. Así, la perforación direccional convencional requiere ajustar dos desviaciones. Una desviación dirige la trayectoria hacia la planeada original A. Sin embargo, si esta desviación no es corregida otra vez, la trayectoria continuará en una dirección lejos del objetivo. Por consiguiente, una segunda desviación realinea la trayectoria con la planeada original A.

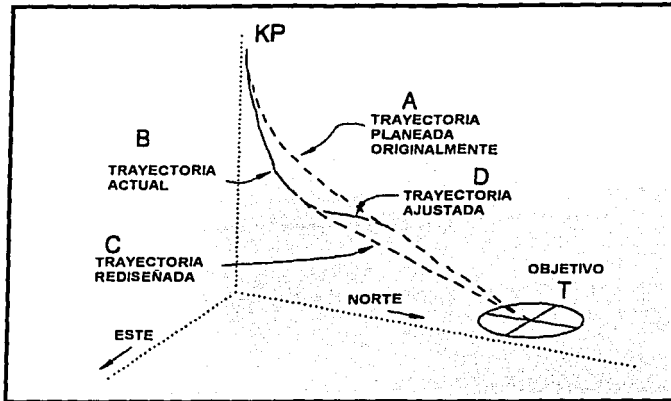


Figura V.4.1. Comparación de los ajustes de una trayectoria convencional a una rediseñada optima.

Existen muchas herramientas conocidas diseñadas para mejorar la perforación direccional. Por ejemplo, el sistema orientable rotatorio Baker Inteq's "Auto track" usa un control de curvatura cerrado para mantener el ángulo y azimut de una barrena orientada tan estrechamente como sea posible para valores planeados.

El sistema de control de curvatura cerrada es pensado para determinar la trayectoria del agujero en pequeños incrementos arriba y debajo de la trayectoria destinada. Similarmente, Camco ha desarrollado un sistema orientable rotatorio que controla una trayectoria proporcionando una fuerza lateral en las conexiones de la mesa rotaria.

Sin embargo, estas herramientas típicamente no son utilizadas hasta que el pozo ha alcanzado una longitud vertical corrida, por que las herramientas no controlan adecuadamente las relaciones de curvatura.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

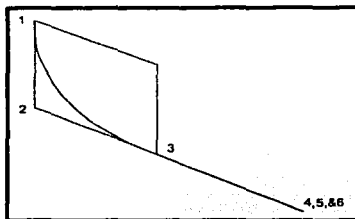


Figura V.4.2. Un arco circular simple con una sección tangente a un objetivo direccional.

Un ejemplo de controlar de perforación direccional es descrita por Patton (U.S. Pat. 5,419,405). Patton sugiere que la trayectoria planeada original se cargue en una computadora que es parte de las conexiones de fondo. Esta carga de la trayectoria es proporcionada mientras que la herramienta esta en la superficie y la computadora esta subsecuentemente bajando al fondo del pozo. Patton intento reducir la cantidad de tortuosidad en una trayectoria manteniendo las conexiones de perforación en el perfil preplaneado tanto como sea posible. Sin embargo, los ajustes incrementales para mantener la alineación con las trayectorias preplaneadas, así como introducir un número de cocas dentro del agujero.

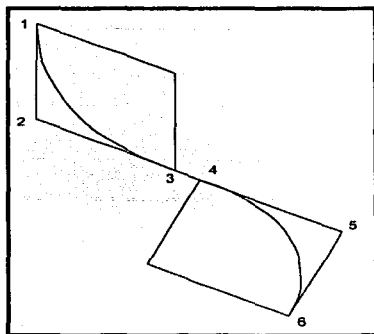


Figura V.4.3. Dos arcos circulares con una sección tangente a un objetivo direccional.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Cuando el número de desviaciones aumenta, la cantidad de torque que debe ser aplicado en la superficie para continuar perforando también se incrementa. Si deben hacerse muchas acciones correctivas, es posible que el torque requerido exceda las especificaciones de los equipos de perforación en la superficie. El número de veces también reduce la cantidad de control de la perforación direccional.

En adición, otras referencias reconocen la ventaja potencial de controlar la trayectoria de la herramienta de fondo (Patton U.S. Pat. No. 5,341,886). Esto ha sido bien reconocido que para calcular la posición del fondo del pozo, uno debe proporcionar una manera de definir la profundidad de la medición en la computadora del fondo del pozo. Una variedad de métodos han sido identificados para definir las profundidades medidas del fondo del pozo. Esas incluyen:

1. Usar un contador circular en las conexiones de fondo.
2. Colocar marcadores magnéticos y leerlos con las conexiones de fondo.
3. Grabar las longitudes de la tubería de perforación que será agregada a la sarta de perforación en la computadora mientras está en la superficie y entonces calcular las profundidades medidas de la longitud de la tubería de perforación en el fondo del pozo.

Mientras esos sistemas de fondo han reducido el tiempo y los recursos de comunicación entre una estación de perforación superficial y las conexiones de perforación en el fondo, ninguna técnica se conoce que dirija adecuadamente a minimizar la tortuosidad de un agujero perforado a un objetivo horizontal o direccional.

V.4.3 RESUMEN DE LA INVENCION

Esta invención supera las deficiencias anteriores desarrollando un método original de calcular la trayectoria óptima de una posición calculada del agujero a un objetivo horizontal o direccional. En referencia a la figura V.4.1, en el punto D, un calculo del fondo del agujero puede ser hecho para recalcular una nueva trayectoria C, indicada

por la línea punteada de una posición desviada D al objetivo T. La nueva trayectoria es independiente de la trayectoria original en donde no intenta llegar para volver sobre la trayectoria original. Como está claro de la figura V.4.1, la nueva trayectoria C tiene un número reducido de giros para llegar al objetivo. Usando la trayectoria óptima ajustada proporcionara una trayectoria menos tortuosa para el agujero y entonces puede ser lograda reajustando la trayectoria anterior a la planeada original A. Aunque un cálculo del fondo del pozo para la trayectoria óptima C es preferida, para obviar los retrasos y conservar los recursos de comunicación, el cómputo puede ser hecho en el fondo del pozo o con operaciones de control de dirección normal conducidas en la superficie y transmitirlos. La transmisión puede ser hecha vía una línea de acero recuperable o a través de comunicaciones con aparatos de medición durante la perforación (MWD) no recuperable.

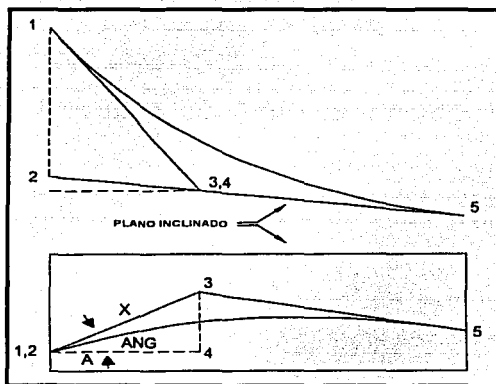


Figura V.4.4. Trayectoria de un arco circular simple que aterriza en un plano inclinado.

Por el recálculo de la trayectoria óptima basada en la posición actual del agujero después de cada medición, la invención optimiza la forma del agujero. Perforar al objetivo puede entonces proceder de acuerdo con la determinación de la trayectoria óptima.

La invención reconoce que la trayectoria óptima para objetivos horizontales y direccionales consiste en una serie de desviaciones de arco circular y de segmentos de línea recta. Un objetivo direccional que esta definido solo por la profundidad vertical y sus coordenadas Norte y Este puede ser alcanzado de cualquier punto sobre éste con un segmento de arco circular seguido por un segmento de línea recta. La invención aproxima más allá los segmentos de arco circular por elementos lineales para reducir la complejidad de los cálculos de la trayectoria óptima.

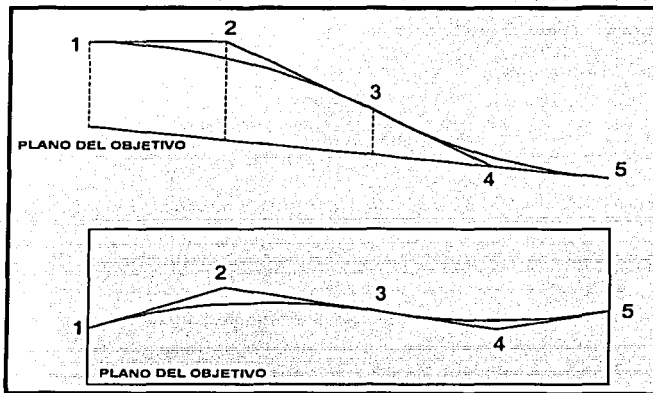


Figura V.4.5. Una trayectoria con dos arcos circulares que aterrizan en un plano inclinado.

V.4.4 REPRESENTACIONES PREFERIDAS DE LA INVENCION

Las representaciones preferidas de la invención se establecen abajo con referencia a los dibujos, donde:

La figura V.4.1 ilustra una comparación entre una trayectoria correctiva convencional y una optimizada de acuerdo a la representación preferida de la presente invención.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

La figura V.4.2 ilustra una solución para una trayectoria optimizada que incluye un arco y una línea tangente.

La figura V.4.3 ilustra una solución para una trayectoria optimizada incluyendo dos arcos conectados por una línea tangente.

La figura V.4.4 ilustra una solución para una trayectoria optimizada que incluye un arco aterrizado en un plano inclinado.

La figura V.4.5 ilustra una solución para una trayectoria optimizada que incluye una trayectoria de doble arco a un plano inclinado.

La figura V.4.6 ilustra la relación entre la longitud de un segmento lineal aproximándose al arco y un ángulo de pata de perro definiendo la curvatura del arco para determinar una trayectoria optimizada de acuerdo a una representación preferida de la invención.

La figura V.4.7 ilustra un primer ejemplo de determinación de una trayectoria optima de acuerdo a la representación preferida de la invención.

La figura V.4.8 ilustra un segundo ejemplo de determinación de trayectorias optimas de acuerdo a la representación preferida de la invención.

La figura V.4.9 muestra un aparejo de fondo de unos aparatos de acuerdo a la representación preferida de la invención.

La figura V.4.10 muestra una relación geométrica conocida para determinar trayectorias de curvatura mínima.

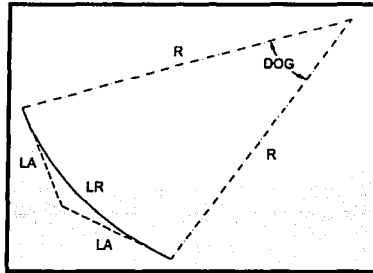


Figura V.4.6. Relaciones de un arco circular.

El método de calcular las coordenadas a lo largo de una trayectoria circular es bien conocida y ha sido publicada por el API en el boletín D20. La figura V.4.10 ilustra esta relación geométrica conocida comúnmente usada por perforadores direccionales para determinar una solución de curvatura mínima para una trayectoria de un pozo.

En la relación mencionada, la siguiente descripción aplica:

DL es el ángulo de para de perro, calculado en todos los casos por la ecuación:

$$\cos(DL) = \cos(I_2 - I_1) - \text{sen}(I_1) \cdot \text{sen}(I_2) \cdot (1 - \cos(A_2 - A_1))$$

otra forma es como sigue:

$$\cos(DL) = \cos(A_2 - A_1) \cdot \text{sen}(I_1) \cdot \text{sen}(I_2) + \cos(I_1) \cdot \cos(I_2)$$

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

Puesto que la distancia (ΔMD) es medida a lo largo de una curva y ángulos de inclinación y dirección (I y A) define las direcciones de la línea vertical en el espacio, la metodología convencional muestra lo suave de los segmentos de línea recta sobre la curva. Esto se hace usando el factor de relación RF, donde $RF = (2/DL) \cdot \tan(DL/2)$, para ángulos pequeños ($DL < 0.25^\circ$), es usual establecer $RF = 1$.

Entonces;

$$\Delta Norte = \frac{\Delta MD}{2} [\text{sen}(I_1) \cdot \cos(A_1) + \text{sen}(I_2) \cdot \cos(A_2)] \cdot RF$$

$$\Delta Este = \frac{\Delta MD}{2} [\text{sen}(I_1) \cdot \text{sen}(A_1) + \text{sen}(I_2) \cdot \text{sen}(A_2)] \cdot RF$$

$$\Delta Vert = \frac{\Delta MD}{2} [\cos(I_1) + \cos(I_2)] \cdot RF$$

Una vez que la curvatura de la trayectoria es determinada, es posible determinar que coordenadas en el espacio caen en esa trayectoria. Dichas coordenadas proporcionan puntos de referencia que pueden ser comparados con coordenadas medidas de un agujero actual para determinar la desviación de una trayectoria.

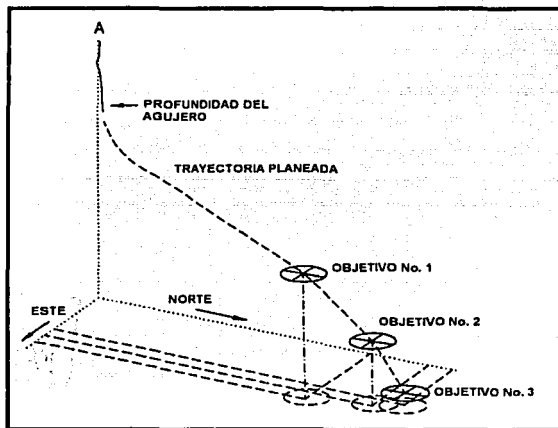


Figura V.4.7. trayectoria planeada para tres objetivos direccionales.

Aunque la figura V.4.10 permite a un experto en el arte determinar las coordenadas de un arco, la forma de las ecuaciones disponibles son inconvenientes para revertir el

proceso de calcular las especificaciones del arco circular de las coordenadas medidas actuales. La presente invención incluye un nuevo método para determinar las especificaciones del arco circular y los segmentos de línea recta que son necesarios para calcular la trayectoria óptima de un punto en el espacio para un objetivo horizontal o direccional. El procedimiento mejorado es basado en la observación que las orientaciones y posiciones de los puntos finales de un arco circular son idénticos a los finales de dos segmentos de línea recta conectados. La presente invención usa esta observación para determinar un arco circular de la trayectoria optima basado en coordenadas medidas.

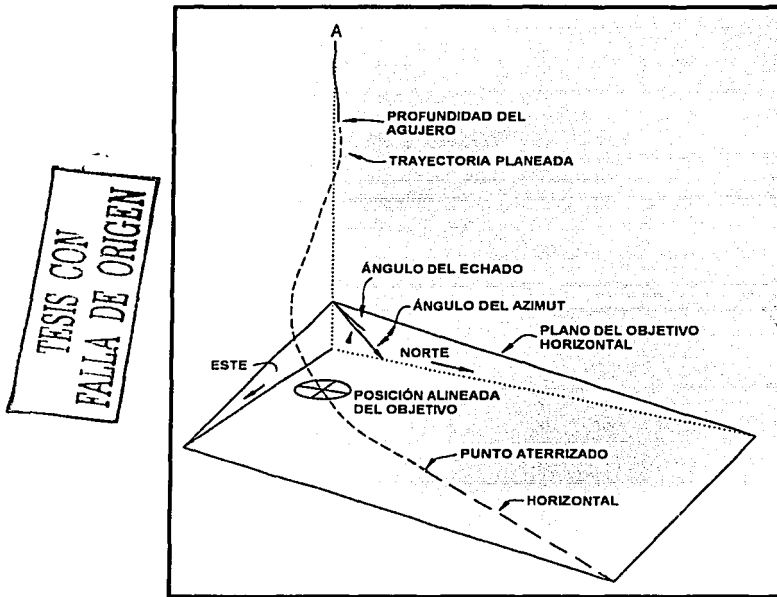


Figura V.4.8. Trayectoria planeada para un objetivo horizontal.

Como se muestra en la figura V.4.6, los dos segmentos LA son de igual longitud y cada una exactamente paralelos al ángulo y azimut de los extremos del arco circular LR. Además, la longitud de los segmentos de línea recta pueden fácilmente ser calculados de las especificaciones del arco circular definido por un ángulo DOG y radio R para definir el arco LR y viceversa. En particular, el presente inventor determino la longitud LA como $R \cdot \tan(\text{DOG}/2)$. El solicitante observó eso más allá, reemplazando los arcos circulares requeridos para llegar al objetivo horizontal o direccional con sus segmentos de línea recta equivalentes, el diseño de la trayectoria direccional es reducida a un proceso mucho más simple de diseño conectando los segmentos de línea recta. Estos cálculos de la trayectoria direccional desde la presente localización de la barrena pueden ser proporcionados cada vez que un tramo de tubería es agregado a la sarta de perforación. Los resultados óptimos, reducen la tortuosidad y pueden ser almacenados recalculando la trayectoria al objetivo después de cada medición.

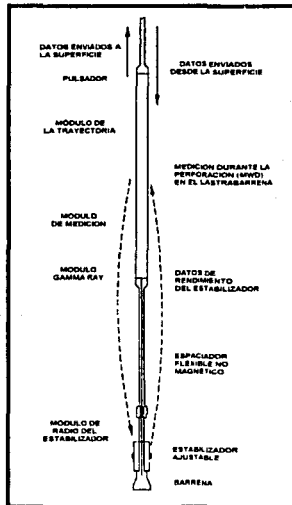
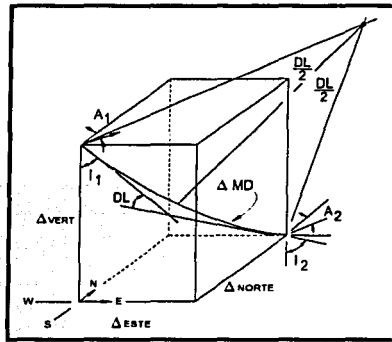


Figura V.4.9. Conexión de fondo.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Figura V.4.10. Relación geométrica conocida para determinar trayectorias.

En resumen, si la especificación del objetivo direccional también incluye un ángulo de entrada y azimut requeridos, la trayectoria desde cualquier punto sobre el objetivo requiere dos segmentos de arco circular separados por una sección de línea recta (ver figura V.4.3). Cuando se perforan objetivos de un pozo horizontal, la meta es colocar el pozo en el plano de la formación, en un ángulo paralelo a la superficie del plano y se prolongue en la dirección preplaneada. Desde un punto sobre el plano del objetivo donde el ángulo de inclinación es menor que el ángulo final requerido, la trayectoria óptima es un solo segmento de arco circular, como se muestra en la figura V.4.4. Para todas las otras orientaciones del agujero, la trayectoria aterrizada requiere dos arcos circulares como se muestra en la figura V.4.5.

Es bien conocido que la relación de curvatura real para pozos direccionales y horizontales es una función de la profundidad vertical de la sección. Las relaciones de curvatura deseada o planeada pueden ser cargadas en la computadora de fondo en forma de una tabla de relación de curvatura contra profundidad. Los diseños utilizarán la relación de curvatura planeada definida por la tabla. La calidad del diseño puede ser optimizado más allá utilizando la más baja relación de curvatura que los valores planeados. Como una características de la representación preferida, la curvatura total

de pata de perro del más alto segmento de arco circular es comparada a la relación de curvatura planeada o deseada. Cuando el ángulo total de la pata de perro es menor que la relación de curvatura planeada por los diseñadores, la relación de curvatura es reducida a un valor numéricamente igual a la pata de perro total. Por ejemplo, si la relación de curvatura planeada fue de $3.5^{\circ}/100$ ft y la pata de perro requerida fue de 0.5° , una relación de curvatura de $0.5^{\circ}/100$ ft sería usada para la sección inicial del arco circular. Este procedimiento producirá menos problemas de tortuosidad en los agujeros que los que serían producidos utilizando el valor planeado.

El rendimiento de la relación de curvatura verdadera del equipo de perforación direccional incluyendo el sistema orientable rotatorio es afectado por las tolerancias de manufactura, el uso mecánico del equipo orientable rotatorio, el uso de la barrena y las características de la formación. Afortunadamente, esos factores tienden a cambiar lentamente, y generalmente produce relaciones de curvatura reales que permanece hasta cierto punto constante con la profundidad perforada pero difiere un tanto de la trayectoria teórica. El sistema de computo de fondo puede optimizar más allá el control de la trayectoria calculando y utilizando un factor de corrección, controlando el sistema orientable rotatorio. La magnitud de los errores pueden ser calculados comparando la trayectoria planeada entre posiciones medidas con la trayectoria real calculada de las mediciones. La diferencia entre esos dos valores representan una combinación de la desviación en el rendimiento del sistema orientable rotatorio y los errores inducidos al azar en el proceso de medición. Un proceso de corrección de error efectivo podría minimizar la influencia del aumento de errores medidos mientras se responde rápidamente a los cambios en el rendimiento del sistema orientable rotatorio.

Un método preferido es utilizar una diferencia promedio más importante para la corrección de coeficientes. Una técnica preferida es utilizar los últimos cinco errores medidos y promediarlos comparando la última medición quintuple, la segunda última medición cuádruple, la tercera última medición triple, la cuarta última medición doble y la quinta medición una vez. Alternando el número de mediciones o ajustando los factores de peso pueden ser usados para incrementar o reducir la influencia de los

errores medidos al azar e incrementar o reducir la sensibilidad a un cambio en el rendimiento verdadero. Por ejemplo, las variables de peso para cada medición también pueden ser números enteros o fraccionales. Las determinaciones de error mencionadas pueden ser incluidas en un programa de computadora.

Las representaciones mencionadas para operaciones de perforación direccional y horizontal pueden ser aplicadas con herramientas direccionales rotatorias que controlan efectivamente las relaciones de curvatura. La invención no está limitada por el tipo de sistema orientable. La figura V.4.9 ilustra la conexión de fondo que es operable con la representación preferida. La herramienta 1 direccional rotatoria sería corrida con una herramienta 2 MWD. Una herramienta MWD básica, la cual mide coordenadas tales como profundidad, azimut e inclinación, es bien conocido en el arte. Para proporcionar los mejoramientos de la presente invención, la herramienta MWD del aparato inventado incluye módulos que realizan las siguientes funciones.

1. Datos e instrucciones recibidas desde la superficie.
2. Incluye un módulo de medición que mide el ángulo de inclinación y azimut de la herramienta.
3. Envía datos de la herramienta MWD al receptor en la superficie.
4. Una conexión de radio bidireccional que envía instrucciones al estabilizador ajustable y datos del rendimiento de los receptores atrás de la unidad del estabilizador.
5. Un módulo de la computadora para recalcular una trayectoria optima basada en coordenadas de la conexión de fondo.

Existen tres métodos que pueden ser usados para hacer la profundidades de cada medición disponibles a la computadora de fondo. El más simple de éstos es transmitir simplemente la profundidad medida previa a las siguientes operaciones de medición. La forma más eficiente de manejar la información de profundidad medida es calcular las profundidades medidas futuras y cargar esos valores a la computadora de fondo antes que la herramienta sea introducida al agujero. La otra forma de predecir las

profundidades medidas es usar una longitud promedio de los tramos de tubería de perforación en lugar de medir la longitud de cada tubo a ser agregado, y determinar la profundidad medida basada en el número de tramos de tubería y la longitud promedio.

Es previsto que la herramienta MWD también pueda incluir módulos para tomar mediciones Gamma-Ray, resistividad y otras mediciones para evaluar la formación. Es anticipado que esas mediciones adicionales podrían ser grabadas para futuras revisiones o enviarlas en tiempo real a la superficie.

El módulo computacional de fondo utilizará; datos cargados de la superficie, transmisiones de instrucciones mínimas desde la superficie y mediciones de fondo para calcular la posición del agujero después de cada medición y determinar la trayectoria óptima requerida para perforar desde la posición actual del agujero a los objetivos direccional y horizontal. Un duplicado de esta capacidad de calculo puede opcionalmente ser instalada en la superficie para minimizar el volumen de datos que debe ser enviado desde la herramienta MWD a la superficie. La computadora de fondo también incluirá un módulo de corrección de error que comparará la trayectoria determinada de las mediciones a la trayectoria planeada y utilice esas diferencias para calcular el término de corrección de error. La corrección de error proporcionará un proceso de curvatura cerrado que corregirá las tolerancias de manufactura, uso de herramienta, uso de la barrena y efectos de formación.

El proceso mejorará las operaciones de perforación direccional y horizontal significativamente a través de lo siguiente:

- Solo un diseño de conexión de fondo será requerido para perforar la entrada del pozo direccional. Esto normalmente elimina todos los viajes hechos para cambiar las características de la conexión de fondo para conocer mejor los requerimientos de la trayectoria diseñada.
- El proceso perforará un agujero suave con tortuosidad mínima. El proceso de rediseñar la trayectoria optima después de cada medición seleccionará la

curvatura mínima requerida de la trayectoria del agujero para alcanzar los objetivos. Esto eliminará los ajustes tortuosos típicamente usados por perforadores para ajustar la trayectoria a la planeada original.

- La rutina de corregir el error de la curvatura cerrada minimizará las diferencias entre la trayectoria pensada y las actuales trayectorias logradas. Esto también llevará a reducir la tortuosidad.
- A través de la combinación de prever un control preciso de la relación de curvatura y la habilidad para determinar la trayectoria óptima, la invención proporcionará una trayectoria que utiliza las relaciones de curvatura prácticas mínimas. Esto ampliará la meta más allá de minimizar la tortuosidad del agujero.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Para poder resolver los diferentes problemas que surgen en la perforación de pozos se han desarrollado distintas tecnologías, así como herramientas. Obviamente para poder aplicar dicha tecnología es necesario conocerla y saber aplicarla. En la mayoría de las veces se requiere de un trabajo en equipo, es decir, que para poder desarrollar determinado proyecto se requiere de un grupo de trabajo multidisciplinario. El proceso de optimizar el desarrollo de un proyecto debe resultar de la toma de decisiones del grupo de trabajo de dónde, cuándo y cómo debería ser aplicada alguna o algunas tecnologías para considerar cuál es la forma de asegurar el éxito en dicho proyecto.

Para aplicar cualquier tecnología es necesario realizar primero un análisis técnico-económico para conocer la factibilidad de esta aplicación, es decir, el desarrollo y aplicación de la tecnología debe permitir realizar las operaciones (particularmente en la perforación de pozos) de forma segura, eficiente y económica.

La predicción precisa de las presiones, con el apropiado programa de tuberías de revestimiento y fluidos de control, ayudan a evitar pérdida de tiempo-equipos la mayoría de las veces asociado a pegaduras por presión diferencial y pérdidas de circulación. Antes de que un pozo sea perforado, se requiere la estimación de la presión de poro para poder planear el pozo y en esta etapa, los datos sísmicos son los únicos datos disponibles para la predicción de la presión.

La velocidad de la onda de propagación en una pieza de roca es llamada "velocidad de la roca" y no se debe confundir con la velocidad de propagación de la onda sísmica. Relacionar la velocidad sísmica con la velocidad en la roca es el componente más crítico en la estimación de la presión de poro por sísmica. Para el análisis de las propiedades de la roca y presión de poro, nosotros necesitamos la velocidad de intervalo que es derivada de la velocidad de apilamiento y es una velocidad promedio entre dos intervalos sísmicos. Para la predicción de la presión de poro u otro trabajo estratigráfico normalmente se utiliza el Análisis de Velocidad de Horizonte (HVA).

Cualquier aplicación de la velocidad sísmica para la predicción de la presión debe incluir un entendimiento de la resolución de la velocidad existente en el proceso de análisis de la velocidad.

El método SWD tiene el potencial para producir un perfil walk-away de la geología lejos de pozo durante la perforación. El registro dentro de la sarta y en la superficie o lecho marino de tres componentes de datos proporciona una mejor indicación de la velocidad de intervalo y tiene el potencial para proporcionar estimaciones exactas de porosidad y sobrepresiones delante de la barrena. Si todos esos conjuntos de datos fueron calculados en tiempo real, ellos proporcionarían una predicción de las propiedades de la roca al frente de la barrena durante la perforación. Esto puede ayudar a las decisiones de perforación en tiempo real y optimizar el pozo en términos de detección de riesgo avanzado, así como en términos económicos. Sin embargo, la tecnología SWD no ha entregado la magnitud completa de su potencial. Esto actualmente reemplaza una medición check-shot para la determinación del intervalo de velocidades.

La barrena como una fuente es un problema mayor, particularmente con la introducción de barrenas PDC. Si una fuente más controlada fuera introducida, entonces las oportunidades de mejorar los resultados del SWD y obtener una sección sísmica mejorarían. La solución puede ser usar una barrena controlable o alguna otra forma de fuente sísmica impulsiva.

Hay muchas opciones alternativas disponibles para desarrollar una fuente de SWD. La GRI espera comenzar un programa de investigación durante 1999 para desarrollar la mejor de esas fuentes alternativas. Los resultados de este programa de investigación estarían en el mercado dentro de los próximos cinco años. Cuando ellos lo hagan, la habilidad de predecir la geología y las zonas de riesgo delante de la barrena durante la perforación, permitirá perforar un agujero mas económico mientras se predice la presión de poro.

Los lodos de aceite son seleccionados por estabilidad superior a la temperatura, lubricidad y atributos de estabilidad del pozo, sin embargo su uso tiene algunas dificultades, tales como un alto costo, manejo especial y restricciones ambientales. La toxicidad del diesel es debido a su alto contenido aromático es por eso que se ha buscado sustituir dicho aceite con materiales sintético para eliminar o disminuir el contenido aromático y así crear un lodo no tóxico o menos tóxico.

La biodegradación y bioacumulación depende más de la química de las moléculas que de la base del fluido. Aquellos materiales que contienen oxígeno dentro de su estructura se degradan fácilmente, sin embargo, esta degradación es altamente dependiente de las condiciones específicas impactando al fluido

Las dos grandes desventajas de los materiales sintéticos es que son muy caros en comparación al diesel y a los aceites minerales y que a pesar que son mucho menos tóxicos que los aceites de hidrocarburos, no son completamente no tóxicos. Es por eso que solamente están siendo usados en la perforación marina sensible ambientalmente.

Los aditivos usados en lodos de agua para lubricidad incluyen aceites vegetales modificados y polioles refinados. Un lodo con una cantidad suficiente de poliol se comporta mas como un lodo de aceite en sus características de mojabilidad.

Una nueva generación de lodos base aceite, también conocidos como lodos de reemplazo, es usada como un reemplazo para lodos basados en gasóleo, pero todavía son considerados como demasiado contaminantes para autorizar la descarga de recortes al mar y por otro lado estos son lentos para biodegradarse o relativamente pobres en hacerlo así.

Para acelerar la biodegradación de los lodos, ya sean base aceite o de reemplazo base ester, es posible y recomendable hacerlos sufrir un tratamiento enzimático antes del tratamiento bacteriológico que pueda ser realizado

Para acelerar la biodegradación de las descargas y del lodo por si mismo, es recomendable modificar químicamente el lodo base ester para acelerar su degradación bacteriológica por hidrólisis de dicho lodo usando una enzima (lipase) en pH básico, preferiblemente en un rango de 9 a 10 y a una temperatura abajo de 60 °C.

En cuanto a los lodos de reemplazo basados en olefinas o poliolefinas se recomienda modificarlos químicamente mediante su oxidación antes de descargarlos, por medio de un anión oxidante en pH ácido, preferiblemente abajo de 4, antes del tratamiento bacteriológico que pueda ser realizado.

Tanto el peso de lodo necesario para prevenir el colapso del agujero como el peso de lodo que no ocasione la fractura o el colapso superior de la formación definen la ventana operacional la cual equivale al peso de lodo óptimo para la prevención de los problemas de estabilidad.

El análisis de estabilidad incorpora los criterios de resistencia de materiales a la operación de perforación. Para poder realizar el análisis de estabilidad se toman en cuenta el criterio de falla y el criterio de fractura hidráulica o por tensión principalmente, así como las propiedades mecánicas de la roca y elásticas de la roca y también el efecto osmótico entre otros aspectos.

Para hacer un análisis en el equipo de estabilidad de pozos en tiempo real se consideran dos enfoques; el empírico y el teórico. Debido a las limitantes que presentan ambos enfoques AGIP desarrolló un paquete de estabilidad de pozos en donde se agrupo los puntos fuertes de dichos enfoques mientras se evitan sus debilidades.

Los recortes son representativos de las formaciones perforadas y por consiguiente las mediciones físicas dan una clara indicación de las propiedades de la roca del fondo del pozo. El costo del equipo para realizar para cada medición es aproximadamente 20,000 dls, en cambio el tiempo de recuperación de recortes que resulta es de 0.5 horas máximo, por tanto las herramientas tradicionales como MWD y LWD se consideraron

inapropiadas para caracterizar las formaciones, y por el contrario, las técnicas desarrolladas para medir parámetros físicos de los recortes fueron bien recibidas.

El campo Mungo es un ejemplo donde la integración 3D de datos de perforación y geológicos puede tener un impacto significativo en nuestro entendimiento de la relación entre los problemas de perforación y la geología subsuperficial.

Las técnicas permiten que los procedimientos de planeación del pozo sean más rigurosos y consuman menos tiempo, debido a que todas las disciplinas pueden visualizar fácilmente los riesgos geológicos y de perforación en un modelo tridimensional de la subsuperficie. Una consecuencia de la planeación del pozo involucra mejor comunicación entre las disciplinas de perforación y geológica, y los riesgos subsuperficiales pueden predecirse con mayor precisión y mitigados efectivamente. Como los pozos pueden ser perforados mucho más rápidos, los beneficios financieros pueden ser substanciales.

Los modelos 3D pueden ser compartidos entre los ambientes terrestres y marinos, y con los continuos avances de la tecnología es probable que la incorporación de datos en tiempo real sucederá pronto.

La perforación bajo balance es altamente recomendable en yacimientos naturalmente fracturados, en donde el daño a la formación tiende a ser de importancia y en donde exista pérdida parcial o total de fluido.

La perforación bajo balance puede ser más costosa que la perforación convencional, sobre todo si se utilizan fluidos como el nitrógeno para generar las condiciones de bajo balance. Sin embargo, los beneficios que se obtienen en cuanto a la recuperación de hidrocarburos, justifican cualquier gasto inicial.

Varios equipos nuevos han sido especialmente diseñados y construidos para perforar un pozo con fluido aireado de un equipo flotante, los componentes principales son: un

separador vertical compacto, un cabezal de control rotatorio especial, un sistema de control automatizado que controla todas las válvulas corriente abajo de la cabeza del pozo y líneas flexibles de retorno de lodo del cabezal rotatorio del aparejo.

Todo el equipo ha sido probado ya y el sistema de control ajustado, sin embargo, un adecuado entrenamiento de la plantilla es esencial para tener la nueva tecnología aceptada y reducir los riesgos durante la operación

Los pasos seguidos hasta ahora por el proyecto implementan la tecnología incluyendo dos reuniones HazOp, esencial para dirigir correctamente toda los asuntos de seguridad de cualquier nueva técnica.

La tecnología de fluidos aireados esta siendo considerada el primer paso para la PBB en aguas profundas.

La perforación de pozos verticales es considerada como un proceso unidimensional de penetrar la tierra con la barrena a determinada profundidad, sin embargo, la perforación es un proceso tridimensional ya que la barrena no solo penetra verticalmente, sino que se desvía (intencionalmente o no) hacia una dirección y una inclinación determinada.

Existen lugares en donde es prácticamente imposible desarrollar un campo perforando verticalmente, esto ha incrementado la actividad de perforar direccionalmente. La selección del tipo de trayectoria dependerá principalmente de las características de la estructura geológica, el espaciamiento entre pozos, la profundidad vertical y el desplazamiento horizontal del objetivo.

La perforación multilateral incrementar el área de drene del yacimiento, logrando así un incremento eficiente de la producción de hidrocarburos mientras se reducen los costos e impactos ambientales de contaminación en superficie.

La productividad de los pozos horizontales es dependiente de la relación de permeabilidades, k_v/k_H .

Los pozos de alcance extendido son aquellos que tienen una relación desplazamiento horizontal / profundidad vertical verdadera (DH/PVV) mayor a 2. Aunque debido a los avances tecnológicos actuales, se perforan con mayor frecuencia pozos con relaciones mayores a 3.5. Es posible planearlos tanto como pozos direccionales o como pozos horizontales, dependiendo de las condiciones geológicas y de la infraestructura en superficie.

Los pozos de alcance extendido optimizan el desarrollo de campos costafuera, reduciendo el número de pozos y plataformas e incrementando la recuperación final del campo debido a la mayor área del yacimiento expuesta.

Es recomendable utilizar una herramienta direccional orientable rotatoria que permita un mejor control de error y minimice los incrementos en el torque, que debe ser aplicado en la superficie para perforar y alcanzar el objetivo.

En un ejemplo sencillo, la perforación direccional convencional requiere ajustar dos desviaciones. Una desviación dirige la trayectoria hacia la planeada original, sin embargo, si esta desviación no es corregida otra vez, la trayectoria continuará en una dirección lejos del objetivo. Por consiguiente, una segunda desviación realinea la trayectoria con la planeada original. En cambio la técnica mejorada recalcula una trayectoria óptima (después de cada medición) entre la presente localización de la barrena y el objetivo direccional u horizontal. Por tanto, es recomendable recalcular una trayectoria óptima nueva en el espacio tridimensional basado en coordenadas de la posición actual de la barrena y no intentar regresar a un perfil de perforación preplaneado, logrando con esto reducir la tortuosidad y llegar al objetivo deseado.

REFERENCIAS

1. Zausa, F., Civolani, M. B. and Santarelli, F., 1997, Real-time wellbore stability analysis at the rig site; SPE/IADC drilling conference, Amsterdam, 172-173.
2. Maurer Engineering Inc., 1996, Underbalanced Drilling and Completion Manual, Capitulo I.
3. Yañes M., Maclovio, V. J., Martín, 1996, Tecominoacán 408: Firs Underbalanced Drilling Application in Mexico, SPE 35320. Villahermosa, Méx.
4. Fertl, W. H., 1996, Abnormal Formation Pressure; Elsevier Scientific Publishing Company.
5. Bennion, D. B. and Thomas, F. B., 1994, Underbalanced Drilling of Horizontal Wells: Does it Really Eliminate Formation Damage?; SPE 27352, Lafayette, Louisiana.
6. Santos, H., Nunes da Rosa, F. S., Anegan, D. And leuchtenger, C., 2000, Offshore/subsea applications of underbalanced technology & equipment; IADC underbalanced drilling conference & exhibition, 1-14 pp.
7. Santos, H. and Queiroz, J., 2000, How Effective is Underbalanced Drilling in Preventing Formation Damage; Paper SPE 58738, International Conference on Formation Damage, Lafayette.
8. Nakagawa, E., Santos, H. and Cunha, Jo C., 1999, Application of Aerated-fluid Drilling in Deep Water; World Oil, Vol. 220, No. 6, pp. 47-50.
9. Nakagawa, E., Santos, H. and Cunha, J. C., 1999, JIP's Work Brightens Outlook for UBD in Deep Waters; The American Oil & Gas Reporter, Vol. 42, No. 4, pp. 52-63.
10. Al-Chalabi, M., 1973, Series approximations in velocity and travel time computations; Geophys. Prosp., 21, 783-795.
11. Nur, A. M. y Wang, Z., 1989, Seismic and acoustic velocities in reservoir rocks, Vol. I, experimental studies; SEG Reprint Series No. 10.
12. Wyllie, M. R. J., Gregory, A. R., y Gardner, G. H. F., 1957, An experimental investigation of factors affecting elastic wave velocities in porous media; Geophysics, 23, 459-493.
13. Yilmaz, O., 1987, Seismic data processing, Investigations in Geophysics No. 2, Society of Exploration Geophysics.

14. Tanner, M. T., Koehler, F., 1969, Velocity spectra- digital computer derivation and applications of velocity functions: *Geophysics*, 39, 859-881.
15. Hubral, P., y Krey, T., 1980, Interval velocities from seismic reflection time measurements: *Society of Exploration Geophysicists Monograph*.
16. Dix, C. H., 1955, Seismic velocities from surface measurements: *Geophysics*, 20, 68-66.
17. Dutta, N. C. y Ray, A., 1996, Subsurface image of geopressed rocks using seismic velocity and acoustic impedance inversion: 58 th Annual Meeting Eur. Assoc. Geosci. Eng., Amsterdam (extended abstract).
18. Eaton, B. A., 1968, Fracture gradient-prediction and its application in oil field operations: *J. Pet. Tech.*, Oct.: 1353.
19. Hottmann, C. E., and Johnson, R. K., 1965, Estimation of formation pressures from log-derived shale properties; *J. Pet. Tech.*, Jun.: 717-722.
20. Dutta, N. C., (Editor) 1987, *Geopressure, Geophysics Reprint Series No. 7, Society of Exploration Geophysicists, Tulsa, OK.*
21. Dutta, N. C., 1997, Pressure prediction from seismic data: Implications for seal distribution and hydrocarbon exploration and exploitation in the deepwater Gulf of Mexico: in *Hydrocarbon Seals, Norwegian Petroleum Society Special Publication No. 7*, Eds. Moller-Pederson, P. and Koestler, A. G., Elsevier Press.
22. Lee, S., Shaw, J., Ho, R., y Steeb, D., 1999, Deepwater reservoir prediction using seismic and geomechanical methods: *Leading Edge*, Jun. 1999.
23. Gal'Perin, E. I., 1965, Study of multiply reflected waves by means of VSP; *Izvestia Akademii Nauk SSSR, Physics of the earth*, 12.
24. Leaney, W. S. and Hope, R. R., 1998, Borehole-guided long offset AVO processing for improved lithology classification; Expanded abstracts, SEG Meeting, 230-3.
25. Rector, J. W., Marion, P. P. And Widrow, B., 1988, Use of drill-bit energy as a downhole seismic source; Expanded abstracts, SEG Meeting, 161-4.
26. Rector, J. W. and Marion, B. P., 1991, The use of drill-bit energy as a downhole seismic source; *Geophysics*, 56 (5), 628-34.
27. Rector, J. W., 1992, Drill string wave modes produced by a working drill bit; Expanded abstracts, SEG Meeting, 155-8.

28. Meehan, R., 1994, Method of determining travel time in drill string; US Patent No. 5,377, p. 161.
29. Rector, J. W. and Weiss, D. S., 1989, Real-time drill bit VSP from an offshore platform; Expanded abstracts, SEG Meeting, 5-7.
30. Tomex, 1992, Tomex job history and well summary; Western Atlas report, unpublished.
31. Western Atlas, 1995, Tomex seismic-while-drilling; Western Atlas publication.
32. Schlumberger, 1995, DBSeis, the drill bit seismic service; Schlumberger publication.
33. ENI/AGIP/OGS, 1997, Seisbit, a seismic while drilling system; Eni/AGIP/OGS publication.
34. IFP, 1998, The TRAFOR-X SYSTEM, an effective way to understand and improve drilling; IFP publication.
35. Western Logging services, 1995, Seismic-while-drilling, a case of study from Offshore Vietnam, British Gas well 04.1-ST-1X; Western Atlas report, unpublished.
36. Rector, J. W. and Hardage, R. A., 1992, Radiation pattern and seismic waves generated by a working roller-cone drill bit; Geophysics, 57 (10), 1319-33.
37. OGS, 1996, Department of Lithosphere Geophysics; Annual report.
38. Angeleri, G. P., Persoglia, S., Poletto, F. And Valenti, G., 1990, Drill-bit noise as seismic source: new solutions for improved result; EAEG Meeting, B017.
39. Naville, C., 1994, Well seismic, application of the TRAFOR system to drill bit seismic profiling; EAGE, Meeting, Austria, G045.
40. Evans, B. J., 1997, A handbook for seismic data acquisition in exploration, SEG monograph 7, Tulsa, 305pp.
41. Aron, J., Chang, S. K., Codazzi, D., Dworak, R., Hsu, K., Lau, T., Minerbo, G. and Yoeswaren, E., 1997, Real-time sonic logging while drilling in hard and soft rocks; SPWLA, Houston, HH.
42. Minear, J., Birchak, R., Robbins, C., Ilnyaev, E., Mackie, B., Young, D. and Malloy, R., 1995, Compressional slowness measurements while drilling; SPWLA logging symposium, Paris, VV.

43. Heysse, D. R., Robbins, C. and Minear J., 1996, Field tests of an acoustic logging while drilling tool in various borehole environments; SPWLA symposium, New Orleans.
44. Thomsen, L., 1998, New developments in converted wave technology: Invited oral presentation, SEG Meeting.
45. Imbert, P., 1929, Chinese well drilling, Ann. assoc. propag.
46. Moore, L. P., 1974, Drilling practice manual; The petroleum publishing Co.
47. Darley, H. C. H., 1988, Composition and properties of drilling and completion fluids; Gulf publishing company.
48. Chilingar, G. V. and Croushorn, A. L., 1964, Gum guar proves useful as mud additive; Canada petrol. Eng., 5 (11):19-21.
49. Baroid, 1994, Oil mud technology manual; Baroid drilling fluids, Houston, Tx. 67pp.
50. Paresich, R. L., Burell, B. R. and Prentice, G. M., 1991, Development and field trial of a biodegradable invert emulsion drilling-fluid; IADC/SPE paper no. 21935 presented at the drilling conf., Amsterdam, The Netherlands, Mar. 11-14.
51. Parks, S., 1994, Novadril. Drilling completion fluid, 1 (2): 6.
52. Anchor, 1994, Drilling fluids; Aguamul II Brochure, Stavanger, Norway, 8 pp.
53. Bland, R., 1994, Quality criteria in selecting glycols as alternatives to oil-based drilling fluid system; SPE pap., 2714.
54. Growcock, F. and Andrews, D., 1994, Physicochemical properties of synthetic drilling fluids; IADC/SPE pap., 27450.
55. Touts, J. A., 1995, Pers. Correspondence.
56. Chilingarian, G. V. and Vorabutr, P., 1983, Drilling and drilling fluids, 2nd ed.; Elsevier, Amsterdam, 767 pp.
57. Hale, A. H. and Dewan, A. K. A., 1989, Inhibition of gas hydrates in deep water drilling; Pap. 18638.
58. Chesser, B. G. and Perricone, A. C., 1973, A physicochemical approach to the prevention of balling of gumbo shales; SPE pap. 4515.
59. Enright, D. P., Dye, B. M. and Smith, F. M., 1991, New fluid system substitutes for oil-base mud; World oil, 212 (3): 92-98.

60. Kelco technical bulletin, 1988, Horizontal drilling applications; Kelco oilfield products, San Diego, CA. 8 pp.
61. Powell, J. W., Parks, C. F. and Sehuelt, J. M., 1991, Xantan and wellan; The effects of critical polymer concentration on rheology and fluid performance; SPE paper 22066.
62. Polnaszec, S. C. and Fraser, L. J., 1991, Drilling fluid formulation for shallow offshore horizontal well applications; SPE paper 22577.
63. Plank, J. P., 1992, Water-based muds using synthetic polymers developed for high-temperature drilling; Oil gas J., 90 (9): 40-45.
64. Profco drilling fluids, 1989, Private correspondence with Profco drilling fluids, Ventura, CA.
65. Mondshine, T. C., 1989, New polymer improves water-soluble completion fluids; Petrol. Eng. Int., 61(2): 37-42.
66. Burba, J.L, Holman, W. E. and Crabb, C. R., 1988, Laboratory and field evaluation of novel inorganic drilling fluid additive; IADC/SPE pap. 17198.
67. Fraser, L., 1990, Effective ways to clean and stabilized high-angle holes; Petrol. Eng. Int., 62(11): 30-35.
68. Pau, J. D., Bizanos, A. B., Serres, M. G. and La Haye, C. Z., 2002, Biodegradable drilling mud and process for its preparation, US Patent no. 6,426,321 B1.
69. Cenpes, CIP, IMP, Intevp, 1996, Metodología integrada para análisis de estabilidad de hoyos; Codicid, Rio de Janeiro.
70. Mc Lean, M. R. and Addis, M. A., 1990, Wellbore stability analysis: a review of current methods of analysis and theory field application; IADC/SPE 19941 Conference Houston, Texas, 261-274 pp.
71. Fleming, N. H., Ronaldi, R., Bruce, S. and Haryano, J., 1990, The application of mechanical borehole stability theory of development well planning; IADC/SPE 19943 Drilling conf. Held in Houston, Texas, 283-289.
72. Deirly, F. H. and Owens, T. C., 1969, Stress around a wellbore; SPE 2557, 126-138 pp.
73. Schlumberger, 1993, 50 aniversario de Schlumberger en México.

74. Maurer engineering inc., 1993, Borehole stability analysis; research report TD93-18, DEA 44 Phase II.
75. Jaer, F. J., 1992, Petroleum related rock mechanics; Ed. Elsevier Science.
76. MTS-University of Oklahoma, 1997, Rock mechanics applied to petroleum reservoirs; Seminario.
77. Cempes, IMP, ICP, Intevp., 1998, Reporte final Desarrollo de una correlación perfil-roca para parámetros de resistencia; Codicid, Río de Janeiro.
78. Hassan, A. R., U. of North Dakota and C. S. Kabir, Research co., 1991, Heat transfer during two-phase flow in wellbore: Part I-II, formation temperature; Oil field research co. SPE 22866 and 22948.
79. Kristiansen, T. G., Mandziuch, K. and Heavey, P., 1999, Minimizing drilling risk in extended-reach wells at Valhan using geomechanics, geoscience and 3D visualization technology; SPE 52863.
80. Holt, J. W., W. J., Nicholson, H. and Ramshorn, 2000, Mungo field: improved communication through 3D visualization of drilling problems; SPE 62523.
81. Knott, S. D., Beach, A., Brockbank, P. J., brown, J. L. and Welbon, A. I., 1996, Spatial and mechanical controls on normal fault population; Journal of structural geology, vol. 18 (2-3) pp. 359-372.
82. Instituto Mexicano del Petróleo, 1997, Manual de Procedimientos para la Perforación Bajo Balance; Capítulo 1. Proyecto CDC-0306.
83. Kelly Falk and Craig McDonald, 1995, "An Overview of Underbalanced Drilling Applications in Canada"; SPE 30129.
84. Eresman, D., 1994, Underbalanced drilling guidelines improve safety, efficiency; Oil and Gas Journal, Technology.
85. Cuthbertson, R. L. and Vozniak, J., Underbalanced Drilling Solves Difficult Drilling Problems and Enhances Production; Hart's Petroleum Engineer International.
86. Instituto Mexicano del Petróleo, 1998, Estudio de Aplicabilidad de la Perforación bajo Balance y en Ambientes con H₂S en el Campo Cantarell; Capítulo 10, Proyecto CDC-8303.
87. Bennion, D. B., Hycal Energy Research Laboratories Ltd, 1997, Reservoir Screening Criteria For Underbalanced Drilling; Hart's Petroleum Engineer International.

-
88. Nakagawa, E., Santos, H. and Cunha, J. C., 1999, Planning of Deepwater Drilling Operations with Aerated Fluids; Paper SPE 54283, SPE Asian Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Jakarta, Indonesia.
 89. Nakagawa, E., Santos, H. and Cunha, J. C., 1999 Application of Aerated-Fluid Drilling in Deepwater; Paper SPE/IADC 52787, SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, Holland.
 90. Nakagawa, E., Santos, H. and Cunha, J. C., 1999, Implementing the Light-weight Fluids Drilling Technology in Deepwater Scenarios; Offshore Mediterranean Conference, Ravenna, Italy.
 91. Rosa, F.S.N, Santos, H., & Cunha, J. C., 2000, Underbalanced Drilling in Northeast Brazil – A Field Case History; IADC Underbalanced conference, Houston.
 92. Schuh, F. J., 2001, Method and apparatus for determining drilling paths to directional targets; U. S. Patent no. 6,523,623 B1.

BIBLIOGRAFÍA

1. Banuet Sánchez, Siddhartha. "Sistemas para la detección de presiones anormales a partir de información sísmica y registros geofísicos de pozos", Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM, 1997.
2. Halliburton de México. "Nuevas tecnologías en registros geofísicos", Apuntes de Seminario, 2003.
3. De la Torre Ramos, Emilio. "Hidráulica de fluidos de perforación y terminación de pozos", Apuntes.
4. Rasso Zamora, Carlos. "Un siglo de la perforación en México", Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos.
5. Mendiola Sánchez, Joaquín. "Sistemas para el análisis integral de estabilidad de pozos", Tesis de Posgrado, Facultad de Ingeniería, UNAM, 1999.
6. Torres Gracia, Marcela. "Consideraciones técnico-económicas para la aplicación de las técnicas de perforación bajo balance", Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM, 2001.
7. Guzmán Quiroga, Eduardo y Rivera Lozano, Raúl. "Aplicación de la hidráulica para perforar en condiciones bajo balance en un yacimiento marino", Tesis de Licenciatura, IPN, 1997.
8. Bourgoyne Jr., Adam T. "Applied Drilling Engineering", Society of Petroleum Engineers.