

01124
2



**UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTONOMA DE MEXICO**

FACULTAD DE INGENIERIA

DIVISIÓN DE INGENIERIA EN
CIENCIAS DE LA TIERRA

"IDENTIFICACIÓN DE LAS OPERACIONES DE
TERMINACIÓN DE POZOS, CASO ESPECÍFICO PROYECTO
BURGOS"

TESIS

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA

AMIEVA VILLASEÑOR / MARÍA DEL PILAR

DIRECTOR: M.I. JOSÉ MARTÍNEZ PÉREZ



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

NOMBRE: Amieva Villaseñor / María del Pilar Cd. Universitaria, México, D.F.
Febrero del 2003

FECHA: 2018 febrero 2003

FIRMA: [Signature]

a



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.

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

" IDENTIFICACIÓN DE LAS OPERACIONES DE TERMINACIÓN DE POZOS,
CASO ESPECÍFICO PROYECTO BURGOS"

Tesis presentada por:

AMIEVA VILLASEÑOR MARÍA DEL PILAR

Dirigida por: M. I. José Martínez Pérez.

Jurado del examen profesional.

Presidente: M. I. José Ángel Gómez Cabrera.

Vocal : M. I. José Martínez Pérez.

Secretario: Dr. Daniel García Gavito.

1er. Suplente: M. C Cristina Aviles Alcántara.

2do. Suplente: M. I. José Antonio González Guevara.

The image shows four handwritten signatures, each written over a horizontal line. The signatures are: 1. A large, stylized signature at the top. 2. A signature that appears to be 'Daniel Garcia Gavito'. 3. A signature that appears to be 'Cristina Aviles Alcántara'. 4. A signature that appears to be 'José Antonio González Guevara'.

b



FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-1-0094

SRITA. MARÍA DEL PILAR AMIEVA VILLASEÑOR
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:

**IDENTIFICACIÓN DE LAS OPERACIONES DE TERMINACIÓN DE POZOS, CASO
ESPECÍFICO PROYECTO BURGOS**

- RESUMEN**
INTRODUCCIÓN
I TERMINACIÓN DE POZOS
II IDENTIFICACIÓN DE LAS OPERACIONES DE TERMINACIÓN
III SITUACIÓN DE LOS YACIMIENTOS EN LA CUENCA DE BURGOS
IV CONSIDERACIONES DE DISEÑO DE LA TERMINACIÓN DE POZOS EN LA CUENCA DE BURGOS
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

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., 27 de enero de 2003
EL DIRECTOR

ING. GERARDO FERRANDO BRAVO
GERFELR@gig

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

PP

C

Agradecimientos:

Quiero dedicarle a este trabajo a mis papas Ramón y Sara, gracias por ayudarme a cumplir este sueño, por su apoyo, por ser mi guía y ejemplo, sin el cual nunca lo hubiera logrado. Los amo.

A mis hermanas; Sarita, Almita y Cris, de la cuna a la tumba, siempre unidas. Las quiero muchísimo.

Goyita, Pedro, Angelita' y Juan', por haber sido el principio de todo gracias por haberme dado a esta grandiosa familia, y por que siempre han apoyado mis sueños.

A la Universidad Nacional Autónoma de México por haberme dado la oportunidad de ser parte de la máxima casa de estudios. Mi alma mater y mi esencia como profesionista.

A la Facultad de Ingeniería por haberme proporcionado los conocimientos para enfrentarme a la vida y por permitirme conocer a tanta gente maravillosa que hoy ya forma parte de mi vida.

Agradezco al M.I José Martínez Pérez por el apoyo que me brindo, por sus consejos y su amistad. Gracias por ser mi director en este trabajo.

A los ingenieros: José Ángel Gómez Cabrera, Daniel García Gavito, Cristina Aviles Alcántara, José Antonio González Guevara, por la atención prestada y sus comentarios en la revisión de esta tesis.

A mis amigas, Claudia Viveros, Gabriela Araiza, Haydee Coronado, Jessica San Juan, Sandra Bautista, Sara Verduzco, Sai Irene Sánchez, Sofía Arroyo, Gladis Ramos, Erika Guevara, Brenda Espinosa. Gracias por todo su apoyo, cariño, amistad sincera y esas interminables terapias de café. Un millón de gracias por todo. LQM.

A mis amigos, Ulises Neri, Oscar Osorio, Ariel Guzmán, Germán López, Manuel Silva, Iván Santamaría, Hugo Hernández, José Luis Monterrosas 'rojo', Alejandro Chavarri, Juan Pablo Pérez de Tejada, Iván Olea, Alfredo Martínez 'hermanito', Edmundo Carmona, Rafael Trejo, Francisco Flores, Daniel Hernández, Juan Rodrigo Esperanza.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

A mi querido amigo Alfonso Lozano, por ser mi contraparte en mil aspectos y por tu valiosa amistad, aún en la distancia.

A Ing. José Abed. Por su amistad incondicional, por ser parte de mi familia y por todo su apoyo.

A mis amigas de Ciencias de la Tierra, Julia P, Julia S, Lupita, Conchita y Leo. Gracias por ayudarme durante todo este tiempo.

A Ana María Mora, gracias por todo el apoyo que me has otorgado
Un millón de gracias.

Simple y sencillamente gracias a todos y cada uno de ustedes por haberme ayudado de diversas maneras a lograr este reto.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

María del Pilar Amieva Villaseñor
México, 2003

e

PAGINACIÓN DISCONTINUA

Contenido

| | | |
|---|-----|-----|
| Resumen | ... | vi |
| Introducción | ... | vii |
| I. Terminación de pozos | ... | 1 |
| I.1 Conceptos básicos | ... | 2 |
| I.2 Terminación de Pozos | ... | 2 |
| I.2.1 Tubería de revestimiento | ... | 2 |
| I.2.2 Proceso de fabricación | ... | 5 |
| 1.2.2.1 Proceso sin costura | ... | 5 |
| 1.2.2.2 Proceso con soldadura eléctrica | ... | 5 |
| 1.2.2.3 proceso con soldadura eléctrica con rayo | ... | 6 |
| I.2.3 Grado del acero de la tubería | ... | 6 |
| I.2.4 Juntas | ... | 8 |
| I.2.5 Rango de la tubería | ... | 9 |
| I.2.6 Espesor de pared | ... | 9 |
| I.2.7 Peso nominal | ... | 9 |
| I.3 Propiedades de las tuberías de revestimiento API | ... | 9 |
| I.3.1 Resistencia a la tensión | ... | 10 |
| I.3.2 Estallamiento (Presión interna) | ... | 11 |
| I.3.3 Resistencia al colapso (Presión externa) | ... | 13 |
| I.3.4 Efecto de la combinación de esfuerzos | ... | 17 |
| I.4 Tipos de terminación de pozos | ... | 20 |
| I.4.1 Terminación sencilla con TP franca en agujero descubierto | ... | 20 |
| I.4.2 Terminación sencilla con TP, empacador y accesorios en agujero descubierto | ... | 20 |
| I.4.3 Terminación sencilla con TR y TP franca | ... | 21 |
| I.4.4 Terminación sencilla con TR, TP, empacador y accesorios | ... | 21 |
| I.4.5 Terminación sencilla selectiva con dos empacadores y TR | ... | 22 |
| I.4.6 Terminación doble con dos TP y dos empacadores | ... | 22 |
| I.4.7 Terminación doble selectiva con dos TP, empacador doble, dos empacadores sencillos y accesorios | ... | 22 |
| I.5 Pozos con Terminación "Tubingless" | ... | 23 |
| I.6 Terminación con exclusión de arena | ... | 25 |
| I.7 Terminación con sistemas artificiales de producción | ... | 26 |
| I.7.1 Terminación con bombeo mecánico | ... | 26 |
| I.7.2 Terminación con bomba eléctrica sumergible | ... | 28 |
| I.7.3 Terminación con bombeo neumático | ... | 30 |
| I.8 Fluidos de terminación: funciones, requerimientos y criterio de selección | ... | 31 |
| I.8.1 Fluidos para disparos | ... | 34 |
| II. Identificación de las operaciones de terminación | ... | 35 |
| II.1 Disparos | ... | 36 |
| II.1.1 Explosivos comúnmente utilizados | ... | 37 |
| II.1.2 Aspectos fundamentales de pistola | ... | 39 |
| II.1.2.1 la carga formada y la formación del chorro | ... | 39 |
| II.1.2.2 Estopin, fulminante y cordón detonante | ... | 43 |

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

| | |
|--|--------|
| II.1.3 Tipos de pistola | ... 44 |
| II.1.3.1 Descripción de las pistolas | ... 44 |
| II.1.4 Factores que afectan los resultados de las operaciones de disparo con pistola | ... 49 |
| II.1.4.1 Relación de Productividad | ... 49 |
| II.1.4.2 Geometría del sistema de disparo | ... 49 |
| II.1.4.3 Efectos del lodo de perforación | ... 51 |
| II.1.4.4 Efecto de la presión diferencial | ... 51 |
| II.1.4.5 Taponamiento de los disparos. | ... 52 |
| II.1.4.6 Control del pozo | ... 53 |
| II.1.4.7 Control de la profundidad | ... 54 |
| II.1.5 Evaluación de los disparos | ... 55 |
| II.1.6 Operación. | ... 61 |
| II.1.6.1 Pre-planeación del trabajo. | ... 61 |
| II.1.6.2 Procedimientos operacionales. | ... 61 |
| II.1.6.3 Seguridad. | ... 62 |
| II.1.6.4 Armado de la pistola | ... 62 |
| II.1.6.5 Corrimiento de la pistola | ... 63 |
| II.1.6.6 Retiro de la pistola | ... 63 |
| II.2 Toma de registros | ... 64 |
| II.2.1 Aplicaciones durante la terminación de pozos | ... 64 |
| II.2.1.1 Zonas con pérdida de circulación. | ... 64 |
| II.2.1.2 Integridad del equipo del pozo | ... 66 |
| II.2.1.3 Integridad de la cementación. | ... 67 |
| II.2.1.4 Calidad de empaque de grava | ... 67 |
| II.2.1.5 Localización de disparos y desempeño. | ... 68 |
| II.2.1.6 Evaluación del tratamiento a pozos | ... 68 |
| II.2.2 Aplicaciones en rehabilitaciones a pozos | ... 68 |
| II.2.3 Dispositivos de toma de registro | ... 69 |
| II.2.3.1 Estado dinámico | ... 69 |
| II.2.3.2 Estado estático | ... 78 |
| II.2.4 Planeación y reporte de la toma de los registros de producción. | ... 84 |
| II.2.4.1 Planeación del trabajo. | ... 84 |
| II.2.4.2 Almacenamiento del registro. | ... 85 |
| II.2.4.3 Datos requeridos para un registro de producción. | ... 85 |
| II.2.4.4 Control de calidad | ... 87 |
| II.2.5 Resumen del diagnóstico a pozos | ... 87 |
| II.3 Fracturamiento hidráulico. | ... 89 |
| II.3.1 Fracturamiento para estimulación de pozos. | ... 89 |
| II.3.2 Conceptos y conceptos erróneos. | ... 90 |
| II.3.2.1 Rompimiento. | ... 91 |
| II.3.2.2 Fracturamiento en rocas sedimentarias. | ... 91 |
| II.3.2.3 Un fluido de baja viscosidad no puede crear una gran área de fractura. | ... 92 |
| II.3.2.4 La corteza del cemento no se fractura preferencialmente. | ... 92 |
| II.3.3 Propiedades mecánicas de las rocas. | ... 93 |
| II.3.3.1 Esfuerzo - deformación, relaciones de resistencia al | ... 94 |

| | | |
|--|-----|-----|
| rompimiento. | ... | 95 |
| II.3.3.1.1 Módulo de Young. | ... | 96 |
| II.3.3.1.2 Relación de Poisson. | ... | 97 |
| II.3.3.1.3 Módulo de corte. | ... | 97 |
| II.3.3.1.4 Módulo de volumen | ... | 99 |
| II.3.3.1.5 Mediciones de las propiedades de las rocas <i>in situ</i> . | ... | 99 |
| II.3.4 Mecánica del fracturamiento | ... | 99 |
| II.3.4.1 Esfuerzos regionales de las rocas | ... | 99 |
| II.3.4.2 Distorsión de agujero causada por el agujero. | ... | 101 |
| II.3.4.3 Iniciación de la fractura. | ... | 102 |
| II.3.4.4 Propagación de la fractura. | ... | 103 |
| II.3.4.5 Esfuerzo del apuntalante. | ... | 105 |
| II.3.5 Incremento en la productividad. | ... | 106 |
| II.3.5.1 Nuevas zonas expuestas. | ... | 106 |
| II.3.5.2 Daño desviado. | ... | 106 |
| II.3.5.3 Cambio del patrón de flujo de radial a lineal. | ... | 107 |
| II.3.6 Agentes Apuntalantes. | ... | 108 |
| II.3.6.1 Propiedades de los agentes apuntalantes. | ... | 108 |
| II.3.6.2 Colocación del apuntalante. | ... | 110 |
| II.3.7 Fluidos de fractura. | ... | 111 |
| II.3.7.1 Propiedades de los fluidos y modificaciones. | ... | 113 |
| II.3.7.1.1 Control de pérdida de fluido. | ... | 114 |
| II.3.7.1.2 Control de la viscosidad. | ... | 115 |
| II.3.7.1.3 Reología. | ... | 118 |
| II.3.7.1.4 Capacidad para conducir el apuntalante | ... | 121 |
| II.3.7.1.5 Mezclado, almacenamiento y manejo | ... | 121 |
| II.3.7.1.6 Costos | ... | 122 |
| II.3.7.1.7 Daño a la formación | ... | 122 |
| II.3.8 Diseño del trabajo de fracturamiento | ... | 125 |
| II.3.9 Equipo de fracturamiento hidráulico | ... | 128 |
| II.3.10 Técnicas de evaluación. | ... | 129 |
| II.3.11 Análisis minifrac | ... | 131 |
| II.4 Tubería flexible | ... | 137 |
| II.4.1 Elementos básicos de la tubería flexible | ... | 139 |
| II.4.1.1 Cabeza inyectora | ... | 139 |
| II.4.1.2 El carrete de la tubería flexible | ... | 142 |
| II.4.1.3 Preventores | ... | 143 |
| II.4.1.4 Unidad de potencia hidráulica | ... | 145 |
| II.4.1.5 Consola de control. | ... | 146 |
| II.4.1.6 Equipo adicional. | ... | 146 |
| II.4.2 Manufactura de la tubería flexible | ... | 147 |
| II.4.2.1 Acero al carbón convencional | ... | 147 |
| II.4.2.2 Acero templado en frío y en caliente | ... | 149 |
| II.4.2.3 Tubería de titanio. | ... | 150 |
| II.4.2.4 Datos de la tubería flexible. | ... | 152 |
| II.4.3 Propiedades de la tubería flexible | ... | 153 |
| II.4.3.1 Limitaciones en la presión interna | ... | 156 |
| II.4.3.2 Limitaciones de la presión externa. | ... | 158 |

| | |
|--|---------|
| II.4.3.3 Energía máxima de distorsión | ... 159 |
| II.4.3.4 Hidráulica de la tubería flexible | ... 159 |
| II.4.3.5 Comportamiento del pandeo | ... 160 |
| II.4.4 Planeación de la seguridad | ... 162 |
| II.4.4.1 Programas de seguridad | ... 162 |
| II.4.4.2 Requerimientos pre-operacionales | ... 163 |
| II.4.4.3 Seguridad en el sitio de trabajo. | ... 164 |
| II.4.5 Operaciones de limpieza de arena y sólidos | ... 165 |
| II.4.5.1 Fluidos incompresibles | ... 165 |
| II.4.5.2 Fluidos compresibles | ... 166 |
| II.4.5.3 Herramientas para lavar | ... 169 |
| II.4.5.4 Herramientas para molienda | ... 169 |
| III. Situación de los yacimientos en la cuenca de Burgos | ... 170 |
| III.1 Situación geográfica | ... 171 |
| III.2 Geología estructural | ... 171 |
| III.3 Estratigrafía | ... 171 |
| III.4 Columna estratigráfica | ... 173 |
| III.4.1 Paleoceno | ... 174 |
| III.4.1.1 Formación Velasco | ... 175 |
| III.4.1.2 Formación Midway | ... 175 |
| III.4.2 Eoceno | ... 175 |
| III.4.2.1 Formación Wilcox | ... 175 |
| III.4.2.2 Formación Carrizo | ... 175 |
| III.4.2.3 Formación Mount Selman | ... 176 |
| III.4.2.4 Formación Cook Mountain | ... 176 |
| III.4.2.5 Formación Yegua | ... 176 |
| III.4.2.6 Formación Jackson | ... 177 |
| III.4.3 Oligoceno | ... 177 |
| III.4.3.1 Formación Vicksburg | ... 178 |
| III.4.3.2 Formación Frío | ... 178 |
| III.4.3.3 Conglomerado Norma | ... 179 |
| III.4.3.4 Formación Anáhuac | ... 179 |
| III.4.3.4 Formación Catahoula | ... 179 |
| III.4.4 Mioceno | ... 179 |
| III.4.4.1 Formaciones Oakville y Lagarto | ... 179 |
| III.4.5 Plioceno | ... 180 |
| III.4.5.1 Formación Goliad | ... 180 |
| III.4.6 Pleistoceno | ... 180 |
| III.4.6.1 Formaciones Lissie y Beaumont | ... 180 |
| III.5 Campo Arcabuz Culebra (Área Central) | ... 180 |
| III.5.1 Estratigrafía Local | ... 181 |
| III.6 Campo Arcos (Área Occidental) | ... 182 |
| III.6.2 Estratigrafía local | ... 183 |
| IV. Consideraciones de diseño de la terminación de pozos en la cuenca de Burgos | ... 184 |
| IV.1 Optimización en el diseño de pozos en la cuenca de Burgos | ... 186 |
| IV.2 Perforación de pozos con diámetro reducido | ... 187 |

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

| | |
|--|---------|
| IV.3 Aplicación de la técnica de terminación "Tubingless" | ... 188 |
| IV.3.1 Diseño de la tubería de producción | ... 190 |
| IV.3.2 Consideraciones de la cementación en pozos con "Tubingless" | ... 191 |
| IV.3.3 Terminando pozos "Tubingless". | ... 192 |
| IV.4 Características de los disparos | ... 193 |
| IV.5 Fracturamiento hidráulico en pozos con terminación 'tubingless' | ... 194 |
| IV.6 Seguridad en las operaciones | ... 194 |
| Conclusiones y recomendaciones | ... 196 |
| Referencias Bibliográficas | ... 198 |

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Resumen

El presente trabajo es un material que resulta de la recopilación de información de distintas fuentes relacionadas con la terminación de pozos (libros de texto, cursos de disparos, manuales, etc).

En el primer capítulo se presentan los aspectos básicos en los cuales se fundamenta el diseño de las tuberías de revestimiento, los diferentes tipos de terminación de pozos, y una breve explicación de cuando es conveniente utilizarlas.

En el segundo capítulo se presentan tanto los aspectos fundamentales de las diferentes operaciones de terminación, disparos, fracturamiento hidráulico, toma de registros en diferentes operaciones como la descripción del equipo y procedimientos operativos.

Los aspectos de seguridad han tomado una gran importancia en los últimos años y por esta razón mencionaremos los puntos mas relevantes que se deben de seguir durante los trabajos para evitar accidentes y obtener con ellos prácticas seguras en las operaciones.

En la última parte de este capítulo se explica de manera general lo que es la tubería flexible, la cual ha sido utilizada en los últimos años en nuestro país en diferentes operaciones tanto de limpieza como de perforación, por mencionar algunas, obteniendo resultados muy favorables.

En el capítulo tercero se hace una descripción de la situación de los yacimientos de la cuenca de Burgos desde el punto de vista geológico y estratigráfico para obtener información relevante de esta importante región así como de dos de sus principales campos.

En el capítulo cuarto se presentan los cambios que se han hecho en el diseño de los pozos, así como la forma en que se ha venido utilizando la terminación de pozos 'tubingless' sus beneficios, y los avances que se han tenido al aplicar diversas tecnologías con el fin de aumentar la productividad de los pozos en esta región.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Introducción.

La explotación de los hidrocarburos (gas y aceite) juega un papel crucial en la vida economía del país, ya que de la comercialización de estos proviene el 30% del producto interno bruto (PIB). La ingeniería petrolera es la encargada de la exploración, producción y distribución, y dentro de este ámbito la terminación de pozos constituye un factor determinante en la vida productiva de los pozos.

Muchas veces los estudiantes de ingeniería petrolera se preguntan sobre el alcance e importancia de las operaciones realizadas en el campo, y cual es su impacto en la producción de hidrocarburos, es por ello que el objetivo principal de este trabajo es proporcionar un material de apoyo, el cual considera los aspectos teóricos y prácticos básicos de las principales operaciones en la terminación de pozos, como son disparos, toma de registros, fracturamiento hidráulico, y el uso de nuevas tecnologías como la tubería flexible.

El ingeniero deber ser dinámico, innovador y creativo, y ser flexible ante los cambios de modo que los procesos puedan ser modificados de acuerdo a las necesidades particulares de cada proyecto, con el fin de elevar la productividad de los pozos, al menor costo, en el menor tiempo y sin impacto adverso al medio ambiente.

Como ejemplo de lo anterior, señalaremos el caso del proyecto de la cuenca de Burgos, el cual es el proyecto más importantes a nivel nacional en la producción de gas no asociado. En éste se han llevado a cabo procesos de reingeniería a niveles directivos y operativos lo que ha dado como resultado la elevación de la productividad de los yacimientos que se creían poco productivos. "La cuenca de Burgos actualmente aporta una producción de alrededor de mil millones de pies cúbicos diarios de gas natural, equivalentes al 25% del total nacional. De acuerdo a la información geológica y geofísica actual se estima que esta región contiene más de 2.1 MMPC de gas natural en reservas probadas, 1.2 MMPC en reservas probables y 1.7 MMPC en reservas posibles. Aunado a esto se calcula que el potencial productivo de las áreas aun no exploradas podría ser dos

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

o tres veces mayor a las reservas ya identificadas. Es por ello, que esta región tiene una importancia estratégica en la producción de gas natural en el país". El aprovechamiento y aplicación de las tecnologías disponibles en esta cuenca ha dado como resultado aumentos en la productividad de los pozos de esta región.

El papel principal del ingeniero, partiendo de los aspectos teóricos fundamentales, deberá ser la optimización de procedimientos y operaciones con el fin de alcanzar el mayor beneficio colectivo con una visión compartida de mejora continua.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

"..." Muñoz Leos, Raúl; *Petróleos Mexicanos en la ruta 2000 – 2002*, PEMEX, 2002

Capítulo I

Terminación de Pozos.

Idealmente, el diseño de la terminación de un pozo deberá optimizar la producción vs. los costos de inversión, y de este manera, proporcionar una mayor confiabilidad en las operaciones que se realizaran durante la vida productiva del pozo. El diseño deberá, por lo tanto, asegurar ciertos aspectos en las operaciones de los pozos, como son la seguridad, la disponibilidad y el uso eficiente del equipo.

Frecuentemente, el diseño de la terminación de pozos tiene ciertas bases históricas. Específicamente, se encuentran basados en diseños previos los cuales fueron implantados con éxito en un campo o en pozos diferentes y satisfacen necesidades similares al del diseño en proceso de creación. En la mayoría de las ocasiones los ingenieros encargados del diseño de terminación utilizan los diseños previos y los adaptan de acuerdo a las necesidades que imperan en el campo o pozo en cuestión y solo hacen ciertas modificaciones las cuales están basadas en la experiencia de operaciones realizadas en la localidad. Sin embargo, esta práctica en ocasiones limita la capacidad de producción de los pozos, debido a la falta de consideración de las alternativas de diseño. Al diseñar la terminación de un pozo no se debe de pensar solo en el diseño en sí mismo, sino también su repercusión a lo largo de su vida productiva, tomando en cuenta costos y operaciones a llevarse a cabo a corto y mediano plazo.

A través de este capítulo conoceremos los conceptos básicos necesarios sobre la terminación de pozos y los diferentes tipos de terminación existentes, esto con la finalidad de contar con una referencia teórica, la cual servirá de base para analizar el diseño de la terminación de los pozos en la cuenca de Burgos desde el punto de vista teórico.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

1.1 Conceptos básicos.

Para poder entender cualquier tecnología es importante conocer los conceptos teóricos sobre los cuales esta basada. El desarrollo en la industria petrolera es vertiginoso, es por ello que el ingeniero debe de conocer los aspectos fundamentales de las operaciones y tipos de terminación con la finalidad de elegir la mejor opción de acuerdo nuestras necesidades.

1.2 Terminación de Pozos.

Se conoce como terminación de un pozo petrolero al conjunto de operaciones que se llevan a cabo para comunicar a la formación productora con la superficie, mediante la perforación de la tubería de revestimiento (T.R) de explotación, que es la encargada de aislar a la zona productora.

El objetivo primordial de la terminación de pozos es obtener la producción óptima de hidrocarburos al menor costo, por medio del uso de las técnicas y equipos adecuados a las características del yacimiento.

1.2.1 Tubería de revestimiento ¹.

Las condiciones de perforación presentes en una zona hacen necesaria la introducción de varias sargas de tuberías de revestimiento (Fig. 1.1), las cuales tradicionalmente se clasifican de la siguiente manera:

- **Tubería conductora.** Es necesaria para circular el fluido de perforación, remover los recortes sin erosionar los sedimentos por debajo del equipo de perforación cuando ésta es iniciada, protege las tuberías de revestimiento subsecuentes de la corrosión y pueden ser usadas como una estructura de soporte de algunas cargas en la cabeza del pozo. Se puede instalar un equipo para desviar el flujo del equipo de perforación en caso de un brote inesperado de los fluidos durante la perforación.
- **Tubería superficial.** Proporciona una protección contra los brotes, aísla a los mantos acuíferos, y previene pérdidas de circulación, mantiene la integridad del agujero previniendo derrumbes. Si existiera un descontrol, la

tubería de revestimiento superficial generalmente permite que los fluidos sean contenidos al cerrar los preventores.

- **Tubería intermedia.** La función principal de esta tubería es la de cubrir las zonas con presiones de formaciones anormalmente altas. Debido a que las zonas con presión anormal requieren densidades altas del fluido para su control, las formaciones superiores más débiles deberán ser protegidas para evitar pérdidas de circulación o pegaduras por presión diferencial. Ocasionalmente la tubería de revestimiento intermedia se emplea para aislar formaciones salinas o zonas problema tales como lutitas hinchables o deleznales.
- **Tubería de explotación (Producción).** La tubería de revestimiento de explotación es la tubería colocada ligeramente arriba, a la mitad o debajo de la formación productora. Tiene la función de aislar la zona productora de otras formaciones, proporcionar un conducto de trabajo de diámetro conocido en el intervalo productor y proteger el equipo o sarta de producción, esta tubería tiene una importancia relevante en la terminación del pozo
- **Tubería corta o 'liner'.** Las tuberías cortas o liners se emplean para los mismos propósitos que las tuberías intermedias. Con la diferencia de que estas en lugar de ser corridas o cementadas hasta la superficie, se cementan desde el fondo del pozo una profundidad más somera, en el interior de la tubería de revestimiento intermedia. Se emplean frecuentemente como una alternativa para tener un control de las presiones de formación o fractura a un costo menor que el que implica correr una sarta hasta la superficie.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

- **Enlace de Tubería (Tie - Back).** Es conectada a la parte superior de la tubería corta o 'liner' como un conector especial. Una vez instalado, se enlaza o conecta el liner a la parte superior mediante una tubería de revestimiento corrida hasta la superficie. Este es un procedimiento común cuando la zona productora está detrás del liner o la sección más profunda no es comercial.

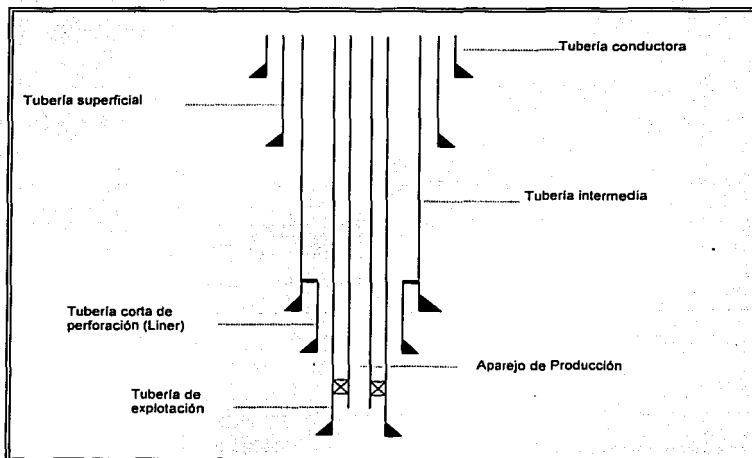


Fig. I.1 Relación Típica entre las tuberías de Revestimiento

En términos generales las diferentes sartas de tuberías de revestimiento, deberán cumplir con las siguientes funciones:

- Aislar las diferentes formaciones atravesadas
- Proporcionar un pozo estable de diámetro conocido
- Evitar derrumbes
- Proporcionar un medio seguro para instalar equipo de control del pozo

El diseño de la TR consiste en la selección del peso, grado y tipo de junta, que soportan las cargas de presión externa, presión interna y tensión a las cuales esta sujeta la TR. El programa de revestimiento significa una cantidad significativa del presupuesto total del costo de un pozo (del 15 al 30 %).

Las tuberías de revestimiento se clasifican de acuerdo a cinco propiedades: proceso de fabricación, grado del acero, tipo de juntas, rango, y espesor de pared.

1.2.2 Proceso de fabricación ^{5,25}.

Los tres procesos principales usados en la fabricación de tuberías de revestimiento son: a) Proceso sin costura, b) soldadura con resistencia eléctrica y c) soldadura con rayo eléctrico.

1.2.2.1 Proceso sin costura.

En el proceso sin costura un tramo de metal es perforado por un mandril en un molino que taladra (piercing mill) al girar (Fig. 1.2). El tramo de metal calentado es introducido en el molino donde es sujetado por otros dos molinos inclinados que giran y avanzan, después el tramo de metal es introducido dentro de una central de molinos que giran y avanzan, posteriormente este es introducido dentro de una central de molinos con tapones. Entonces el tramo de metal es procesado a través de otros rodillos donde el espesor de pared del tubo es reducido por un molino central, con dos rodillos giratorios. Una devanadora con un diseño similar a las usadas para la perforación de piezas, se emplea para pulir la superficie de los tubos y darle uniformidad al espesor de pared. Finalmente unos molinos son empleados para dar las dimensiones finales así como la redondez deseada.

1.2.2.2 Proceso de soldadura eléctrica

En el proceso de soldadura eléctrica se forman hojas planas, las cuales son cortadas y los dos filos son soldados sin añadir ningún metal para formar el tubo deseado. El proceso de resistencia eléctrica produce la tubería de revestimiento en láminas enrolladas que son introducidas a una máquina que las va formando y soldando por un arco eléctrico.

1.2.2.3 Proceso de soldadura eléctrica con rayo

En el proceso de soldadura eléctrica con rayo, una lámina es cortada a las dimensiones deseadas, simultáneamente se forma la longitud total del tubo, se presionan los dos filos y se hace la soldadura. Algunas soldaduras de tuberías son pasadas a través de planchas que deforman el acero lo suficiente para exceder el límite elástico. Este proceso incrementa el límite elástico en la dirección de esfuerzo y lo reduce en direcciones perpendiculares.

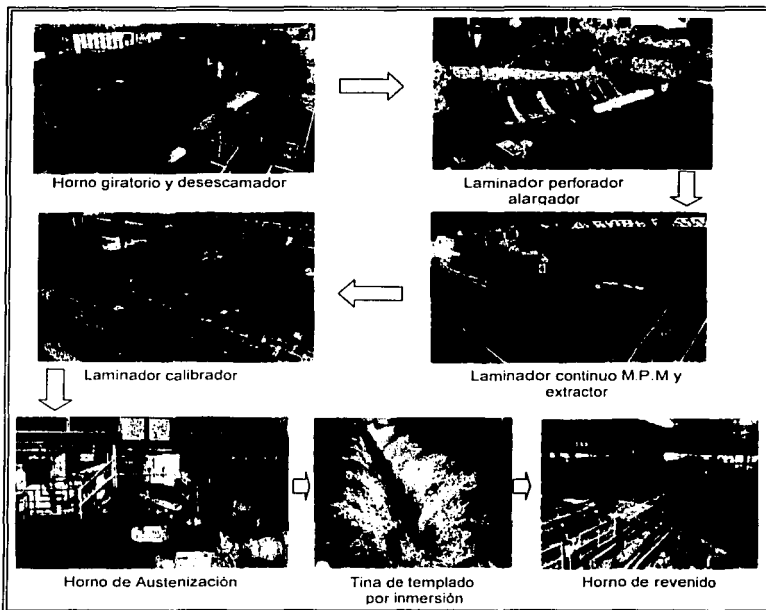


Fig. 1.2 Proceso central de la fabricación de TR sin costura

1.2.3 Grado del acero de la Tubería

El acero utilizado en las tuberías de revestimiento es relativamente moderado (0.3 carbón) y puede ser normalizado con pequeñas cantidades de

manganeso. Para incrementar la resistencia, los fabricantes pueden efectuar un templado del acero.

El American Petroleum Institute (API) designó un grado de tubería de revestimiento para definir las características de resistencia de la tubería. La designación del grado consiste en una letra seguida de un número; la designación de la letra fue hecha arbitrariamente para asignar un valor único para cada grado de tubería dentro de los estándares. El número designa el esfuerzo mínimo de cedencia del acero en miles de libras por pulgada cuadrada (Tabla I.1).

El esfuerzo de cedencia está definido como la fuerza de tensión requerida para producir una elongación total de 0.5% de longitud en prueba estándar excepto en el caso de la tubería P-110. Esta tensión sobrepasa ligeramente el límite elástico. Debido a que existen variaciones en el esfuerzo de cedencia de una tubería fabricada se adoptó un esfuerzo de cedencia promedio. Además de especificar el mínimo esfuerzo de cedencia de cada grado de tubería, el API especifica el máximo esfuerzo, el mínimo esfuerzo de tensión final y la mínima elongación por unidad de longitud a la falla. También se estipula que la cantidad de fósforo en el acero no deberá exceder el 0.06%.

| Grado API | Esfuerzo de cedencia (Psi) | | Esfuerzo mínimo de tensión final (Psi) | Elongación mínima (%) |
|-----------|----------------------------|---------|--|-----------------------|
| | Mínimo | Máximo | | |
| H-40 | 40 000 | 80 000 | 60 000 | 29.5 |
| J-55 | 55 000 | 80 000 | 75 000 | 24 |
| K-55 | 55 000 | 80 000 | 95 000 | 19.5 |
| C-75 | 75 000 | 90 000 | 95 000 | 19.5 |
| L-80 | 80 000 | 95 000 | 95 000 | 19.5 |
| N-80 | 80 000 | 110 000 | 100 000 | 18.5 |
| C-90 | 90 000 | 105 000 | 100 000 | 18.5 |
| C-95 | 95 000 | 110 000 | 105 000 | 18.0 |
| P-110 | 110 000 | 140 000 | 125 000 | 15.0 |

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

1.2.4 Juntas.

A continuación se presentan las juntas para tubería más comunes:

- IEU (internal _ External Upset). La junta tiene un diámetro mayor que el del cuerpo del tubo y un diámetro interno menor que el cuerpo del tubo.
- IF (Internal Flush). El diámetro interno de la junta es aproximadamente igual al del tubo y el diámetro externo es mayor que el tubo, ya que es en este diámetro donde se encuentra el esfuerzo.
- IU (Internal Upset). El diámetro interno de la junta es menor que el del tubo y el diámetro externo es casi igual al del tubo.

El API proporciona especificaciones para los siguientes tipos de conectores de TR: a) rosca y cople corto (CSG), b) rosca y cople largo (LCSG), rosca y cople recalcado (BCSG), extremadamente roscada (XCSG). Para obtener un sello que evite la filtración del fluido y reduzca la resistencia de la tubería, se deben de llenar los vacíos del enroscado. Para reducir las fuerzas de fricción durante la conexión se deben de utilizar componentes especiales.

Las conexiones roscadas son frecuentemente clasificadas de acuerdo a la eficiencia de la junta, que es el esfuerzo de tensión de la junta dividido entre el esfuerzo de tensión de la tubería.

Además de los conectores API, se tienen muchas propiedades de conexión que están disponibles en los conectores y otras que ofrecen características no disponibles sobre los conectores API. Entre los aspectos especiales ofrecidos son los siguientes:

1. Las juntas Flush para un amplio margen
2. Agujeros lisos a través de los conectores para una tubería reducida
3. El diseño de roscas para trabajos rápidos y baja tendencia para enroscarlas
4. Múltiples sellos metal – metal para mejorar la presión integral
5. Múltiples hombros para mejorar la fuerza de torsión
6. Alta resistencia a la compresión para situaciones especiales de cargas
7. Anillos elásticos para sellar presiones secundarias y proteger de corrosión al conector.

1.2.5 Rango de la Tubería ².

El rango de la tubería es una clasificación de la longitud para tuberías API, en general, se tiene la siguiente clasificación:

Tabla 1.2

| Rango | Longitud (m /Pie) |
|-------|-----------------------|
| 1 | 5.5 – 6.7 / 18 – 22 |
| 2 | 8.2 – 9.1 / 27 – 30 |
| 3 | 11.6 – 12.2 / 38 - 40 |

1.2.6 Espesor de Pared².

El mínimo espesor de pared de la tubería debe ser del 87.5% del nominal. El diámetro interno depende de la combinación de la tolerancia de diámetro externo y el mínimo espesor de pared. El diámetro interno depende del diámetro de trabajo (Drift), el diámetro mínimo del mandril deberá pasar a través de la tubería. El diámetro de trabajo del mandril no deberá permitir el paso de una tubería pero sí el de una barrena.

1.2.7 Peso nominal ².

El peso nominal por pie no es el peso real sino es un peso promedio aproximado por pie. El peso llano por pie es el peso por pie de la tubería sin incluir la porción roscada y el peso del cople. El peso promedio por pie, es el peso total de la mitad de la junta de la tubería roscada con un cople en un extremo, dividido por la longitud total de la mitad de la junta. En la mayoría de los cálculos se utiliza el peso nominal por pie.

1.3 Propiedades de las tuberías de revestimiento API ².

Las propiedades más importantes de la tubería de revestimiento durante su uso incluyen la resistencia a la tensión axial, estallamiento (presión interna) y colapso (presión externa). La carga axial resulta del peso de la sarta de tubería de revestimiento suspendida abajo de la junta de interés. El *esfuerzo de cedencia* es la fuerza de tensión requerida para que se ocasione en la tubería un exceso en su límite elástico. Similarmenete el *esfuerzo de la junta* es la mínima fuerza de tensión

requerida para causar fallas en la junta (Fig. 1.3a). La falla al *estallamiento* es el mínimo valor de presión interna que causa el rompimiento de la tubería de revestimiento y en la cual no se tiene presión externa y carga axial (Fig. 1.3b). La resistencia al *colapso*, es la presión externa mínima que ocasionará el colapso de las paredes de la tubería. (Fig. 1.3c)

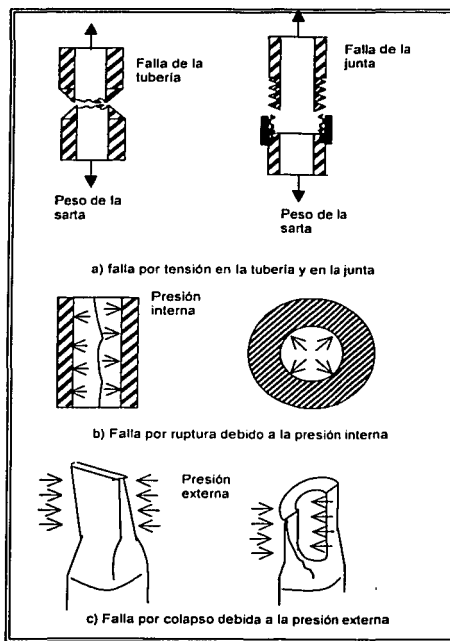


Fig. 1.3 Modos de falla por tensión, estallamiento y colapso

1.3.1 Resistencia a la tensión.

Las fuerzas que actúan en el cuerpo de la tubería y que están en tensión pueden ser calculadas a partir del uso del diagrama de cuerpo libre, mostrado en la figura 1.4, la fuerza F_{ten} que tiende a jalar la tubería se opone a la fuerza de las

paredes de la tubería, las cuales ejercen una contra fuerza, F_2 . la fuerza F_2 está dada por:

$$F_2 = \sigma_{yield} A_s$$

Donde σ_{yield} es el esfuerzo mínimo de cedencia y A_s es el área de la sección transversal del acero. De esta manera:

$$T_{ten} = \sigma / 4 * \sigma_{yield} * (dn^2 - d^2) \dots (1.1)$$

El esfuerzo de la tubería calculado con la ecuación 1.1 es la fuerza mínima que puede ocasionar deformación permanente de la tubería. La fuerza mínima que puede partir a la tubería en dos podría ser significativamente más alta que este valor. Sin embargo, el espesor nominal de pared en lugar del espesor mínimo de pared es utilizado en la ecuación 1.1, por que el espesor mínimo de pared es 87.5% el espesor nominal de pared, y así la deformación permanente no puede asegurarse.

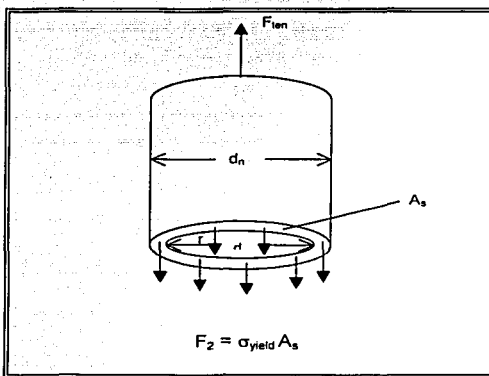


Fig. 1.4 Balance de fuerzas de tensión en la tubería

1.3.2 Estallamiento (Presión interna)

Como se muestra en el diagrama de cuerpo libre de la figura 1.5, la fuerza, F_1 , que tiende a reventar la tubería de revestimiento se opone a la fuerza de las

paredes de la tubería, que ejercen una contra fuerza, F_2 . La fuerza F_1 , que resulta de la presión interna P_{br} , actuando sobre el área proyectada (LdS) es dada por:

$$F_1 = P_{br} L \frac{d}{2}$$

La fuerza de resistencia F_2 que resulta por la resistencia del acero σ_s que actúa sobre el área de acero (tL) es dada por:

$$F_2 = \sigma_s L \frac{d}{2}$$

La sumatoria de las fuerzas para condiciones estáticas es

$$F_1 - 2F_2 = 0$$

Sustituyendo las expresiones apropiadas para F_1 y F_2 , y resolviendo para la presión interna P_{br} ,

$$P_{br} = \frac{2\sigma_s t}{d}$$

Esta ecuación es válida para tuberías de pared delgada y valores de d_n/t grandes.

La ecuación de Barlow para tubería de pared - gruesa es idéntica a la ecuación para tubería de pared delgada si el diámetro externo, d_n , se usa en lugar del diámetro interno, d . Los resultados de la ecuación de Barlow son de una solución simple, pero es una fórmula para pared gruesa, bastante exacta. La clasificación API para la presión interna está basada en la ecuación de Barlow. Usan el 87.5% del esfuerzo de cedencia mínimo para el acero, σ_s , y toman en cuenta el espesor mínimo de pared permisible, obteniendo,

$$P_{br} = 0.875 \frac{2\sigma_s t}{d_n} \quad \dots (1.2)$$

El API recomienda usar esta ecuación con espesores de pared redondeados a la milésima más próxima 0.001 (pg) y resultados redondeados a la decena más próxima 10 (psi).

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

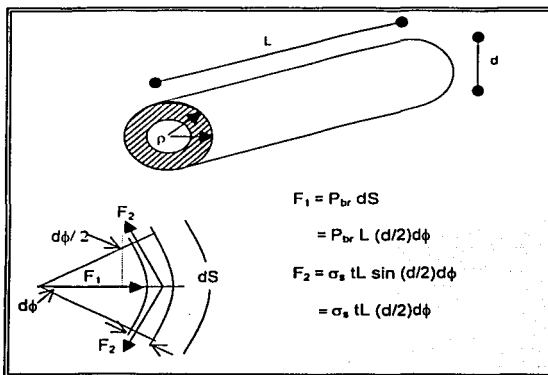


Fig. 1.5 Diagrama de cuerpo libre para presión interna de la tubería de revestimiento

1.3.3 Resistencia al Colapso (presión externa)

Si la presión externa sobre la tubería excede la presión interna de la tubería, la tubería de revestimiento estará sujeta al *colapso*. Dichas condiciones pueden existir durante las operaciones de cementación, evacuación el pozo, etc.

El colapso de la tubería por presión externa es un fenómeno más complicado que el de presión interna, por lo cual se emplea un análisis de diagrama de cuerpo libre (Fig. 1.5) en el cual se involucra la teoría de elasticidad para establecer la fuerza radial y la fuerza del arco tangencial en la pared de la tubería. Considerando, por ejemplo, que la tubería de revestimiento cruza la sección, mostrada en la figura 1.6 con cualquier presión externa P_e , y una presión P_i . Aplicando la teoría de elasticidad para este problema en dos dimensiones, a cualquier radio r , entre el radio interno, r_i , y el radio externo r_o , se obtiene,

$$\sigma_r = \frac{-p_i r_i^2 (r_o^2 - r^2) - p_e r_o^2 (r^2 - r_i^2)}{r^2 (r_o^2 - r_i^2)} \dots (1.3)$$

$$\sigma_t = \frac{p_i r_i^2 (r_o^2 + r^2) - p_e r_o^2 (r^2 + r_i^2)}{r^2 (r_o^2 - r_i^2)} \dots (1.4)$$

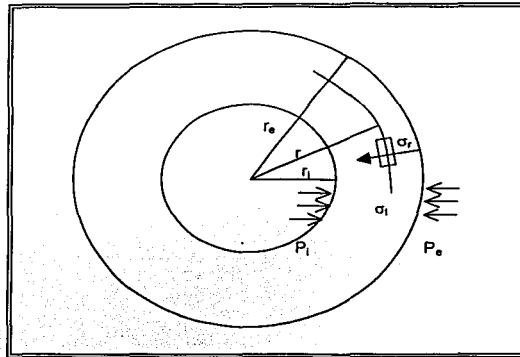


Fig. I.6 Esfuerzo de pared adimensional

Donde σ_r y σ_t son la fuerza radial y tangencial en el radio r . Para las mismas condiciones de colapso y presión interna, la fuerza mayor será en la dirección tangencial. Si esto es aceptado, la tubería estará solo sujeta a una presión externa, P_e , por lo tanto para $r = r_i$, la ecuación 1.4 se reduce a:

$$\sigma_t = \frac{2P_e r_o^2}{t(r_o + r_i + r_i - r_i + 2t - 2t)} \dots (1.5)$$

Usando la resistencia a la compresión efectiva como $-\sigma$ y haciendo un nuevo arreglo de los términos se reduce la ecuación a la siguiente fórmula para las presiones de colapso

$$Pcr = 2(\sigma_s)_e \left[\frac{dn/t - 1}{(dn/t)^2} \right] \dots (1.6)$$

El colapso que puede ser descrito o semeja su comportamiento con la ecuación 1.6 es llamado **colapso por esfuerzo de cedencia**. Ha sido demostrado experimentalmente que el colapso por esfuerzo de cedencia ocurre solo para valores de dn/t pequeños, en tuberías de revestimiento de pozos de aceite. Los valores máximos de colapso por esfuerzo de cedencia son calculados con:

$$\frac{d_n}{t} = \left[(F_1 - 2)^2 + 8 \left[F_2 + F_3 / (\sigma_{ywd})_e \right]^{1/2} + (F_1 - 2) \right] / 2 \left[F_2 + F_3 / (\sigma_{ywd})_e \right] \dots (1.7)$$

Donde F_1 , F_2 , y F_3 son datos de la Tabla I.3. Los valores calculados por la ecuación I.7 para una fuerza axial cero se muestran en la Tabla I.4. El esfuerzo de cedencia efectivo (σ_{yhd}), es igual al esfuerzo de cedencia mínimo cuando la fuerza axial es cero.

A valores altos de dn/t el colapso puede ocurrir a bajas presiones que pueden predecirse con la ecuación I.6 por que la geometría es inestable. Aplicando la teoría de estabilidad elástica, se llega a la siguiente fórmula de colapso:

$$P_{cr} = \left[\frac{2E}{(1 - \mu^2)(dn/t)(dn/t - 1)^2} \right]$$

después de un ajuste por variaciones estáticas en las propiedades de la fabricación de la tubería, la ecuación obtenida es:

$$P_{cr} = \left[\frac{46.95 \times 10^6}{(dn/t)(dn/t - 1)^2} \right] \dots (I.8)$$

El colapso que puede ser descrito o semeja su comportamiento con la ecuación I.8 es llamado **colapso elástico**. El rango de valores aplicable de dn/t recomendado por API para el colapso elástico esta dado en la Tabla I.4. El rango de valores mínimos de colapso pueden calcularse con la ecuación

$$\frac{dn}{t} = \frac{2 + F_2 / F_1}{3F_2 / F_1} \dots (I.9)$$

donde F_1 y F_2 son dados en la Tabla I.3.

La transición del colapso por esfuerzo de cedencia al colapso elástico no está considerada pero cubre un rango significativo de valores dn/t . Basados en resultados de varios experimentos, el API adopto dos ecuaciones más para la presión de colapso que cubren dicha zona de transición. La clasificación de **colapso plástico** para valores dn/t arriba del colapso por esfuerzo de cedencia puede ser calculada con:

$$P_{cr} = (\sigma_{yhd})_c \left[\frac{F_1}{(dn/t)} - F_2 \right] - F_3 \dots (I.10)$$

El rango de valores máximos para colapso plástico, se calculan con:

$$\frac{dn}{t} = \frac{(\sigma_{yictl})(F_1 - F_4)}{F_3 + ((\sigma_{yictl})(F_2 - F_3))} \dots (I.11)$$

donde F_1 a F_5 están dados en la Tabla I.3

El **colapso de transición**, que es la región entre el colapso plástico y el colapso elástico esta definido por:

$$P_{cr} = (\sigma_{yictl})_e \left[\frac{F_4}{(dn/t)} - F_5 \right] \dots (I.12)$$

Tabla I.3
Coefficientes empíricos usados para la determinación de la presión de colapso.

| Grado | F ₁ | F ₂ | F ₃ | F ₄ | F ₅ |
|--------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| H -20 | 2.950 | 0.0465 | 754 | 2.063 | 0.0325 |
| -50 | 2.976 | 0.0515 | 1056 | 2.003 | 0.0347 |
| J - K 55 & D | 2.991 | 0.0541 | 1206 | 1.989 | 0.0360 |
| -60 | 3.005 | 0.0566 | 1356 | 1.983 | 0.0373 |
| -70 | 3.037 | 0.0617 | 1656 | 1.984 | 0.0403 |
| C -75 & E | 3.054 | 0.0642 | 1806 | 1.990 | 0.0418 |
| L-80 & N-80 | 3.071 | 0.0667 | 1955 | 1.998 | 0.0434 |
| C -90 | 3.106 | 0.0718 | 2254 | 2.107 | 0.0466 |
| C-95 | 3.124 | 0.0743 | 2404 | 2.029 | 0.0482 |
| -100 | 3.143 | 0.0768 | 2553 | 2.040 | 0.0499 |
| P -105 | 3.162 | 0.0794 | 2702 | 2.053 | 0.0515 |
| P -110 | 3.181 | 0.0819 | 2852 | 2.066 | 0.0532 |
| -120 | 3.219 | 0.0870 | 3151 | 2.092 | 0.0565 |
| -125 | 3.239 | 0.0895 | 3301 | 2.106 | 0.0582 |
| -130 | 3.258 | 0.0920 | 3451 | 2.119 | 0.0599 |
| -135 | 3.278 | 0.0946 | 3601 | 2.133 | 0.0615 |
| -140 | 3.297 | 0.0971 | 3751 | 2.146 | 0.0632 |
| -150 | 3.336 | 0.1021 | 4053 | 2.174 | 0.0666 |
| -155 | 3.356 | 0.1047 | 4204 | 2.188 | 0.0683 |
| -160 | 3.375 | 0.1072 | 4356 | 2.202 | 0.0700 |
| -170 | 3.412 | 0.1123 | 4660 | 2.231 | 0.0734 |
| -180 | 3.449 | 0.1173 | 4966 | 2.261 | 0.0769 |

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Tabla I.4
Rango de dn/t para varias regiones de presión de colapso cuando el esfuerzo axial es cero.

| Grado | Colapso de esfuerzo de cedencia | Colapso plástico | Colapso de transición | Colapso elástico |
|--------------|---------------------------------|------------------|-----------------------|------------------|
| H-20 | 16.40 | 27.0 | 42.64 | |
| -50 | 15.24 | 25.63 | 38.83 | |
| J - K 55 & D | 14.81 | 25.01 | 37.21 | |
| -60 | 14.44 | 24.42 | 35.73 | |
| -70 | 13.85 | 23.38 | 33.17 | |
| C -75 & E | 13.60 | 22.91 | 32.05 | |
| L-80 & N-80 | 13.38 | 22.47 | 31.02 | |
| C-90 | 13.01 | 21.69 | 29.18 | |
| C-95 | 12.85 | 21.33 | 28.36 | |
| -100 | 12.70 | 21.00 | 27.60 | |
| P -105 | 12.57 | 20.70 | 26.69 | |
| P -110 | 12.44 | 20.41 | 23.22 | |
| -120 | 12.21 | 19.88 | 25.01 | |
| -125 | 12.11 | 19.63 | 24.46 | |
| -130 | 12.02 | 19.40 | 23.94 | |
| -135 | 11.92 | 19.18 | 23.44 | |
| -140 | 11.84 | 18.97 | 22.98 | |
| -150 | 11.67 | 18.57 | 22.11 | |
| -155 | 11.59 | 18.37 | 21.70 | |
| -160 | 11.52 | 18.19 | 21.32 | |
| -170 | 11.37 | 17.82 | 20.60 | |
| -180 | 11.23 | 17.47 | 19.93 | |

I.3.4 Efecto de la combinación de esfuerzos.

El comportamiento de las propiedades dadas en algunas tablas son aplicables solo con tensión axial cero y tuberías sin pandeo. Pero, varias de las propiedades de la tubería de revestimiento son alteradas durante su uso y puede ser por tensión axial, compresión y por fuerzas de pandeo. Debido a esto, los valores de tabla frecuentemente deben ser corregidos antes de ser usados en el diseño de tuberías de revestimiento.

Aplicando la teoría de la energía de distorsión para tuberías de revestimiento se obtiene la siguiente ecuación.

$$(\sigma_r - \sigma_z)^2 + (\sigma_r - \sigma_t)^2 + (\sigma_z - \sigma_r)^2 = 2\sigma_{yield}^2 \dots (1.13)$$

donde σ_r , σ_t y σ_z son los esfuerzos radial, tangencial y axial respectivamente. La aplicación del teorema de la energía de distorsión esta basada en el valor del esfuerzo de cedencia, y la superficie que se desarrolla denota el inicio de la cedencia y no una falla física de la tubería de revestimiento. Después de hacer una agrupación, la ecuación 1.13 toma la forma de una elipse.

$$(\sigma_r - \sigma_r)^2 - (\sigma_z - \sigma_r) (\sigma_r - \sigma_r) + (\sigma_z - \sigma_r)^2 = \sigma_{yield}^2 \dots (1.14)$$

$$o \quad \frac{3(\sigma_r - \sigma_r)^2}{4} + \left(\sigma_r - \frac{\sigma_r + \sigma_r}{2} \right)^2 = \sigma_{yield}^2 \dots (1.15)$$

Combinando el esfuerzo radial y tangencial de la ecuación 1.14 que fue definida previamente por las ecuaciones 1.3 y 1.4. La fuerza máxima ocurrirá en la pared interna de la tubería. Sustituyendo $r=r_i$ en la ecuación 1.3 y dando un valor de $(-p_i)$ para la fuerza radial en este punto. Usando este valor en la ecuación 1.14 y arreglando términos,

$$\left(\frac{\sigma_r + P_i}{\sigma_{yield}} \right)^2 - \left(\frac{\sigma_z + P_i}{\sigma_{yield}} \right) \left(\frac{\sigma_r + P_i}{\sigma_{yield}} \right) + \left[\frac{(\sigma_z + P_i)}{\sigma_{yield}^2} - 1 \right] \dots (1.16)$$

resolviendo esta ecuación cuadrática obtenemos

$$\left(\frac{\sigma_r + P_i}{\sigma_{yield}} \right)^2 = \pm \left[1 - \frac{3}{4} \left(\frac{\sigma_z + P_i}{\sigma_{yield}} \right)^2 \right]^{1/2} + \frac{1}{2} \left(\frac{\sigma_z + P_i}{\sigma_{yield}} \right) \dots (1.17)$$

Esta es la ecuación para la elipse de plasticidad mostrada en la figura 1.7. Con la sustitución de 1.4 con $r=r_i$ para σ_r , la ecuación 1.17 definida por la combinación de la presión interna, externa y carga axial que resulta en un modo de falla de esfuerzo de cedencia.

Haciendo un análisis de la elipse de plasticidad figura 1.7 se muestra que la tensión axial tiene un efecto que perjudica la presión de colapso y un efecto benéfico en la presión interna. En contraste, la compresión axial tiene un efecto nocivo en la presión interna y un efecto benéfico en la presión de colapso.

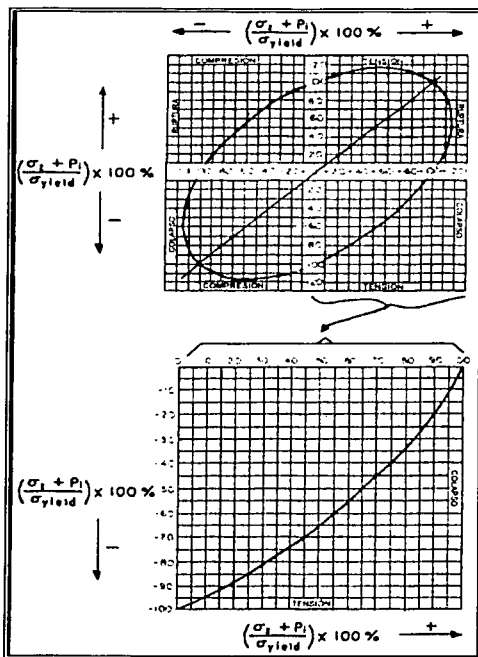


Fig. 1.7 Elipse de plasticidad

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

1.4 Tipos de terminación de pozos ³.

La terminación de un pozo petrolero, complementa la perforación y es tan importante como ésta. La terminación se lleva a cabo después que se ha cementado la tubería de revestimiento de explotación o bien en agujero descubierto.

Para cualquier terminación se tendrán tres tipos de pozos que son:

- a) Pozo en agujero descubierto.
- b) Pozo en agujero revestido.
- c) Pozo en agujero reducido revestido.

1.4.1 Terminación sencilla con TP Franca en agujero descubierto.

Este tipo de terminación puede realizarse cuando la formación productora no es deleznable y no hay problemas con contactos de gas – aceite o aceite – agua, es decir que solo se produzca de la zona de aceite.

Este tipo de terminación es rápida y menos costosa que cualquier otra, su tiempo de operación es mínimo comparado con otros tipos de terminación, se pueden obtener grandes gastos de producción por que se puede explotar por la TP y el espacio anular entre la TP y la TR. Sin embargo presenta algunas desventajas tales como la TR de explotación se encuentra en contacto con los fluidos del yacimiento, y si estos contienen sustancias corrosivas pueden dañarla; las presiones ejercidas por el yacimiento son aplicables a la TR por lo cual siempre estará fatigada y no se pueden efectuar tratamientos o estimulaciones, cuando las presiones de inyección son mayores que la presión interior que resiste la TR. (Fig. 1.8a)

1.4.2 Terminación sencilla con TP, empacador y accesorios en agujero descubierto.

Este tipo de terminación se puede efectuar con empacador sencillo recuperable o permanente, todo dependerá de la profundidad a la que va a ir instalado, así como a las presiones que se esperan del yacimiento durante su

explotación o bien que por operaciones que se deseen efectuar después de la terminación; acidificaciones o tratamientos de limpieza, etc.

En este tipo de aparejos la TP lleva como accesorios una válvula de circulación y un niple de asiento.

Dentro de las ventajas se encuentra que la presión del yacimiento así como la presencia de fluidos corrosivos no afectan a la TR; En caso de efectuar una estimulación se podrán alcanzar mayores presiones; y en el caso de requerir un mayor gasto, se puede abrir la válvula de circulación.

Por otro lado, se necesita un mayor tiempo en la terminación y por lo tanto implica un incremento considerable en el costo debido a este factor y a los accesorios requeridos. Al tener aceites viscosos es más difícil la explotación. Si hay incrustaciones se reduce más rápido el área de flujo. (Fig. I.8b)

1.4.3 Terminación sencilla con TR y TP franca.

Este tipo de terminación es igual a la terminación con TP franca, sólo que aquí se tiene que disparar la TR para poner en comunicación al yacimiento con el interior del pozo. En cuanto a las ventajas y desventajas que presenta, son las mismas que para la terminación en agujero descubierto con TP franca. (Fig. I.8c)

1.4.4 Terminación sencilla con TR, TP, empacador y accesorios.

Esta terminación puede efectuarse con empacador recuperable o permanente, el yacimiento puede tener contactos gas – aceite o aceite – agua, ya que mediante la cementación de la TR se puede seleccionar el intervalo para la terminación. Como en el caso anterior, el tipo de empacador dependerá de las presiones esperadas del yacimiento, así como el tipo de hidrocarburo (aceite o gas).

Las ventajas de este tipo de terminación son las mismas que para la terminación sencilla en agujero descubierto y en empacador anclado en la TR. En cuanto a las desventajas que presenta son las mismas que para la terminación del caso anterior, aquí se requiere disparar la TR con lo cual existe posible daño por los disparos. (Fig. I.8d)

1.4.5 Terminación sencilla selectiva con dos empacadores y TR

Este tipo de terminación debe efectuarse cuando se tiene más de un yacimiento por explotar cubiertos por TR cementada. Se requiere el uso de dos empacadores, el inferior permanente y el superior recuperable, así como accesorios entre ambos empacadores y sobre el empacador superior.

Por medio de esta terminación se pueden explotar dos intervalos productores simultáneamente o individualmente, y es recomendable para pozos de difícil acceso. Por otro lado se requiere de mayor tiempo en la terminación debido a las diversas herramientas que deben bajarse antes de introducir los empacadores. Los disparos deben hacerse con el pozo lleno de lodo y conexiones provisionales. Implica por lo tanto un mayor costo. (Fig. 1.8e)

1.4.6 Terminación doble con dos TP y dos empacadores.

La terminación es recomendable cuando se tienen más de dos yacimientos productores con características diferentes (ya sea por tipo de hidrocarburos o presiones) y se desea explotarlos al mismo tiempo.

Este tipo de terminación nos permite explotar simultáneamente dos yacimientos en forma independiente; en caso de que alguno de estos yacimientos produzca fluidos indeseables se puede abandonar temporalmente algún intervalo. Requiere de mayor tiempo en la terminación, más accesorios y experiencia para llevarla a cabo; los disparos se realizan con el pozo generalmente lleno de lodo; se tienen conexiones superficiales provisionales hasta tener los dos intervalos listos. Mayor problema para inducirlo, debido al daño generados por los disparos. (Fig. 1.8f)

1.4.7 Terminación doble selectiva con dos TP, Empacador doble, dos empacadores sencillos y accesorios.

Esta terminación es de las más complejas, sin embargo, es conveniente cuando se dispone de varios yacimientos en la misma estructura, ya que se pueden ir explotando individualmente utilizando equipo de línea para abrir, cerrar y obturar el acceso correspondiente.

Las ventajas que ofrece son, explotar simultáneamente más de un yacimiento; abandonar temporalmente algún intervalo por presencia de gas o fluidos indeseables; y se puede explotar el yacimiento que más convenga. Dentro de las desventajas que presenta es que requiere un mayor tiempo en la terminación del pozo, es más costosa, debida a los accesorios que deben instalarse en el aparejo de producción; y requiere amplia experiencia de campo para realizar este trabajo. (Fig. 1.8g).

1.5 Pozos con terminación "Tubingless" ^{4, 14}.

Actualmente esta tecnología se usa para la explotación de arenas compactas de baja permeabilidad, esto se debe a que se requieren bajos costos de perforación a fin de hacer rentable su explotación.

Las consideraciones para aplicar esta tecnología son:

- Campos de bajo riesgo y en donde se tiene la mayor información geológica.
- Los fluidos a producir no presentan corrosión, y/o incrustaciones las cuales pudieran dañar las tuberías e instalaciones superficiales.
- La certeza o una alta certidumbre de obtener un alto índice de éxito en la cementación primaria.

En este tipo de terminación, se perfora la última etapa del pozo con tubería de 3 ½" o 4 ½" según sea el caso y posteriormente se cementa como tubería de explotación (Fig. 1.9h), de este modo se produce a través de ella. La tubería cumple entonces con tres funciones básicas:

- Tubería de perforación.
- Tubería de revestimiento de explotación
- Y como aparejo de producción.

La perforación de pozos esbeltos con terminación "Tubingless" nos proporciona grandes ventajas como son, la reducción en tiempo y costo tanto de la perforación como en la terminación debido a que se requiere una menor cantidad de acero, se elimina el uso de empacadores y equipo de línea de acero, y nos proporciona una limpieza más rápida y eficiente después del fracturamiento.

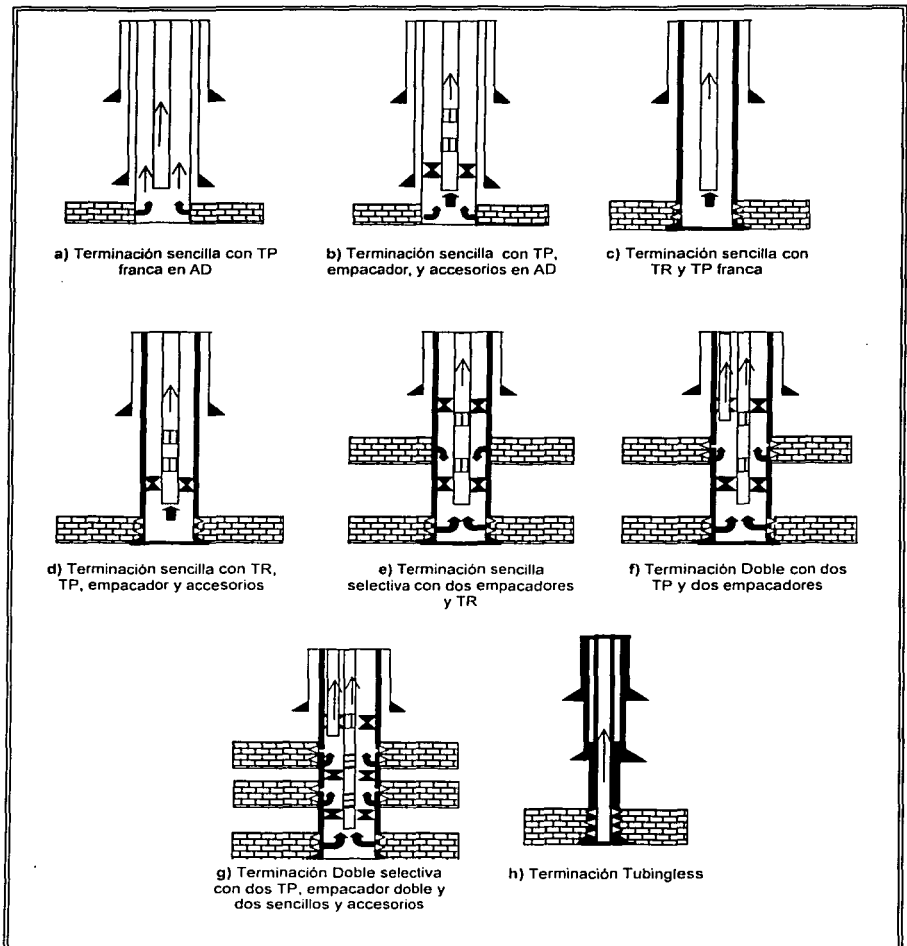


Fig. I.8 Tipos de terminación de pozos

1.6 Terminación con exclusión de arena

Una gran cantidad de yacimientos están formados por sedimentos, los cuales están tan pobremente consolidados o no consolidados, que serán producidos junto con los fluidos del yacimiento ocasionando con esto que las operaciones se vuelvan costosas y con ello obtener una baja producción de los fluidos deseados. La producción de arena es sumamente perjudicial, ya puede erosionar la tubería de producción o las válvulas superficiales y las líneas de flujo. A gastos bajos se produce muy poca cantidad de arena o no se produce, sin embargo, a gastos elevados, grandes cantidades de arena son arrastradas dentro del aparejo de producción. En suma la arena se podría acumularse en el aparejo de fondo y crear problemas con el equipo o herramientas que son manejados mediante cable de acero.

Las técnicas de terminación usadas para el control de producción de arena son las siguientes: tuberías cortas (liners) perforadas o mallas y empacamiento del agujero con grava (Fig. 1.9)

El principio básico de estos métodos, es que las aberturas o ranuras a lo largo de las cuales deberá fluir el fluido deban ser del tamaño apropiado, de tal manera que la arena forma un puente y esta es excluida.

El primer paso es obtener una muestra de la arena de la formación y analizar el tamaño de sus granos. Esto con el fin de poder determinar el tamaño de las aberturas o ranuras o el tamaño de la grava con la cual será empacado el agujero.

Una vez que la pantalla o el *liner ranurado* es construido, basados en los análisis de los granos, se corre el liner dentro del pozo en la tubería de producción y se cuelga con la herramienta colgadora y se instala en el intervalo productor; esta operación puede realizarse tanto en pozos con agujero revestido como en pozos en agujero abierto.

El *empacador de grava* puede ser usado al igual que la técnica anterior tanto en pozos con agujero revestido o abierto. En esta técnica el liner ranurado o pantalla solo es usado como un medio para excluir la grava, las ranuras pueden

ser mas grandes que las usadas en la técnica anterior y generalmente son ligeramente menores de tamaño que la grava empacadora.

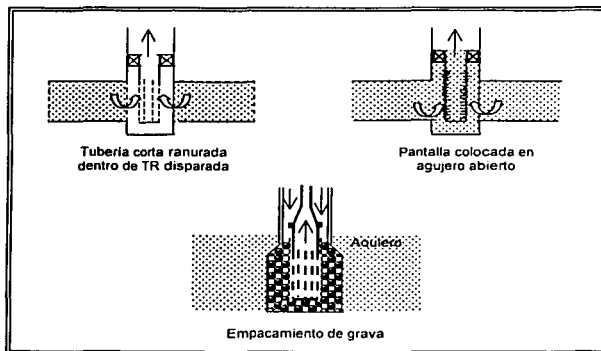


Fig. 1.9 técnicas de control de arena a) tuberías cortas
b) empacamiento de grava

1.7 Terminaciones con sistemas artificiales de producción ².

Todos los yacimientos petroleros experimentan la declinación de la presión y la mayoría de los pozos requieren la implantación de sistemas artificiales de producción en algún momento dado, la mayoría comúnmente cuando la presión del yacimiento es insuficiente para que fluyan de manera natural. Los sistemas artificiales de producción pueden ser utilizados para mejorar la producción de pozos fluentes en yacimientos donde la presión del yacimiento es insuficiente para producir una cantidad de fluido requerida.

Dichos sistemas abarcan el bombeo mecánico, el bombeo neumático, la bomba eléctrica sumergible (ESP, por sus siglas en inglés), entre otros.

1.7.1 Terminación con Bombeo mecánico.

La figura 1.10 muestra un esquema típico de un sistema de bombeo mecánico. La unidad superficial de bombeo está diseñada para transferir la energía proveniente del motor primario hasta la sarta de varillas, para lograr esto se cambia de movimiento rotatorio (del motor primario) a movimiento recíprocante

(para la sarta de varillas). La unión directa entre la unidad superficial y la sarta de varillas es la varilla pulida (polished rod). La varilla pulida pasa a través de la cabeza de empaque en la cabeza del pozo para prevenir fugas.

La sarta de varillas, compuesta de las varillas de bombeo, se extiende desde la superficie a la profundidad del émbolo de la bomba. Uno de los mejores métodos para combatir la presencia de gas libre en el fondo del pozo es simplemente asentar la bomba por debajo de la zona disparada. Si la bomba es espaciada con la válvula viajera muy cerca de la válvula de pie, el gas que entre a la bomba podrá ser comprimido hacia fuera.

Si la bomba debe ser colocada por encima de la zona disparada, entonces los separadores de gas podrán enviar el gas hacia arriba de la tubería de revestimiento y evitar la entrada a la bomba.

Para aplicaciones en agujeros esbeltos, se pueden considerar dos tipos de terminaciones. En la terminación con bomba de producción por la tubería de revestimiento, la bomba es anclada directamente a la TR sin un conducto de gas hacia arriba de la TR. Todo el fluido (gas y líquido) debe pasar a la bomba. La terminación de barra hueca (posiblemente tubería de diámetro pequeño o tubería flexible) dirige la producción de fluidos hacia arriba de las varillas, y el ancla de bomba permite subir el gas por la TR. Las barras huecas se usan para profundidades bastante superficiales porque la tubería de producción hueca no puede sostener las cargas pesadas. Para pozos horizontales, la bomba puede ser asentada por encima del punto de desviación (Kick off) o colocada en la curvatura del agujero con huyas de varilla o secciones de varillas rodantes. Los aceites viscosos pueden ser bombeados con una caja de empaque viajera en el fondo del pozo para desviar la producción dentro del revestimiento y eliminar el arrastre de la varilla. La arena se maneja con bombas especiales, y se colocan filtros a la entrada de la bomba.

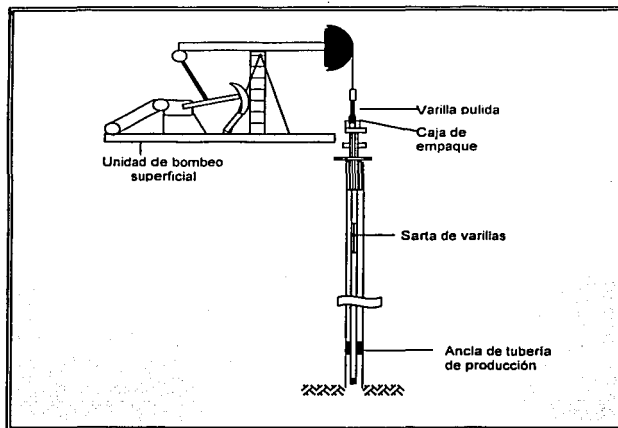


Fig. I.10 Esquema típico de un sistema de bombeo mecánico

I.7.2 Terminación con bomba eléctrica sumergible.

El sistema de bombeo opera sumergido en el fluido y suspendido en el extremo inferior de la tubería de producción. Generalmente por arriba de la zona de disparos. El equipo subsuperficial está constituido por: motor eléctrico, protector, bomba centrífuga, cable y opcionalmente un separador. (Fig. 1.11)

En la superficie, los transformadores llevan el voltaje a un valor igual al voltaje del motor mas la pérdida de voltaje en el cable. El tablero de control es usado para encender o apagar la unidad; para monitorear el voltaje, arrancar o parar; y para protección en situaciones de emergencia. La caja de respiración rompe el cable para prevenir que el gas libre proveniente del pozo, viaje a través del cable hasta el tablero de control. El cable es conectado en la cabeza del pozo hasta el cable del pozo u obturador en oposición a las gomas. El cable esta unido a la tubería de producción y generalmente cuenta con algunos protectores para evitar daños durante el corrimiento.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Se debe de instalar una válvula de retención y desagüe debajo de la bomba de manera que permita al fluido de la tubería de producción fluir fuera antes de sacar la tubería de producción.

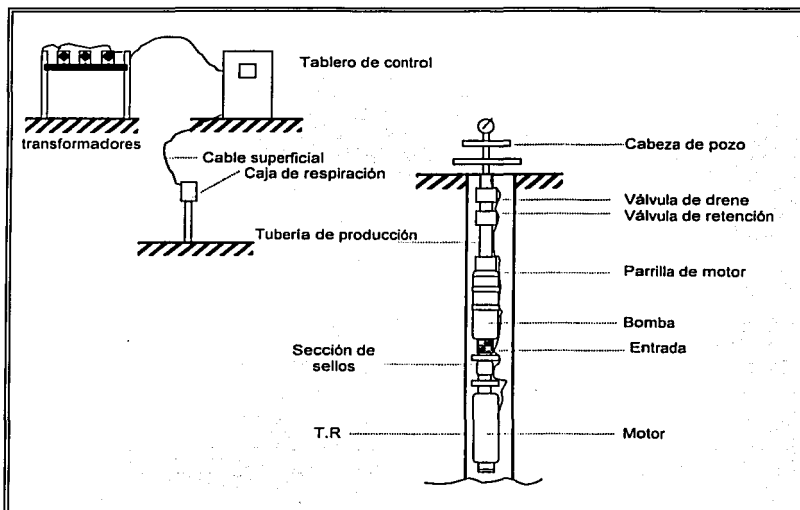


Fig. I.11 Esquema típico de una terminación con bomba eléctrica sumergible

La bomba es un arreglo en columna de propulsores o difusores. La entrada puede ser una toma estándar o una toma con un separador de gas rotatorio. La sección sellante (o protectora) se localiza por debajo de la toma o entrada para proteger al motor. Esta sección conduce el empuje del eje extendiéndose desde la bomba y permitir al fluido en el motor expandirse sin filtraciones de los fluidos al motor. El motor se encuentra en el fondo de la unidad de este modo será enfriado por los fluidos circulando en la entrada. El motor puede ser sencillo, en tándem, o incluso puede ser triple, a pesar de ello, los motores sencillos son los preferidos si cuentan con suficiente potencia para realizar el trabajo. El motor se llena con un aceite dieléctrico, el cual enfría y aísla al motor. El alambre del imán del motor se

aisla; algunos de los nuevos aislantes han sido considerados para aislar al alambre aun si el agua entra dentro del motor. los instrumentos de presión y temperatura están en ocasiones alojados en la parte más profunda del motor.

1.7.3 Terminación con bombeo neumático

En la terminación con bombeo neumático, el gas es inyectado dentro de la sarta de tubería de producción a profundidades seleccionadas, ya sea en forma continua o intermitente. El gas inyectado reduce el gradiente del fluido y, de este modo, los componentes de la columna hidrostática de la diferencial de presión del fondo a la cabeza del pozo. Cuando la columna hidrostática se aligera, los fluidos son capaces de fluir hacia la cabeza del pozo.

Un sistema completo de bombeo neumático incluye una fuente de gas, un sistema superficial de inyección, incluyendo la tubería de conducción en superficie, compresores, válvulas de control, etc; un pozo productor terminado con equipo de bombeo neumático en el fondo del pozo, con la tubería relacionada, separadores y válvulas de control (Fig. 1.12). La fuente del gas puede ser producida desde pozos cercanos, el cual es comprimido y reinyectado después de la separación.

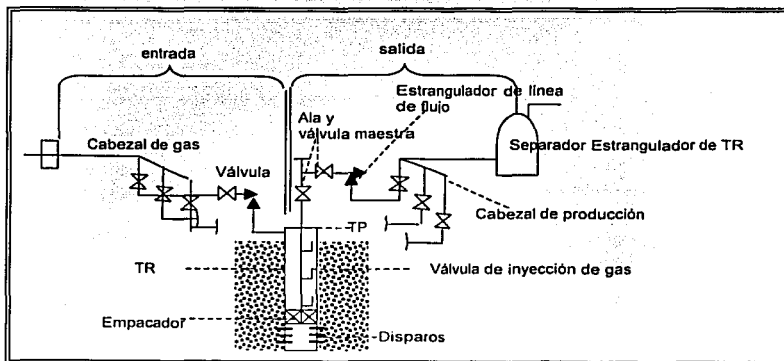


Fig. 1.12 Sistema completo de bombeo neumático

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Existen dos métodos principales de bombeo neumático: continuo e intermitente. Para el método de bombeo continuo, una válvula autorreguladora inyecta la cantidad de gas apropiada a la presión en la TP deseada a la profundidad de inyección. Se pueden colocar otras válvulas por debajo del punto de inyección y pueden ser puestas en funcionamiento durante la vida del pozo cuando la presión del yacimiento decae o si la relación agua – aceite se incrementa.

Para el bombeo de gas intermitente, puede ser usado ya sea en un solo punto de inyección o en puntos múltiples de inyección. En un solo punto de inyección, un líquido de sobrepeso se va incrementándose en la TP por debajo de la válvula de fondo. La válvula se abre, y el gas desplaza a la sobrecarga del líquido hacia arriba. La válvula permanece abierta hasta que el líquido alcanza la superficie, y entonces la válvula se cierra. La válvula se reabre cuando se forma otra sobrecarga de líquido, y el proceso se repite. En la inyección con puntos múltiples, una o más válvulas de descarga se mueven conforme el líquido se mueve hacia arriba, y estas válvulas también inyectan gas por debajo de la sobrecarga para ayudar en la elevación de los líquidos a la superficie.

La técnica de bombeo mecánico tiene un mayor número de ventajas que las técnicas de bombeo mecánico. Este es el único sistema de bombeo que puede funcionar en un pozo gasificado; y no es afectado por la producción de arena; puede ser usado en pozos desviados; y no requiere sistemas de bombeo que sufran reducciones en su efectividad debido al calor, químicos e hidrocarburos ligeros y gas. El bombeo neumático es también el método más sencillo de elevación para grandes volúmenes, especialmente en áreas remotas.

1.8 Fluidos de Terminación: funciones, requerimientos y criterio de selección^{6,14}.

Por definición un fluido de terminación o de re-acondicionamiento es un fluido el cual se coloca contra la formación productora mientras se realizan operaciones dentro del pozo como, limpieza, terminación, re-taponamiento, control de arena o disparos. Los fluidos de fracturamiento algunas ocasiones son

considerados como fluidos de re-acondicionamiento. Algunos materiales semejantes son usados para dar viscosidad y proporcionar control de pérdidas de fluido; sin embargo, los requerimientos para los fluidos de fracturamiento son muy diferentes que para los fluidos de re-acondicionamiento. Los fluidos de presión permanecen en el pozo por largo tiempo; así que la estabilidad y la corrosión son los principales intereses.

Dentro de las funciones básicas de los fluidos de terminación y re-acondicionamiento se encuentra el facilitar el movimiento de los fluidos de tratamiento a un punto en específico en el agujero, remover sólidos del pozo, y controlar las presiones de formación. Las propiedades necesarias del fluido varían dependiendo de la operación que se realizará, sin embargo la posibilidad de daño a la formación siempre debe ser una de las preocupaciones principales. En ciertas operaciones, como consolidación de arenas o empacamiento de grava, el taponamiento de los disparos es la principal consideración.

En años recientes han surgido una gran cantidad de nuevos fluidos, muchos de los cuales están acompañados del reconocimiento del alto riesgo en la reducción de la productividad, o del taponamiento por completo de ciertas secciones de la zona productora, por medio del contacto con fluidos extraños.

Cuando se selecciona un fluido de terminación o re-acondicionamiento debe de tomarse en cuenta los siguientes aspectos:

Densidad del fluido.- La densidad del fluido no debe ser más alta de la necesaria para controlar la presión de formación. Con extremas precauciones una presión hidrostática de 100 – 200 psi sobre la presión de formación deberá ser la adecuada.

Contenido de sólidos.- Los fluidos no deben tener contenido de sólidos para evitar taponamiento en los disparos y en la formación.

Las partículas más grandes que la mitad del promedio de los diámetros del poro provocaran obturaciones a la entrada de los poros. Estas partículas de mayor tamaño no causarán daño si son removidas por medio de flujo en contra o degradadas con ácido o aceite crudo. Las partículas que se adhieren a la pared de

la formación obviamente obstruirán ciertas operaciones como pueden ser la consolidación de arenas, el empacamiento con grava, o una cementación forzada.

Características del filtrado.- las características del filtrado deberán ser adaptadas para reducir al mínimo el daño a la formación considerando el hinchamiento o dispersión de arcillas, cambios en la mojabilidad, y estabilización de la emulsión. Muchas veces esto quiere decir que el fluido deberá contener el surfactante apropiado así como el electrolito apropiado.

Perdida del fluido.- Las características de pérdida de fluido deben ser adaptadas para prevenir pérdidas de cantidades excesivas del fluido a la formación, o para permitir la aplicación de "esfuerzo hidráulico" en una formación con arena no consolidadas. Obturando la cara de la formación por medio de las partículas solubles en ácido de tamaño apropiado (carbonato de calcio) resulta un acercamiento deseable para controlar las pérdidas de fluido.

Características relacionadas a la viscosidad.- las características relacionadas con la viscosidad como punto de cedencia, viscosidad plástica y esfuerzo gel, tendrán que ser las adecuadas para que proporcionen al fluido la capacidad de acarreo de arena o cortes hacia la superficie a velocidades de circulación moderadas. Las pruebas en laboratorio indican que muchos de los materiales que proporcionan viscosidad causan una reducción permanente en la permeabilidad. Esto puede ser optimizado por medio de una selección apropiada de polímeros y de acuerdo con el adecuado control de pérdida de fluido para limitar la invasión a la formación.

Corrosión.- El fluido deberá ser químicamente estable de modo que la reacción con oxígeno libre con las tuberías de acero sea mínima, y que el hierro en solución sea secuestrado y no permita que se precipite hacia la formación.

Consideraciones mecánicas.- El equipo disponible para mezclar, almacenar, remover sólidos y de circulación, es a menudo un factor a considerar en la selección del fluido.

Economía.- El fluido más económico seleccionado será el que corresponda a la susceptibilidad del pozo al daño. Es decir el que provoque el menor daño a la formación y nos proporcione las mejores características.

1.8.1 Fluidos para disparos

Los fluidos para disparos no son necesariamente un tipo distinto de fluido, pero se hará la distinción para enfatizar la importancia de disparar en un fluido sin sólidos.

Agua salada o aceite.- cuando son usados en limpieza, estos no causan u taponamiento de todo en los disparos, pero si la presión diferencial esta en la formación, las partículas finas remanentes de la carga serán llevadas hacia la perforación.

Ácido acético.- Es un excelente fluido de disparos bajo la mayoría de las condiciones. En ausencia de H_2S , el ácido acético puede ser inhibido en contra de cualquier tipo de corrosión al acero por largos periodos a altas temperaturas. Normalmente se usa al 10 % de solución. El ácido acético más H_2S es muy difícil de inhibir contra fragilidad.

Nitrógeno.- Posee ventajas como fluido de disparos en formaciones con baja presión, o en donde los costos de tiempo del equipo o de limpieza son muy altos, o en donde se realicen programas de pruebas especiales y se requiera que se evite la contaminación a la formación.

Pozos de Gas.- Estos pueden ser terminados económicamente en "fluido limpio" por medio de la perforación (disparar) de uno o dos agujeros, induciendo a producción al pozo y limpiando hasta remover la mayor cantidad de fluido en el agujero tanto como sea posible, después disparar la zona como se decidió.

Capítulo II

Identificación de las operaciones de terminación de pozos

La terminación de pozos y sus subsecuentes operaciones, juegan un papel crucial en el desarrollo de un campo o unidad de producción, ya que, mediante la correcta selección de técnicas y equipo se asegurarán pozos potencialmente productores con el menor daño a la formación.

Por definición el objetivo de la terminación de pozos nos va a permitir obtener la producción óptima de hidrocarburos.

Anteriormente se sentaron las bases de las características de los diferentes tipos de diseños para la terminación de pozos. Mencionamos que el tipo de terminación de pozo seleccionado repercutirá durante la vida productiva del pozo, considerando tanto los costos como las subsecuentes operaciones de re-acondicionamiento o estimulación que se realicen en este.

Hay que tomar en cuenta que así como el diseño de la terminación es un factor determinante, de la misma manera, la apropiada selección de las técnicas de re-acondicionamiento o estimulación, determinarán el tener un pozo exitosamente productor o un pozo potencialmente dañado.

Es por ello que a lo largo de este capítulo se revisarán los aspectos fundamentales de las operaciones de terminación y estimulación más importantes, con el fin de tener una referencia teórica y obtener una amplia visión tanto de la importancia en su diseño como de la correcta selección e implantación de las técnicas de acuerdo a nuestras necesidades.

II.1 Disparos ⁷

Establecer la comunicación en zonas productoras de aceite o gas, envuelve más que sólo realizar agujeros en la tubería de revestimiento (TR) por medio de la selección de pistolas y métodos a partir de un catálogo de servicios. Disparar es la más importante de todas las operaciones de terminación y por lo tanto, el diseño de los disparos se ha vuelto integral, un elemento de planeación de la terminación la cual considera a las condiciones del yacimiento, características de la formación y requerimientos específicos de cada pozo.

Los disparos juegan un papel crucial en la producción de hidrocarburos. Desde pruebas de presión para evaluar al yacimiento hasta la terminación e intervención para remediar, **disparar** es la clave para una obtener el éxito tanto en exploración, producción económica de gas y aceite, y en una eficiente recuperación y productividad de los pozos.

Disparar es la única forma de establecer túneles de conducción entre la TR y la zona productora; sin embargo, este proceso afecta a la permeabilidad de la formación alrededor de dichos túneles. Parámetros tales como penetración, tamaño del agujero, número de disparos y el ángulo entre agujeros posee un significativo impacto en la caída de presión cercana al pozo y por lo tanto en la producción. Es por ello que la optimización de estos parámetros y la disminución del daño inducido a la formación, son aspectos muy importantes del proceso de disparar.

Actualmente disparar es una operación la cual es inseparable de otros servicios que mejoran la productividad del pozo como, fracturamiento, acidificación y control de arena entre otras.

Los disparos también proporcionan puntos uniformes de inyección de agua, gas, ácido, apuntalante y gel para estimulaciones de fractura, y fluidos para colocar grava para control de arena en formaciones débiles o pobremente consolidadas. Por medio del manejo del número requerido de perforaciones, orientación y tamaño, tendremos agujeros estables los cuales ayudaran a prevenir la producción de arena.

II.1.1 Explosivos comúnmente utilizados ⁸.

De acuerdo a su velocidad de reacción, los explosivos empleados en los disparos se clasifican en bajos y altos.

Los explosivos bajos se caracterizan por que no detonan, se queman rápidamente, su velocidad de reacción varía de 330 a 1500 m/s, son sensibles al calor, es decir, se inician mediante flama, chispa o alguna fuente de calor; y deben ser confinados para poder trabajarlos. Los explosivos altos sí detonan, su velocidad de reacción es mayor a los 1500 m/s, se inician por calor o percusión, la presión que producen dura unos microsegundos, la potencia generada es mucho mayor que la de los explosivos bajos. Los explosivos altos comúnmente utilizados para la perforación de tuberías son: Azida de Plomo y Tacot, son usados en estopines eléctricos; RDX, HMX, HNS, PSF y PYX, se usan en cordones detonantes, fulminantes y cargas explosivas.

Cuando hablamos de explosivos debemos de considerar dos parámetros muy importantes, los cuales son **sensibilidad y estabilidad**.

La sensibilidad es una medida de la energía mínima, presión o potencia requerida para iniciar un explosivo, es decir refleja la facilidad con la que puede iniciarse. De acuerdo a su sensibilidad se clasifican en **explosivos primarios** y **explosivos secundarios**. Los primeros se usan normalmente para iniciar a los explosivos secundarios que son menos sensibles pero más poderosos

La estabilidad se refiere a la habilidad de un explosivo para perdurar por largos periodos de tiempo o para soportar altas temperaturas sin descomponerse.

Los explosivos usados en los disparos deben tener alta estabilidad para que puedan ser almacenados por un tiempo razonable y puedan operar eficazmente después al exponerse a las temperaturas del pozo.

En la **Tabla 2.1** se resumen las principales características y aplicaciones de los explosivos usados.

Tabla 2.1 Principales características de los explosivos utilizados para operaciones de disparo

| Nombre | Azida de plomo | Tacot | RDX | HMX | HNS | Sulfones | PYX |
|------------------------|---|--|---|--|---|---|---|
| Composición | PbN ₆ | C ₁₂ H ₈ N ₈ O ₈ | C ₃ H ₆ N ₆ | C ₄ H ₈ N ₈ O ₈ | C ₂ H ₂ N ₆ O | SN ₂ O ₄ | C ₁₇ H ₇ N ₇ (NO ₂) ₈ |
| Clasificación | Explosivo alto primario | Explosivo alto primario | Explosivo alto secundario | Explosivo alto secundario | Explosivo alto secundario | Explosivo alto secundario | Explosivo alto secundario |
| Características | Muy sensible a la fricción. Para reducir su sensibilidad al impacto se le agrega de un 3 a 5 % de dextrina durante el proceso de cristalización | Punto de estallido 712 °F | Sólido cristalino blanco, cuando se calienta se quema expandiendo gases o se descompone a presión atmosférica detona si se calienta a más de 180 °C (350 °F) en confinamiento | Sólido cristalino blanco, su velocidad de detonación es de 9 100 m/s | Sólido cristalino, su velocidad de detonación es de 7 000 m/s, | Polvo amarillo, Punto de estallido 585°F, rango de temperatura 470°F por 1 hora | Su punto de fusión es de 360°C, la velocidad de detonación es de 7 448 m/s |
| Aplicación | Estopines E – 100 Fulminantes C -68 | Estopines E– 114 de alta temperatura para pistolas entubadas | Cordón detonante, cargas, estopines y fulminantes para temperaturas de hasta 350 °F | Similar al RDX, cordón detonante y cargas con un rango de Temp. de 400°F | En cordones detonantes forrados con plomo, fulminantes (P-3A) para alta temperatura | En cordón detonante y cargas de alta temperatura | Se aplica cuando existen muy altas temperaturas |

**TESIS CON
FALTA DE ORIGEN**

II.1.2 Aspectos fundamentales de pistola

Prácticamente en todos los tipos de pistola se usan tres dispositivos explosivos:

- La carga formada, cuya función es la de producir la perforación en la tubería y la formación.
- El cordón explosivo, que proporciona la energía necesaria para detonar secuencialmente cada una de las cargas.
- El estopín eléctrico, el cual inicia la detonación cuando se le envía la corriente desde la superficie.

II.1.2.1 La carga formada y la formación del chorro ^{7,8,11}

Las perforaciones son creadas en menos de un segundo por **cargas formadas** que usan el efecto de cavidad explosiva, la cual esta basada en tecnología de armamento militar. Es el componente más importante de una pistola. Las cargas formadas consisten de un iniciador o primer, la carcaza o cubierta, un alto explosivo secundario y de un liner (revestimiento) metálico cónico conectado al cordón detonante. (Fig. 2.1). Las cargas son dispositivos precisos que son diseñados, manufacturados y probados para cumplir con los estándares de calidad requeridos y con las características deseadas de perforación

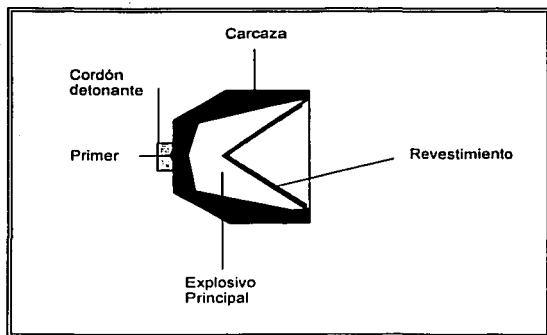


Fig. 2.1 Componentes de la carga formada

SECCION CON
FALLA DE ORIGEN

A pesar de su sencilla construcción, la carga formada es muy compleja en operación, es un dispositivo de reacción de alta velocidad. Esto parte del carácter del explosivo usado en la carga.

La carga formada reacciona tan rápidamente que el lapso de tiempo desde su iniciación hasta el término de la penetración varía solo de 100 a 300 microsegundos, dependiendo del tipo de carga

Para poder tener una perspectiva de la importancia de los elementos de la carga formada en su desempeño observemos la figura 2.2. En la figura se muestran tres configuraciones de cargas; la primera a) es una masa sólida de explosivo, cuando detona, solo una pequeña impresión ocurre sobre la barra de acero debido principalmente a la presión creada por la explosión. Tomando la misma configuración externa en b), pero proporcionando una sección ahuecada cónica, nótese que la penetración se incrementa cerca de la mitad del diámetro de la cavidad. Ahora, tomando exactamente la misma configuración como en b) y colocando un delgado revestimiento metálico en la cavidad c), la penetración se incrementa dramáticamente de 4 a 5 veces más que el diámetro del revestimiento (liner). Lo que sugiere que la clave de la carga formada es el liner.



Fig. 2.2 Efectos de cavidad explosiva

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

El cordón de detonación inicia al primer y detona al explosivo principal. La onda de detonación barre a la carga a cerca de 30 000 ft/seg, generando presiones en el liner de dos a 4 millones de psi sobre la TR y de hasta 300 000 psi sobre la formación.

Como se muestra en la figura 2.3, el liner se colapsa formando un chorro de alta velocidad de partículas de metal fundido que se propagan a lo largo del eje de la carga. No todo el liner va dentro del chorro penetrante; solo cerca de una tercera parte o la mitad de este. Esta porción no es efectiva en el proceso de penetración. Para entender mejor esto, en la figura 2.3 se muestran las diferentes fases de la formación del chorro (jet). En la fase de detonación, el frente de onda ha progresado a través del cuerpo sólido del explosivo, lo suficiente para obtener la máxima velocidad. Cuando el frente de onda golpea el ápice del revestimiento. Las enormes presiones empiezan a colapsar el revestimiento, las altísimas presiones empiezan a colapsar el liner sobre su propio eje, y dado que las presiones están muy por arriba del punto de cedencia de cualquier metal usado en las tuberías de revestimiento, el metal se comporta como un fluido. Conforme el material se alinea sobre el eje, es comprimido por la presión periférica en el frente de onda; entonces una porción se moverá hacia adelante y otra hacia atrás.

Los movimientos relativos del metal fluido pueden ser delineados desde la línea central de la pared del liner. El material en el exterior o del lado del explosivo de esta línea se moverá hacia atrás y forma un 'proyectil'. El material en el lado interno entrará a chorro y se moverá hacia adelante. En este punto el chorro se está formando. En la tercera secuencia muestra el frente de onda cerca de la mitad del camino en el cono. El proyectil ha sido lanzado aún mas con respecto al frente de onda y el chorro se ha alargado. En este momento el chorro alcanza su máxima velocidad, pudiendo alcanzar el doble de la velocidad de la detonación de la carga explosiva. La porción delantera del chorro alcanza una velocidad de 7,600 m/s mientras que en la parte trasera del chorro se tendrá una velocidad de 900 m/s, debido a la diferencia de velocidades se produce el alargamiento del chorro. En la última secuencia el frente de onda ha pasado la base del cono. El chorro se ha extendido a su longitud final y todo el material en el cono ha sido

inyectado, ya sea en el chorro o en el proyectil. El enorme impacto de la presión del chorro ocasiona que el acero, cemento, roca y los poros fluyan plásticamente.

Las cargas formadas son diseñadas para generar combinaciones óptimas de tamaño de agujero y penetración usando el mínimo de material explosivo. La efectividad de la carga formada depende de la simetría de la carga y de las características del chorro. La penetración dependerá del logro de las velocidades óptimas a lo largo del chorro. El perfil de velocidad debe ser establecido desde la punta hasta la cola, el chorro de perforación necesita viajar tan rápido como sea posible. La velocidad incorrecta provocará un decremento en la penetración. El tamaño del agujero esta relacionado con la forma del chorro.

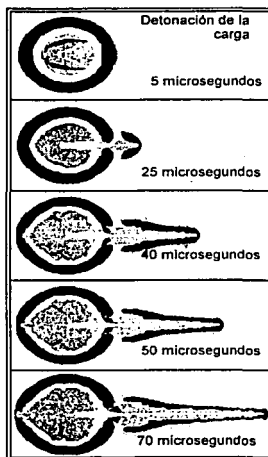


Fig. 2.3 Fases de la formación del chorro de una carga explosiva

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Entre los factores que afectan la penetración de la carga formada y el tamaño de los agujeros, se encuentran los siguientes:

- Parámetros de diseño de la carga; liner (geometría, ángulo, material, espesor, propiedades físicas, dimensiones); el espaciamiento entre la carga

- y el objetivo (stand off) y distancia entre el eje del liner y el primer; la distribución y densidad – que determina la velocidad de detonación – del explosivo que puede ser más importante que la cantidad de éste.
- Los cambios en la presión en el pozo, la temperatura y la densidad de los líquidos del pozo tienen un efecto negativo sobre el desempeño de la carga. Generalmente cuando se opera en gas los valores son iguales o mayores que los valores en líquido.
 - Claro de la pistola. El claro es la distancia de la pistola a la tubería de revestimiento a lo largo del eje del chorro.
 - Resistencia del material objetivo. Mientras más alta sea la resistencia a la compresión, menor será la penetración
 - Grado del acero de la TR. El diámetro de la entrada de la perforación en la TR generalmente se reduce con el incremento de la resistencia de la TR.

II.1.2.2 Estopín, fulminante y cordón detonante

El estopín es el dispositivo que iniciará el proceso de detonación cuando desde la superficie le sea enviada una corriente eléctrica. A su vez, éste iniciará la detonación del cordón unido a él. Cuando el cordón detonante 'explota' casi simultáneamente transmite la onda de choque a las cargas formadas, lográndose la detonación de estas.

El fulminante o booster es una carga explosiva auxiliar que se une al extremo del cordón detonante para asegurar una transmisión confiable de la onda detonante. Consiste de una funda delgada de aluminio que contiene una carga de explosivo secundario que se sujeta contra el núcleo explosivo del cordón detonante.

El cordón detonante consiste de un núcleo de explosivo (RDX, HMX, etc.) cubierto por un forro plastificado, o en algunos casos por una funda de plomo. Su función es transmitir la explosión del estopín a un número de cargas individuales. Dado que la velocidad de la onda detonante es de aproximadamente 6 400 m/s, la iniciación se considera simultánea para fines prácticos.

II.1.3 Tipos de pistola ⁹.

Actualmente las pistolas de carga formada se clasifican de manera general en dos categorías de acuerdo a sus características operacionales y sus aplicaciones, estas son:

- Pistolas con portador hueco recuperable
- Pistolas no recuperables o pistolas expandibles.

Las pistolas con portador hueco recuperable consisten de un tubo de acero dentro del cual la carga formada esta asegurada propiamente. El tubo de la pistola es sellado en contra de la presión hidrostática. De este modo, la carga se rellena con aire a presión atmosférica. Cuando la carga enciende, las fuerzas explosivas ligeramente expanden la pared portadora, pero la pistola y los remanentes dentro son completamente retirados del pozo (Fig. 2.4a).

La pistola no recuperable o pistola expandible (Fig. 2.4b), consiste de carcazas o cascos sellados a presión de manera individual, fabricados generalmente de algún material frágil, como aluminio, cerámica, vidrio o hierro fundido. Una carga es contenida dentro de cada casco y cuando detonan, el casco explota en pequeñas piezas. Como no tiene un portador que contenga la explosión, los remanentes permanecen en el pozo.

La pistola de bala (Fig. 2.4c) se identifica como una tercer categoría, a pesar de que su uso es limitado en comparación con las pistolas de carga formada.

II.1.3.1 Descripción de las pistolas

Las dos categorías de pistolas de carga formada son usadas para operaciones que se realizan tanto a través de la tubería de revestimiento como a través de la tubería de producción.

La pistola recuperable con cargador hueco esta disponible en diámetros que van desde las 3 $\frac{1}{8}$ " hasta 5" para operaciones realizadas a través de la TR.

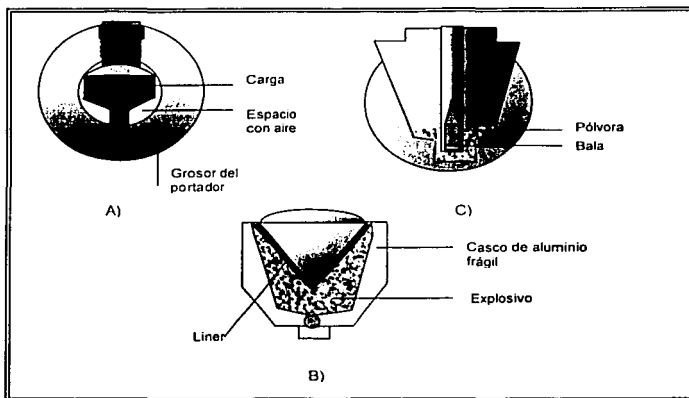


Fig. 2.4 Tipos de bala

La pistola de mayor tamaño que puede ser corrida con seguridad se emplea para obtener el máximo desempeño. Como una regla se usa un claro a la TR de $\frac{1}{2}$ ". Las pistolas con cargador hueco están fabricadas de acero, generalmente están diseñadas para 4 cargas por pie con una fase a 90° ó 120° . Pueden ser cargadas a cualquier densidad de disparo deseada. Están disponibles en longitudes que contienen desde solo unos cuantos disparos hasta pistolas que contienen hasta 60 disparos. La figura 2.5 muestra los diseños típicos de las pistolas comúnmente usadas para operaciones a través de TR.

Dentro de las principales ventajas que presenta este tipo de pistola se encuentran las siguientes:

- Alta confiabilidad; mínima cantidad de disparos perdidos al contener al cordón detonante y a la carga protegidos dentro de la pistola.
- Mecánicamente fuerte y resistente.
- Se corre de manera rápida, minimizando los tiempos de uso del equipo.
- Esencialmente la pistola no deja desperdicios en el pozó
- Fácilmente adaptable a la densidad de disparos deseada.
- La pistola no produce deformación de la TR.

- Ofrece un alto desempeño de la carga
- Generalmente es impermeable al gas y resistente a los químicos en el pozo.

Básicamente, lo mencionado anteriormente se aplica a las pistolas recuperables usadas a través de la TP, excepto cuando la TP se encuentra desviada pudiera fallar. En esos casos, se debe respaldar con alguna de las pistolas no recuperables, las cuales generalmente son más flexibles. Es muy raro que las pistolas recuperables de diámetro pequeño fallen al proporcionar los resultados de producción deseados. Consecuentemente, estas pistolas se han vuelto muy populares en los últimos años, ya han sustituido casi por completo a las pistolas no recuperables en pozo más profundos y más calientes o en donde las presiones en la cabeza del pozo son altas.

La principal desventaja de las pistolas recuperables es su rigidez y / o su peso lo cual limita la longitud del equipo que puede ser corrido.

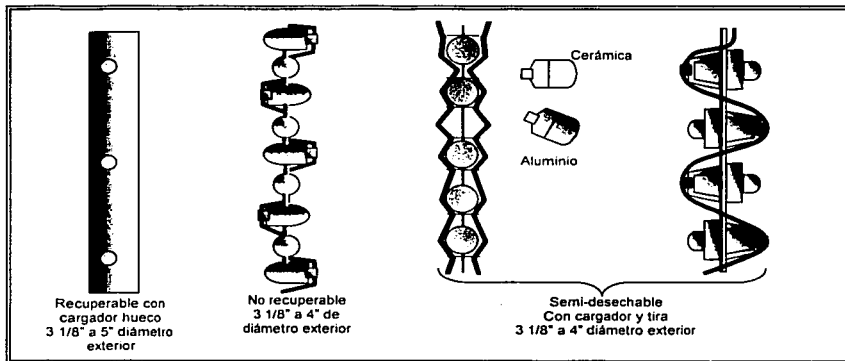


Fig. 2.5 Pistolas para operaciones generales en TR

Las pistolas desechables, están disponibles esencialmente en los mismos diámetros que para los tipos recuperables. Las especificaciones como densidad de disparo y ángulo de fase para operaciones a través de TR son las mismas. En

cuanto a su fabricación, el aluminio es bastante usado tanto por la integridad que proporciona al casco como por su economía.

El principal atractivo para la industria, es que son más económicas y pueden ser fácilmente ensambladas o cargadas en el pozo. Otra ventaja significativa es que puede ser cargada en longitudes más grandes que las pistolas de acero. Son ligeras en peso y flexibles.

Los factores importantes a ser considerados en su uso, se mencionan como sigue:

- La flexibilidad permite manejarlas en longitudes más grandes y facilita su entrada en la cabeza del pozo.
- Pueden deformar o dañar a la TR cuando se detonan, dependiendo de la carga explosiva y de las condiciones del pozo.
- Deja residuos en el pozo.
- Los componentes explosivos están expuestos al ambiente en el pozo, reduciendo la confiabilidad del disparo comparado con las pistolas recuperables.
- No son resistentes al gas ni al líquido. Los cascos de aluminio no son resistentes cuando se usa ácido clorhídrico (HCl). El HCl se usa comúnmente para disolver residuos remanentes en el pozo.
- En resumen, las pistolas desechables se deben usar en pozos someros, en donde las condiciones imperantes no excedan las especificaciones operacionales (presión y temperatura, etc).

Las pistolas semidesechables proporcionan las siguientes ventajas sobre las pistolas desechables:

- Minimizan la cantidad de desechos, particularmente en operaciones con densidad de disparos reducida, por la eliminación de miembros desechables al usar tiras de acero o cables, los cuales son recuperables.
- Al usar cerámicas o vidrio para el casco, se mejora la calidad del desperdicio.

- Disponibilidad para posicionar a la pistola a 0° en operaciones a través de la TP.

La figura 2.6 muestra las versiones de pistola de diámetros pequeños para operaciones realizadas a través de la TP (o TR esbelta). Las pistolas están diseñadas en diámetros que permitirán un fácil acceso a través de los niples de asiento de la TP. Por ejemplo, 1 ³/₈" de diámetro para pasar a través de niples de 1 ¹/₂" de diámetro, 1 ¹¹/₁₆" para niples de 1 ²⁵/₃₂" y, pistolas de 2 ¹/₈" para niples de 2 ¹/₄". Sin embargo las pistolas recuperables de diámetro pequeño son una excepción, ya que se tienen en diámetros de 1 ⁵/₁₆", 1 ⁹/₁₆" y 2" respectivamente; con la finalidad de permitir una recuperación confiable a través de los mismos niples después de que la pistola ha sido disparada y se ha 'hinchado'.

Las pistolas semidesechables, como las desechables, se encuentran confinadas para operar en pozos someros. Con cascos de cerámica, sin embargo, son a menudo usadas en pozos profundos en operaciones a través de la TP en donde el gas es un problema.

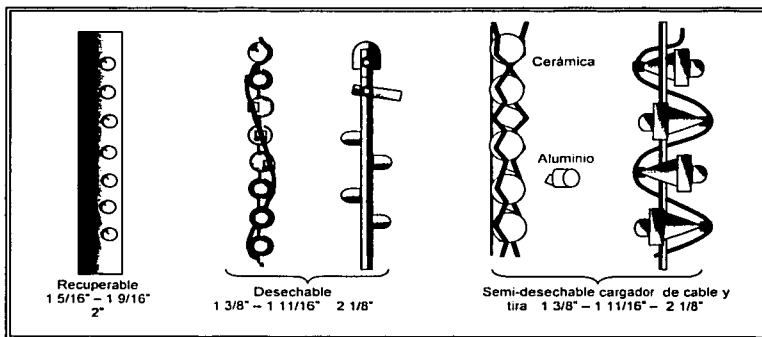


Fig. 2.6 Pistolas para operaciones generales a través de TP

II.1.4 Factores que afectan los resultados de las operaciones de disparo con pistola ^{8,9}.

II.1.4.1 Relación de Productividad

Para evaluar el potencial de un pozo, usualmente se recurre al índice de productividad (J) de una formación en agujero abierto sin alteración de permeabilidad por el daño a la formación. El índice de productividad (J), es el promedio de flujo (Q) dividido por la diferencia de presión entre la formación y el pozo:

$$J = \frac{Q}{P_{ws} - P_{wf}}$$

ya que el índice de productividad de una zona puede ser difícil de determinar, el efecto relativo de ciertos cambios en el sistema de disparo como son la penetración, la fase, densidad, diámetro del agujero, daño del lodo, etc., pueden ser evaluados usando la relación de productividad, la cual esta definida como la producción de una zona revestida y disparada dividida por la producción que se obtendría de esa misma zona en agujero descubierto, sin daño y con la misma caída de presión.

$$RP = \frac{\text{Producción de una zona revestida y disparada}}{\text{Producción de la misma zona en agujero descubierto}}$$

II.1.4.2 Geometría del sistema de disparo

La remoción del daño y la limpieza de las perforaciones son elementos muy importantes del diseño del sistema de disparo, sin embargo un punto fundamental que hay que tener en consideración es la geometría del sistema de disparo, ya que sus elementos influirán de manera directa en la relación de productividad del pozo. Estos parámetros son: densidad del disparo, densidad de cargas por metro, fase angular entre perforaciones y penetración. (Fig. 2.7). Otros factores que son importantes en casos especiales son: penetración parcial, desviación del pozo, echados de la formación y radio de drene.

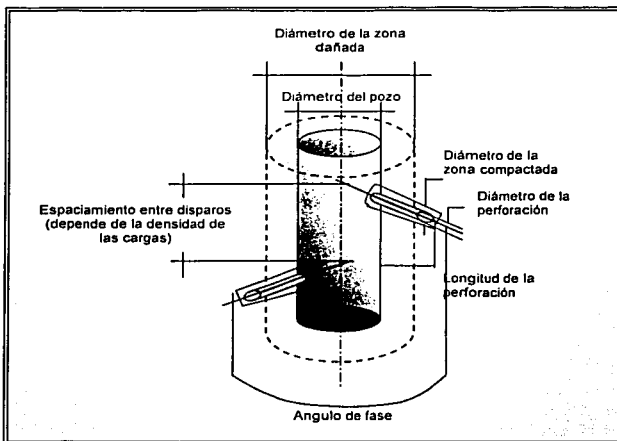


Fig. 2.7 factores geométricos del sistema de disparo

La penetración y el tamaño de los disparos a chorro y de bala se reducen a medida que aumenta la resistencia a la compresión de la TR, del cemento y de la formación.

La densidad de los disparos generalmente dependen del ritmo de producción requerido, la permeabilidad de la formación y la longitud del intervalo disparado. Para pozos de alta producción, ya sea de aceite o gas, la densidad de los disparos debe permitir el gasto deseado con una razonable caída de presión.

Los disparos de cuatro o más cargas por pie en TR de diámetro pequeño y de baja resistencia, con pistolas de cargas expuestas, pueden agrietar la TR. También el cemento puede llegar a fracturarse severamente, siendo necesario efectuar cementaciones forzadas para controlar la producción indeseable de gas o agua. De igual manera los coples de las TR de alta resistencia pueden llegar a dañarse al efectuar múltiples disparos sobre ellos.

Existe también la necesidad de controlar el claro de las pistolas ya que un claro excesivo con cualquier pistola a chorro puede ocasionar una penetración

inadecuada, un agujero de tamaño inadecuado y forma irregular de los agujeros. Las pistolas a bala deberán dispararse con un claro de 0.5 pg, para evitar pérdidas en la penetración. Dependiendo del diseño de las pistolas y las cargas, generalmente se obtiene una máxima penetración y tamaño de los agujeros con claros de 0 a 0.5 pg, cuando se usan pistolas a chorro. Con algunas pistolas de cargador tubular se han observado buenos resultados cuando se aumenta el claro de 0 a 2 pg. En algunos casos la centralización de las pistolas produce agujeros consistentes y satisfactorios, sin embargo, cuando los claros son mayores a 2 pg, generalmente es conveniente descentralizar y orientar la dirección de los disparos de las pistolas. Los disparos orientados se requieren cuando se usan varias sargas de TR, o en terminaciones "Tubingless" múltiples.

Existen otros factores que no dependen del sistema de disparo y que pueden tener tanta o mayor influencia en la producción del pozo, los cuales son: daño en el pozo, fluido de terminación y presión diferencial inicial, entre otros.

II.1.4.3 Efectos del lodo de perforación

Durante el proceso de perforación del pozo se causa un daño a la formación debido al lodo de perforación. El enjarre puede resolver el problema de la invasión del filtrado, pero si no es removido completamente antes de depositar el cemento en el espacio anular, las partículas sólidas pueden ser arrastradas por el chorro provocando el taponamiento de los disparos y de la formación.

II.1.4.4 Efecto de la presión diferencial

En una terminación con presión de formación menor que la presión hidrostática se crea una presión diferencial *sobrebalanceada*. Después del disparo y antes de que fluya el pozo, se forman tapones con los residuos de las cargas.

Después de dejar fluir el pozo, es posible que aun se tengan perforaciones parcialmente taponadas y una zona compactada de baja permeabilidad.

Cuando se tiene una presión de formación mayor que la hidrostática se crea una presión diferencial *bajobalanceada*. En este caso, los residuos de las cargas y

la zona comprimida podrían ser expulsados por la acción del brote del fluido de terminación.

Las técnicas para disparar con presión diferencial negativa, en la cual las pistolas son disparadas bajo condiciones de presión menor en el pozo que la del yacimiento es un factor crítico. El brote de presión limpia las perforaciones, y si a esto le agregamos el uso de cargas formadas de alto desempeño, se obtendrán resultados óptimos.

En una formación, como se sabe, existen variaciones tanto en la permeabilidad como de otras propiedades físicas. Esto puede ocasionar diferentes grados de daño al pozo. Cuando la zona es disparada, los agujeros no necesariamente responden de manera uniforme al flujo.

El disparo con presión bajobalanceada es por lo tanto una técnica para un 'brote de flujo' del sistema perforado, que ayuda a asegurar que la mayoría de las perforaciones en el sistema se limpien correctamente manteniéndose la densidad de perforaciones apropiada.

Disparar el pozo con una presión diferencial a favor de la formación es recomendable para obtener la limpieza de los agujeros. Sin embargo, usar presiones diferenciales muy altas es inadecuado ya que, arriba de cierto valor no se obtiene mejora en el proceso de limpieza. Una presión diferencial excesiva puede provocar arenamiento o aporte de finos de la formación que impedirán el flujo a través de la perforación.

II.1.4.5 Taponamiento de los disparos.

Los disparos tienden a llenarse con roca triturada de la formación, con sólidos de lodo, y residuos de las cargas cuando se dispara en lodo. Estos tapones no son fácilmente removidos por el contraflujo. La presencia de partículas compactas y trituradas de la formación alrededor de los disparos reduce aún más la probabilidad de limpieza de los disparos. Los lodos con alta densidad mezclados con sólidos pesados, provocan la formación de tapones densos en los disparos.

La presión diferencial requerida para iniciar el flujo, de la formación al pozo, varía. Cuando se abren algunos disparos que requieren una presión diferencial baja, el flujo a través de estos disparos dificultan la creación de la mayor caída de presión requerida para abrir más disparos. En formaciones estratificadas, como las constituidas por las secuencias de lutitas, un gran número de disparos permanecen taponados pudiendo evitar que se drenen algunas zonas. Cuando están taponadas o parcialmente taponadas una o más zonas, las pruebas de producción, las pruebas de formación y las mediciones del Índice de productividad, pueden proporcionar una valores erróneos sobre el daño del pozo, su potencial y su recuperación.

II.1.4.6 Control del pozo

Los pozos productores de aceite con baja presión pueden ser disparados, con aceite o agua dentro de la TR, con poco control superficial, siendo suficiente un prensaestopa tipo limpiador y un preventor de cable. Los pozos de aceite con presión normal, pueden ser disparados, con aceite o agua en el agujero, con pistolas a través de la TP, usando instalaciones de control convencionales a boca del pozo y un prensaestopa ajustable de tipo espiral.

En todos los pozos productores de gas deberá usarse un lubricador con sello de grasa, así como en todos los pozos en los que se prevea una presión superficial mayor de 1000 psi.

Un ensamble típico en la cabeza del pozo se muestra en la figura 2.8. Éste consiste de un preventor, un tubo conductor (riser) para contener las herramientas durante la introducción y retiro, una cabeza de control y un sello superior (ó prensaestopas). El preventor tiene la capacidad de establecer un sello sobre el cable eléctrico. Los tubos de flujo son el corazón del ensamble durante el movimiento del cable dentro y fuera del pozo. La grasa es bombeada continuamente dentro del pequeño espacio anular entre el tubo y el cable para dar un efecto de sello dinámico. Una pequeña cantidad de grasa se bombea a través de la línea de flujo y otra es bombeada dentro del pozo. De este modo, se previene la pérdida de fluidos del agujero durante la operación.

En la práctica, el equipo es montado en el pozo y se prueba a una presión de 1.2 veces la presión anticipada del pozo (después de disparar). El preventor es cerrado y la pistola introducida dentro del tubo conductor. Se establece un sello de grasa, el preventor se abre y el ensamble de la pistola se corre dentro del pozo. Cuando el equipo es retirado del pozo, el procedimiento se sigue en sentido contrario.

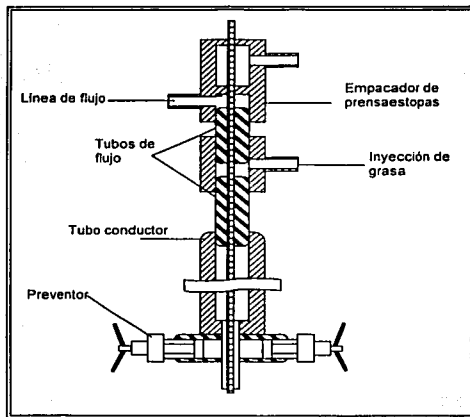


Fig. 2.8 Ensamblaje típico de control de presión

II.1.4.7 Control de la profundidad

La importancia de las técnicas para un buen control de la profundidad no debe ser subestimada. Las medidas para remediar problemas causados por disparar 'fuera de profundidad' pueden ser bastantes costosas. Un error relacionado a este factor puede llegar a ocasionar reducción en la relación de productividad o simplemente la producción de fluidos indeseables. El problema básico en el control de la profundidad es la de precisar la posición de la pistola en referencia a registros en agujero abierto. La distensión de los cables a diferentes grados depende del peso de la herramienta, desviación del agujero, etc. Las correcciones a dicha distensión solo proporcionan profundidades aproximadas.

El método aceptado para asegurar un control preciso en la profundidad de los disparos consiste en recorrer un localizador de coples con las pistolas y medir la profundidad de los coples que han sido localizados, respecto a las formaciones usando registros radioactivos. Algunos marcadores radioactivos pueden instalarse dentro de cargas preformadas seleccionadas, para ayudar a localizar la profundidad exacta a disparar. Los registros de detección de coples (Casing Collar Locator, CCL) pueden mostrar la posición de disparos recientes o anteriores hechos con cargas expuestas. En este caso el registro señalará las deformaciones en la TR ocasionadas por la detonación de las cargas expuestas.

II.1.5 Evaluación de los disparos ⁸.

Las pruebas para procedimiento de evaluación de las cargas están representadas por las Prácticas Recomendadas 43 del American Petroleum Institute (API RP 43), en las cuales las especificaciones de las pruebas y los detalles se encuentran totalmente desglosados.

El API requiere que las cargas a ser probadas se seleccionen al azar de un almacén de producción y ser substancialmente la misma que será usada para perforar un pozo.

A partir de enero de 1991, todos los datos de las pruebas de perforaciones han sido obtenidos y publicados de acuerdo a la *Quinta Edición de la norma API RP - 43*. la última edición postula los procedimientos para probar y evaluar el comportamiento de las cargas en condiciones de fondo de pozo simuladas razonablemente.

Anteriormente, las versiones previas de la norma API RP - 43, se encontraban divididas en dos secciones: API RP - 43 Sección I, la cual evalúa la penetración y el tamaño del agujero bajo condiciones superficiales, y API RP - 43 Sección II, la cual evalúa características del agujero y eficiencia de flujo de una perforación bajo condiciones simuladas de pozo.

La quinta edición se encuentra dividida en cuatro secciones. La combinación de los resultados obtenidos en cada sección dan una indicación del

comportamiento de un sistema de cargas y de una carga individual. Las secciones son las siguientes:

API RP – 43 Sección I. Evalúa un sistema de disparo múltiple disparando a través de la TR dentro de concreto a condiciones de temperatura y presión en superficie.

Las pistolas son disparadas excéntricamente para representar mejor las condiciones reales (Fig. 2.9) la quinta edición ajusta el tamaño y peso de la TR al sistema que esta siendo evaluado para posteriormente adaptadas a las condiciones del pozo. En la tabla 2.2 se listan algunas especificaciones de esta norma.

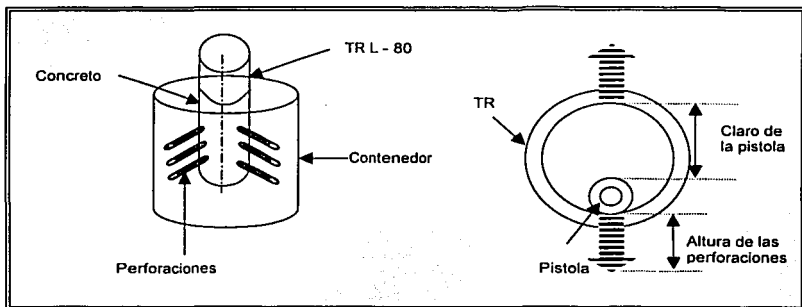


Fig. 2.9 Blanco de prueba sección I

Ya que el espacio libre entre la pistola y el blanco es significativo. En la sección I se presentan datos únicamente de la entrada de la perforación, los cuales pueden ser usados para predecir valores a condiciones de pozo. Al limitar el grado de la TR a L – 80 los datos son más consistentes y los valores obtenidos pueden ser trasladados a otros grados de TR. Los datos de penetración pueden ser usados para indicar las diferencias en el comportamiento de las cargas, por ejemplo, el resultado de la interferencia de carga a carga, etc.

| | |
|--|--|
| Resistencia a la compresión del concreto | > 5,000 psi |
| Resistencia a la tensión del concreto | No especificado |
| Grado de la TR | L - 80 |
| Tamaño de la TR | 2 3/8", 4.6 lb/pie - 13 3/8", 45.5 lb/pie |
| Selección del sistema | Equipo estándar |
| Selección de carga | Prod. Mín. 1000 RDX 300 alta Temp. |
| Edad de las cargas | Cuatro semanas |
| Posición de la pistola | Excéntrica |

API RP - 43 Sección II. Proporciona una prueba estándar para medir el comportamiento de una sola carga disparada en arenisca Berea, simulando la presión del pozo y una distancia específica entre pistola y blanco (Figura 2.10) quedan excluidas de la sección II las cargas empacadas y las de cargas con más de 39 grs. de explosivos. La tabla 2.3 muestra algunas de las especificaciones y requerimientos de esta prueba.

| | |
|-----------------------------------|---|
| Porosidad de la Berea | 19 - 21 % |
| Permeabilidad de la Berea | No especificado |
| Prueba de flujo | Eliminado |
| Tamaño del blanco | 4 pg Para cargas < 15 grs. 7 pg. Para cargas > 15 grs. |
| Tamaño máximo de la carga | 39 grs. |
| Esfuerzo efectivo sobre el blanco | 3000 psi. |
| Desbalance | no |
| Confinamiento del blanco | hule |
| Temperatura | ambiente |

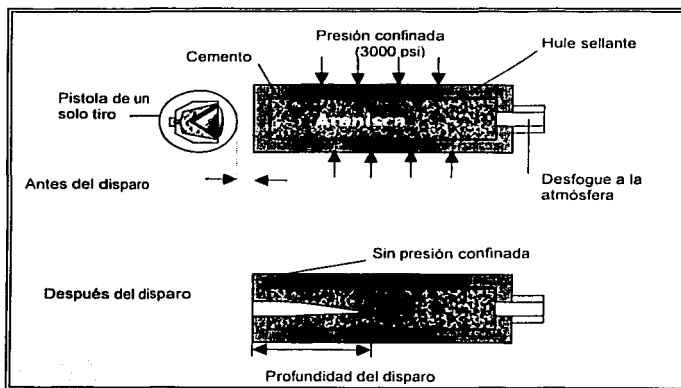


Fig. 2.10 Consideraciones para la prueba de la sección II

Los datos obtenidos de la prueba son: profundidad de la penetración total, diámetro del agujero de entrada para una distancia determinada entre la carga y el blanco constituido de una placa de acero ASTM – 36. Los nuevos procedimientos toman en cuenta el esfuerzo sobre el blanco, su tamaño y los efectos de límite, también especifican un tamaño de blanco más grande cuando el peso de la carga excede 15 gr.

La sección II es útil para comparar el rendimiento relativo de las cargas. Los datos pueden usarse para ayudar en predecir el rendimiento en condiciones de fondo siempre y cuando las diferencias entre las propiedades del blanco de Berea y la roca del yacimiento esté tomadas en cuenta.

API RP –43 Sección III (opcional). Es nueva con la publicación de la quinta edición de esta norma. Proporciona procedimientos par evaluar sistemas de disparos a alta temperatura y presión. Las pruebas se llevan a cabo para confirmar que los sistemas explosivos soportaran sus especificaciones de temperatura y tiempo y para verificar las especificaciones de presión, temperatura y tiempo de

las partes del cañón bajo la peor circunstancia y las condiciones mínimas del material.

La sección III es una prueba opcional, los datos no son certificados ni archivados por las oficinas del API. Los datos se obtienen de las compañías de servicio individualmente.

API RP – 43 Sección IV (opcional). Esta sección provee un procedimiento del flujo de un disparo bajo condiciones de fondo simuladas. Los tipos de condiciones de prueba son dos:

- a) el procedimiento puede ser usado para arenisca de Berea, otras rocas o un núcleo de pozo bajo condiciones simuladas de fondo.
- b) La prueba estándar usando Berea expuesta a flujo radial o axial, esfuerzo de sobrecarga (4500 lbs), presión de poro (1500 lbs) y presión de columna (1000 lbs).

Ambas pruebas consisten en disparar cargas separadas en un blanco bajo esfuerzo simulado en un ambiente desbalanceado. (Fig. 2.11). Después de disparar se mide y se construye tanto la penetración libre de desechos en un perfil del disparo. Este perfil se construye midiendo el diámetro del disparo cada pulgada a lo largo del mismo. Puede ser registrado en forma tabular, esquemática o mediante una fotografía del disparo.

Otros datos que son obtenidos con esta prueba son: eficiencia de flujo en núcleo (CFE); el factor de reducción de la permeabilidad (PRF). La relación de la permeabilidad de la zona dañada y la permeabilidad original de la roca; la configuración del disparo después del flujo y la limpieza, y el diámetro de entrada a una distancia específica blanco – carga en una placa de acero suave.

Con excepción del CFE, PRF y la profundidad de penetración, los datos son usados para mejorar el entendimiento de variables como el límite de desbalance de presión y la presión diferencial necesaria para limpiar bien los canales de disparo. El PRF calculado de datos obtenidos en arenisca de Berea tiende a ser optimista. Sin embargo puede ser usado en modelos analíticos para predecir el rendimiento en el fondo. Los valores de penetración observados en núcleos de

pozo pueden ser usados para predecir los mismos en condiciones de fondo y comparar cargas.

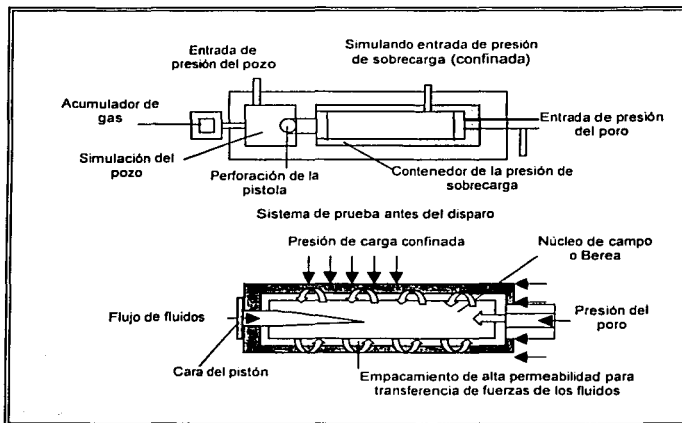


Fig. 2.11 Consideraciones para la prueba de la sección IV

De igual manera que la sección III, la sección IV es un prueba opcional, los datos no son certificados ni archivados por el API. Los datos se obtienen de las compañías de servicio individualmente.

Resumiendo lo anterior tenemos que, la sección I proporciona el valor más probable para el diámetro de entrada y cantidad de desecho, debido a que se simula muy cerca de la distancia blanco – carga, que deben ser usados cuando se trata de predecir el rendimiento relativo en condiciones de fondo. La sección II confirma la especificación de temperatura y presión de un sistema de disparo. Los datos normalizados de la arenisca de berea de la sección III, pueden ayudar a estimar el rendimiento en el fondo. Los datos con núcleo de pozo de la sección IV proporcionan directamente elementos que pueden ser usados en la simulación de rendimiento de carga en condiciones de fondo.

II.1.6 Operación.

II.1.6.1 Pre- planeación del trabajo.

A menudo, el éxito de un trabajo de disparos se relaciona directamente a la pre-planeación del trabajo. La preparación del trabajo comienza con el completo entendimiento de todos los parámetros y el objetivo de la terminación. A partir de estos datos se puede seleccionar el mejor sistema para alcanzar los resultados deseados. La pre-planeación asegura la selección óptima de sistema de disparo y los mejores resultados.

II.1.6.2 Procedimientos operacionales.

Una vez que el sistema de disparos ha sido escogido, la operación de disparar en el sitio del pozo envuelve las siguientes actividades:

- Diseño pre-trabajo.
- Seguridad.
- Instalación del equipo.
- Armado de la pistola
- Corrimiento en el agujero.
- Control de la profundidad
- Disparar la pistola.
- Retirar la pistola.
- Retiro del equipo.

La tabla 2.4 muestra la clase de información necesaria pre-operación necesaria para desarrollar un programa de perforación.

| Información | Objetivo |
|--|---|
| D.I de la TR, tamaño de la TP y peso. Restricciones en d.i, profundidad del pozo, TR, liners Presión y temperatura a la profundidad de los disparos. Bajobalance: presión de formación- presión hidrostática. Fluido en el pozo a la profundidad de disparo, antes y después de la operación | Limitaciones en el tamaño de la pistola. operaciones Rangos de trabajo de la pistola operación. Limitaciones de la pistola. |

| | |
|---|---|
| Presión en la cabeza del pozo, antes y después de disparar. Radio de poder, frecuencia y distancia de la antena al pozo. Peso del equipo o mástil y acceso a la cabeza del pozo. Conexiones en la cabeza del pozo. Intervalos a disparar, tipo de pistola, densidad de disparo y fasamiento. Referencia de profundidad, buje de la flecha, nivel de tierra, nivel de lodo. Registro nuclear y de coples | Programa de disparos. operación. Programa de perforación. operaciones. Programa de perforación. Correlaciones. Correlación. |
|---|---|

II.1.6.3 Seguridad.

Antes de comenzar las operaciones de disparo, todo el personal involucrado en la operación debe discutir las normas de seguridad, y los procedimientos a seguirse e indicar cualquier riesgo potencial. Si la pistola será cargada en el equipo, se requieren precauciones de seguridad adicionales:

- El supervisor, el jefe de cuadrilla, el oficial de seguridad, el operador de la grúa, y el jefe de piso deberán ser informados del lugar de almacenaje de los explosivos y su manejo.
- Estas áreas deberán estar claramente marcadas con señalizaciones alusivas a los explosivos.
- No se permite efectuar soldaduras, o fumar en la grúa. El acceso a esta área deberá estar limitado a personal autorizado.
- Todos los desechos y piezas de explosivos deberán ser en sitios apropiados para explosivos. No se debe dejar ningún tipo de explosivo en el área de trabajo después de que la operación ha finalizado.

II.1.6.4 Armado de la pistola.

Una vez que todas las medidas de seguridad han sido seguidas. Se coloca el resistor detonador de seguridad en un tubo de carga de seguridad diseñado para contener la explosión si ocurriera una detonación accidental cuando se efectúan las conexiones eléctricas. Existen sistemas de seguridad que aterrizan y aíslan el cable de acero de voltajes aplicados accidentalmente y cortan la fuente de poder AC de los circuitos de detonación. Solo después de que el detonador

sea eléctricamente conectado entonces se procede a hacer las conexiones ballísticas al cordón detonante.

Antes de que la pistola sea cargada en el equipo para correrla, la distancia desde el localizador de coples o punto de medición de rayos gama al fondo del total de la sarta de la pistola es medida y registrada en la hoja de trabajo de los disparos y después es alimentada a la unidad superficial. Un chequeo final se realiza para verificar que la pistola ha sido conectada correctamente y que el intervalo apropiado ha sido escogido correctamente.

II.1.6.5 Corrimiento de la pistola.

Después de que se ha regulado la profundidad de la pistola con una profundidad de referencia, se procede a correr la pistola hasta la profundidad de interés. Durante el corrimiento se deben de seguir las siguientes recomendaciones:

- Las pistola deberá ser bajada tan rápido como lo permitan las prácticas de seguridad sin perder el sello de grasa en el inyector.
- Todas las restricciones o cambios en el diámetro interior (D.I) deberán ser registradas y reducir la velocidad mientras la pistola pasa a través de estas. Si el pozo no esta lleno, el nivel de fluido deberá ser anotado del indicador de peso y entrar en la hoja de trabajo de cada corrida en el agujero.

II.1.6.6 Retiro de la pistola.

Todas las reglas de seguridad que se siguen para correr la pistola dentro del pozo, deben ser observadas cuando la pistola que ha sido disparada es retirada del pozo. Las restricciones del pozo, claro de la pistola a la TR o a la TP, y el tipo de fluido de terminación determinan que tan rápido puede ser jalada la pistola del pozo.

En la superficie, la pistola se trata como si no hubiera sido disparada hasta que se verifica visualmente que todos los disparos detonaron. También se debe de verificar el sistema por si tiene presión atrapada, y si es el caso esta debe de ser liberada antes de desmontarla del equipo.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

II.2 Toma de registros ^{10,12}.

Los registros pueden ser una herramienta poderosa para la evaluación del desempeño de un pozo o un yacimiento, pero pueden representar una pérdida de tiempo y recursos cuando estos son aplicados incorrectamente o en circunstancias inapropiadas. El entendimiento de las capacidades y limitaciones de las diversas medidas de los registros disponibles y de los tipos de problemas que pueden conllevar, es esencial para el uso eficiente de estos servicios.

El monitoreo del desempeño de un yacimiento, la evaluación de la terminación de un pozo, la planeación y evaluación de rehabilitaciones a pozos, son las aplicaciones más comunes de los registros de producción. Estos son corridos en ocasiones como parte de programas regulares de vigilancia de un yacimiento; son usados comúnmente para diagnosticar un problema relacionado con el desarrollo de los pozos. Las condiciones superficiales o una comparación del comportamiento del pozo con otros cercanos a menudo sugieren problemas que pueden ser identificados con la información obtenida de los registros.

Los registros pueden ser útiles desde el momento en que se está perforando un pozo hasta el momento de su abandono.

II.2.1 Aplicaciones durante la terminación de pozos.

Desde el inicio de las operaciones de perforación, los registros han sido usados para localizar zonas con pérdidas de circulación o para encontrar brotes subterráneos o la fuente de manifestaciones. Virtualmente todas las operaciones de terminación (incluyendo cementación, empacamiento de grava, disparos, y la estimulación de pozos) pueden ser evaluadas con dichos registros.

II.2.1.1 Zonas con pérdida de circulación.

Una zona con pérdida de circulación es una región en donde el lodo de perforación entra a la formación debido al exceso de sobrebalance entre las presiones del pozo y la formación (Fig. 2.12). En una zona con pérdida de circulación, el fluido es inyectado del pozo hacia la formación, de este modo algunas de las técnicas usadas para la medición de perfiles de inyección pueden

ser aplicadas. En oposición al caso de pozos de inyección, en el caso de la localización de las zonas con pérdida de circulación el flujo de interés ocurre en el espacio anular entre la tubería de perforación y la pared del pozo. Bajo estas condiciones se hace necesario el uso de un registro que pueda detectar flujo detrás de la tubería.

Los registros de temperatura y de trazadores radiactivos pueden ser usados para la localización de las zonas con pérdida de circulación. Un registro de temperatura confinado deberá ser interpretado en este caso en la misma manera en que se interpreta un pozo de inyección. Las zonas de entrada de fluido son identificadas por anomalías moderadamente frías causadas por el enfriamiento de la formación debido al fluido inyectado. Mientras que el lodo de perforación es inyectado, la zona de pérdida de circulación puede ser indicada por un rompimiento de las temperaturas más calientes moviéndose hacia abajo del pozo. Esto es por que el lodo de perforación que esta circulando hacia el anular ha sido calentado por el contacto con la formación a profundidades más bajas; por encima de la zona con perdida de circulación, una menor cantidad de lodo de perforación caliente fluirá en el espacio anular, resultando en un menor calentamiento del pozo por encima de la zona con perdida de circulación.

Un registro de trazadores radioactivos puede localizar una zona de perdida de circulación en tanto que la zona no este demasiado alejada del fondo. Una cantidad de trazador radiactivo inyectado dentro del lodo de perforación en el fondo de la sarta de perforación puede ser rastreado en el anular con el detector de rayos gama de la herramienta. En la zona de perdida de circulación, la radiactividad decrecerá en tanto que el trazador sea llevado hacia la formación con el fluido de perforación. A menos que todo el fluido de perforación sea perdido hacia la formación, una parte del trazador será circulado a la superficie. Debido a esto se requiere mucha precaución en el manejo de los fluidos radioactivos.

La interpretación de los registros de temperatura y de trazadores para detectar las zonas con pérdidas puede ser complicada debido a ciertas condiciones en el agujero que resultan en respuestas similares de los registros, en

particular, grandes derrumbes. En este caso el registro de trazadores radiactivos nos proporciona una identificación más precisa.

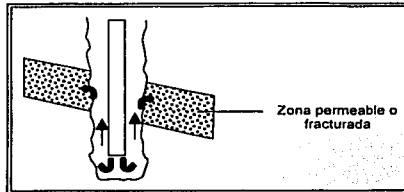


Fig. 2.12 Zona de pérdida de circulación

II.2.1.2 Integridad del equipo del pozo.

El equipo del pozo (Fig. 2.13) se refiere a la tubería de revestimiento, tubería de producción, empacadores, tapones, niples, o a cualquier otro accesorio colocado dentro del pozo durante el ciclo de producción o inyección. Todos los equipos o dispositivos deben funcionar correctamente conforme fueron diseñados con el fin de que el pozo se desempeñe de manera correcta. Los registros son de gran ayuda en la determinación de las condiciones de dichos equipos.

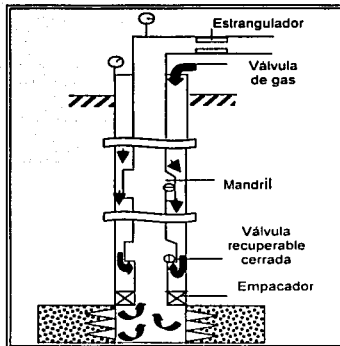


Fig. 2.13 Equipo en una terminación con bombeo neumático

II.2.1.3 Integridad de la cementación.

La necesidad de determinar la calidad de la cementación ha dado paso al desarrollo de registros dedicados específicamente a la evaluación del cemento (registro de adherencia y registro de eco- pulso- ultrasónico).

El propósito principal de la cementación es el aislamiento hidráulico de las diversas zonas permeables penetradas por un pozo. También los registros de temperatura y de trazadores radioactivos pueden ser usados para detectar canalización de fluidos a través del cemento (Fig. 2.14)

La canalización entre el revestimiento y la formación resultado de condiciones deficientes en la cementación puede dar como resultado una serie de problemas (incluyendo exceso en agua o producción de gas o pérdida de producción hacia otras zonas permeables). Para identificar la canalización positivamente, los registros que responden a flujo fuera del revestimiento y que miden flujo de fluidos dentro de este, deben ser corridos.

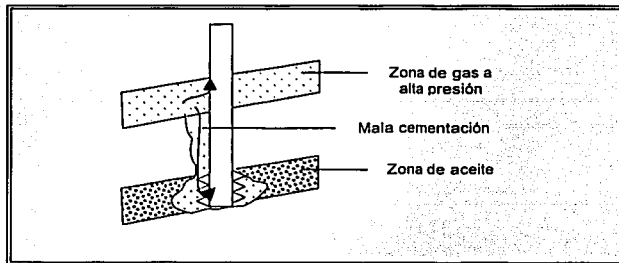


Fig. 2.14 Canalización de gas

II.2.1.4 Calidad de empaque de grava.

Las terminaciones con empacador de grava son comúnmente usadas para prevenir la producción de arena. En este tipo de terminación, la grava se coloca en el anular, entre un liner perforado o ranurado y la formación, la grava es de tal tamaño que no afecta significativamente al fluido fluyente. Para funcionar apropiadamente el empaquetamiento de grava debe llenar completamente el espacio anular, esto es particularmente difícil en pozos desviados. Es por ello que es

deseable y necesario un medio de evaluación de la efectividad del empacador. El primer medio para evaluar al empacador de grava es con un registro de rayos gama y densidad enfocado. Este registro mide la densidad del material detrás de la tubería de ademe, y en este modo localizar vacíos en el empacador.

II.2.1.5 Localización de disparos y desempeño.

En una terminación con revestimiento, los disparos deben proporcionar un camino para los fluidos de la formación hacia el pozo. Las perforaciones deben ser localizadas a las profundidades planeadas y deben de estar abiertas al flujo para el óptimo desempeño del pozo. Los registros son comúnmente corridos inmediatamente después de haber sido disparado el pozo para evaluar el éxito de la operación y proporcionar una base de medición para los perfiles de producción o inyección del pozo.

La localización de las perforaciones algunas veces puede ser vista directamente con el registro de localización de coples del revestimiento (CCL) y combinándose con la mayoría de los demás registros de producción para correlacionar la profundidad.

II.2.1.6 Evaluación del tratamiento a pozos.

Muchos de los pozos requieren de la estimulación desde la terminación inicial y en formaciones compactas los tratamientos de estimulación pueden ser la fase más crucial (y quizás la más cara) de la terminación del pozo. Los registros pueden usarse para evaluar las regiones afectadas por un tratamiento y el efecto de este sobre la productividad de las diferentes zonas penetradas por el pozo.

II.2.2 Aplicaciones en rehabilitaciones a pozos.

Los registros juegan un papel clave en la planeación y evaluación de las operaciones de rehabilitación de pozos. Entre las operaciones que pueden beneficiarse de estos registros se encuentran la cementación forzada, redisparar a la formación, acidificación, fracturamiento y la modificación de los perfiles de tratamiento.

La información proporcionada por los registros es esencial para la apropiada planeación de las operaciones de rehabilitación de pozos. Por ejemplo, antes de llevar a cabo una operación de cementación forzada se debe de localizar el canal con un registro de temperatura o trazadores radioactivos. Un perfil de flujo medido con algún registro identificará las zonas de baja productividad o inyektividad que pueden ser corregidas por algunas de las operaciones de rehabilitación.

Los registros de temperatura se usan de manera rutinaria para medir la altura de la fractura después del fracturamiento. La altura es frecuentemente medida por medio de la identificación radioactiva del apuntalante de la fractura y corriendo un registro de trazadores radioactivos después de efectuado el tratamiento para localizar al apuntalante. La importancia de tomar registros en una operación de estimulación nos ofrece la mejor indicación de si el efecto es el deseado.

II.2.3 Dispositivos de Toma de registro

Un pozo puede estar en alguno de los dos estados cuando los registros de producción son corridos. Estos estados pueden ser estado dinámico o estado estático.

II.2.3.1 Estado dinámico

Existen tres parámetros que son determinados en pozos que se encuentran en estado dinámico: Flujo, Identidad del fluido y temperatura.

Flujo. La cantidad de fluido es medido ya sea con un girador tipo medidor de flujo o con una herramienta de trazadores radiactivos (Fig. 2.15a y 2.15b). Existen dos tipos de medidores de flujo, el medidor de flujo continuo y el medidor de flujo en empacador. En este último todo el flujo fluyente es desviado a través de la sección de medición y la herramienta mide la velocidad de flujo absoluta. En el medidor de flujo continuo, parte del fluido pasa a través de la sección de medición y la porción restante pasa lateralmente.

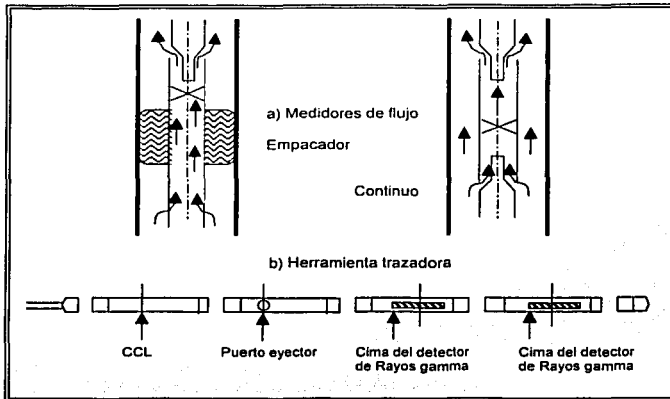


Fig. 2.15 Tipos de dispositivos para medir el flujo

El medidor de flujo continuo (Fig. 2.16) es un girador tipo velocímetro que es usado para medir las velocidades del flujo ya sea en TP o TR. La herramienta es mantenida en el centro de la columna del fluido por resortes centralizadores y movido a una velocidad constante contra la dirección del flujo. La velocidad del girador, que es una función lineal de la velocidad relativa del fluido con respecto a la herramienta, es registrada continuamente contra la profundidad.

El eje del girador es sostenido por pivotes de baja fricción los cuales aseguran un nivel de giro bajo de cerca de 2 rps. Un pequeño imán es montado en el eje del girador de modo que una señal de corriente alterna AC se genera en un transmisor espiral mientras el girador rota. La frecuencia de esta señal es medida y registrada por el equipo en superficie. El diámetro de la herramienta del medidor continuo es pequeño ($1 \frac{11}{16}$ ") lo cual le permite pasar a través de una TP de $2 \frac{3}{8}$ ". Las herramientas estándar están disponibles para pozos con temperaturas de 350° F y presiones en el fondo de 15,000 psi. Existe también equipo especializado para temperaturas de 600° F y presiones en el fondo del pozo de 3,000 psi. Las herramientas de alta temperatura son usadas en pozos de vapor y deben ser usadas en conjunto con cables de registro de alta temperatura.

El medidor de flujo continuo es usado para determinar perfiles de producción o inyección, localizar fugas en TP, TR o en empacadores; para analizar operaciones de fractura o acidificación y para determinar el índice de productividad.

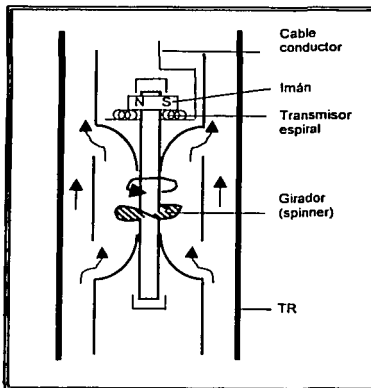


Fig. 2.16 Medidor de flujo continuo

El medidor de flujo continuo hace un muy buen trabajo de medición en flujo de una sola fase a gastos altos. El gasto mínimo por ejemplo es 400 bbl/d en TR de 4 1/2" y cerca de 1000 bbl/d en TR de 7". Un mejor valor para conocer, es la velocidad del fluido, este debe ser de aproximadamente 20 pies/min para obtener un buen resultado de este dispositivo.

El medidor de flujo en empacador (Fig. 2.17) es un girador similar al del medidor de flujo continuo excepto que usa una bolsa inflable para hacer un sello contra la pared del agujero y de esta manera desviar todo el flujo a través de la sección de medición. Las medidas son registradas a estaciones por debajo y por encima de cada zona de interés y el valor absoluto es medido.

El medidor de flujo en empacador también se encuentra en tamaños por debajo de 1 11/16" de diámetro para trabajos en TP de 2 3/8". Tiene un rango de temperatura de 285° F y una presión de 10 000 psi. Este dispositivo se usa de la

misma manera que el medidor de flujo continuo solo que para gastos de flujo por debajo de los 700 bbl/d. Debido a la pequeña área de flujo a través de la herramienta, existe una caída de presión a través de está.

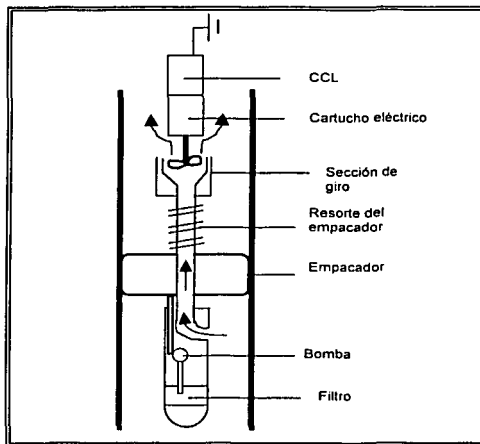


Fig. 2.17 Medidor de flujo en empacador

La herramienta de trazadores radioactivos (Fig. 2.15b) porta una pequeña cantidad de solución radioactiva al pozo en donde puede ser descargada selectivamente en la corriente del flujo. Las velocidades de los fluidos del pozo pueden ser determinados por medio de la medición del tiempo que le toma a la 'sobrecarga' radioactiva viajar entre dos detectores de rayos gama. Conociendo o determinando el diámetro del agujero la velocidad del fluido puede ser convertida a gasto del fluido.

Las herramientas de trazadores radioactivos están disponibles en tamaños debajo de 1" de diámetro. La mayoría de las herramientas estándar considera una temperatura de 300° F y una presión de 10 000 psi.

El trazador radiactivo es usado para determinar perfiles de inyección, para localizar canalizaciones detrás de la TR y para localizar fugas de la TP y la TR.

Identidad del flujo. Este es el segundo parámetro a ser determinado en pozos en estado dinámico. No es común tener un pozo productor que este produciendo fluido en una sola fase. Muchos producen mezclas de dos fases (aceite y gas) y muchos otros producen con tres fases (aceite, agua y gas).

La identidad del fluido deberá ser medida a lo largo del flujo para analizar completamente la corriente del flujo en un pozo productor. Los dispositivos para medir este parámetro son los siguientes.

Gradiómetro. Este dispositivo (Fig. 2.18) esta diseñado para medir cambios del gradiente de presión con un gran resolución. Esto se logra por la medición de la diferencia de presiones entre dos elementos sensitivos a la presión separados a dos pies distancia. El núcleo de un transductor es atado mecánicamente al fuelle del sensor de presión. La posición del núcleo depende de la diferencia de presión entre el fuelle del sensor. La señal medida en la superficie depende de la posición del núcleo y de igual manera en la diferencia de presiones entre fuelles. La diferencia de presiones en un pozo entre dos puntos en línea vertical esta dada por:

$$\frac{\Delta P}{\Delta h} = \frac{\Delta P}{\Delta h} \text{ hidrostática} + \frac{\Delta P}{\Delta h} \text{ fricción}$$

El término hidrostático se debe solamente al promedio de la densidad del fluido en la tubería sobre un espaciamento de dos pies. El término debido a la fricción es el resultado de la pérdida de presión debida a la fricción entre el fluido y las paredes de la tubería y la herramienta superficial. En las velocidades de flujo normalmente encontradas en la TR, el término debido a la fricción es despreciable y el registro representa solo al término hidrostático y puede ser escalado directamente de la densidad del fluido.

La herramienta tiene 1 ¹¹/₁₆" de diámetro con un rango de temperatura de 350° F y a una presión de 15,000 psi. La resolución de la herramienta es 0.005 grs/cm. El gradiómetro puede ser usado junto con un medidor de flujo para determinar cuantitativamente el porcentaje de cada componente en una mezcla bifásica.

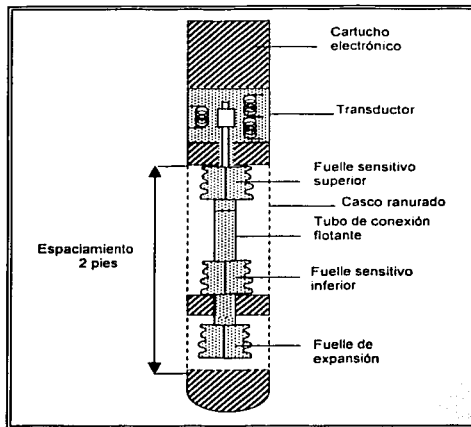


Fig. 2.18 Gradímetro

Densímetro. El densímetro mide la densidad promedio de los fluidos fluyentes.

El densímetro (Fig. 2.19) es parte de una herramienta combinada inflable junto con un medidor de flujo y un medidor de corte de agua. Los fluidos producidos son desviados a través de la sección de medición por medio de una bolsa inflable y el densímetro mide la densidad promedio de la mezcla de fluidos por medio de un cilindro vibrador. El cilindro vibrador tiene una frecuencia la cual está determinada por la densidad de los fluidos fluyentes. Como la densidad del fluido cambia, con una apropiada calibración en superficie en fluidos de densidad conocida, la densidad de la mezcla fluyente puede ser determinada.

La exactitud total del densímetro es de $.01 \text{ grs/cm}^3$. La herramienta tiene un diámetro de $1 \frac{11}{16}$ " y trabaja a temperaturas de 285° F y a presiones de hasta 10,000 psi.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

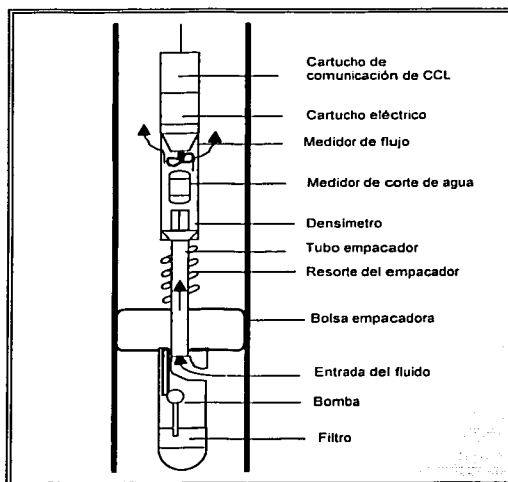


Fig. 2.19 herramienta combinada inflable

Medidor de corte de agua. Este dispositivo (Fig. 2.19) forma parte de la herramienta combinada inflable. Su función básica es la de determinar el porcentaje aparente de agua en el flujo de la corriente que pasa a través de la herramienta. Es un capacitor anular y el porcentaje aparente de agua se determina indirectamente midiendo una frecuencia la cual depende de la constante dieléctrica del fluido fluuyente.

La buena resolución es proporcionada por una gran diferencia en constantes dieléctricas entre hidrocarburos (2 a 6) y el agua (80). El dispositivo es básicamente una herramienta de bajo volumen y tiene una pobre respuesta al incremento en agua por encima del 30% cuando el gasto total excede los 200 bb/d. En el rango apropiado de la herramienta, el medidor de corte de agua tiene una exactitud cercana al 4%.

Temperatura. La temperatura es también un parámetro principal a ser determinado en pozos con estado dinámico. La herramienta que mide la

temperatura fue probablemente el primer de registro de producción. El cual fue usado por primera vez a mediados de los años 30 para localizar entradas de gas y líquido. La figura 2.20 nos muestra a un termómetro de alta resolución. El elemento sensible es un filamento metálico, la resistencia del cual cambia con la temperatura. El filamento es un brazo de un circuito en puente sensible que controla la frecuencia de un oscilador en la herramienta de fondo.

Las herramientas de temperatura están disponibles en tamaños de 1" de diámetro. La mayoría de las herramientas estándar tienen un rango de temperatura de 350 °F y un rango de presión de 15 000 psi.

El estudio de la temperatura se usa para localizar entradas, para definir el punto más bajo de producción o inyección, para checar las válvulas de bombeo neumático, para localizar fugas en la TP o la TR, para definir gradientes geotérmicos y localizar canalizaciones detrás del revestimiento.

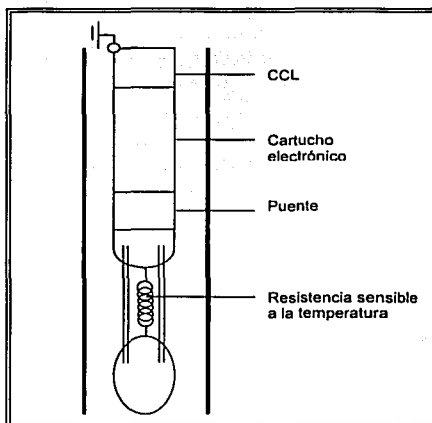


Fig. 2.20 Termómetro de alta resolución

La selección de la herramienta apropiada para medir el flujo y la identidad del fluido depende del gasto del pozo. El medidor de flujo en el empacador, el densímetro y el medidor de corte de agua están combinados en una sola

herramienta. la herramienta inflable combinada, la cual es más efectiva en gastos de flujo bajos y no puede ser usada en flujos por encima de los 700 bbl/d.

El medidor de flujo continuo, el gradiómetro y la herramienta de temperatura junto con un manómetro pueden introducirse al pozo combinados dentro de una herramienta combinada de producción (Production Combination Tool) (Fig. 2.21), está herramienta puede ser usada en flujos relativamente altos por encima de los 400 BBL/d en revestimiento de 4 ½". El límite inferior efectivo de gasto cambia de la misma manera en que cambia el tamaño del revestimiento.

La herramienta de trazadores radiactivos es efectiva en casi cualquier gasto. Sin embargo, se usa principalmente en pozos de inyección.

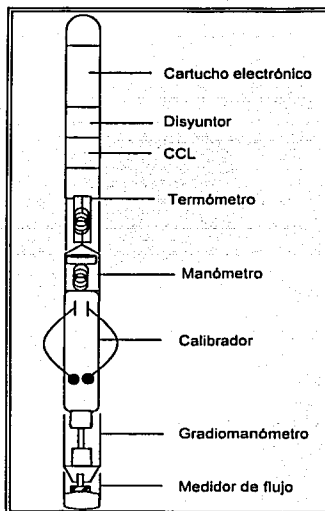


Fig. 2.21 Herramienta combinada de producción

II.2.3.2 Estado estático.

Las herramientas usadas para medir parámetros estáticos son usadas para ayudar a evaluar cuatro condiciones principales en los pozos. Aunque algunas de ellos no son consideradas de manera estricta como herramientas de registro, estas son usadas después de la terminación inicial y de hecho, pueden ser muy valiosas como herramientas de registro de la producción. Las herramientas usadas se listan a continuación:

- Calibrador a través de tubería de producción
- Indicador electromagnético de espesor
- Extractor de muestras de fluidos de producción
- Registro de adhesión del cemento (CBL)
- Registro de rayos gamma
- Registro neutrón
- Registro neutrón compensado

Calibrador a través de tubería de producción. Esta herramienta (Fig. 2.22) puede ser corrida en la tubería de producción o en la de revestimiento por debajo de la TP para registrar un perfil del tamaño del agujero. También se corre en terminaciones en agujero descubierto para determinar el tamaño del mismo. El dispositivo es un calibrador de tres brazos que utiliza un resistor variable para registrar la posición de los brazos. La herramienta tiene un diámetro de $1\frac{11}{16}$ " y un rango de presión y temperatura de 350 °F y 15,000 psi respectivamente.

El calibrador es usado para proporcionar el tamaño del agujero para interpretación de medidores de flujo, para seleccionar puntos de asentamiento de empacadores y para localizar deterioros en el revestimiento.

Indicador electromagnético de espesor. Es usado para inspeccionar al revestimiento para detectar corrosión o algún otro daño (Fig. 2.23).

La sonda consiste básicamente de dos bobinas: un excitador y un receptor. La corriente alterna fluyente en la bobina excitadora genera un campo magnético el cual se une al receptor por el revestimiento. La fase de la señal inducida en el

receptor retrasa a esta de la corriente del excitador por una cantidad proporcional al promedio del espesor del revestimiento.

La herramienta es solo una herramienta de revestimiento. Este dispositivo tiene un rango de temperatura y presión de 285 °F y 10 000 psi respectivamente.

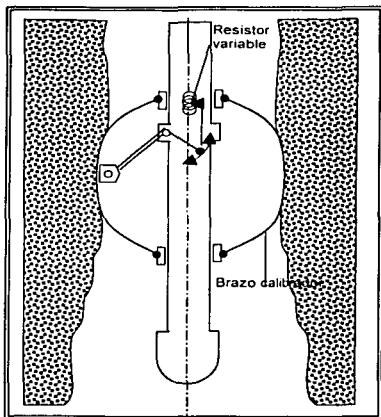


Fig. 2.22 calibrador a través de TP

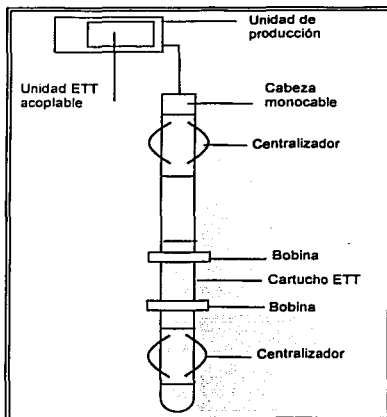


Fig. 2.23 Indicador de espesor electromagnético

Extractor de muestras de fluidos de producción. Este dispositivo (Fig. 2.24) es usado para recuperar un volumen representativo de fluidos del pozo, y asegurar su transferencia a una celda PVT bajo presión.

Es un dispositivo de dos cámaras, las cuales están separadas por una válvula explosiva y un regulador de flujo. Este último asegura que la muestra sea tomada muy despacio y de este modo conservar a los fluidos muestreados de ser expuestos a cualquier cambio de presión durante el proceso de muestreo. La muestra tomada es sellada después de haber sido tomada y llevada a la superficie bajo condiciones de fondo del pozo. La herramienta trabaja a presiones de hasta 350 °F y a 10,000 psi.

TESIS CON

FABRICA DE ORIGEN

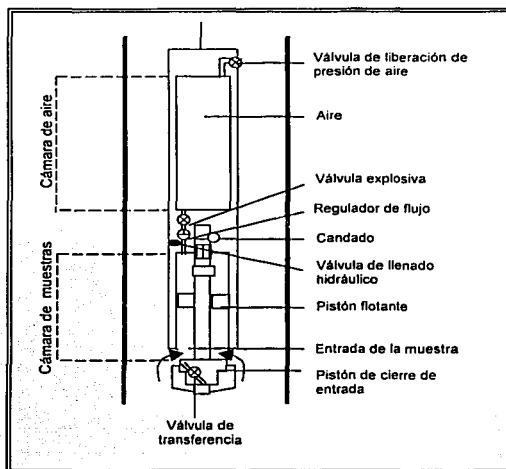


Fig. 2.24 Extractor de muestras de fluido

Registro de adherencia de la cementación. (Cement Bond Log, CBL) Es usado para determinar la efectividad de la cementación, para verificar la efectividad de una cementación forzada, para localizar la cima del cemento y para verificar la existencia de daños en el cemento debido a altas presiones de prueba o inyección.

El registro (Fig. 2.25) es una medida continua de la amplitud de pulsos de sonido después de haber viajado una cierta longitud a través del revestimiento. La amplitud de un pulso es alta si la tubería no está soportada y es baja si está amortiguada por la corteza de cemento en una tubería bien cementada.

Las herramientas CBL están disponibles para correrse a través de TP o TR. Los tamaños estándar son 1 $\frac{11}{16}$ " o 3 $\frac{3}{8}$ " de diámetro. La mayoría de estas herramientas tienen un rango de presión de hasta 20,000 psi y 350 °F de temperatura.

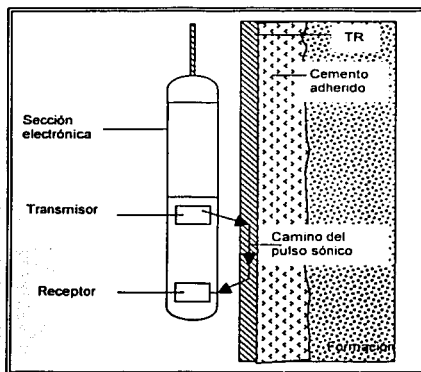


Fig. 2.25 herramienta CBL

Registro de rayos gama. Los rayos gama (Fig. 2.26 a) se usan en conjunto con un localizador de coples (casing collar locator, CCL) para proporcionar un control de la profundidad exacto, para localizar trazadores radioactivos, para registrar cambios en la litología a través del revestimiento y para medir contenido de lutitas en arenas.

Los rayos gama miden la radioactividad natural de la formación. Estos son detectados por un contador Geiger – Muller o un contador Cintilante más eficiente. Las herramientas de Rayos Gama varían en diámetros desde 1" hasta 3 $\frac{5}{8}$ " de diámetro. Las herramientas para correr a través de TP tienen un rango de temperatura de 300°F y 12,000 psi de presión, y las herramientas de revestimiento tienen un rango de 400 °F y 20,000 psi de presión. Existe también equipo especializado que puede trabajar hasta a 500 °F y 25, 000 psi.

Registro neutrón. El Registro Neutrón (Fig. 2.26 b) es usado para registrar litología a través de la tubería, como registro de control de la profundidad cuando se usa junto con un localizador de coples, para obtener un índice de porosidad, para localizar contactos gas – líquido y para monitorear el gas que se almacena en los pozos.

Por medio de una fuente de energía, colocada en la sonda, se emiten neutrones con alta energía a la formación. Esos neutrones chocan con átomos de los materiales existentes de la formación y se desaceleran (pierden energía) hasta alcanzar en muy poco tiempo un estado tal que se mueven al azar, sin ganar ni perder energía. En este estado llamado térmico, los electrones son capturados por varios materiales. Al momento de la captura, el núcleo capturable se excita intensamente y emite un rayo gama de captura que es registrado por el contador colocado en la sonda. Dependiendo de la sonda, se registran los rayos gama de captura o los neutrones mismos.

Las herramientas neutrón están disponibles en diámetros que van desde 1" hasta 3 $\frac{5}{8}$ ". Para la mayoría de las herramientas a través de TP el rango de temperatura y presión es 300 °F y 12,000 psi respectivamente. Las herramientas para revestimiento tiene un rango de presión y temperatura de 350 °F y 20,000 psi. Existe una herramienta especializada que puede trabajar a 500 °F y 25,000 psi.

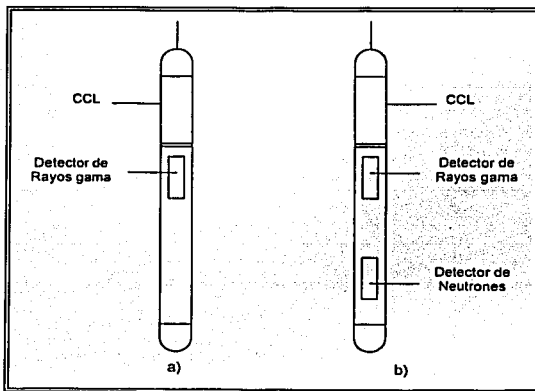


Fig. 2.26 herramientas de registro a) Rayos Gama y b) Neutrón

Registro de neutrón compensado. El registro neutrón compensado es usado para localizar hidrocarburos detrás de la tubería, para correlacionar registros en agujero descubierto, para monitorear yacimientos y para evaluar la saturación de fluidos a través de la tubería.

El neutrón compensado es un registro de la velocidad de captura de neutrones térmicos en una porción de la formación después de haber sido bombardeada con un estallido de neutrones. Los neutrones son producidos por un generador eléctrico. La velocidad de los neutrones de captura depende de la sección transversal de captura de los elementos que forman a la formación y de la porosidad. El cloro tiene una muy alta sección de captura y este es el elemento dominante en el proceso de captura.

Las herramientas de registro de Neutrón Pulsado están disponibles en diámetros de $1 \frac{11}{16}$ " para correr a través de la TP y para TR en $3 \frac{3}{8}$ " de diámetro. La temperatura y la presión pueden estar por encima de los 300°F y $15,000$ psi respectivamente.

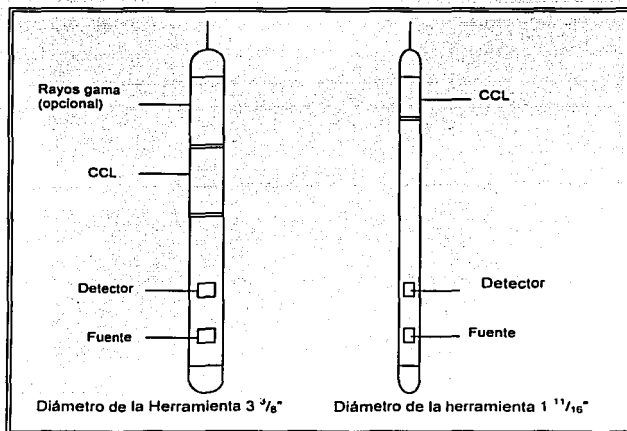


Fig. 2.27 Herramienta de Neutrón Pulsado

II.2.4 Planeación y reporte de la toma de los registros de producción ¹².

II.2.4.1 Planeación del trabajo.

Los beneficios de correr un registro de producción pueden ser maximizados por la planeación del trabajo de modo que las herramientas adecuadas sean corridas y por el registro de los suficientes datos para una correcta correlación de los registros tomados. El primer paso en la planeación de un trabajo de toma de registros es determinar si el pozo que esta siendo considerado es candidato para un registro en general y después si es apropiado para algún método en particular. El requerimiento primario general para la aplicación de los registros es que las herramientas registradoras sean colocadas en los pozos en las ubicaciones deseadas. Cuando se registra un pozo que no ha sido registrado recientemente, se debe de correr una barra manométrica o calibradora en una línea para probar si es prudente ingresar al pozo.

Si el pozo es apropiado para tomar registros, la siguiente decisión a tomar es que registro o registros correr. Esto depende de los objetivos de registro en particular (perfil de flujo, identificación de canalizaciones, etc.), pero en el caso típico en donde el objetivo es la medición de los perfiles de flujo y detectar problemas tales como fugas, o canales, los registros que responden al flujo dentro y fuera del revestimiento serán necesarios. En un pozo de una sola fase, una combinación entre un registro de temperatura y uno de trazadores nos deberá de proporcionar la información que deseemos. La elección entre un registro de trazadores radioactivos y el registro con medidor giratorio dependerá de diversos factores, incluyendo la disponibilidad, costos, y exactitud esperada.

La elección de registros en pozos con flujo multifásico es mucho más complicada, debido a que además de la medición de flujo dentro y fuera del revestimiento, se hacen necesarios los registros para identificar la composición de la corriente de flujo en el pozo. Además, los registros de medición del gasto son menos precisos en flujo multifásico. Un medidor de flujo, por ejemplo, no será muy confiable, particularmente si el pozo esta desviado.

II.2.4.2 Almacenamiento del registro.

El mantenimiento de buenos registros de la historia de un pozo y de los registros previos corridos en un pozo es muy importante para sondear las prácticas de registro de la producción. Algunos registros, en especial el de temperatura, son sensibles a la historia de producción o inyección de un pozo, y no solo de sus prácticas comunes de operación. La comparación de registros previos con registros actualizados a menudo muestra cosas acerca del comportamiento de un pozo o de un yacimiento que pueden no ser evidentes basándose en un solo registro. Los beneficios de los registros pueden ser maximizados por la disponibilidad de registros anteriores para que el ingeniero pueda interpretar un nuevo registro de un pozo dado.

II.2.4.3 Datos requeridos para un registro de producción.

El valor de un registro de producción es mejorado enormemente cuando contiene datos adecuados de soporte junto con datos de los registros tomados. Como mínimo, el registro deberá contener toda la información necesaria para una interpretación independiente del registro. Esta información incluye 1) descripción de la terminación del pozo, 2) condiciones de producción o inyección, 3) propiedades de los fluidos en el agujero, 4) descripción de las herramientas de registro – incluyendo dimensiones y procedimiento de registro, y 5) los datos sin procesar (sin interpretación) de las herramientas de registro.

La información requerida acerca de la terminación del pozo puede ser mejor presentada con un esquema del estado mecánico del pozo. Este esquema deberá incluir el tamaño, la profundidad de asentamiento de las sartas de producción y revestimiento, la localización de empacadores, y la localización de los disparos en terminaciones en agujero revestido. Cualquier terminación especial, como por ejemplo con empacamiento de grava, deberá ser descrita claramente. En terminaciones en agujero abierto, el tamaño nominal del agujero deberá ser anotado junto con cualquier variación en el diámetro del agujero. De hecho, de ser posible, deberá ser incluido un registro de calibración, el diagrama deberá incluir

también la profundidad más baja que pueda ser registrada y la desviación del pozo.

Cuando se miden perfiles de flujo, es esencial poder estimar el gasto total de cada fase a condiciones de fondo del pozo. Como mínimo, deberá ser indicado en el registro los gastos de producción en superficie y la temperatura superficial. En suma, si cualquier cambio significativo ha ocurrido dentro del año pasado, la historia de gastos deberá ser dada debido a que algunos registros, particularmente los de temperatura, responden a regiones pasadas de inyección o producción tan bien como en condiciones actuales.

Las propiedades físicas de los fluidos en el pozo son necesarias para poder convertir gastos superficiales a gastos en el pozo. Junto con la información que deberá ser incluida la relación gas – aceite (RGA), las gravedades de cada fase, las temperaturas en superficie, en el fondo del pozo y las presiones, el punto de burbujeo del aceite en un pozo productor de aceite, y las viscosidades de todos los fluidos a condiciones en el fondo. Si no toda esta información esta disponible, como mínimo, las presiones y temperaturas superficiales en el fondo y en superficie así como las gravedades de todos los fluidos deberán ser proporcionados de modo que las propiedades puedan ser estimadas de correlaciones.

La descripción de las herramientas de registro y su procedimiento deberá iniciar con un diagrama de la sarta de la herramienta, mostrando dimensiones de las herramientas usadas y su lugar en la sarta de la herramienta. Otra información acerca de estas, como constantes de tiempo usadas en la respuesta promedio de la herramienta, deberá ser anotada sobre el registro. Todas las calibraciones superficiales desarrolladas deberán ser incluidas también. Un breve resumen de los procedimientos de registro usados, el cual deberá incluir el número de corridas hechas, la velocidad de cable, y las constantes de calibración, se hace necesario para futuras interpretaciones del registro.

Finalmente, es importante que las respuestas sin procesar de las herramientas de registro y no sólo los resultados de la interpretación sean presentados en el reporte del registro.

II.2.4.4 Control de calidad

El control de calidad debe ser una preocupación principal tanto de las compañías de servicio que se encargan de la toma del registro como de la compañía operadora del pozo. El primer paso para asegurar la calidad del registro es estar seguros que las condiciones del pozo son las adecuadas para los registros a ser corridos. Esto puede estar acompañado junto con una planeación pre - registro por parte del operador y de la compañía de servicio.

Una vez que el programa de registro ha sido escogido, la operación deberá ser conducida para que se obtenga el mejor registro posible. Todas las herramientas de registro deberán ser verificadas en superficie para una operación apropiada. Se deberá repetir la corrida siempre, y cuando sea posible, se deberá conducir una calibración de la herramienta en el fondo del pozo. Finalmente, el personal de la compañía operadora y de la compañía de servicios deberán cooperar para ver que todos los datos descritos con anterioridad sean incluidos en el registro.

II.2.5 Resumen del diagnostico a pozos

La tabla 2.5 resume la aplicación de los registros de producción para diagnosticar el comportamiento de un pozo o un yacimiento.

**Tabla 2.5 Diagnóstico del pozo -
Perforación y terminación**

| Indicación superficial de bajo comportamiento/ objetivo del registro | Causas posibles | Registros recomendados u otras pruebas | Comentarios |
|--|-----------------|--|---|
| Diseño del tratamiento y evaluación | | Registros de perfil de flujo – diversas combinaciones de temperatura, radioactividad, giradores, densidad y capacitancia | Muchos de los tratamientos a pozos requieren de los perfiles de flujo antes y después de la operación para el diseño y el análisis. |
| Evaluación de la calidad del cemento | | <ol style="list-style-type: none"> 1. CBL 2. Sondeo ultrasónico pulsado 3. trazador radioactivo 5 densidad enfocado – rayos gama | Los registros CBL o ultrasónico proporcionan una indicación general de la calidad del cemento. Para localizar canalización, los registros de temperatura y de trazadores pueden ser indicadores más positivos |

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

Tabla 2.5 (Cont.) Diagnóstico del pozo - Perforación y terminación

| | | | |
|---|--|--|--|
| Medición de la altura de la fractura | | <ol style="list-style-type: none"> 1. Temperatura confinado 2. Trazador radioactivo (espectroscopia múltiple de isótopos) | El registro de temperatura mide la longitud de la fractura basado en el enfriamiento debido al fluido de fractura. El registro de trazadores radioactivos localiza la radioactividad del apuntalante y/o fluidos usados en el tratamiento. |
| Manifestación del lodo o pérdida de circulación | Reventón subterráneo | <ol style="list-style-type: none"> 1. Temperatura | Los registros de temperatura responden al flujo dentro de la formación en forma similar a un pozo inyector. El registro de densidad enfocado - rayos gama responde a la densidad del material detrás de la tubería, puede localizar espacios vacíos en el empacador |
| Evaluación de la calidad del empacador de grava. | | <ol style="list-style-type: none"> 1. Densidad enfocado - Rayos gama | El desempeño de los disparos se infiere de productividad o inyectividad de las zonas perforadas y de la comparación con núcleos y datos de registro en agujero abierto de la permeabilidad del yacimiento. El registro de girador horizontal puede dar una indicación cualitativa del flujo de flujo de disparos de gasto alto. |
| Evaluación del desempeño de los disparos | | <ol style="list-style-type: none"> 1. registros de perfil de flujo- diversas combinaciones de temperatura, trazador radioactivo, girador, densidad y capacitancia. 2. Girador horizontal | Los registros de temperatura corridos en un periodo corto después de la cementación muestran regiones calientes opuestas resultantes del calor de hidratación. Los registros de trazadores radioactivos localizan el trazador adherido a los primeros barriles de cemento. BCL o el Sondeo ultrasónico distinguen entre la región cementada y la tubería libre. Con un registro de temperatura confinado, la zona con pérdida de circulación es indicada por anomalías frías. El registro de temperatura con fluido circulante tiene un rompimiento a altas temperaturas en las zonas de pérdida de circulación. Con un registro de trazadores radioactivos, el lodo es identificado con el trazador y el movimiento hacia el anular, la zona de pérdida de circulación es indicada por que el trazador se pierde hacia la formación. Complicaciones.- ciertos efectos debido al agujero, particularmente derrumbes, pueden dar respuestas similares en los registros de temperatura confinado y de trazadores radioactivos. |
| Localización de la cima del cemento | | <ol style="list-style-type: none"> 1. Temperatura 2. Trazadores radioactivos 3. CBL 4. Sondeo ultrasónico pulsado 5. Densidad enfocado -Rayos gama | |
| Retorno de la perforación reducida o perdida completa | Zona de pérdida de circulación | <ol style="list-style-type: none"> 1. temperatura 2. trazador radiactivo | |
| Fluido de gas hacia la superficie mientras se perfora | Flujo de gas de la formación debido al bajobalance | <ol style="list-style-type: none"> 1. temperatura | Los registros de temperatura responden al influjo de fluido en la misma que en un pozo productor. |

II.3 Fracturamiento hidráulico ^{13,14}.

Desde que la estimulación con fracturamiento hidráulico fue introducida a principios de los años 50, la tecnología se ha incrementado enormemente. Los costos de un trabajo de fractura puede llegar a ser hasta un 100% el costo de la perforación. Es por ello que se deben de considerar numerosos factores a fin de optimizar un tratamiento en particular.

II.3.1 Fracturamiento para estimulación de pozos.

El objetivo del fracturamiento hidráulico es incrementar la productividad del pozo por medio de la creación de un camino altamente conductivo (comparado con la permeabilidad del yacimiento) a cierta distancia desde el pozo hasta dentro de la formación. Usualmente la conductividad se mantiene por medio de una arena que actúa como apuntalante, de manera que las que mantiene las caras de la fractura aparte.

El tratamiento de fracturamiento hidráulico se acompaña del bombeo de un fluido dentro de la formación a una velocidad tan rápida que el fluido penetra hacia la formación. La presión del fluido se incrementa lo suficiente para vencer el esfuerzo compresivo de la tierra que sostiene al material rocoso junto. Entonces la roca se parte o fractura a lo largo del plano perpendicular al mínimo esfuerzo compresivo en la matriz de la formación.

Como la inyección del fluido de fractura continua, la fractura tiende a crecer en amplitud, como la presión del fluido en la fractura ejercida en las caras de la fractura trabaja en contra la elasticidad del material rocoso. Después de que el suficiente 'relleno' de fluido de fractura ha sido inyectado para abrir la amplitud de la fractura lo suficiente para aceptar al apuntalante, la arena se adiciona al fluido de fractura y esta es llevada dentro de la fractura para mantenerla abierta después del trabajo.

Cuando se ha inyectado suficiente arena, las bombas se apagan, la presión en la fractura cae, y el esfuerzo de compresión de la tierra cierra la fractura sobre el material apuntalante.

La amplitud de la fractura se relaciona a la 'presión neta de fractura' (presión en exceso de la presión de cierre de la fractura) que trabaja en contra de la elasticidad de la formación. Como la arena entra en la fractura y se deposita, se requiere más presión del fluido para crear un mayor esfuerzo en contra de las caras de la fractura para incrementar la amplitud de esta. Si la presión requerida en el fluido no puede ser aplicada debido a las limitantes del equipo o del revestimiento, la velocidad de inyección se retrasa, la arena se precipita del fluido a una mayor velocidad, y ocurre un taponamiento en la fractura.

Si se ha generado una fractura la cual tiene la suficiente amplitud y longitud, un taponamiento del material apuntalante dentro de la fractura es deseable desde el punto de vista de la productividad del pozo.

Un taponamiento debido al apuntalante en el revestimiento puede ocurrir debido al hecho de que la amplitud de la fractura que ha sido generada es insuficiente como para aceptar el tamaño de la arena que es llevada en el fluido — o debido a la precipitación de arena dentro del revestimiento cerrando la sección disparada. El taponamiento debido al material apuntalante usualmente ocurre en el inicio del tratamiento y obviamente es indeseable.

El costo efectivo de un tratamiento de estimulación con fracturamiento hidráulico considera: liberación de la roca del yacimiento, la mecánica de fractura de la zona productiva y de las zonas vecinas, las características del fluido de fractura, el apuntalante y su transporte, los sistemas superficiales de flujo superficiales y en el fondo del pozo, y el costo resultante del trabajo de fractura y los ahorros en producción.

II.3.2 Conceptos y conceptos erróneos.

El fracturamiento hidráulico se relaciona a muchos otros procedimientos realizados en el pozo aparte de la estimulación, por ejemplo, cementaciones forzadas, empacamiento de grava, y muchos casos de pérdida de circulación en operaciones de perforación y revestimiento. Términos comúnmente usados como 'rompimiento' o 'fracturamiento' necesitan ser explicados en función de la mecánica de fractura con el fin de tener un claro entendimiento de su significado.

II.3.2.1 Rompimiento.

La ocurrencia de un 'rompimiento' es a menudo vista en la superficie como un pico de presión. Una vez que el pico de presión es sobrepasado, el fluido puede ser inyectado dentro de la formación a presiones más bajas. El efecto de rompimiento es causado por la concentración de esfuerzos de compresión en la formación cercada al agujero. Esta concentración resulta cuando una porción de la roca es removida (por la perforación del agujero) mientras que la carga regional de la matriz de la roca es cambiada, debido a que la roca en el agujero acepta un mayor esfuerzo de compresión.

Para iniciar una fractura se debe de aplicar la suficiente presión hidráulica para vencer el incremento de esfuerzo a nivel del agujero del pozo. El uso de un fluido 'penetrante', en donde la presión del fluido tienda a soportar una parte de la carga de la matriz de la roca, reduce la presión requerida del fluido para iniciar el rompimiento.

Un pico de presión similar al rompimiento puede ser el resultado de lodo obturado o de residuos obturando a las perforaciones los cuales no permiten que la presión dentro del revestimiento sea transmitida efectivamente a la formación. De esta manera, el material obturante debe ser pasado por el fluido de fractura de alguna manera, o debe volverse en sí mismo el 'colchón' del fluido de fractura.

II.3.2.2 Fracturamiento en rocas sedimentarias.

Cuando se aplica fracturamiento en formaciones sedimentarias, la palabra 'fractura' es algunas veces pensada como una 'ocurrencia irreparable' como si se rompiera una pieza de vidrio. Esto no es verdad. En la creación de una fractura, el esfuerzo de la matriz de la formación es vencido temporalmente usando la presión del fluido.

Tan pronto como la presión del fluido cede, la fractura se cierra de nuevo con un pequeño incremento en la conductividad a lo largo de la fractura, a menos que sea sustentada con arena, o en el caso de una cementación forzada a alta presión, por filtración del cemento.

II.3.2.3 Un fluido de baja viscosidad no puede crear una gran área de fractura.

Un fluido de baja viscosidad inyectado a bajas velocidades tiende a filtrarse tan rápido dentro de la formación que es imposible incrementar lo suficiente la presión para crear una fractura. Muchas veces la filtración se restringe debido a que los poros de la roca en el pozo o las perforaciones se encuentran obturadas.

En este caso, la presión de fractura puede ser generada, pero la comunicación ocurrirá sobre un pequeño intervalo, (quizá una o dos perforaciones, o un pie en agujero descubierto). Todo el flujo ocurre a través de este pequeño camino de comunicación hacia los poros de la roca más allá de la zona obturada. Aquí la presión del fluido se disipa rápidamente dentro de los poros de la zona y una muy pequeña área de fractura se genera.

- Inyectando un fluido limpio sin agente apuntalante a presiones por encima de la presión de fractura no se romperá a través de la zona de barreras debido a que las dimensiones de área de la fractura son limitadas.
- Por el otro lado, si el objetivo de la inyección de fluido es contactar la zona taponada con un químico de tratamiento, entonces obviamente este propósito no está acompañado de la creación de una fractura.

II.3.2.4 La corteza del cemento no se fractura preferencialmente.

Cuando el cemento llena completamente al espacio anular entre el revestimiento y la formación (todo el lodo excepto el filtrado en las zonas permeables ha sido desplazado) el esfuerzo compresivo sobre la roca en el agujero deberá transmitirse efectivamente hacia el cemento.

Si es verdad, la corteza de cemento esta sujeta a las más altas presiones de compresión muchos pies hacia adentro de la formación. De este modo, cuando la presión hidráulica se incrementa hasta el punto de vencer el esfuerzo compresivo concentrado en la corteza del cemento y en la roca más cercana a la cara del agujero, el 'rompimiento' ocurre y la fractura 'crece' como una fractura vertical fuera del pozo dentro de la formación.

Esta se mueve preferentemente lejos del pozo a regiones de menor esfuerzo matricial con dirección hacia arriba o abajo a lo largo de la corteza de cemento en donde en nivel más alto de esfuerzo a la compresión exista (Fig. 2.28).

En lugares donde el cemento no ha desplazado el lodo en el anular, no puede ser posible que la formación transmita correctamente el esfuerzo compresivo a la corteza de cemento. De esta manera, se puede fracturar a menores presiones. Si la presión hidráulica transmitida mediante el canal de lodo efectivamente contacta a una formación cercana que está sometida a un esfuerzo menor, esta formación puede fracturarse en preferencia a la zona perforada.

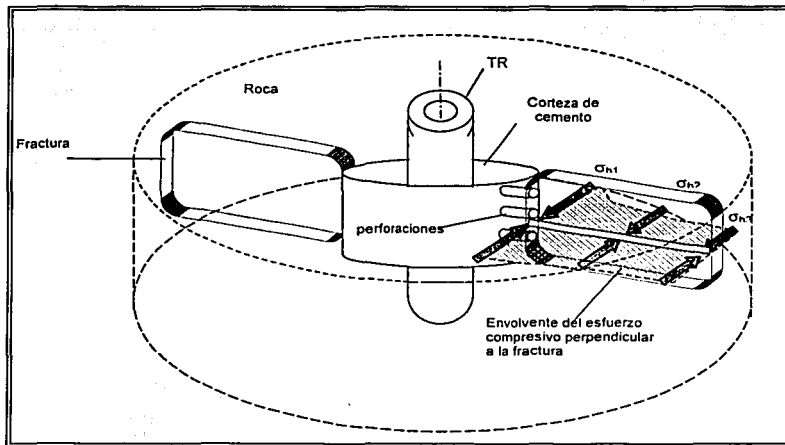


Fig. 2.28 La fractura se propaga hacia afuera desde la alta concentración de esfuerzo compresivo en el pozo

II.3.3 Propiedades mecánicas de las rocas.

Las rocas generalmente obedecen a las mismas leyes de mecánica de todos los materiales como los metales, pero debido a las discontinuidades y las heterogeneidades, las rocas son lo suficientemente diferentes por lo que se

desarrollo un rama de la ingeniería, la mecánica de las rocas. La mecánica de las rocas y condición de esfuerzo relacionada de estas es importante en muchas áreas de las operaciones de producción de aceite y gas.

En las diferentes operaciones, los aspectos que se encuentran relacionados a la mecánica de las rocas son, en perforación: la velocidad de penetración, la pérdida de circulación las presiones anormales, los problemas del agujero, y la excentricidad del pozo; en la cementación primaria: la máxima velocidad de desplazamiento, y la altura de la columna del cemento; en la cementación forzada: el fracturamiento accidental, y la colocación del cemento; en control de arena: la resistencia de la formación y la colocación de la grava.

En el fracturamiento hidráulico, las presiones de iniciación de la fractura y propagación, la geometría de la fractura (longitud, amplitud, altura), la resistencia del apuntalante requerido, y la conductividad de la fractura, se encuentran relacionados con las propiedades mecánicas de las rocas.

Las diversas propiedades de la roca y las constantes de elasticidad pueden ser medidas en los núcleos en el laboratorio simulando condiciones en el fondo del pozo. Los registros de medición de fondo presentan una aproximación a la determinación de las propiedades de la roca *in-situ*. En una *área geológica relajada* ideal, las condiciones de esfuerzo de la roca podrían ser aproximadas a partir de relaciones sencillas usando esas mediciones. Las condiciones actuales de esfuerzo de las rocas pueden ser determinadas de manera más directa por medio de mediciones de velocidades escalonadas o flujos de retorno durante el fracturamiento hidráulico o algún otro tratamiento que envuelva presiones en exceso a la presión de fractura.

II.3.3.1 Esfuerzo – deformación, relaciones de resistencia al rompimiento.

Cualquier material que esta sujeto a cargas de tensión o compresión se deformará. La carga o fuerza por unidad de área se llama esfuerzo (σ). Bajo el esfuerzo, el cambio en longitud (δ), comparada a la longitud original (l), se llama deformación (ϵ). A bajos niveles de esfuerzo, una gráfica de esfuerzo vs

deformación es una línea recta para materiales elásticos lineales como los metales. La figura 2.29 muestra tal relación.

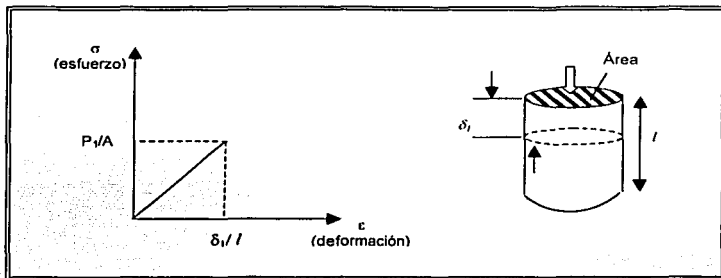


Fig. 2.29 relación esfuerzo – deformación para materiales elásticos lineales

Obviamente, existe un máximo esfuerzo que un material puede mantener antes de la falla. Los materiales dúctiles, como el acero, exhiben un comportamiento plástico o de cedencia de manera que el esfuerzo mínimo de cedencia se excede, y la deformación se incrementa desproporcionadamente con el esfuerzo hasta que resulta en un rompimiento. Con materiales frágiles como las rocas esta falla ocurre repentinamente con una pequeña deformación adicional. El esfuerzo de compresión requerido para causar una falla es llamado resistencia a la compresión uniaxial, (C_c) del material.

II.3.3.1.1 Módulo de Young.

La cantidad de deformación causada por un esfuerzo dado es función de la rigidez de un material. La rigidez puede ser representada por la inclinación de la gráfica esfuerzo – deformación y es conocida como módulo de Young (E), donde E es la constante de proporcionalidad y su valor es característico para cada material y debe obtenerse experimentalmente.

$$E = \frac{\sigma}{\epsilon} = \frac{\text{esfuerzo}}{\text{deformación}} \left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2} \right]$$

Para acero dulce, el módulo de Young o módulo de elasticidad es 30×10^6 psi. Para la roca, los valores de E varían desde 0.5 a 12×10^6 psi.

II.3.3.1.2 Relación de Poisson.

El esfuerzo compresivo aplicado a un bloque de material a lo largo de un eje particular causará un acortamiento a lo largo de ese eje pero también una expansión en todas las direcciones perpendiculares al eje como se ilustra en la figura 2.30. la relación de la deformación perpendicular al esfuerzo aplicado, para deformar a lo largo del eje del esfuerzo aplicado se conoce como relación de Poisson (ν).

$$\nu = \frac{\text{deformación lateral}}{\text{deformación axial}}$$

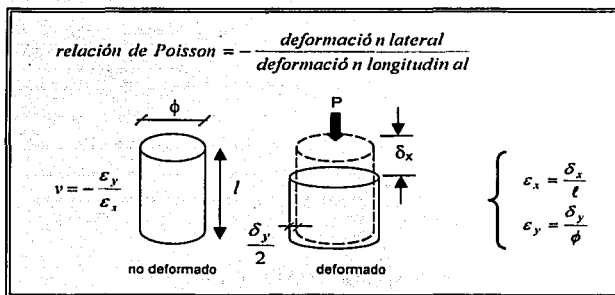


Fig. 2.30 Medición de la relación de Poisson

Un material que bajo un esfuerzo se deforma lateralmente como axialmente tendrá una relación de Poisson de 0.5. Un material que no se deforma lateralmente bajo una carga axial, tendrá una relación de Poisson de 0.0, el acero dulce tiene una relación de aproximadamente 0.3. En general, la caliza, la arenisca, la lutita, y la sal exhiben una relación de Poisson de aproximadamente 0.15, 0.25, 0.4, y 0.5 respectivamente.

II.3.3.1.3 Módulo de corte.

El esfuerzo cortante aplicado a un plano de superficie en particular en un bloque de material causa que ese plano se mueva con respecto a un segundo plano paralelo a una distancia perpendicular como se muestra en la fig. 2.31. La relación del esfuerzo cortante aplicado al ángulo de deformación resultante es una medida de la rigidez del material. La relación es conocida como módulo de corte (G).

$$G = \frac{F/A}{\theta} = \frac{\text{esfuerzo de corte}}{\text{ángulo resul. de la deformación}} \left[\frac{\text{lb/in}^2}{\text{radianes}} \right]$$

Para un fluido, $G=0$; para un sólido, G es un número infinito.

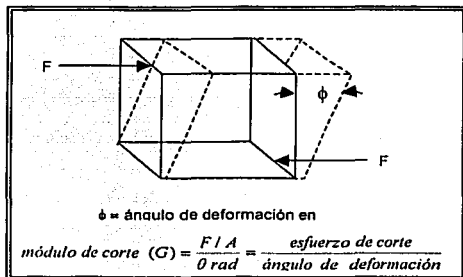


Fig. 2.31 Definición del módulo de corte

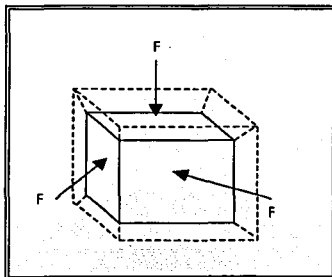


Fig. 2.32 Definición de módulo de volumen

II.3.3.1.4 Módulo de volumen

La carga compresiva aplicada sobre todos los lados de un bloque de material, como ocurre en una condición hidrostática, causa una reducción en el volumen total (Fig. 2.32). La relación del esfuerzo aplicado (fuerza por unidad de área) al cambio en el volumen por unidad de volumen original, es conocida como módulo de volumen (K).

$$K = \frac{F/A}{v/v} = \frac{\text{Fuerza / Área}}{\text{Cambio en volumen / volumen original}} \left[\frac{\text{lb/in}^2}{\text{in}^3/\text{in}^3} \right]$$

El módulo de volumen es el recíproco de la compresibilidad.

Tabla 2.6 Resumen de las constantes elásticas

Módulo de Young (E)

- Definición:

$$E = \frac{\sigma}{\epsilon_{axial}} = \frac{\text{esfuerzo}}{\text{deformación axial}} \left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2} \right]$$

Para rocas $E_{1.50}$ = pendiente de la tangente para la curva de esfuerzo-deformación al 50% de la resistencia del esfuerzo de rompimiento.

- En términos de otras constantes elásticas:

$$E = \frac{9KG}{3K+G}$$

- Con mediciones dinámicas: (Registros sísmico y de densidad):

$$E_d = \frac{\rho}{\Delta t_s^2} \left(\frac{3\Delta t_s^2 - 4\Delta t_c^2}{\Delta t_s^2 + \Delta t_c^2} \right) \times 2.15 \times 10^8$$

Relación de Poisson (v)

- Definición:

$$v = \frac{\epsilon_{lateral}}{\epsilon_{axial}} = \frac{\text{deformación lateral}}{\text{deformación axial}} \left[\frac{\text{in/in}}{\text{in/in}} \right]$$

Para rocas, medida de la deformación lateral y axial al 50% de la resistencia del esfuerzo de rompimiento.

- En términos de otras constantes elásticas:

$$v = \frac{3K-2G}{2(3K+G)} = \frac{E}{2G} - 1$$

- Con mediciones dinámicas: (Registros sísmico y de densidad):

$$v_d = \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta t_s^2 - 2\Delta t_c^2}{\Delta t_s^2 + \Delta t_c^2} \right)$$

ρ = densidad neta, lb/in³

Δt_s = tiempo de viaje de la onda de corte, microseg/pie

Δt_c = tiempo de viaje de la onda compresional, microseg/pie

Módulo de corte (G)

- Definición:

$$G = \frac{\sigma}{\theta} = \frac{\text{esfuerzo de corte}}{\text{ángulo de deformación}} \left[\frac{\text{lb/in}^2}{\text{radianes}} \right]$$

Para rocas $E_{1.50}$ = pendiente de la tangente para la curva de esfuerzo-deformación al 50% de la resistencia del esfuerzo de rompimiento.

- En términos de otras constantes elásticas:

$$G = \frac{3K}{2} \left(\frac{1-2\nu}{1+2\nu} \right) = \frac{3KE}{9K-E}$$

- Con mediciones dinámicas: (Registros sísmico y de densidad):

$$G_d = \frac{\rho}{\Delta t_s^2} \times 2.15 \times 10^8$$

Módulo de volumen (K)

- Definición:

$$K = G \frac{\text{Fuerza / área}}{\text{Cambio en volumen / volumen original}} \left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2} \right]$$

- En términos de otras constantes elásticas:

$$K = G \frac{2(1+\nu)}{3(1-2\nu)} = \frac{EG}{3(3G-E)} = \frac{E}{3(1-2\nu)}$$

- Con mediciones dinámicas: (Registros sísmico y de densidad):

$$E_d = \rho \left(\frac{3\Delta t_s^2 - 4\Delta t_c^2}{3\Delta t_s^2 \Delta t_c^2} \right) \times 2.15 \times 10^8$$

II.3.3.1.5 Mediciones de las propiedades de las rocas in situ.

En el pozo, la combinación de un registro sísmico y un registro de densidad proporcionará medidas dinámicas in situ similares de las constantes elásticas. Las mediciones sísmicas necesarias son las ondas compresionales y las velocidades de onda de corte. Las ondas compresionales viajan a velocidades más altas que las ondas de corte, y son las primeras energías que llegan a ser captadas en el receptor. De este modo, la onda compresional arriva. Las herramientas de registro sísmico ampliamente espaciadas están disponibles para hacer posible una detección exacta de la velocidad de las ondas de corte.

Si el propósito primario de la medición de las propiedades elásticas de las rocas es definir zonas límite, entonces puede solo ser necesario determinar las diferencias significantes que existen entre las propiedades de las capas verticales y los valores sísmicos o dinámicos podrán ser suficientes. Si, por otra parte, se necesitan valores más precisos, las propiedades sísmicas derivada pueden ser calibradas por la técnica de mini-frac. En agujeros revestidos, esta envuelve disparar una pequeña sección (preferiblemente en una orientación espiral) obturar con un empacador doble, e inyectar una pequeña cantidad de fluido (2-3 gal) a una velocidad constante (2 gal/min). Una gráfica de presión-tiempo deberá permitir entonces la presión instantánea de cierre y de esta manera el esfuerzo mínimo de la matriz será determinado.

II.3.4 Mecánica del fracturamiento

La mecánica de la iniciación de la fractura, su extensión y la geometría resultante de la fractura están relacionadas a las condiciones de tensión cerca del agujero del pozo y en la roca que lo rodea, las propiedades de la roca, las características del fluido de fractura y la manera en la que el fluido es inyectado.

II.3.4.1 Esfuerzos regionales de las rocas

Resistencia primaria debido a las condiciones de esfuerzo. Las rocas del subsuelo normalmente se encuentran en un estado de esfuerzo compresivo debido al peso de los estratos suprayacentes (Fig. 2.33). Este peso suprayacente

crea un esfuerzo tanto vertical como horizontalmente. Las rocas sedimentarias poseen una pequeña resistencia inherente a la tensión, más bien se encuentran 'sostenidas juntas' por medio del esfuerzo de compresión. Una fractura se extiende cuando se aplica la suficiente presión diferencial hidráulica para vencer estos esfuerzos compresivos.

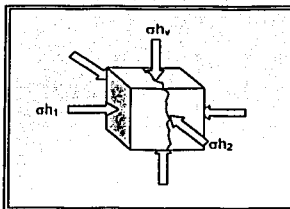


Fig. 2.33 Cargas tri-axiales de las rocas

Cálculo del esfuerzo. Asumiendo que la corteza de la roca es un material *elástico* en una condición tectónica *relajada*, los esfuerzos compresivos verticales y horizontales pueden ser calculados de la siguiente manera:

El esfuerzo total vertical compresivo se puede calcular por medio de:

$$\sigma_v = 0.007 \rho D$$

En donde:

σ_v = esfuerzo vertical total, psi

ρ = densidad de la roca promedio, lb/pie³

D = profundidad, pies

Las densidades de las rocas varían de 125 a 200 lb/pie³; 144 lb/pie³ es un promedio razonable, y es la base para la regla de que el esfuerzo vertical total debido a los estratos suprayacentes es 1.0 psi/pie.

El esfuerzo matricial compresivo efectivo se reduce en donde la formación tiene porosidad y contiene fluido. Parte de la carga de los estratos superiores es soportada por la presión de los fluidos.

El esfuerzo compresivo vertical efectivo σ_v' , en la matriz de la roca puede calcularse por medio de la siguiente expresión:

$$\sigma_v' = 0.007 \rho D - P_f$$

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

donde, P_r = Presión de formación del poro, psi

Como lo indica la ecuación, el esfuerzo vertical matricial esta influenciado por la presión de poro. Las presiones anormales reducen el esfuerzo matricial .

El esfuerzo compresivo horizontal efectivo, $\bar{\sigma}_h$, puede calcularse por:

$$\bar{\sigma}_h = \frac{\nu}{1-\nu} (\sigma_v - P_r)$$

donde ν = relación de Poisson.

En un área tectónica inactiva y en donde las rocas actúan como materiales elásticos, el esfuerzo matricial horizontal es aproximadamente la tercera parte o la mitad del esfuerzo vertical dependiendo del valor de la relación de Poisson de una roca en particular. Con un valor de esta relación para las zonas adyacentes será posible predecir que zona se fracturará preferencialmente.

En lutitas suaves o arenas no consolidadas el esfuerzo matricial horizontal deberá ser relativamente alto. Los materiales rígidos, como la dolomita o la caliza, deberán fracturarse a presiones más bajas. En las zonas con sal en donde la relación de Poisson puede ser 0.5, el esfuerzo matricial será igual tanto horizontal como verticalmente. El colapso del revestimiento en una zona de sal no cementada puede estar relacionado a los grandes esfuerzos horizontales.

La presión de poro también afecta al esfuerzo matricial horizontal, a partir de que, como se mostró anteriormente, la presión de poro afecta al esfuerzo matricial vertical, y el esfuerzo horizontal es función del esfuerzo vertical. En rocas permeables, la presión de poro es un parámetro dinámico influenciado por la producción, la inyección, o la filtración de la fractura durante un trabajo de fracturamiento.

II.3.4.2 Distorsión de agujero causada por el agujero.

La presencia de un pozo distorsiona el campo preexistente del esfuerzo en la roca a una pequeña distancia del pozo, y puede afectar de manera crítica la presión requerida en el pozo para iniciar una fractura.

Hubbert y Willis demostraron que los esfuerzos compresivos en la pared del agujero dependen de la relación que guardan los dos esfuerzos horizontales

principales. Dependiendo de esta relación de esfuerzos, el mínimo esfuerzo en el agujero puede variar dos veces el esfuerzo principal, cuando los dos esfuerzos verticales son iguales; a cero, cuando el esfuerzo principal sea tres veces el otro.

Cuando la magnitud de los principales esfuerzos regionales horizontales no son iguales, en varios puntos alrededor de la circunferencia del agujero la roca no se encuentra tensionada al mismo grado. En este caso, resultara en un agujero elíptico en lugar de un agujero redondo.

II.3.4.3 Iniciación de la fractura.

En el caso de un fluido no penetrante en agujero descubierto Hubbert y Willis presentaron las siguientes ecuaciones para calcular la presión de fractura inicial.

Fractura horizontal. Asumiendo que los componentes verticales de la fuerza son ejercidos contra la formación, la condición necesaria para la iniciación de la fractura horizontal es que la presión en el pozo exceda al esfuerzo vertical más la resistencia a la tensión vertical de la roca, o:

$$(P_f)_h = \overline{\sigma_v} + S_v + P_r$$

donde:

$(P_f)_h$ = presión en el agujero requerida para iniciar la fractura horizontal

S_v = Resistencia a la tensión vertical de la roca (mínima)

Fractura vertical. Las condiciones para la iniciación de la fractura vertical depende de la resistencia relativa de los dos esfuerzos compresivos horizontales principales.

Para causar el rompimiento de la formación, la presión en el agujero deberá ser mayor que el mínimo esfuerzo en el agujero, y deberá vencer también la resistencia a la tensión de la roca. Esto se puede expresar de la siguiente manera:

$$(P_f)_v = 3\overline{\sigma_{h2}} - \overline{\sigma_{h1}} + S_h + P_r$$

donde:

$(P_f)_v$ = presión requerida en el agujero para iniciar la fractura vertical

σ_{h1} = máximo esfuerzo matricial horizontal principal

σ_{h2} = mínimo esfuerzo matricial horizontal principal

S_h = resistencia a la tensión horizontal de la roca (mínima)

P_r = Presión de formación del poro, psi

Un fluido penetrante incrementa el área sobre la cual los fluidos presurizados contacta a la formación y puede reducir la presión necesaria para iniciar la fractura. Generalmente la reducción puede ser del orden de un 25 a un 40% en agujero abierto.

El trabajo de simulación en el laboratorio muestra que la presión de iniciación del fracturamiento o rompimiento es afectada por el número y arreglo de los disparos.

La existencia del revestimiento y el arreglo de las perforaciones tienen un pequeño efecto en la orientación de la fractura creada, pero la presión de rompimiento se reduce por un incremento en el número de perforaciones. La práctica de disparar con todos los disparos en línea vertical sobre un solo lado del revestimiento, figura 2.34, incrementa significativamente la presión de rompimiento si los disparos se orientan 90° al azimut del plano vertical de fractura. El trabajo de laboratorio apoya la idea de que la presión de iniciación de fractura deberá ser minimizada por una orientación helicoidal de los disparos.

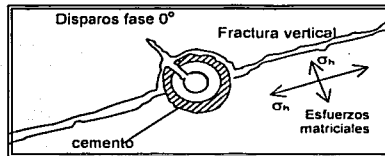


Fig. 2.34

II.3.4.4 propagación de la fractura.

Una vez que la fractura ha sido iniciada e invadida por el fluido presurizado, la concentración de esfuerzo cerca del pozo desaparece.

La fractura entonces se propaga en un plano vertical al mínimo esfuerzo efectivo de la matriz. Usualmente el mínimo esfuerzo es horizontal, y resulta una

fractura vertical. Cuando los esfuerzos matriciales horizontales son desiguales, existirá una dirección preferida para la fractura vertical. En áreas de fallas de corrimiento o en donde la erosión ha ocurrido después de la depositación, las rocas pueden estar bajo un mayor esfuerzo compresivo horizontal que el esfuerzo vertical debido a los estratos suprayacentes. Si el mínimo esfuerzo efectivo matricial es vertical, entonces resultará una fractura horizontal. La figura 2.35 relaciona pictóricamente las presiones, esfuerzos y propiedades de las rocas envueltas en la propagación de la fractura vertical.

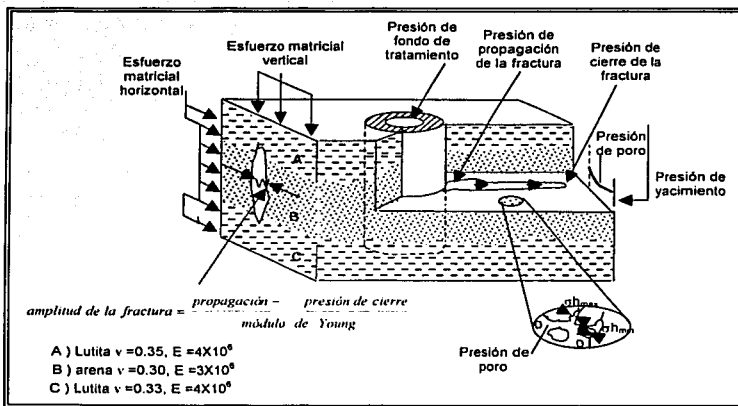


Fig. 2.35 Presiones, esfuerzos, y propiedades de las rocas envueltas en la propagación de una fractura vertical

Para mantener la fractura abierta después de la iniciación, la presión en la fractura deberá exceder la presión de poro por medio de una cantidad igual al mínimo esfuerzo matricial efectivo de la roca. Esta presión se conoce generalmente como la presión de cierre de la fractura. El *gradiente de fractura* es la presión de cierre de la fractura dividido por la profundidad.

Como la fractura se extiende, la presión en la fractura en el agujero (presión de propagación de la fractura) se incrementa como resultado de la fricción del fluido requerida para empujar el fluido de fractura a través del incremento de la

distancia en dirección al final de la fractura. Un segundo factor que puede causar un incremento en la presión de propagación, es la posibilidad de que la presión del poro en la roca cercana al agujero se pueda incrementar debido a una filtración del fluido. Un incremento en la presión de poro o en el 'sistema de presión' resultará en un incremento en la presión de cierre.

La presión en exceso en la fractura de la presión de cierre es la *presión de fractura neta*. Esta presión actúa en contra de la elasticidad, o módulo de Young, de la roca para abrir la amplitud de la fractura. Durante el trabajo de fracturamiento, la presión neta (Gráfica de Nolte) puede ser usada como un indicador de la extensión de la fractura como se muestra en la figura 2.36 (Geometría de la fractura de Perkins y Kern). Si la presión neta de fractura se incrementa normalmente, la fractura es propagada desde el pozo con una pequeña extensión vertical (la extensión vertical esta limitada por barreras limitantes por encima y por debajo). Si la presión neta de fractura se incrementa anormalmente, la fractura ha parado su extensión y empieza a inflarse como un 'globo'.

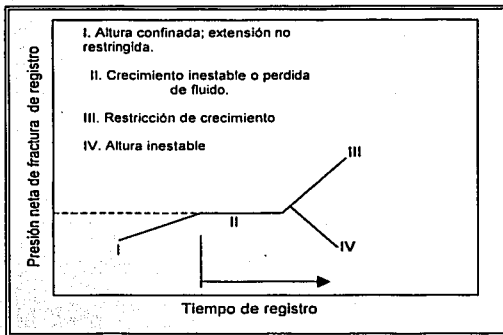


Fig. 2.36 Presión neta de fractura que indica el progreso de la extensión de la fractura

II.3.4.5 Esfuerzo del apuntalante.

El mínimo esfuerzo matricial de la roca es de interés debido a que este es el esfuerzo que los agentes apuntalantes deben soportar en función de mantener

la fractura abierta. Este esfuerzo se incrementa de la manera en que la presión de poro se reduce. Consecuentemente, el apuntalante en la región crítica cerca del agujero se encuentra sujeto a un mayor esfuerzo que a una distancia más lejana, porque la presión del poro cerca del pozo se reduce debido al abatimiento en el proceso de producción. Este efecto puede ser significativo a mayores caídas de presión. Generalmente la resistencia del apuntalante esta especificada sobre la base de la presión de poro cero.

II.3.5 Incremento en la productividad.

Las razones del incremento en la producción a partir del fracturamiento son: nuevas zonas expuestas, permeabilidad reducida desviada, y cambio en los patrones de flujo del yacimiento de 'radial' a 'lineal'.

II.3.5.1 Nuevas zonas expuestas.

El incremento de la producción depende de una combinación de factores geológicos y esfuerzos de la formación, los cuales muchas veces son desconocidos.

En una formación carbonatada en donde la productividad depende de la porosidad (o en una zona fracturada donde la capacidad de flujo primaria esta relacionada al sistema de fracturas) o en una formación deltáica de arena, en donde la permeabilidad esta relacionada a la geometría regional de deposito, la posibilidad de incrementar la productividad de los pozos por medio del fracturamiento dentro de una nueva zona puede ser significativo. En algunas situaciones, sin embargo, la 'nueva zona' puede ser de agua o gas.

II.3.5.2 Daño desviado.

El incremento en la producción a partir de la reducción en el daño a la permeabilidad de la zona es función de la profundidad de la zona dañada y de la relación de la permeabilidad dañada a la permeabilidad no dañada.

Cabe anotar que solo se necesita una pequeña fractura para pasar la mayoría de las zonas dañadas, es por eso que es muy importante sustentar la

fractura en el área cercana al pozo para proporcionar un camino altamente conductivo a través de la zona dañada. Ya que si una pequeña porción de la boca de la fractura (menos de un 30% del total de la longitud de la fractura) es deja sin sustentar, la fractura se cerrará, y la mayor parte de la estimulación que se haya realizado por medio del tratamiento se perderá.

II.3.5.3 Cambio del patrón de flujo de radial a lineal.

El incremento del flujo a partir del cambio del patrón de flujo resulta de la creación de una fractura de alta conductividad (relativa a la permeabilidad de la formación) extendiéndose a una gran distancia desde el pozo.

Para fracturas verticales el incremento de la productividad depende primordialmente de la conductividad de la fractura en relación a la permeabilidad de la formación. A menos que se generen fracturas altamente conductivas, la longitud de la fractura tiene poco efecto. Pero si puede ser desarrollado el suficiente contraste en la permeabilidad (se puede en zonas muy compactas) entonces la longitud de la fractura se vuelve sumamente importante.

La conductividad de la fractura obtenida con fluidos típicos de fractura de baja a media viscosidad y con tamaños comunes de apuntalantes se muestra en el área sombreada de la figura 2.37. Para producir resultados significativos en formaciones que poseen permeabilidades mucho mayores de 5 a 10 md, cada esfuerzo deberá hacerse para maximizar la capacidad de flujo de la fractura.

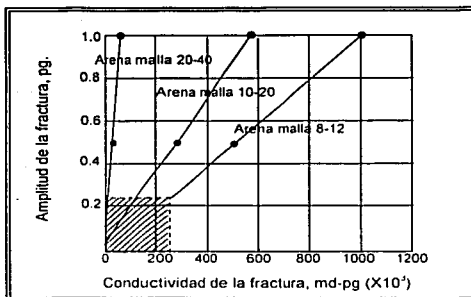


Fig. 2.37 Conductividad de la fractura vs. amplitud de la fractura y permeabilidad del apuntalante (de SPE)

II.3.6 Agentes apuntalantes.

El objetivo de apuntalar la fractura es mantener la conductividad de fractura económicamente deseada. La conductividad depende en un número de factores interrelacionados: tipo, tamaño y uniformidad del agente apuntalante; grado de agarre, trituración y /o deformación; cantidad de apuntalante y forma de colocación.

Los tipos de apuntalante comúnmente usados y rango de tamaño, son:

| | Malla | Rango, in |
|--------------------|--------------|------------------|
| Arena | 70/140 | .0083 X .0041 |
| | 40/70 | .0165 X .0083 |
| | 30/50 | .0234 X .0117 |
| | 20/40 | .0331 X .0165 |
| | 16/30 | .0469 X .0234 |
| | 12/20 | .0661 X .0331 |
| | 8/16 | .0937 X .0469 |
| | 6/12 | .0132 X .0661 |
| Bauxita incrustada | 40/60 | .0165 X .0078 |
| | 20/40 | .0331 X .0165 |
| | 12/20 | .0661 X .0331 |

II.3.6.1 Propiedades de los agentes apuntalantes.

Tamaño y uniformidad. El decremento en el tamaño incrementa la carga que puede ser soportada, y también la permeabilidad de una fractura empacada.

Una cantidad significativa de finos puede reducir seriamente la permeabilidad de la fractura. Por ejemplo 20% de material más fino que una malla 40 reducirá la permeabilidad de una arena 20/40 por un factor de 5. La arena gradada a 10/16 tiene una permeabilidad de cerca del 50% mayor que una arena 10/20. El tamaño de la partícula comúnmente usado en algunos apuntalantes comercialmente disponibles se muestran en la tabla 2.8.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

Tabla 2.8
Distribución típica de tamaño de la partícula (malla 20/40)

| Análisis de criba | Arena Brady ^(a) | Arena Ottawa ^(b) | Apuntalante resistencia intermedia | Bauxita Alta resistencia |
|-------------------|----------------------------|-----------------------------|------------------------------------|--------------------------|
| +16 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| -16 + 20 | 2.6 | 1.2 | 8.7 | 3.0 |
| -20 + 30 | 37.3 | 30.0 | 89.9 | 45.9 |
| -30 + 35 | 32.3 | 37.9 | 1.4 | 31.9 |
| -35 + 40 | 20.4 | 24.8 | 0.0 | 19.1 |
| -40 + 50 | 7.2 | 5.8 | 0.0 | 0.1 |
| -50 + Pan | 0.2 | 0.3 | 0.0 | 0.0 |

a) Brady (Formación Hickory) es llamada Texas o Brown Sand
b) Ottawa (Formación St. Peter o Jordan) es llamada algunas veces White Sand

La tabla 2.9 muestra los rangos de permeabilidad no-cargada de los tamaños más comunes de arena. Los valores de permeabilidad deben ser usados cuidadosamente a partir de que las diferencias del grado de distribución dentro del rango de tamaños de las partículas pueden cambiar significativamente la permeabilidad.

Tabla 2.9
Permeabilidad de arena de fractura de buena calidad
(baja carga de confinamiento)

| Tamaño | Permeabilidad (darcies) |
|-------------------|-------------------------|
| 4/6 - (angular) | 3000 |
| 8/12 - (angular) | 1740 |
| 10/20 - (angular) | 880 |
| 10/20 - (redonda) | 325 |
| 10/30 - (redonda) | 190 |
| 20/40 - (redonda) | 120 |
| 40/60 - (redonda) | 45 |

Resistencia. Las reducciones significantes en la conductividad de los apuntalantes ocurre cuando el cierre o el esfuerzo matricial horizontal se incrementa. El esfuerzo sobre el apuntalante varía con el tiempo debido al cambio en la presión del yacimiento debido al decremento de los hidrocarburos. Para un gasto de producción constante, como se muestra abajo, el esfuerzo de compresión del apuntalante se incrementa con el progresiva caída de la presión del yacimiento (fig. 2.38).

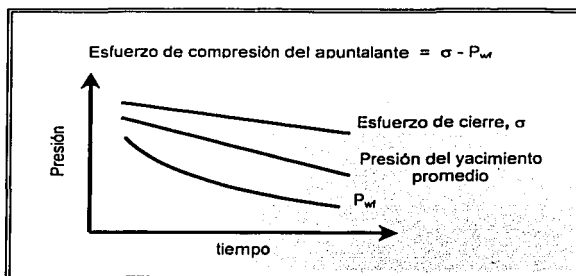


Fig. 2.38 Esfuerzos sobre el apuntalante

Propiedades físicas. La solubilidad al ácido, la redondez, y la densidad son criterios importantes. La tabla 2.10 muestra las propiedades físicas de diversos apuntalantes. La bauxita incrustada posee una mejor redondez pero una mayor gravedad específica.

Costo. La arena es por mucho es apuntalante de menor costo. El costo de la bauxita es cerca de 10 a 15 veces más.

Tabla 2.10
Datos de diversas propiedades físicas para apuntalantes malla 20/40

| Datos físicos | Arena Brady | Arena Ottawa | Apuntalante resistencia intermedia | Bauxita Alta resistencia |
|----------------------|-------------|--------------|------------------------------------|--------------------------|
| HF ácido sol. % | 1.60 | 1.30 | 3.20 | 2.80 |
| Redondez Krubein | 0.70 | 0.80 | 0.90 | 0.90 |
| Esfericidad Krubein | 0.70 | 0.80 | 0.90 | 0.90 |
| Gravedad específica | 2.65 | 2.65 | 3.25 | 3.74 |
| Vol Abs gal/lb XE-03 | 45.3 | 45.3 | 36.9 | 3.81 |

II.3.6.2 Colocación del apuntalante.

La colocación del apuntalante en una fractura vertical en cualquier patrón que en una condición empaçada, es difícil de alcanzar. Con fluidos de baja viscosidad, los modelos de estudio muestran que las primeras porciones de arena que entran a la fractura se precipitan hacia el fondo de esta. En la medida en que una mayor cantidad de arena entra en la fractura, la altura del empaque se

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

incrementa hasta un punto de equilibrio. La arena adicional es entonces llevada sobre el empaque y depositada fuera de la fractura.

En donde la relación de estimulación depende del apuntalamiento de una gran fractura, o en áreas donde la fractura se pueda extender por debajo de la zona de producción, la predicción del transporte del apuntalante se vuelve sumamente importante. Esto es aún más importante cuando la fractura no cierra rápidamente después de que las bombas han parado, y el apuntalante continúa asentándose hasta que la fractura se cierra, o hasta que es atrapada por la concentración.

El área adyacente al agujero es tan importante como la colocación del apuntalante. Esto es particularmente verdadero en donde el daño a la formación es una de las principales razones de la estimulación. Obviamente un 'colchón adicional' con un fluido libre de arena es indeseable debido a que este empuja a la arena fuera del área crítica.

Idealmente la región cercana al agujero deberá ser empacada con arena por medio de un taponamiento con apuntalante en la fractura. Las técnicas para la creación de este taponamiento conllevan: un incremento en la concentración de arena, reducción de la viscosidad del fluido de fractura, disminución de la velocidad de inyección y un incremento en la pérdida de fluido.

Debe notarse que la reducción de la viscosidad del fluido y /o la velocidad de inyección resultará en un decremento en la dinámica de la amplitud de la fractura, y esto no es una solución deseable. Generalmente, la mejor solución es la de incrementar la concentración de arena.

II.3.7 Fluidos de fractura.

Básicamente los fluidos base agua y aceite son usados para crear, extender, y colocar el material apuntalante. La habilidad para adaptar las propiedades de los fluidos con el fin de alcanzar los resultados deseados ha mejorado tremendamente durante los últimos avances, los cuales proporcionan viscosidades mucho más altas, mejor estabilidad del fluido a altas temperaturas, y minimizan el daño a la formación. Las modificaciones usuales incluyen: control de

Fluidos de emulsión. Proporcionan una buena viscosidad, capacidad de acarreo de apuntalante y una muy buena pérdida de fluido y limpieza a un precio razonable.

Fluidos gelatinizados base aceite. Tienen su principal aplicación en zonas de arena sensibles al agua.

Fluidos espumados. Tienen su aplicación en zonas de gas de baja permeabilidad. Generalmente, se adiciona suficiente nitrógeno para producir la calidad de la espuma de 65 a 75%. Una ventaja primordial de la espuma es que es un excelente limpiador debido a la pequeña cantidad de líquido y la gran cantidad de energía representada por la alta presión del nitrógeno. El uso de las espumas es relativamente nuevo, sin embargo, su aplicación se ha ido incrementando. Los problemas iniciales de baja concentración y la corta vida de la espuma, han sido vencidos por medio de concentradores centrífugos de arena y por el uso de polímeros para estabilizar a la espuma.

Fluidos base alcohol. Tiene sus aplicaciones principales en zonas de gas seco de baja permeabilidad en donde, debido a la permeabilidad relativa, el aceite no puede ser usado.

Gel acidificado. Tienen aplicación en arenas sucias en donde la estabilización de la arenisca puede ser importante.

II.3.7.1 Propiedades de los fluidos y modificaciones.

La selección y modificación de las propiedades de los fluidos para ajustarlos a una situación específica de un pozo es una parte importante del diseño del fracturamiento. Una consideración básica es la habilidad para 'crear vacíos', o amplitud y longitud de la fractura. Esta es una función de la eficiencia del fluido (o control de pérdida de fluido) y la "viscosidad de la fractura". Los fluidos de alta viscosidad que atienden a una presión requerida para forzarlos a través de la fractura, tienden a promover fracturas muy amplias. En una fractura vertical confinada, el control de pérdida de fluido tiende a promover la longitud de la fractura.

Otras consideraciones que se deben tomar en cuenta de los fluidos de fractura son pérdida de fricción por debajo de la tubería, la habilidad para transportar al apuntalante, daño a la formación, limpieza de la fractura, estabilidad a la temperatura, problemas de mezclado, almacenamiento y costos.

II.3.7.1.1 Control de pérdida de fluido.

Durante el fracturamiento una parte de los fluidos inyectados se filtran hacia la formación, y debido a esto no es posible extender la fractura. La velocidad de la filtración del fluido esta influenciada por tres factores: compresibilidad de los fluidos en el yacimiento, viscosidad y materiales obturantes de los fluidos de fractura.

El efecto combinado de los factores controlables (viscosidad y obturantes) para un fluido de fractura en particular es medido en el laboratorio contra núcleos actuales o sintéticos para determinar la eficiencia de ese fluido. Los resultados son reportados en términos de coeficiente de soporte a la pérdida y coeficiente de pérdida de fluido.

En trabajos de fracturamiento masivo en donde se requieren grandes fractura, el control de pérdida de fluido se vuelve muy importante. Se han desarrollado muchas técnicas para la estimación de la pérdida de fluido actual o eficiencia de fluido durante un mini – fracturamiento preliminar. Cientos de galones de fluido de fractura (sin material apuntalante) son inyectados por encima de la presión de fractura. El análisis de los datos de la presión de fuga después de que el bombeo ha parado proporciona valores razonables de la pérdida de fluido actual, tan bien como otros parámetros necesarios en el diseño de un trabajo de fracturamiento.

Los aditivos para la pérdida de fluido son generalmente sólidos finamente divididos que forman una cobertura en la cara de la fractura. Un control efectivo requiere un rango de tamaños de partículas pequeñas inertes para obturar más un agente empastante, generalmente un polímero, para tapar los vacíos en el obturante.

Para aceite crudo o refinado, el Adomita Mark II; sulfato de calcio recubierto con un surfactante soluble en aceite, es el aditivo comúnmente más usado.

Para fluidos base agua, el fluoruro de silicio es el aditivo más usado. El tamaño de las partículas es muy fino, comúnmente el 92% pasa a través de una malla de 325 (43 micrones).

Los hidrocarburos dispersados como el diesel o los condensados pueden ser usados en concentraciones de 3 a 5% para proporcionar un control sobre la pérdida de fluido sin necesidad de sólidos. Mezclas de surfactantes – aceite también proporcionan control de pérdida de fluido a concentraciones tan bajas como de 0.5%.

Los fluidos emulsificados o de alta viscosidad de manera inherente poseen baja pérdida de fluido, y generalmente no requieren el uso de aditivos.

II.3.7.1.2 Control de la viscosidad.

Una variedad de polímeros (partículas de alto peso molecular solubles en agua, una vez que son hidratadas aumentan la viscosidad del agua) para espesamiento de fluidos y otros mecanismos son usados para proporcionar el control necesario de la viscosidad. De manera breve, para los fluidos gelatinizados base agua los polímeros naturales, guar, hidroxipropil guar (HP guar), hidroxyetilcelulosa (HEC) o carboximetilhidroxipropil guar (CMHPG) son bastantes populares. Con HP guar se tiene quizá el rango más amplio de aplicaciones. Los reticulados proporcionan beneficios adicionales. Los fluidos emulsificados poseen viscosidad inherente, pero generalmente la viscosidad mas alta es proporcionada por la gelatinización del agua. Los agentes gelatinizadores de tipo jabón son usados para espesar keroseno, diesel, o aceite crudo ligero. En los fluidos acidificados, los biopolímeros o los polímeros sintéticos forman la viscosidad. Con espumas base agua, los polímeros proporcionan una mayor vida media del fluido, o estabilidad a la espuma.

Algunas de las características de los polímeros mencionados anteriormente son las siguientes:

- Goma Guar. Son cadenas poliméricas compuestas de Manosa y Galactosa comúnmente llamados polisacáridos. Cuando el gel es adicionado al agua este absorbe agua y se hidrata. El guar es un producto natural del endospermo del frijol guar originario de la india. En el proceso de separar el guar de la planta produce un residuo insoluble, aproximadamente 6 al 10% en peso.
- HPG. Es guar que ha sido extra procesado, reduciendo la cantidad de residuos del 2 al 4 % en peso, esta modificación hace al HPG mas estable a la temperatura, pero también mas difícil de quebrar (romper).
- HEC. Es un derivado de la celulosa muy limpio, difícil de reticular (crosslinkear) y es mas costoso.
- CMHPG. Es Guar que ha sido doblemente derivado, no es usado por su alto costo.
- Los agentes reticulantes (crosslinkers) son usados para aumentar el peso molecular efectivo de los polímeros al crear uniones entre las diferentes cadenas de los polímeros, esto produce una estructura en forma de red, aumentando la viscosidad sin necesidad de usar altas concentraciones de polímeros, haciendo los fluidos económicos y reduciendo el daño.

Los gel lineales base agua generalmente son preparados mediante la mezcla de goma guar, HP guar, o HEC con agua dulce conteniendo 1–2 % de cloruro de potasio KCl o salmuera. Las concentraciones de polímeros de 20 – 50 lb/1000 gal son comunes. La gelatinización reduce la pérdida de fricción, incrementa la viscosidad aparente, y proporciona algún control sobre la pérdida de fluido. El efecto de la temperatura sobre la viscosidad aparente hace necesario el uso de un quebrador de viscosidad a temperaturas más bajas.

Los gel reticulados (crosslinked) base agua, se preparan generalmente por medio de reticular goma guar o HP guar con Borato, o , en donde las temperaturas exceden los 210° F, con un reticulante (crossliker) órgano metálico (complejos de titanio o zirconio). Los complejos de Titanio son típicamente usados con CO₂, ya que estos se reticulan (crosslinkean) a un pH por abajo de 4.5. los de zirconio son usados en pozos de alta temperatura (profundos). Estos reticulantes órgano

metálicos (Titanatos y Zirconatos) son sensibles al corte y a diferencia del borato estos no se regeneran, es decir que no recuperan la viscosidad perdida. Por esta razón normalmente se usan retardadores para que el reticulado se alcance justo antes de las perforaciones. Por medio del reticulado se obtienen viscosidades mucho mas altas para una concentración de polímeros dada. Retrasando el reticulado, propiamente llevado a cabo, resulta en una viscosidad relativamente más baja bajo las tuberías y una viscosidad relativamente mas alta en la fractura.

Las poliémulsiones usualmente consisten de dos terceras partes de aceite y una tercera parte de agua, emulsificados de tal manera que el agua es la fase externa. El aceite puede ser keroseno, diesel, aceite crudo, condensado, o aceite refinado. El agua puede ser dulce o una salmuera ligera. El emulsificador debe ser seleccionado de manera que deje la arena de fractura mojada por agua. Los fluidos deben ser probados para asegurar que será formada una emulsión estable, la goma guar, el HP guar, o el HEC pueden ser usados para espesar la fase acuosa. La concentración de polímeros depende de la temperatura, pero generalmente 1 lb/bbl de agua es usada por debajo de los 180° F, y 2 lb/bbl de agua por encima de los 180° F. Un quebrador de gel será necesario dependiendo del tipo de polímero. El agua externa de la emulsión se rompe debido a la adsorción del emulsificador.

Los fluidos gelatinizados base aceite pueden ser preparados con keroseno, diesel y muchos de los aceites crudos. La concentración del agente gelatinizador debe ser determinada para el aceite específico, pero generalmente se encuentra en el rango de 6–10 gal/1000gal de aceite. Los requerimientos de los quebradores dependen del tipo de aceite y la temperatura de la formación y deberán ser determinados por medio de pruebas de banco (bench testing). Por debajo de una temperatura de 180° F, la viscosidad aparente @ 160 seg⁻¹ deberá ser de aproximadamente entre 150–200 cp; @ 479 seg⁻¹, la viscosidad aparente cae hasta cerca de los 70–80 cp.

Las características de las espumas son bastante diferentes a las de los fluidos gelatinizados, las espumas tienen relativamente baja viscosidad pero muy buena habilidad para transportar al apuntalante. Los estabilizadores de polímeros

pueden ser necesitados para incrementar la viscosidad y extender la vida media de la espuma.

II.3.7.1.3 Reología.

Las propiedades reológicas se vuelven factores muy importantes a altas velocidades de inyección, o en fluidos de alta viscosidad. La reología de los fluidos de fractura es compleja, particularmente la reología de fluidos viscoelásticos, de emulsión, y espumas. Los fluidos se clasifican básicamente como (Fig. 2.39):

- Newtonianos. Los cuales exhiben una viscosidad constante independientemente de la velocidad del flujo.
- No Newtonianos. Los cuales exhiben una 'viscosidad aparente' que cambia con la velocidad del flujo, generalmente llegando a ser más bajas a velocidades de flujo más altas.

Los fluidos de fractura son descritos matemáticamente por el Modelo de la Ley de Potencias en la cual la relación actual del esfuerzo de corte – velocidad de corte graficada en papel log-log es aproximadamente una línea recta

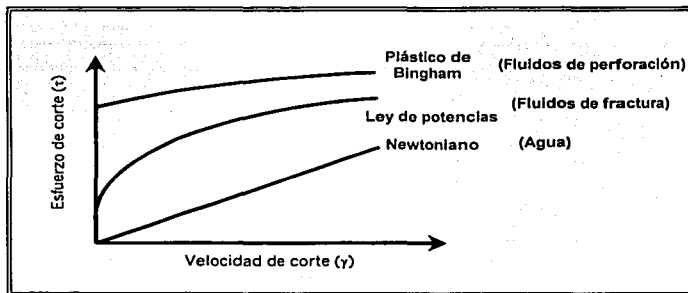


Fig. 2.39 Modelos reológicos

El *Índice de comportamiento de flujo* (n) es la pendiente de la línea. Un valor de n de 1.0 indica un fluido Newtoniano. El comportamiento no Newtoniano, o el comportamiento de adelgazamiento de corte, es indicado con un valor de n

debajo de 1.0. La medición en el campo con el medidor Fann V-G a 300 y 600 rpm deberá ser:

$$n' (\text{adim}) = 3.32 \log_{10} \frac{\text{lectura } 600 \text{ rpm}}{\text{lectura } 300 \text{ rpm}}$$

El *Índice de consistencia* (k') es el esfuerzo de corte interceptado a una velocidad de corte = 1.0 sec^{-1} . Este es una medida del 'espesor' de un fluido. A partir del medidor Fann V-G, los valores son:

$$k' (\text{lb } F \text{ seg } n' / \text{ft}^2) = \frac{(\text{lectura a } 300 \text{ rpm})}{110 \times 511^{n'}} \times 1.066$$

N = factor del resorte de Fann (generalmente 1.0)

La *viscosidad aparente* para los fluidos no Newtonianos se determina como sigue:

$$\mu_a = \frac{4.788 \times 10^4 K'}{(\text{velocidad de corte})^{1-n'}}$$

La velocidad de corte esta relacionada a la velocidad de flujo de fluido en varias porciones del agujero, la fractura y la formación, y en dispositivos de medición como sigue:

Relación del viscosímetro entre la velocidad de corte y velocidad Fann (rpm):

| Fann rpm | Velocidad de corte (seg^{-1}) |
|----------|--|
| 100 | 170 |
| 200 | 341 |
| 300 | 511 |
| 600 | 1022 |

Para tubería circular, perforaciones, y canales porosos;

$$\text{velocidad de corte, } \text{seg}^{-1} = \frac{96V}{D} = \frac{1642Q}{D^3}$$

Para fracturas rectangulares;

$$\text{velocidad de corte, } \text{seg}^{-1} = \frac{72V}{w} = \frac{40.3Q}{hw^2}$$

donde:

V = velocidad del fluido, pie/seg

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

D = diámetro del conducto, pg.

w = amplitud de la fractura, pg.

h = altura de la fractura, pie

Q = velocidad total de inyección, bpm

Calcular la velocidad de corte en una fractura requiere del conocimiento de la amplitud y altura de la fractura. A partir de estos factores son usualmente desconocidos, la velocidad de corte a menudo se asume que se encuentra en un rango de 10 a 70 sec^{-1} .

La temperatura puede afectar drásticamente la viscosidad de los fluidos Newtonianos o la viscosidad aparente de los fluidos no Newtonianos.

La reología de las emulsiones (o dispersiones agua – aceite), los fluidos viscoelásticos, y de las espumas es objeto de investigación. En un fluido de emulsión el 'comportamiento de resbalamiento' ocurre por encima de una relativa baja velocidad de corte lo cual reduce drásticamente la viscosidad aparente. Los fluidos viscoelásticos aparentemente muestran características similares, de manera que la pérdida de presión por fricción del flujo en la pared de la tubería es mucho menor que la relación de la viscosidad aparente que pudiera indicar.

$$\frac{3D\Delta P}{L} = K' \frac{2V^{n'}}{3D}$$

donde:

D = diámetro interno de la tubería, pg.

ΔP = caída de la presión, psi.

L = longitud de la tubería, pie

V = Velocidad del fluido, pie/seg

k' = Índice de consistencia @ 1 seg^{-1} , lb F sec^n /pie²

n' = Índice de comportamiento de flujo, adimensional .

II.3.7.1.4 Capacidad para conducir el apuntalante

La capacidad para conducir el material apuntalante es principalmente función de la viscosidad, la diferencia de densidades entre el apuntalante y el fluido, y el tamaño del apuntalante. La ley de Stoke puede ser usada como un

indicador de la velocidad de caída los granos de arena; sin embargo, esta predice velocidades más altas que las que ocurren actualmente en la fractura debido a los efectos de interferencia entre los granos, y particularmente los efectos viscosos en fluidos emulsificados.

Las concentraciones de arena que pueden ser transportadas por el fluido de fractura son afectadas tanto por la viscosidad como por el tipo de fluido, como se muestra en la tabla 2.11.

II.3.7.1.5 Mezclado, almacenamiento y manejo

La facilidad de mezclado y estabilidad en el almacenamiento son importantes cuando son usados fluidos emulsificados o gelatinizados. Algunos crudos no son apropiados para emulsiones y algunos agentes gelatinizadores no 'rinden' apropiadamente en ciertas clases de agua. Es por ello que los fluidos deben ser probados adelante del tiempo.

En donde grandes volúmenes de fluidos deben ser mezclados, la mezcla continua simplifica el problema de la disposición del fluido mas que la mezcla en baches si el trabajo no puede ser completado como es planeado. Sin embargo, la efectividad de la viscosidad y de los reticulantes puede ser inferida de resultados de pruebas de banco. La estabilidad en el almacenamiento puede ser un problema con agua gelatinizada. Las bacterias pueden reproducirse rápidamente, y ellas y las enzimas acompañantes pueden destruir el gel o interferir con la reticulación (crosslinking). Este problema puede ser controlado con tanques limpios y el uso de bactericidas.

Tabla 2.11
Concentraciones comunes de arena (lb. arena por galón de líquido)

| | <i>Promedio</i> | <i>Máximo</i> |
|--------------------------------------|-----------------|---------------|
| Agua gelatinizada | 1 - 1 ½ | 2 |
| Aceite crudo (< 100 cp) | 2 | 3 |
| Aceite crudo (100 -250 cp) | 2-3 | 4 |
| Aceite crudo (250 -500 cp) | 3-4 | 5 |
| Aceite crudo (> 500 cp) | 4-5 | 6-8 |
| Agua gelatinizada reticulada | 4-5 | 6-8 |
| Emulsión de polímeros 20 - 40; 10-20 | 4-5 | 6 |
| Emulsión de polímeros 8 - 12 | 2-3 | 3-5 |
| Espuma (w/w concentrador) | 2-3 | 4-6 |

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

II.3.7.1.6 Costos.

El costo de los fluidos de fractura varía considerablemente. El aceite crudo es normalmente el más barato, mientras que los gel base agua de alta viscosidad diseñados para condiciones de alta temperatura son los más caros. Los fluidos emulsificados y los gelatinizados base agua caen en el rango de medianos. Las espumas dependiendo en la presión de tratamiento también son caros.

II.3.7.1.7 Daño a la formación.

Un fluido de fractura ideal no debe tener tendencia a taponarse o bloquear la formación. La reducción en la permeabilidad de la matriz a lo largo de la pared de la fractura no es tan seria como si se tratará de un flujo radial alrededor del agujero del pozo. La preocupación crítica es el taponamiento de la fractura apuntalada en sí misma con cualquier de los muchos mecanismos relacionados a la formación, fluidos de la formación o del fluido de fractura.

La solubilidad, los materiales cementantes, contenido de sal, materiales arcillosos, constituyentes de los fluidos del yacimiento, deben ser considerados. El reblandecimiento de la formación, o la disolución de materiales cementantes puede desalojar finos. La disolución de la sal puede ayudar u obstaculizar. Cualquier cambio en el ambiente iónico puede dejar de permitir el movimiento de arcillas y bloquear los poros.

Si se tienen disponibles núcleos, las pruebas de laboratorio se deben realizar para evaluar los problemas del daño. Estas pruebas envuelven:

1. Difracción de rayos X para determinar contenido de arcilla y sondeo con microscopio electrónico para determinar arcillas y su posicionamiento en los espacios porosos.
2. Prospectos fluyentes de fluidos de fractura a través del núcleo, e inmersión a corto plazo en los fluidos de fractura con la determinación de la permeabilidad antes y después, y la observación de desalojo de finos.
3. Análisis petrográficos de una sección delgada para mostrar tamaño de grano, de poro y constituyentes, entre los granos y dentro de los poros.

En muchas situaciones las pruebas de laboratorio confirmadas por resultados en el campo muestran que el agua dulce limpia con 2% de KCl es un excelente fluido de fractura basado en la compatibilidad con las arcillas de la formación con los agentes gelatinizadores de los fluidos de fractura.

En la mayoría de los casos, deberá usarse un surfactante para prevenir emulsiones, particularmente con fluidos base agua en yacimientos de aceite. Estos deberán ser seleccionados en base a pruebas piloto, deberá ser compatible con aditivos de los fluidos de fractura, y no deberá ser perdido por adherirse sobre la superficie de la formación.

La retención de los fluidos es más severa en situaciones de baja permeabilidad y baja porosidad. La alta viscosidad de fluidos base aceite a menudo depende de la dilución por medio de crudo de la formación para removerlo. Un problema real puede ocurrir si el aceite de la formación actúa removiendo los ligeros del aceite de fractura resultando en una viscosidad más alta mas que en una dilución.

La falla de los gel a romperse puede ser una causa de daño por retención de fluido. Los mecanismos de rompimiento incluyen: enzimas, ácidos, y agentes oxidantes. La temperatura de la formación es un factor importante en la selección del quebrador.

La roca de la formación, los finos, y la arena de fractura deberá ser dejada en una condición mojada por agua para acelerar la recuperación de los fluidos de fractura, para minimizar los problemas por emulsión, y para proporcionar una permeabilidad relativa favorable al aceite para la subsecuente producción de aceite. El aceite o condensado no deberá ser usado en zonas de gas seco debido a los efectos de la permeabilidad relativa si la saturación de aceite es establecida.

La presión capilar es la causa más común de retención de fluido. El efecto de la presión capilar puede ser reducido por medio de la disminución de la tensión superficial del fluido de fractura, o por energizar a la formación con CO_2 o N_2 .

La tensión superficial se disminuye mejor usando un fluido que posea de manera inherente una baja tensión superficial (metanol o aceite de alta gravedad).

Los surfactantes pueden perder efectividad debido a la adsorción en superficies de silicato.

Energizar al fluido de fractura con nitrógeno o dióxido de carbono puede ser la mejor solución para la retención del fluido en formaciones de baja presión y baja permeabilidad.

El nitrógeno (N_2) es inerte, de este modo no reacciona con el fluido de fractura, los fluidos de la formación o la formación misma. El N_2 tiene una solubilidad mas baja en los hidrocarburos que el CO_2 .

El dióxido de carbono (CO_2) puede ser introducido dentro de la corriente del fluido de fractura usando equipo de bombeo normal. Este reaccionará con el fluido de fractura al bajar el pH a 3.3 o 3.7, lo cual es bueno desde el punto de vista del entumecimiento de arcillas y manteniendo soluble sales de Fe o Al en solución. Debido al efecto reducido del pH el CO_2 no puede ser usado con algunos materiales gelatinizantes. El CO_2 es mas barato que el N_2 .

Los residuos que pueden provenir de la matriz o de fractura incluyen: partículas insolubles en la base del fluido, agentes de control de pérdida de fluido, residuos de los agentes gelatinizantes, finos del apuntalante de la fractura, finos desalojados por la reacción del fluido con la formación. Por lo anterior debemos de tomar en consideración los siguientes puntos:

- Fluidos base agua: el agua pudiera contener sólidos libres. Los hidrocarburos no deben tener parafinas o asfaltenos.
- Los taques de mezclado, las bombas, y las líneas de conducción deben estar limpias.
- Los finos del material apuntalante deberán estar limitados por medio de especificaciones, verificación cuidadosa y manejo cuidadoso.
- El Guar tiene residuos de manera inherente que no son solubles al agua. El HP guar posee menor cantidad de residuos; HEC casi no posee residuos.

- Los agentes gelatinizantes aniónicos pueden reaccionar con calcio y magnesio divalentes formando precipitados (esto puede ser verificado en pruebas de inmersión en el laboratorio).
- El fluido de fractura frío puede precipitar parafina en la fractura o la matriz.
- El uso de agentes de pérdida de fluido insolubles deberá ser minimizado.

El efecto de los residuos en la fractura puede ser minimizado estableciendo una alta capacidad de flujo en la fractura usando concentraciones altas de material apuntalante (y poniendo en producción al pozo a incrementos graduales del gasto).

II.3.8 Diseño del trabajo de fracturamiento

El primer y más importante paso es la selección del pozo apropiado en donde los beneficios del fracturamiento puedan ser maximizados y los posibles problemas de la creación de comunicación indeseada puedan ser evitados. Los comentarios generales son los siguientes:

La situación del yacimiento y el pozo debe permitir el incremento máximo de producción sostenida (seleccionar los pozos buenos mas que los pozos pobres en producción) a menos que los pozos pobres estén dañados.

Considerando los riesgos envueltos, las condiciones que incrementan el riesgo son:

1. Menos de 15 a 20 pies de lutita entre el intervalo fracturado y una arena de gas o agua.
2. Otras cosas siendo iguales a las fracturas tienden a moverse hacia arriba debido a la precipitación de arena al fondo de la fractura. Algunas veces este efecto puede ser maximizado.
3. Los contactos de agua o gas cercanos y localizados en dirección de tal modo que la fractura pueda dirigirse hacia esa dirección.

4. Los pozos que producen con altas RGA o RWO son pobres candidatos para fracturar a menos que haya una zona de gas libre o agua de una zona que pueda ser cerrada.

Las técnicas para pruebas transitorias de presión para evaluar la permeabilidad de la roca del yacimiento junto con el efecto de daño a un pozo individual son herramientas muy útiles para la justificación de los tratamientos de estimulación. En rocas compactas (particularmente en yacimientos de gas) generalmente no es conveniente correr pruebas de incremento o decremento suficientemente largas para establecer la línea recta semilogarítmica (yacimientos que actúan como infinitos). Este tipo de métodos de curvas son de gran ayuda en la estimación del daño al pozo y la permeabilidad del yacimiento.

En el desarrollo de yacimientos compactos de gas una cuestión importante es la longitud óptima de la fractura. Esta requiere de una estimación del radio de drenaje efectivo, y los gastos netos futuros de una predicción de la producción en un periodo de tiempo. En resumen, los métodos de curvas ofrecen una solución práctica.

Muchas veces una técnica de tratamiento exitosamente aplicada en un área es aplicada en otra sin considerar las diferencias de la formación. El conocimiento detallado de la geología específica del yacimiento, el mecanismo de empuje, las características de los fluidos, y la petrografía de la roca del yacimiento, es la clave para una simulación exitosa.

Los parámetros de diseño a considerar son:

- Litología y mineralogía de la formación.
 - Porosidad y permeabilidad. Para determinar la importancia relativa de la conductividad de la fractura y su longitud.
 - Propiedades de la roca. La dureza o la resistencia a la compresión para dar una guía de la trituración del apuntalante, y la generación subsecuente de finos y la reducción de la amplitud de la fractura.
 - Difracción de rayos X, la exploración con microscopio electrónico y el análisis petrográfico. El tamaño de poro y de grano, tipos de arcillas y localización dentro de la matriz sirven de guía para posibles

- problemas de daño a la formación que pudiera dirigir un fluido de fractura en particular.
- Pruebas de solubilidad y pruebas de inmersión. Para tener evidencia física del efecto de un fluido prospecto en la formación. La alta uniformidad en la solubilidad al ácido puede indicar la aplicación de un tratamiento de fractura con ácido para obtener una conductividad impresa mas que una conductividad de una fractura apuntalada.
 - Pruebas de pérdida de fluido. Para obtener evidencias de la "eficiencia" de diversos fluidos de fractura modificados en la creación de áreas de fractura o longitud.
- Parámetros geométricos de la fractura
- Módulo de Young. Relacionado a la amplitud de la fractura y a la posibilidad de obtener una fractura altamente conductiva usando técnicas de fractura empacadas.
 - Relación de Poisson. Relacionado al esfuerzo matricial horizontal y al gradiente de fractura o a las presiones de fondo de tratamiento en la formación productora
 - Esfuerzo matricial horizontal en las formaciones límite. Relacionado a la posibilidad de extender la fractura hacia arriba o a los lados fuera de la zona deseada. Una zona con un bajo esfuerzo matricial horizontal (baja relación de Poisson) probablemente no servirá como una barrera efectiva a la extensión de la fractura. Por otro lado una lutita 'plástica' (alta relación de Poisson) podrá confinar la fractura a una mayor rigidez de una zona productora compuesta de caliza o dolomía.
- Fluidos del yacimiento y energía del yacimiento.
- Aceite. Viscosidad, tendencias a la formación de emulsiones, características de formación de parafinas así como otras características consideradas en la selección y modificación de un fluido de fractura.

- Gas. Contenido de líquido o caracterización de yacimientos, la posibilidad de un fluido de fractura base aceite remanente en la roca como fase aceite para reducir la permeabilidad relativa al gas.
 - Presión del yacimiento. Si es suficiente como para expulsar el fluido de fractura después del tratamiento.
- Configuración física del pozo.

En un pozo nuevo, la terminación del pozo y el acoplamiento deberá ser diseñado con problemas de estimulación subsecuentes en mente.

Específicamente:

- Tamaño y capacidad de presión del revestimiento y de los ajustes al cabezal.
- Patrón de perforación para permitir una cobertura efectiva.
- La configuración de la tubería de producción y los empacadores para volver a poner a producción después del tratamiento de modo que se minimice el daño a la formación.

En un pozo viejo, el tratamiento de fractura puede ser modificado de acuerdo a limitaciones impuestas por la terminación del pozo en si misma. Las pérdidas de presión excesivas en el sistema de flujo de fondo o del sistema superficial de producción puede minimizar el beneficio de otro trabajo exitoso.

II.3.9 Equipo de fracturamiento hidráulico

Tanques de almacenamiento de fluido. Usualmente consisten de tanques horizontales de fluido con una capacidad aproximada de 500 bbl.

Almacenamiento del apuntalante. En grandes trabajos consiste de unidades portátiles descargadas por gravedad sobre el sistema dosificador de banda el cual suministra el apuntalante directamente al equipo de mezclado. En pequeños trabajos, los camiones de volteo pueden suministrar el apuntalante a la mezcladora a través de un sistema de barrena.

El mezclador (o suministrador, blender) transfiere al fluido de fractura de un tanque de almacenamiento a una unidad de bombeo de alta presión. Como el fluido pasa a través del mezclador, una mezcla uniforme de químicos y

apuntalante será adicionada. Se requiere la suficiente flexibilidad para cambiar frecuentemente las relaciones de químicos y apuntalante durante un trabajo.

Las bombas primarias de alta presión son bombas de embolo potenciadas por diesel montadas en camiones con capacidades de 1000 a 2000 caballos de potencia hidráulica. Intensificar a las bombas, usando bombas convencionales o bombas primarias dedicadas como fuente de poder, proporcionan un bombeo mas confiable por periodos de largo tiempo a alta presión debido a su larga carrera (5 pies) y altos volúmenes por embolada.

El centro de control operacional es generalmente una camión que contiene las instrumentos medidores de presión y gasto y el equipo de comunicación. El transductor de presión monitorea a esta en la línea de tratamiento cerca del cabezal y también en el anular si el tratamiento bajo la tubería de producción. los medidores de flujo de turbina monitorean los gastos del flujo y los densímetros radioactivos miden la densidad del fluido para proporcionar concentraciones de apuntalante. Se usa un equipo de computo, generalmente PC's o computadoras portátiles, las cuales proporcionan los cálculos en tiempo real de las variables del tratamiento, y, si se desea, analizar los datos de mini -frac para la posible modificación del diseño original del trabajo de fracturamiento.

II.3.10 Técnicas de evaluación.

Para evaluar el éxito de un tratamiento de fracturamiento y ayudar al diseño de sucesivos tratamientos, es necesario conocer cual es el incremento de producción obtenida, cual o cuales zonas fueron estimuladas; en el caso de fracturas verticales, cual fue la altura de la fractura y su azimut; cual fue la longitud de la fractura y cual fue su conductividad.

Las pruebas de producción y curvas de declinación son unos de los principales métodos de medición de la efectividad de un trabajo de fracturamiento, y la modificación de técnicas de tratamiento para futuros trabajos.

El análisis de la presión en superficie durante el trabajo puede proporcionar una idea de la extensión de la fractura, penetración de la zona de barreras, arenamiento, entre otras. La densidad de la columna de fluido, la cual

varia con la concentración del apuntalante, debe ser cuidadosamente considerada para obtener la presión en el fondo del pozo. La información de la presión es mas significativa si es obtenida a través de una columna estática de fluido o con instrumentos en el fondo del pozo.

La declinación de la presión después de que las bombas han parado puede ser analizada usando métodos tipo curva para estimar el coeficiente de perdida de fluido, y el tiempo del cierre de la fractura. Las mediciones transitorias de presión pueden ser usadas antes de un fracturamiento para indicar la extensión del daño al pozo y la capacidad de las zonas compactas. Pruebas similares después del tratamiento deberán indicar en donde fue o no sobrepasado, y la extensión del incremento de la capacidad desarrollada por el fracturamiento.

La determinación de la altura de la fractura en la zona o zonas fracturadas siempre ha sido una interrogante importante en el análisis de la fractura, y es particularmente importante en fracturamientos masivos, en donde la altura debe ser considerada en orden de desarrollar la longitud. Los registros de temperatura después del fracturamiento han sido usados por años para este propósito, y con la apropiada interpretación, es aun la herramienta definitiva. En muchos casos la interpretación, la cual envuelve la detección de anomalías de temperatura en comparación con un registro estático de temperatura, ha sido retrasada por diferencias en la conductividad térmica de las diferentes rocas. La variación en la conductividad térmica puede causar anomalías. Un método para mejorar la interpretación envuelve la circulación de fluido a través del agujero por debajo de la presión de fracturamiento a gastos similares a aquellos que serán usados en el fracturamiento, y después correr un perfil de temperatura pre – fracturamiento. La conductividad térmica de la formación afectara a este registro justo como lo hace un registro post – fracturamiento. De este modo, las diferencias entre los registros pre-frac. y post-frac, deberán ser el resultado del fracturamiento, y se podrá hacer una más confiable determinación de la altura. Algunas veces, la comparación del registro de la temperatura post-frac. con un registro de litología eliminará la necesidad de un registro de temperatura pre-frac.

La arena radioactiva (0.5 – 1.0 millicuries/1000 lb) y un registro de rayos gama post-frac pueden ser también usados para identificar zonas. La arena etiquetada deberá ser agregada al mezclador en todo el trabajo, partiendo de que la arena de fractura no necesariamente entra en la misma zona que la última. La arena marcada deberá ser detenida rápidamente antes del final del trabajo, de modo que sea despejada de la tubería de producción antes de que finalice el bombeo. La técnica de arena marcada deberá ser usada normalmente solo como complemento a la técnica de temperatura. Algunas veces el registro de temperatura no puede correrse después del fracturamiento hasta que la arena es desalojada del agujero, y entonces será demasiado tarde para ver las anomalías.

En pozos desviados, en donde la fractura no se alinea con el eje del agujero, la altura de la fractura puede probablemente ser mejor determinada estimando el esfuerzo de la roca.

II.3.11 Análisis minifrac.

En los últimos años se ha obtenido un mayor conocimiento del uso del análisis de la presión como un método de la estimación de los esfuerzos *in-situ* y la respuesta de la formación al fracturamiento hidráulico. Existen básicamente tres tipos de pruebas minifrac, las cuales pueden proporcionar información útil como : el paso de velocidad, el bombeo de flujo de retorno, y la declinación bombeo /presión. El uso efectivo de los análisis minifrac representa un reto, requiriendo un entendimiento de las limitaciones y aplicaciones de las diversas técnicas.

Una prueba de paso de velocidad (sep rate) es usada para determinar la extensión de la fractura o presión de propagación. Esta envuelve la inyección de un fluido compresible (generalmente 2% KCl en agua) dentro de la formación a baja velocidad, de manera que el fluido se mueva a través de los espacios porosos. La velocidad entonces se aumenta de manera escalonada en incrementos pequeños. Cada velocidad es mantenida durante varios minutos hasta alcanzar una presión estable. Una gráfica de máxima presión para cada velocidad, contra velocidad deberá mostrar un cambio de la pendiente a la presión de extensión de la fractura. Los intervalos de aumento en la velocidad no deberán

incrementar significativamente la presión de inyección, asumiendo los volúmenes limitados del total de fluido inyectado y que no hay cambios en la viscosidad.

Las pruebas *step rate* proporcionan un estimado de la máxima velocidad permisible para un tratamiento de tipo matricial si es llevado con un fluido comparable. O puede proporcionar un estimado de la potencia hidráulica requerida para llevar a cabo un trabajo de fractura con un fluido comparable. Debe recordarse que una filtración o fuga del fluido hacia el espacio poroso puede incrementar la presión de poro cerca de la fractura lo que en retorno incrementara la presión de extensión de la fractura.

Las pruebas de bombeo/flujo de retorno (*pump in/flowback*) son usadas principalmente para determinar la presión de cierre de la fractura , a una presión de poro dada. El fluido, generalmente agua al 2% de KCl, se inyecta por un corto periodo de tiempo a velocidades de fracturamiento, después de los cuales es pozo es puesto en flujo de retorno a una velocidad constante hasta que el cierre es detectado. Lo importante es tener una apropiada velocidad de retorno, y aun más importante una velocidad de flujo de retorno constante. Un medidor de flujo y una válvula choke ajustable deben ser usados para controlar la velocidad de flujo de retorno. La presión de cierre es indicada por un punto de inflexión en una gráfica de presión contra tiempo, causada por la transición de un flujo lineal a radial mientras la fractura se cierra. La presión de cierre puede algunas veces ser confirmada por medio de la presión de "rebote" de un cierre durante las grandes etapas de los periodos de flujo de retorno.

Estas pruebas trabajan mejor en rocas de baja permeabilidad en donde la filtración es relativamente lenta. El control de perdida de fluido puede requerirse si la filtración es demasiado rápida para detectar el cierre. Diversas pruebas *pump-in/flowback* pueden se necesarias para enlazar una presión de cierre, pero de nuevo deberá notarse que si la presión de poro cerca de la fractura se incrementa por la filtración del fluido, la presión de cierre se incrementará también debido a que la presión de cierre esta influenciada por la presión de poro.

La prueba de bombeo/ declinación de la presión (*pum-in/pressure decline*) es probablemente la prueba de minifrac más productiva. Idealmente, un fluido de

fractura, similar al que será usado en el trabajo de fraturamiento, es inyectado a la velocidad de tratamiento diseñada para un tiempo específico (de 2 a 20 minutos) después de los cuales el pozo se cierra para monitorear la presión de declinación superficial. En rocas compactas, un fluido ineficiente podrá ser usado en orden de observar el cierre de la fractura en un tiempo razonable. La información principal obtenida de un prueba apropiadamente efectuada es el valor de filtración del fluido. Otros datos importantes incluyen la presión de cierre, la altura de la fractura, y la presión de fricción del fluido. La presión de fricción del fluido incluye la pérdida de presión en la tubería y en las perforaciones (disparos). Una fricción de fluido anormalmente alta comparada al valor calculado puede significar obturamiento de las perforaciones.

La presión de cierre es señalada de una gráfica de presión de cierre vs. la raíz cuadrada del tiempo. Se asume que la filtración del fluido es lineal con la raíz cuadrada del tiempo; por ello, la desviación de la declinación lineal deberá indicar el cierre.

Los parámetros de la filtración del fluido son básicos para los cálculos de la geometría de la fractura. Las pruebas de bombeo/ declinación de la presión ofrecen la posibilidad de determinar estos valores bajo condiciones actuales *in-situ*. Esto puede permitir que el diseño del tratamiento pueda ser modificado, en la localización del pozo, para producir un trabajo mas eficiente o de costo efectivo. Las limitaciones debido a las siguientes consideraciones deberán ser reconocidas,:

- La pérdida de fluido es hacia la matriz (no a fracturas naturales)
- La filtración del fluido ocurre solo junto al intervalo de la altura neta de la fractura.
- El crecimiento de la fractura sigue modelos geométricos simples.
- La degradación de fluido debido al tiempo y temperatura es ignorado.
- La compresibilidad del fluido y los efectos de expansión debido a la temperatura también se ignoran (con altas presiones de cierre o temperaturas mayores a los 250° F, estos efectos pueden ser significantes y deben ser contabilizados).

Otra información que debe ser conocida o estimada incluye:

- Módulo de Young.
- Altura bruta de la fractura.
- Altura neta de la fractura
- Presión de cierre de la formación.
- Propiedades reológicas del fluido en la fractura.

Los valores de la porosidad y la permeabilidad son de gran ayuda en la determinación de si la filtración es matricialmente controlada. Si la filtración calculada es mucho más grande que la estimada de las propiedades de las rocas, esto significa que las alturas neta y bruta de la fractura son incorrectas y /o las fracturas naturales pueden ser una fuente de filtración del fluido.

Diversos métodos de análisis de la declinación de la presión han sido usados. Uno de ellos propuesto por Nolte, es usar una técnica de acoplamiento de curvas para determinar P^* . P^* es una variable con las unidades de presión usada para acoplar curvas de datos reales a un juego de curvas maestras ideales en las cuales se asume una pérdida de fluido igual a cero.

Una vez que P^* ha sido determinada puede ser usada con propiedades de la formación y parámetros de pruebas para calcular:

- El coeficiente de pérdida de fluido.
- La eficiencia del fluido.
- Tiempo de cierre.
- Estimados de amplitud y longitud de la fractura.

Los cálculos geométricos asumen que la presión neta de fractura es la presión de fricción de fractura, es por ello que la determinación de estas dos presiones es tan importante para la técnica.

Un segundo método propuesto por Lee, usa mediciones de campo del tiempo de cierre para determinar la eficiencia del fluido a partir de una gráfica. Los cálculos geométricos son similares a los del método de Nolte; es por ello que, una vez que la eficiencia de flujo es determinada, los mismos parámetros pueden ser calculados.

Un tercer método desarrollado por Lee, usa una ecuación de balance de energía (más exacta que la ecuación de balance de energía de Nolte) para predecir una geometría de la fractura más realista con las propiedades reológicas del fluido. Este método no requiere que la amplitud de la fractura creada sea proporcional a la presión neta de fractura.

Con cada una de las tres técnicas arriba mencionadas, diversos modelos geométricos de fractura pueden ser usados para hacer los cálculos:

- Perkins – Kern (PK)
- Khristianovich – Zheltov (KZ)
- Penny Horizontal o Penny Vertical, en donde el diámetro no debe exceder la zona productora neta.
- Penny Vertical, en donde el diámetro puede exceder la zona productora neta.
- Geometría elipsoidal, para grandes zonas perforadas (disparadas).

Cada modelo geométrico producirá diferentes valores de pérdida de fluido, es por ello, que la selección razonable del modelo para ajustar la situación actual de la formación es muy importante. También es importante usar el mismo modelo en el tratamiento de fractura diseñado. Para los modelos PK o KZ para ser realistas, la longitud de la fractura a la altura puede exceder una relación de 2:1. con zonas delgadas y pequeños volúmenes de minífrac, estas condiciones no pueden ser verdaderas. Es por ello que, pueden ser de gran ayuda grandes volúmenes de minífrac, 20,000 gal.

Generalmente una buena práctica es marcar al fluido de minífrac con un trazador para ayudar a determinar la altura de la fractura. Los registros de temperatura también pueden verificar la altura de esta. Si es posible, se debe usar un dispositivo de medición en el fondo del agujero para monitorear el comportamiento de la presión durante la inyección y la declinación en el cierre. Las mediciones de la temperatura en el agujero son de gran ayuda cuando son necesarias las correcciones de la compresibilidad del fluido.

Finalmente, si la filtración del fluido parece ser influenciado por las fracturas naturales o por marcas de alta permeabilidad, los métodos empíricos deben ser usados para optimizar el tratamiento diseñado.

II. 4 Tubería Flexible ^{15,18}.

Desde 1963, diversas unidades de tubería flexible (TF) han estado en operación a través de la industria del gas y del petróleo, sin embargo, debido a numerosas fallas en su desarrollo inicial, al alto costo en la exploración y a la incertidumbre que provocaba entre los petroleros el utilizar una nueva tecnología, esta técnica estuvo condenada casi a la extinción. A pesar de todo, en los últimos años, el uso de este equipo se ha incrementado de manera vertiginosa, las operaciones con tubería flexible cada día son más frecuentes en las operaciones de exploración, perforación, terminación y producción de hidrocarburos.

El concepto operacional de un sistema de tubería flexible envuelve el corrimiento de una sarta continua de tubería de diámetro pequeño dentro de un pozo con el fin de efectuar una operación de servicio específica sin perturbar la terminación existente de la tubería y el equipo en el pozo. Cuando el servicio se ha completado, la tubería es retirada del pozo y enrollada en un gran carrete para ser transportada hacia otras locaciones.

El uso de la tubería flexible ofrece muchas ventajas sobre las técnicas convencionales incluyendo el ahorro en tiempo, flexibilidad en el bombeo, en la colocación de fluidos, reducción del daño a la formación y seguridad en las operaciones; y del mismo modo presenta desventajas sobre los sistemas alternativos. El desarrollo de tubería de mayor diámetro (por ejemplo, 3 ½") y las nuevas herramientas de fondo (como las de perforación horizontal) serán útiles en nuevas aplicaciones y a su vez generarán una expansión en la industria de la tubería flexible.

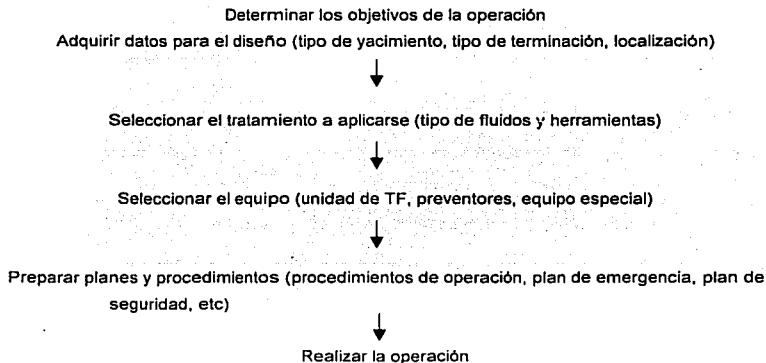
Conforme se va haciendo más complejo el equipo y los servicios de la TF, es más complicado explicar de manera breve los beneficios de aplicar esta tecnología. Como se mencionó anteriormente, la economía y los ahorros en tiempo fueron las primeras motivaciones para su uso y aún lo son hoy en día. Uno de los aspectos importantes al aplicar esta tecnología, es que permite el uso de un equipo más pequeño y por lo tanto un menor tiempo de instalación del equipo en comparación con los equipos convencionales de perforación y mantenimiento y/o reparación.

Dentro de las ventajas de esta técnica sobre un equipo convencional de reparación se encuentran:

- La eficiencia y seguridad que proporciona esta técnica en la intervención de pozos vivos.
- La facilidad de mover el equipo hacia una localización, instalarlo y prepararlo en el mismo.
- Requiere de un menor número de personal operativo.
- Capacidad de circular mientras se trabaja.
- Menor impacto ambiental y disminución de los riesgos operativos.

Entre las múltiples aplicaciones que tiene el uso de la tubería flexible se encuentra las operaciones de limpieza, molienda de tapones (mecánicos y de cemento), inducciones, estimulaciones, cementaciones, pescas, perforación y terminación de pozos.

Debido a la naturaleza de las condiciones y operaciones de trabajo en los cuales se utiliza TF no existe una configuración estándar del equipo, sin embargo cuenta con componentes básicos que están presentes en todas las operaciones las cuales serán descritas posteriormente. Sin embargo, existen elementos en la planeación y el diseño que pueden ser aplicados a cada operación, como los siguientes:



II.4.1 Elementos básicos de la tubería flexible ^{15,16}.

La unidad de tubería flexible es un sistema hidráulicamente potenciado y portátil diseñado para correr y retirar una sarta continua de tubería concéntrica a través de las sargas de tubería de producción o revestimiento. Actualmente, la tubería flexible se encuentra disponible en diámetros que van desde los $\frac{3}{4}$ " hasta los $2\frac{3}{8}$ " de diámetro externo.

La tubería flexible consta de cinco elementos básicos:

- Cabeza inyectora
- Carrete de tubería
- Preventores
- Unidad de potencia hidráulica
- Consola de control

Un esquema simplificado de una unidad de tubería flexible se muestra en la figura 2.40. El diseño y operación de cada componente se describirá de manera más detallada en párrafos posteriores.

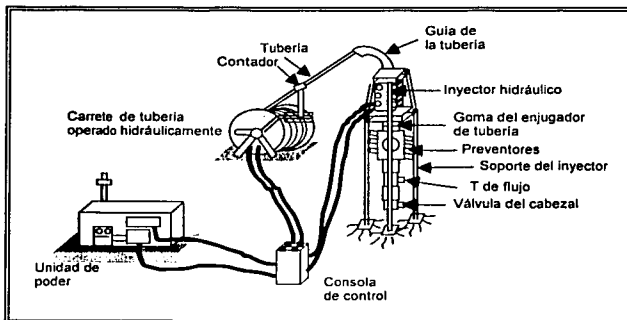


Fig. 2.40 Componentes mecánicos de una unidad hidráulica de TF

II.4.1.1 Cabeza inyectora.

La cabeza inyectora está diseñada para desempeñar tres funciones básicas, proporcionar la presión suficiente para introducir la tubería al pozo contra la presión o para vencer la fricción del pozo; controlar la velocidad de entrada de la

tubería al pozo bajo diversas condiciones de este y para soportar el peso suspendido de la tubería y su aceleración cuando se extrae del pozo. La guía del tubo curvado con radio de 5 a 6 pies o un cuello de ganso sirven para guiar la tubería desde el devanado hasta los bloques de cadena. La tubería puede ser introducida o corrida abierta, o puede ser usada para llevar herramientas al fondo del pozo y dispositivos adjuntos al final de la tubería (Fig. 2.41 y 2.42).

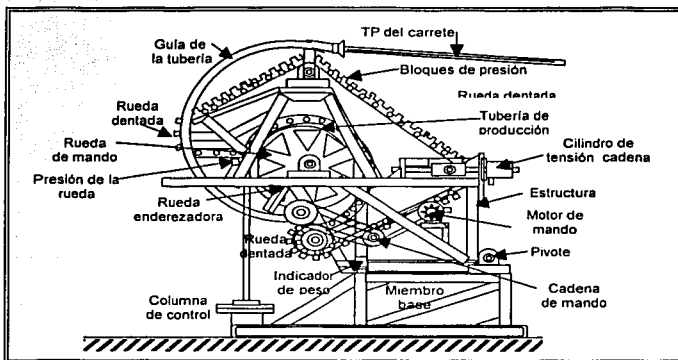


Fig. 2.41 Esquema de cabeza inyectora de Brown Oil Tool. El diseño requiere correr la tubería completamente alrededor de una rueda de mando ranurada

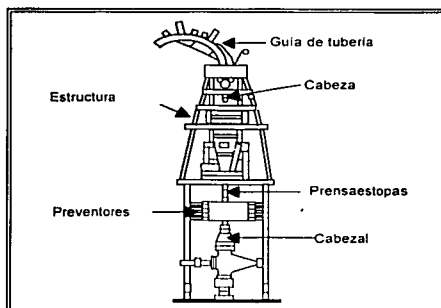


Fig. 2.42 Cabeza inyectora de tubería

La cabeza inyectora de tubería manipula la sarta de tubería continua utilizando dos cadenas dentadas opuestas, las cuales son potenciadas por motores hidráulicos de contra-rotación. Estas cadenas están fabricadas con bloques montados intercalados entre los eslabones de las cadenas y maquinadas para ajustar la circunferencia de la sarta de tubería flexible (TF). Los bloques abrazados en la cadena son forzados sobre la tubería por una serie de rodillos que comprimen hidráulicamente, los cuales imparten la fuerza requerida para establecer el sistema de fricción.

La cabeza inyectora esta también equipada con un sistema de rodillos en arco, llamado guía de tubería, la cual es montada directamente por encima de las ruedas dentadas y usada para recibir a la TF desde el carrete y guiarla dentro de la cadena de bloques. El ensamble de la guía de tubería incorpora una serie de rodillos que son montados sobre una estructura arqueada a 90° con aproximadamente el mismo radio de curvatura que el carrete de la tubería. En general, la guía tendrá un radio de curvatura de 60 a 72 pg para una tubería de 1 ¼ y 1 ½ pg. de diámetro. Las tuberías más grandes, de 1 ¾ a 2 pg. Requieren un radio mínimo de 84 pg.

En la base de la cabeza inyectora, un prensaestopas operado hidráulicamente se posiciona junto a la línea de centro de la TF cuando es asegurada en el ensamble de la cadena de mando. El prensaestopas o "goma de extracción" contiene un elemento simétrico de elastómero el cual se encuentra comprimido contra la tubería. Este elemento aísla la presión anular en el pozo de la atmósfera. Si la goma de extracción se llega a desgastar durante las operaciones de servicio, los elementos seccionados del elastómero pueden ser reemplazados aún con la tubería en el agujero. La mínima presión de trabajo del prensaestopas se encuentra entre los 5,000 psi, pero generalmente esta diseñado para presiones de trabajo por arriba de los 10,000 psi.

La celda de carga también se localiza en el fondo de la cabeza inyectora. Este dispositivo hidráulico es conectado al panel de control de operaciones para monitorear el peso de la tubería y la fuerza de arrastre (lb) requerida para levantar la tubería. En cabezas de inyección mas avanzadas para transporte de

herramientas agujero abajo, una celda de carga de "doble actuación" es usada para medir cargas por presión impartidas sobre la TF.

II.4.1.2 El carrete de la tubería flexible.

El carrete de la tubería flexible (Fig. 2.43) es un devanado fabricado de acero con un diámetro de 60 a 72 pg, y una brida de lado de 9 pies de diámetro. Para un devanado de este tamaño, se puede enrollar tubería de cerca de 26,000 pies de 1" de diámetro exterior, o 22,000 pies de 1 ¼" de diámetro exterior. Un ensamble nivelador del embobinado proporciona un enrollado uniforme de la tubería en el tambor. El final de la tubería se conecta a través de una depresión al final del eje del carrete a juntas de alta presión de rotación montada directamente al eje.

La junta rotatoria es asegurada a una sección estacionaria de tubería, la cual es conectada a un sistema de bombeo de fluido o gas. Como resultado, el bombeo continuo y la circulación puede mantenerse a través de todo el trabajo. Una válvula de cierre de 10 000 psi se instala entre el eje del carrete y la tubería para aislar la tubería de las líneas de bombeo superficial en una emergencia.

La rotación del carrete es controlada por un motor hidráulico que esta montado directamente sobre el eje del carrete u operado por un ensamble de una cadena y cadena dentada. Este motor es usado para mantener un empuje constante sobre la tubería y mantener a la tubería ajustada sobre el carrete. Durante la inserción de la tubería en el pozo, una ligera presión de regreso se mantiene sobre el motor del carrete para permitir a la cabeza inyectora jalar la tubería fuera del carrete y mantener la tensión entre el inyector y el carrete. Cuando la tubería es retirada del pozo, la presión sobre el motor del carrete se incrementa permitiendo la rotación del carrete y mantener la velocidad de extracción de la tubería.

La tubería es guiada sobre el tambor por un mecanismo llamado "ensamble de nivel de viento" para alinear apropiadamente la tubería como si estuviera envuelta sobre o enrollada en el carrete. El ensamble del nivel de viento expande la amplitud del tambor y puede ser levantado a la altura deseada para

alinearse la guala de la tubería y el carrete. El mecanismo contador de tubería se monta generalmente sobre el ensamble del nivel de viento. Una serie de ruedas en contacto con la TF son engranadas para medir mecánicamente la profundidad de la tubería despachada.

En cuanto a la seguridad, se deben incluir ciertos elementos incluidos en el paquete del carrete para proporcionar un freno activado hidráulicamente. La función primordial del freno del carrete es parar la rotación del tambor si la tubería accidentalmente se parte entre el carrete y la cabeza inyectora. El sistema de frenado no tiene la intención de parar el despacho incontrolado de la tubería, solo ofrece una resistencia y minimiza el movimiento del carrete. Muchas unidades incorporan un dispositivo en sus sistemas hidráulicos de poder para imponer una contra presión al motor para disminuir el movimiento del carrete. Otras unidades utilizan un sistema de frenado basado en un cojinete de fricción aplicado en el flanco exterior para minimizar el movimiento del carrete.

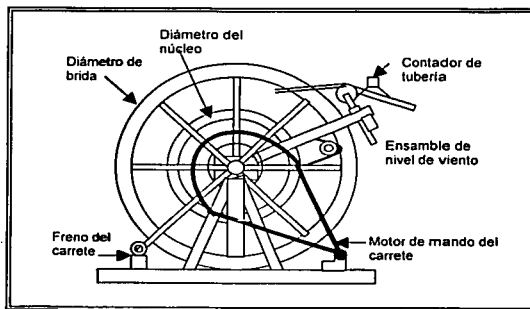


Fig. 2.43 Ensamble del carrete de la unidad de TF

II.4.1.3 Preventores.

El sistema de preventores (BOP), es una parte crítica de las unidades de tubería flexible y debe ser usado en cada operación de servicio que se realice. El sistema de Preventores está compuesto de cuatro arietes operados hidráulicamente, generalmente trabajan a una presión mínima de trabajo de

10,000 psi. Los cuatro compartimentos de preventores están equipados (de arriba abajo) con arietes ciegos, arietes de corte de tubería, arietes de cuñas, y ariete anular.

Los arietes ciegos son usados para sellar al pozo en la superficie cuando se pierde el control, sellan cuando los elementos de elastómero en los arietes son comprimidos uno contra el otro. Para que estos arietes funcionen correctamente, la tubería o alguna otra obstrucción a través de los bonetes de los arietes deberán ser removidos.

Los cortadores de tubería son usados para romper mecánicamente la tubería flexible cuando sea necesario y remover el equipo superficial desde pozo.

Los arietes de cuñas están equipados con dientes unidireccionales que se mueven en contra del tubo cuando se activan con el fin de soportar el peso de la tubería. En suma, los arietes de cuña pueden ser usados para asegurar a la tubería cerrándose sobre el tubo para prevenir el movimiento en caso de existir alta presión en el pozo, la cual pudiera expulsar a la tubería fuera del agujero. Estos arietes están habilitados con mangas guías que centran apropiadamente la tubería en la caja preformada mientras los arietes se cierran.

Los arietes anulares están equipados con sellos de elastómero preformado que se ajustan al diámetro exterior específico de la tubería en uso. Cuando se cierran contra la tubería, aíslan la presión anular del pozo debajo del ariete. Están habilitados con mangas guías que centran apropiadamente la tubería en la caja preformada mientras los arietes se cierran.

Los arietes ciegos y los arietes cortadores están separados generalmente de los arietes de cuña y los anulares por una brida de salida en el cuerpo de los preventores que es usada como línea de matar durante el control del pozo. Se monta una válvula (10,000 psi) en la brida y roscada con la conexión apropiada. A esta conexión, se une una línea que conecta a la línea de matar con la columna de los preventores. Si es necesario, esta brida puede usarse para tomar retornos o para circular fluidos de retorno.

En trabajos de rehabilitación, en los cuales se requiera regresar la circulación de fluidos a la superficie (limpieza, ácido, etc), se recomienda montar

una T- de flujo directamente por encima de la columna de los preventores. Esta conexión deberá estar equipada con una válvula de aislamiento de alta presión. En todos los cuerpos de la columna de preventores, los arietes ciegos y de tubería están equipados con puertos que permiten a la presión ser igualada dentro del cuerpo del ariete. Esto permite que la diferencia de presión se iguale en orden de activar a los arietes.

II.4.1.4 Unidad de potencia hidráulica.

La unidad de potencia consiste de un motor diesel, el cual puede ser de 8 a 6 cilindros, con una transmisión para acoplar las bombas hidráulicas, las cuales suministran la potencia hidráulica requerida, mediante mangueras de alta presión para operar los componentes del equipo de tubería flexible; como son: el sistema de control de presión, los motores hidráulicos de la cabeza inyectora y el carrete. También cuenta con válvulas de control de presión, filtros, intercambiadores de calor y controles de emergencia para mantener represionados todos los sistemas en caso de que fallará el motor.

Su diseño permite alimentar un generador de corriente alterna que suministra la energía a los componentes eléctricos y al sistema de alumbrado. Cuenta también con un compresor requerido para abastecer aire y operar los sistemas neumáticos de la unidad (bomba que acciona la prensaestopas, lubricación de las cadenas de la cabeza inyectora y el sistema de arranque del motor).

En función de las necesidades de operación, existen diferentes configuraciones de las unidades de TF.

- o Unidad de potencia del mismo tracto- camión.
- o Sobre una plataforma con fuente de potencia independiente.
- o Integrada en el mismo patín de la cabina de control y montada en un patín independiente.

Los multiplicadores y silenciadores de la unidad de potencia deberán ser aislados adecuadamente para asegurar la protección del personal. Los controladores de potencia deben ser equipados con mata chispas. Los bordes de

las rampas deben ser usados como contenedores para eliminar cualquier contaminación accidental.

II.4.1.5 Consola de control.

Contiene todos los controles y medidores requeridos para operar y monitorear al equipo. Un panel de control simplificado se muestra en la figura 2.44. El inyector y el carrete son activados por medio de válvulas liberadoras hidráulicas. Los medidores que miden la presión de la cabeza del pozo y la carga de la tubería destacan por su tamaño en el panel de control.

El control de las bombas hidráulicas y las reservas de fluidos se localizan en la consola de control. Se usan para el control de tensión de la cadena del inyector, de los rodillos del inyector, del prensaestopas (stripper) y para operaciones de emergencia de los arietes del sistema de preventores.

La consola de control esta montada dentro de la cabina de control. La cabina a su vez esta montada en un elevador hidráulico en forma de tijera que eleva al operador para permitir la visibilidad del equipo de superficie.

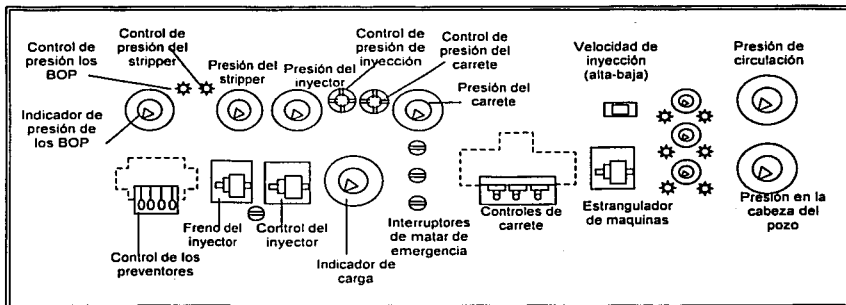


Fig. 2.44 Consola de control simplificada

II.4.1.6 Equipo adicional.

Además de los componentes básicos de las unidades de tubería flexible, diversos paquetes de equipo son usados para desempeñar diversos trabajos de rehabilitación u operaciones de servicios a pozos.

Entre el equipo adicional se encuentra:

- Grúa de maniobras: Es el sistema de izaje con que cuenta la unidad de tubería flexible. El principio de funcionamiento está basado en la activación de gatos hidráulicos, con brazos de palanca telescopiados que permiten girar y ajustar la longitud requerida para realizar las maniobras durante la instalación, operación y desmantelamiento. La grúa puede estar integrada en la unidad o incorporada en otro equipo modular.
- Subestructura: utilizada durante las operaciones de perforación y terminación con tubería flexible, con el fin de soportar la carga y como un medio seguro y práctico para realizar las operaciones. Se han desarrollado diferentes tipos de estructuras, la de cuatro patas ajustables y los diseños actuales capaces de soportar altísimas cargas, ya que permiten la colocación de la cabeza inyectora sobre el piso de la misma estructura.
- Presas de fluidos: son sistemas cerrados para evitar el impacto ambiental y similares a las utilizadas en equipos convencionales.
- Bombas de fluidos: las comúnmente utilizadas son las triples, pueden estar integradas en la unidad o en forma modular.

II.4.2 Manufactura de la tubería flexible ^{15,16}.

Los nuevos avances en la tecnología de la tubería flexible han sido explorados por los fabricantes de este tipo de tubería, estos avances se han logrado a través de los cambios en la química del acero y en el tratamiento como el templado en frío y en caliente. Los tres tipos de material utilizados para su fabricación son el acero al carbón convencional, acero al carbón templado en frío y en caliente (Quench & Tempered, Q&T por sus sigas en inglés) y tubería de titanio.

II.4.2.1 Acero al carbón convencional.

La tubería estándar es fabricada usando acero al carbón modificado HSLA Tipo 4A – 606 con una resistencia de 70,000 psi. Los lista completa de los componentes químicos de este acero se muestran en la tabla 2.12.

Tabla 2.12
Propiedades físicas y químicas del acero HSLA usado
para la fabricación de la TF

Descripción de la aleación:

A- 606 Tipo 4, modificado

Propiedades físicas:

Esfuerzo mínimo de cedencia - 70,000 psi

Esfuerzo mínimo de tensión - 80,000 psi

Mínima elongación - 30%

Dureza máxima - 22C Rockwell

Composición química:

Rango del carbón 0.10 - 0.15

Rango del manganeso 0.60 - 0.90

Fósforo - 0.030 máx.

Azufre - 0.005 máx.

Rango del Silicio 0.30 - 0.50 máx.

Rango del cromo 0.55 - 0.70

Rango del cobre 0.20 - 0.40

Níquel 0.25 máx.

El primer paso en la fabricación de la TF envuelve la adquisición del acero en hojas de 3,500 pies las cuales son envueltas en rollos. Después de seleccionar el diámetro de la tubería a ser fabricada, las hojas de acero se cortan en tiras continuas lo suficientemente amplias para formar la circunferencia de la tubería. Los 3,500 pies de las tiras planas de acero son soldadas por el sesgo para formar un rollo continuo de hojas de acero. El área de la soldadura es nivelada, limpiada e inspeccionada por medio de rayos-X para asegurar que la soldadura esta libre de defectos. Una vez que la suficiente longitud de línea de acero continuo es enrollada en la rueda maestra, la tira puede ser rectificada.

La tira de acero se corre a través de una serie de cojinetes de rodillos los cuales trabajan mecánicamente a la tira plana en un tubo. Los bordes de la tira son soldados usando una inducción de alta frecuencia posicionada en espiral a unas cuantas pulgadas de distancia de el último conjunto de rodillos. La soldadura produce una rebaba en el exterior se remueve y la costura soldada es templada a temperaturas de cerca de 1,650° F. El cuerpo de la tubería es enfriado y después es pasado a través de una prueba no destructiva.

La sarta continua se corre a través de un rectificador de tamaño en el cual se trabaja a la tubería al diámetro exterior requerido y las tolerancias de redondeo. Posteriormente, la tubería pasa a un tratamiento de calor de cuerpo completo usando serpentines de inducción. El tratamiento mantiene a la tubería a temperaturas de entre 1,100° F y 1,400° F lo que aligera el esfuerzo en todo el tubo e incrementa su ductibilidad. La tubería se enfría gradualmente, primero en aire y después en un baño líquido. Este procedo resulta en el desarrollo de una microestructura de ferritaterlita del acero. Después la tubería es enrollada en un carrete de servicio y es probada a presión con agua.

II.4.2.2 Acero templado en frío y en caliente

La tubería flexible templada en frío y caliente (Q&T) inicia con una resistencia de 80,000 psi, el acero HSLA tiene una química ligeramente diferente a la TF de acero convencional. La diferencia predominante incluye al cromo y molibdeno, los cuales proporcionan las características del acero al tratado de calor.

La fabricación es generalmente la misma que la de la TF de acero convencional a través del proceso de laminación del tamaño. Después de que la tubería ha sido trabajada a través del rectificador de tamaño, esta es sometida al calor y después rápidamente enfriada. Este proceso forma una microestructura de martensita que da al acero una resistencia extremadamente alta, pero una baja ductibilidad. La tubería es sujeta a un tratamiento de calor largo y controlado, el cual reduce su nivel de resistencia e imparte ductibilidad a la tubería. La microestructura de martensita Q&T ha probado tener una resistencia superior al fracturamiento ocasionado por el azufre.

El producto final es una sarta de tubería flexible con una resistencia más alta y con propiedades físicas de una resistencia al rompimiento de entre 100,000 psi y 110,000 psi. La tubería de acero Q&T tiene una resistencia al rompimiento aproximadamente del 40% mayor en comparación con la del acero al carbón convencional. La mayor resistencia en las direcciones radial y longitudinal

incrementa el rango de cargas por tensión y las capacidades de presión dejan como resultado mayores ciclos de vida que los del acero al carbón convencional.

Desafortunadamente, junto con los beneficios de una mayor resistencia, los materiales Q&T conllevan limitaciones en la reparación de la tubería. Ya que si la tubería tiene que ser soldada debido a una reparación. La nueva sección empalmada con soldadura a tope esta sujeta a temperaturas de fundición lo que regresa al material a su rango original de 80,000 psi. La sección de tubería afectada deberá someterse al tratamiento Q&T como fue descrito anteriormente para incrementar el rango de resistencia del área soldada reparada. A partir de que esto no es práctico en el campo, la tubería debe usarse en su rango de resistencia original una vez que la sección ha sido reparada en campo.

II.4.2.3 Tubería de titanio.

Existen propiedades básicas de las aleaciones con titanio que lo hacen adecuado para aplicaciones específicas dentro de la industria petrolera. Dentro de las cuales se encuentra una alta relación resistencia/peso, alta resistencia a la corrosión en ambientes con H_2S , bajo módulo de elasticidad y una mayor resistencia a la fatiga. El radio de curvatura es inversamente proporcional a su modulo de elasticidad, es decir, un modulo menor como el del titanio resulta en un menor doblamiento plástico de la sarta para un devanado dado o un determinado cuello de ganso. Esto da como resultado un ciclo de vida mayor comparado con el del acero.

A principios de 1992 se empezó a laminar la primer sarta de tubería flexible de titanio para rehabilitaciones concéntricas. Las propiedades mecánicas de los tres grados de tubería de titanio disponibles se encuentran listados en la tabla 2.13.

La tubería de titanio grado 12 esta compuesta por 99% titanio, 0.7% de níquel y 0.3% de molibdeno. La resistencia mayor del grado 2 es el resultado de u contenido de la aleación 94.5% titanio, 3% aluminio y 2.5% de vanadio.

| tipo | Esfuerzo Mínimo (psi) | Tensión Mínima (psi) | Elongación Mínima (%) |
|----------|--------------------------|-------------------------|--------------------------|
| Grado 2 | 40,000 | 50,000 | 20% |
| Grado 12 | 70,000 | 80,000 | 18% |
| Beta -C | 140,000 | 150,000 | 12% |

La alta relación resistencia/peso del titanio permite introducir la sarta a una mayor profundidad y un peso menor de la sarta en conjunto, comparada con la tubería de acero convencional. La longitud máxima de la sarta (antes de que se rompa por su propio peso) es considerablemente mayor que para una sarta de tubería de acero. La tubería de acero convencional no es capaz de soportar su propio peso por encima de los 30,000 pies, y en este caso el titanio es el mejor candidato a considerar debido a su alta resistencia y baja densidad.

Sin embargo, la principal desventaja de la TF de titanio es su costo, ya que es de 6 a 7 veces más cara que la de acero. Otra desventaja es la debilidad que presenta frente a los ácido clorhídrico y metanol anhidrido. Para contrarrestar esta desventaja, existen inhibidores para el ácido clorhídrico y el efecto del metanol anhidrido se reduce con la adición de 2% de agua.

Existen planes para laminar tubería de grado 2 en tamaños para usarse en líneas de control submarino, líneas de inyección de químicos. Las tuberías grado 12 y Beta C serán usadas en ambientes extremadamente hostiles o en donde se requiera una mayor resistencia del material y a la corrosión.

Los usos adicionales de la TF de titanio Beta C incluye instalaciones permanentes como tubería de producción en ambientes hostiles. Además, uno de los beneficios de la resistencia de la TF a la corrosión cuando se usa como tubería de producción es que debido a que no cuenta con conexiones roscadas no existen problemas de fuga y fallas. De acuerdo a las expectativas, se espera que se encuentre disponible en tamaños desde ¾" hasta 3 ½" de diámetro exterior.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

II.4.2.4 Datos de la tubería flexible.

Una lista de diámetros externos y espesores comercialmente disponibles de la tubería flexible en la industria hoy en día se muestran en la tabla 2.14.

La tabla también enlista la presión en la tubería y las limitaciones de cargas axiales. Los rangos de presión de la tubería y las cargas axiales se incrementan del mismo modo que el espesor de pared del tubo se incrementa. Las presiones de estallamiento de las tuberías publicadas en las tablas de especificaciones son calculadas usando las ecuaciones en el BOLETÍN API 5C-3 "Fórmulas y cálculos de propiedades para tubería de revestimiento, tubería de producción, tubería de perforación, y líneas de conducción". Estos valores de presión reflejan las presiones teóricas del estallamiento y el rompimiento usando el valor asumido de espesor de pared mínimo. En estos cálculos no se incluyen los factores de seguridad ni del desgaste acumulado de la tubería.

Las fuerzas acumuladas impuestas sobre la tubería reducen las presiones de trabajo mínimas de seguridad en la tubería. Debido a la naturaleza de la TF, diversos eventos ocurren durante la vida de la tubería, lo cual reduce los rangos teóricos de la presión mínima de estallamiento y colapso.

Tabla 2.14
Tamaños, dimensiones, rangos de presión e información general a cerca de la tubería flexible comercialmente disponible

| D.E (nom.) | Dimensiones (in) Pared (nom.) | D.I (nom.) | Peso Lb/pie (nom.) | Capacidad de carga | Capacidad de presión | |
|---------------|--|---------------|--------------------------|-------------------------|----------------------|------------------------------|
| | | | | Esfuerzo mín. lbs | probada | Esfuerzo al estallamiento |
| 0.875 | 0.087 | 0.701 | 0.737 | 14,455 | 10,624 | 13,280 |
| 1.0 | 0.067 | 0.866 | 0.688 | 12,982 | 7,056 | 8,820 |
| 1.0 | 0.075 | 0.850 | 0.741 | 14,505 | 7,952 | 9,940 |
| 1.0 | 0.087 | 0.826 | 0.848 | 16,738 | 9,286 | 11,620 |
| 1.0 | 0.095 | 0.810 | 0.918 | 18,191 | 10,192 | 12,740 |
| 1.0 | 0.102 | 0.796 | 0.978 | 19,262 | 10,864 | 13,580 |
| 1.0 | 0.109 | 0.782 | 1.037 | 20,492 | 11,648 | 14,560 |
| 1.25 | 0.075 | 1.100 | 0.941 | 18,409 | 6,362 | 7,952 |
| 1.25 | 0.087 | 1.076 | 1.081 | 21,301 | 7,437 | 9,296 |
| 1.25 | 0.095 | 1.060 | 1.172 | 23,194 | 8,154 | 10,192 |
| 1.25 | 0.102 | 1.046 | 1.250 | 24,595 | 8,691 | 10,864 |
| 1.25 | 0.109 | 1.032 | 1.328 | 26,210 | 9,318 | 11,648 |
| 1.25 | 0.125 | 1.000 | 1.506 | 29,375 | 10,573 | 13,216 |
| 1.25 | 0.134 | 0.982 | 1.597 | 31,583 | 11,469 | 14,336 |
| 1.25 | 0.156 | 0.938 | 1.840 | 35,867 | 13,261 | 16,576 |
| 1.50 | 0.095 | 1.310 | 1.425 | 28,197 | 6,795 | 8,493 |

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

| | | | | | | |
|-------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|
| 1.50 | 0.102 | 1.296 | 1.522 | 29,928 | 7,243 | 9,053 |
| 1.50 | 0.109 | 1.282 | 1.619 | 31,928 | 7,765 | 9,707 |
| 1.50 | 0.125 | 1.250 | 1.836 | 35,862 | 8,885 | 11,107 |
| 1.50 | 0.134 | 1.232 | 1.955 | 38,620 | 9,557 | 11,947 |
| 1.50 | 0.156 | 1.188 | 2.245 | 44,004 | 11,051 | 13,813 |
| 1.75 | 0.109 | 1.532 | 1.910 | 37,645 | 6,656 | 8,320 |
| 1.75 | 0.125 | 1.500 | 2.190 | 42,350 | 7,552 | 9,440 |
| 1.75 | 0.134 | 1.482 | 2.313 | 45,657 | 8,192 | 10,240 |
| 1.75 | 0.156 | 1.438 | 2.660 | 52,140 | 9,472 | 11,840 |
| 2.0 | 0.109 | 1.782 | 2.201 | 43,363 | 5,824 | 7,280 |
| 2.0 | 0.125 | 1.750 | 2.503 | 48,837 | 6,608 | 8,260 |
| 2.0 | 0.134 | 1.732 | 2.671 | 52,694 | 7,168 | 8,960 |
| 2.0 | 0.156 | 1.688 | 3.072 | 60,277 | 8,288 | 10,360 |
| 2.375 | 0.125 | 2.125 | 3.010 | 58,568 | 5,565 | 6,956 |
| 2.375 | 0.134 | 2.107 | 3.207 | 63,250 | 6,036 | 7,545 |
| 2.375 | 0.156 | 2.063 | 3.710 | 72,482 | 6,979 | 8,724 |

Capacidad de carga – mínimo esfuerzo calculado sobre el mínimo de pared
 Probada – valor de presión de prueba – rango del 80% de presión de esfuerzo interna
 La presión máxima de trabajo es una función de la condición del tubo y es determinada por el usuario
 Todos los datos son para tubería nueva al mínimo esfuerzo

II.4.3 Propiedades de la tubería flexible ¹⁵.

Una revisión de la relación esfuerzo-deformación para el acero HSLA ayudará a definir el comportamiento de la tubería flexible durante un servicio normal. La figura 3.43 es una curva típica de la curva de esfuerzo – deformación para el acero HSLA. El esfuerzo del material esta graficado sobre el eje de las ordenadas y la deformación sobre el eje de las abscisas. Conforme el esfuerzo es aplicado, la correspondiente deformación se desarrolla. La ley de Hooke indica que el esfuerzo es igual a la deformación multiplicada por el modulo de elasticidad del material. Esta relación se representa por la línea O – A en la figura 2.45. el modulo de elasticidad define la pendiente, y el esfuerzo en el punto A es referido como el limite proporcionalmente. Directamente por encima del punto de cedencia en la curva esfuerzo – deformación y determina las resistencias a la cedencia para los aceros con aleación en una manera consistente. Esto es mostrado en la línea discontinua C – $X_{0.2\%}$.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

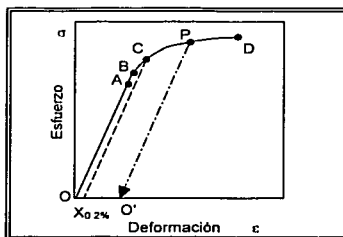


Fig. 2.45 diagrama de esfuerzo deformación representando el comportamiento en un acero de alta resistencia de un acero de baja aleación

La pendiente de la línea $P - O'$ se define también por el módulo de elasticidad del material e intercepta el eje de las abscisas la deformación plástica resultante de un evento deformante. Aplicando un esfuerzo adicional, alcanzaremos el punto D, el último esfuerzo a la tensión del material, en el cual el material sufrirá una falla de separación.

Cuando la tubería continua es envuelta inicialmente en el carrete de servicio después de la laminación, el acero HSLA es esforzado y plásticamente deformado. La curva $O - P$ en la figura 2.45 es representativa de esta deformación plástica. Cuando el esfuerzo aplicado a la tubería es relajado, la deformación remanente es permanente y tiene un valor representado por la línea $P - O'$.

Es ese esfuerzo que experimenta el acero HSLA puede ser entendido mediante la consideración del grado de curvatura al que el tubo debe ser sometido. El mínimo radio de curvatura (R) al que una tubería de 70,000 psi puede estar sujeta y permanecer en estado elástico puede ser calculado mediante la ecuación :

$$R = \frac{E(D/2)}{\sigma_y}$$

donde: R = radio de curvatura, pg.

E = módulo de Young (generalmente 30×10^6 psi)

D = diámetro exterior de la tubería (pg)

σ_y = es el esfuerzo mínimo de cedencia del acero (70,000 psi)

Usando esta ecuación, los siguientes radios mínimos de curvatura han sido calculados para varios tamaños de TF (tabla 2.15).

| D.E (in) de tubería flexible | Radio de curvatura (pies) |
|---------------------------------|------------------------------|
| 0.750 | 13 |
| 1.000 | 18 |
| 1.250 | 22 |
| 1.500 | 27 |
| 1.750 | 31 |
| 2.000 | 36 |
| 2.375 | 42 |

La tubería flexible es enrollada sobre el carrete con núcleos de diámetro que van de los 4 a los 8 pies (radios de 2 a 4 pies). Basados en los cálculos de radios de curvatura mínimos para mantener las condiciones elásticas, la tubería es dispuesta en el pozo más haya de sus límites elásticos y forzada dentro de la deformación plástica. En un operación de servicio típica de TF, la tubería se someterá a los siguientes eventos de curvatura y enderezamiento:

- La tubería es jalada desde el carrete por medio de la cabeza inyectora. El motor hidráulico del carrete resiste al jalón de la cabeza inyectora colocando a la TF en tensión y enderezando la curvatura en la tubería.
- Cuando la tubería alcanza la guía de la tubería, esta se curva alrededor de un radio que va de las 54 a las 98 pg; rudamente equivalente al respectivo diámetro del núcleo del carrete.
- La tubería se endereza de nuevo mientras es jalada a través de la guía de tubería y dentro de las cadenas de la cabeza inyectora.

Estos tres eventos constituyen un ciclo de curvatura de la TF. Cuando la tubería es extraída del pozo y enrollada sobre el carrete, los mismos eventos de curvado ocurren y la tubería es sujeta a otro ciclo completo pero en orden inverso. Seis eventos de curvatura ocurren en una tubería estándar que pasan en el viaje hacia adentro y afuera del pozo. La localización de estos eventos se muestran en la figura 2.46.

Estos ciclos de deformación plástica del tubo son generalmente contenidos dentro de los límites de la envolvente definida de esfuerzo – deformación cuando la tubería cumple el ciclo sin presión interna. Sin embargo,

cuando el ciclo lo cumple aplicando presión interna, ocurren cambios significativos físicos y geométricos en el tubo.

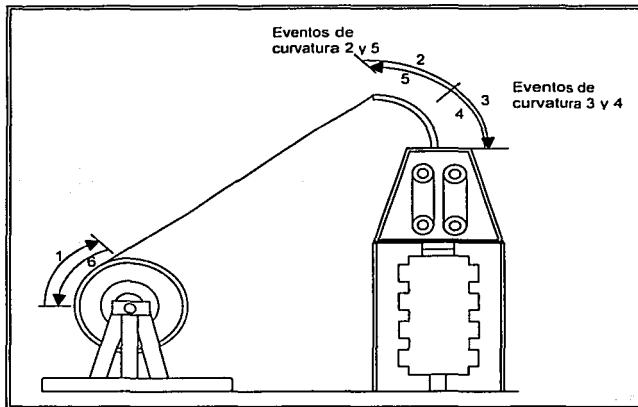


Fig. 2.46 Un viaje redondo de la TF envuelve dos ciclos completos que incluyen seis eventos de curvatura separados

II.4.3.1 limitaciones en la presión interna.

La adición de la presión interna en la TF durante el ciclo comienza a 'englobarse' la tubería y esto da como resultado un incremento en el diámetro. Este efecto causa que las paredes de la tubería adelgacen ligeramente. A medida que la presión interna se incrementa, el efecto se vuelve más dramático.

En la figura 2.47 se ilustra el incremento del diámetro de la tubería contra el número de ciclos de curvatura para un tubo muestra de 1 ¼" de diámetro exterior, un espesor de pared de 0.087 pg 70,000 psi de resistencia a la cedencia probado con una presión interna de 2,500 psi y 5000 psi. Las dos curvas representan el 'englobamiento' o crecimiento en el diámetro mientras el tubo cumple un ciclo en un radio de curvatura de cerca 72 pg. La gráfica muestra que el diámetro se incrementa más en el tubo con 5,000 psi de presión interna que en el tubo que cumplió sus ciclos con solo 2,500 psi de presión interna.

La prueba de 5,000 psi muestra que la tubería fallo a los 150 ciclos, pero la de 2,500 psi cumplió 500 ciclos antes de fallar. Este procedimiento de prueba representa dos eventos de curvatura, por esta razón, los datos para un acero con 70,000 psi de cedencia se debe de considerar representativo de lo que pasa durante las operaciones en el campo, el número de ciclos a fallar debe ser dividido por tres.

La dinámica de las condiciones del cuerpo de tubo cuando es deformado plásticamente bajo presión limitan la validez de los valores de cálculos teóricos de la presión de estallamiento usando los métodos del BOLETÍN DEL API 5C3. Como resultado, diversas compañías están efectuando pruebas independientes y evaluaciones del problema de 'englobamiento' relativo a la presión interna. Otros factores que deben ser considerados cuando se intenta determinar la verdadera condición y la subsecuente limitación de la presión de la tubería, incluyen grado de la corrosión interna y externa en el cuerpo de la tubería, exposición a los esfuerzos de fractura de sulfuros y cloruros, y defectos superficiales. Hasta que no exista información disponible que concluya con la determinación de una presión interna de trabajo segura en la vida de la sarta, el estándar en la industria debe permanecer en los 5,000 psi de presión máxima de trabajo.

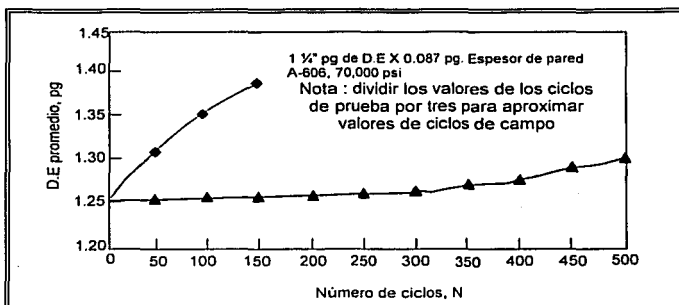


Fig. 2.47 El diámetro de la tubería se incrementa contra los ciclos de curvatura para TF probada a presiones internas de 2,500 psi y 5000 psi. Las curvas representan el 'hinchamiento' o crecimiento del diámetro de la tubería mientras el tubo cumple un ciclo alrededor de un radio de 72 pg.

II.4.3.2 Limitaciones de la presión externa.

La nueva TF será casi perfectamente redonda (100% redonda) hasta que esta sea envuelta en el carrete de servicio. Debido al pequeño radio de curvatura del carrete, la tubería se deformara ligeramente en un óvalo (99% redondez) mientras se hace la envoltura inicial. Este decremento en la redondez se refiere al grado ovalidad. Como la tubería es trabajada continuamente sobre y fuera del carrete y sobre el arco de la guía de la tubería, ovalidad de la tubería puede incrementarse desde uno hasta un cuatro por ciento. El incremento en la ovalidad puede ser resultado del trabajo sobre los arcos de la guía de la tubería con un radio menor que el radio del núcleo del carrete, el espaciamiento de los rodillos junto al arco, y el uso no uniforme de los rodillos individuales.

Diversas investigaciones están siendo comúnmente realizadas con el fin de determinar el efecto de ovalidad en la resistencia al colapso en la tubería. Las primeras investigaciones teóricas sugirieron que la a medida que la TF comienza a deformarse ligeramente de la redondez, la resistencia al colapso cae dramáticamente. Sin embargo, pruebas subsecuentes sobre diversos tamaños de TF sugieren que la reducción de la resistencia al colapso como resultado de la ovalidad es menos severa.

La aplicación de cargas de tensión axiales pueden causar un mayor perjuicio a la resistencia al colapso en servicio de TF convencionales que las deformaciones menores. En servicios convencionales de TF, las cargas de tensión son aplicadas en la forma de peso del tubo y son arrastradas cuando se jala la tubería fuera del pozo. La resistencia al colapso de la tubería puede decrecer cuando esta sujeta a la variación de las cargas de tensión. Conforme las cargas por tensión aplicadas se aproximan a la resistencia mínima de cedencia de la tubería, esta comienza a estrecharse permanentemente y a "estrangularse" al punto del máximo esfuerzo aplicado. Una vez que esto ocurre, la tubería pierde su resistencia principal y se vuelve susceptible a colapsarse a presiones por debajo de las calculadas en el BOLETÍN API 5C3.

En suma, las secciones de la tubería sujetas al esfuerzos en exceso a la cedencia mínima tendrán una significativa reducción en los rangos de presión comparados al resto de la sarta de tubería.

II.4.3.3 Energía máxima de distorsión.

La teoría de Hencky – Von Mises es usada generalmente para cuantificar la resistencia al colapso de la TF con respecto a las cargas por tensión. Dada una resistencia a la cedencia de un material específico, un espesor de pared de la tubería, y el diámetro exterior de esta, los cálculos en la teoría de la energía de máxima de distorsión generan una elipse de esfuerzos que predice el comportamiento de la tubería con respecto a la resistencia al estallamiento y al colapso. Los cálculos de la teoría de la energía máxima de distorsión se corren generalmente al 100 % de la resistencia mínima a la cedencia del acero. Conforme las cargas por tensión aplicadas se aproximan al esfuerzo mínimo de cedencia de la TF la resistencia al colapso cae a cero.

Pruebas recientes se están desarrollando por la mayoría de los fabricantes y compañías de servicio de TF con el fin de verificar las predicciones de la teoría de la energía máxima de distorsión y sus conclusiones. Desafortunadamente la teoría no incluye las consideraciones de la forma oval de la tubería o los defectos en la superficie. Como resultado, no existen datos cuantitativos disponibles que unan el decremento de la resistencia la colapso al grado de ovalidad de la tubería. Los datos concluyentes a este respecto estarán disponibles conforme las pruebas continúen en este rubro.

II.4.3.4 Hidráulica de la tubería flexible.

Dentro de los principales servicios que ofrece la tubería flexible se encuentra la capacidad para bombear fluidos a través de la tubería durante rehabilitaciones. La caída de la presión de fricción del fluido llega a ser extremadamente grande de manera en que la velocidad de bombeo se incrementa debido al pequeño diámetro de la TF. La limitante de la presión máxima de trabajo

(5,000 psi) restringe severamente el rango de velocidades de bombeo para diversos fluidos.

Cuando se diseña una operación de bombeo con TF, se deben de considerar diversos factores. Los principales factores a tomar en cuenta son:

- Diámetro interno del tubo.
- Longitud de la TF.
- Tipo y reología del fluido.
- Temperatura promedio del fluido.
- Viscosidad del fluido.
- Densidad y gravedad específica del fluido.

La caída de velocidad de bombeo vs. la presión de la tubería puede ser determinada usando esta información. Los fabricantes han desarrollado una serie de curvas para predecir la caída de presión debida a la fricción de diversos fluidos y tamaños de TF. Una revisión de estas curvas durante la fase de diseño de los propósitos del servicio permitirá a los operadores y a las compañías de servicio determinar las presiones de bombeo superficiales necesarias para alcanzar el flujo requerido a través de toda la longitud de la tubería enrollada en el carrete.

II.4.3.5 Comportamiento del pandeo.

La tubería flexible se encuentra limitada en donde las altas cargas de compresión son aplicadas axialmente a la tubería en la superficie concurrente con cargas de arrastre en agujero abajo. Cuando cargas opuestas se aplican sobre las partes finales de la TF, la tubería se comportará como una larga columna no soportada. Como resultado, las fuerzas compresionales aplicadas en exceso a una sarta de TF no soportada y sometida a cargas críticas causará un pandeo en esta. La TF tomará primero una forma senoidal con grados de latitud en un plano singular. Al final la tubería se deformará en una hélice mientras se incrementen las cargas de empuje superficiales. La figura 2.48 muestra las configuraciones senoidales u helicoidales de la tubería bajo esfuerzos de cargas compresionales.

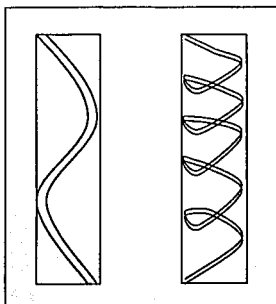


Fig. 2.48 La TF puede pandearse en configuraciones sinoidales o helicoidales cuando se encuentra sujeta a cargas compresionales excesivas en agujeros abiertos o revestidos.

El empuje requerido para jalar la TF dentro de un pozo se incrementa dramáticamente una vez que la tubería es forzada en una hélice. El arrastre friccional desarrollado en tanto que la tubería es forzada contra la pared del agujero o del revestimiento será vencido finalmente por las cargas de empuje superficiales. a esta condición se le denomina 'encarcelamiento' y efectivamente arresta a la tubería a seguir un progreso. Si las cargas de empuje superficiales se incrementan, la tubería fallará en corte en el ángulo crítico del pandeo.

Otra limitante en la TF son las deformaciones permanentes de la tubería que predisponen la formación de una hélice en condiciones relajadas. La deformación plástica de la tubería cuando esta es enrollada en el carrete con diámetros pequeños crea un juego permanente en la microestructura del metal. Aún si la tubería es enderezada mecánicamente a través de las cadenas de la cabeza inyectora, esta retiene aún un largo período de la hélice; el término usado para describir esta hélice pre-formada de la tubería es conocida como pandeo residual.

En general, el pandeo es más pronunciado en secciones horizontales que en agujeros verticales. El máximo alcance lateral en el cual la tubería puede ser

corrida varía de acuerdo al diámetro exterior de la tubería, el espesor de la pared, el diámetro del agujero, los fluidos en el agujero y el tipo de terminación.

La mayoría de las compañías de servicio poseen programas de cómputo que modelan la geometría de la tubería y su comportamiento mientras se corre en agujeros con variación de cargas de empuje. Estos programas hacen más fácil el análisis, y la factibilidad de correr la tubería flexible en secciones laterales horizontales.

II.4.4 Planeación de la seguridad.

Las operaciones seguras no son un producto del diseño del equipo, resultan de la apropiada planeación. Actualmente todas las operaciones de tubería flexible se encuentran sujetas a un proceso de seguridad, dentro de la cual se encuentran consideradas las siguientes áreas:

- Seguridad del pozo / control de la presión.
- Seguridad del personal.
- Seguridad del equipo.
- Seguridad del medio ambiente.

La mayoría de los accidentes se pueden prevenir si las precauciones adecuadas son tomadas. Una parte esencial de cualquier proceso de planeación de una operación tiene que ver directamente con los planes de contingencia. Los planes de contingencia proporcionan un medio de referencia para cualquier eventualidad predecible, a menos que se encuentren condiciones no planeadas durante la operación.

II.4.4.1 Programas de seguridad.

Un paso preliminar para alcanzar operaciones seguras con TF es la revisión de los programas de seguridad tanto de la compañía operadora como de la que presta el servicio. Es importante que ambas partes cuenten con programas de seguridad altamente efectivos, los cuales instruirán al personal en los procedimientos para el desempeño de operaciones seguras. Para lograr

operaciones eficientes y seguras, el proceso de selección de los servicios de TF deberán incluir la siguiente información acerca de la seguridad:

- Filosofía de servicio.
- Procedimientos.
- Registros (registros de daños y pérdida de tiempo por accidentes).
- Requerimientos en la inspección de equipos.
- Estructura organizacional.
- Agenda para reuniones.

Estos aspectos definirán como los contratistas de TF proporcionaran un medio ambiente de trabajo seguro para todo el personal. Agregado a los programas de seguridad, muchas compañías ofrecen incentivos para el personal en forma de regalos para reforzar y mantener un lugar de trabajo "libre de accidentes". La cooperación entre operadores y contratistas podrá asegurar la identificación de riesgos potenciales y las medidas a tomar para su corrección.

II.4.4.2 Requerimientos pre –operacionales.

Por parte del operador. Antes de mover una unidad de TF a una localización, se deberá inspeccionar el sitio antes de la operación, dicha revisión deberá ser efectuada por la compañía operadora. Esta revisión ya sea en operaciones en tierra o marinas tendrá la finalidad de detectar problemas en la limitación de espacio, localización de situaciones de riesgo y las condiciones del medio ambiente, entre otras. Se deberá contar con la información sobre el uso de químicos (en el caso de usarse) su tratamiento y disposición, para proporcionarla al personal e instruirlo sobre su manejo.

Por parte del contratista. Antes de transportar la unidad de TF hacia la localización, el contratista deberá asegurarse que la tubería y el equipo ha sido apropiadamente preparado para efectuar el servicio (efectuar pruebas a la tubería flexible, fuentes de poder, preventores, y cabeza inyectora). El contratista deberá proporcionar al operador una lista con todo el equipo que se ocupará durante el trabajo, junto con pesos y dimensiones de cada componente. En operaciones en

tierra, las dimensiones del equipo de transporte (trailer) y el peso deberán ser proporcionadas también a los operadores.

II.4.4.3 Seguridad en el sitio de trabajo.

En cada operación de servicio a realizarse, el personal tanto de la compañía operadora como de la de servicios deberá participar en una junta de seguridad previa a la operación. Dentro de los puntos que deberán tratarse se deben incluir:

- Discutir la operación y los procedimientos que se usarán para hacer el trabajo con seguridad.
- Enfatizar los procedimientos de seguridad en general (casco de seguridad, zapatos adecuados, protección de ojos, de oídos, marcar las áreas seguras en caso de una emergencia, etc).
- Identificar las rutas de evacuación y las zonas preestablecidas (punto de reunión) en donde el encargado de la operación pueda conducir la situación en caso de emergencia. En el caso de operaciones marítimas, el personal deberá estar familiarizado con las alarmas y localización de las estaciones de evacuación, tipo de salvavidas, cajas de sobrevivencia y los manuales de emergencia.
- Discutir cualquier riesgo identificado en la revisión pre-operación (agujeros en la carretera o camino, o algún otro daño en la localización)
- Localización de los extinguidores disponibles en la localidad o en la plataforma. Uno de ellos deberá estar localizado cerca de la consola de operación y uno lo más cercano posible al punto de seguridad junto a la ruta de evacuación.
- Mantener todas las herramientas de mano en un lugar limpio y apropiado a las condiciones de trabajo.
- Identificar a miembros nuevos del equipo para darles instrucciones especiales a ellos antes de empezar la operación.

Se considera una práctica prudente para los operadores documentar las juntas de seguridad por medio del registro de la fecha, hora y asistentes, así como

una breve descripción de los aspectos de seguridad discutidos, inmediatamente después de haber terminado la reunión.

II.4.5 Operaciones de limpieza de arena y sólidos ¹⁵.

Las operaciones que envuelven la limpieza de arena y sólidos del pozo, son de los servicios más comunes hoy en día de los que se encarga la tubería flexible. La limpieza del agujero requiere del bombeo de un fluido que entrará en los sólidos y los regresará a la superficie. En la mayoría de los casos, los fluidos lavadores y los sólidos son capturados en la superficie en tanques de una gran capacidad volumétrica para permitir que todos los sólidos sean desalojados del pozo. En donde es posible, los fluidos son re-circulados para reducir los costos.

Un punto importante en el diseño de los programas de limpieza es la selección correcta del sistema de fluido. Los fluidos lavadores deben de proporcionar un efecto de pistón para poder remover los sólidos a la superficie.

II.4.5.1 Fluidos incompresibles.

Los fluidos incompresibles están limitados a líquidos base agua e hidrocarburos, los cuales pueden ser newtonianos o no newtonianos. El diseño y la implementación de las limpiezas con este tipo de fluidos son menos complicadas que con fluidos compresibles.

Los fluidos newtonianos exhiben una viscosidad constante y una velocidad de corte que es proporcionalmente lineal al esfuerzo de corte e incluyen agua, salmueras, glicerina, aceites ligeros y mezclas de biopolímeros suaves (debajo de 25 cp). Estos son menos viscosos que los líquidos de rehabilitación y pueden ser fácilmente puestos en flujo turbulento, generando una mezcla de energía significativa.

Los fluidos no newtonianos poseen una consistencia que es función del esfuerzo de corte y de la relación no lineal de esfuerzo de corte-velocidad de corte. Este tipo de fluidos incluye al lodo de perforación, al gel altamente viscoso y al gel complejo. Estos fluidos lavadores tienen afinidad de partículas internamente fuertes y generalmente son seleccionados basándose en los sólidos en

suspensión y las capacidades del control de la presión de formación. Pueden ser empujados a flujo turbulento mientras se bombea a través de la TF a altas presiones, pero nunca deberá estar en flujo turbulento en el espacio anular. Los fluidos Newtonianos que tienen un adelgazamiento en el corte pueden comportarse como reductores de la fricción.

Los fluidos lavadores deberán ser capaces de transportar a los sólidos fuera del pozo. Si las velocidades de circulación llegan a alcanzar velocidades anulares que exceden la velocidad terminal de asentamiento de la partícula, entonces los fluidos newtonianos pueden ser usados. Los fluidos newtonianos son adecuados generalmente, dependiendo del tamaño de la TF, cuando se lava dentro de la tubería de producción. Sin embargo, la velocidad anular reducida sobre la tubería de producción existente dentro del revestimiento, no transportará a los fluidos fuera del pozo. En este caso, los fluidos lavadores deberán ser gelatinizados a una alta viscosidad. Como los fluidos no Newtonianos que son gel de biopolímeros o sistemas gelatinizados base aceite.

II.4.5.2 Fluidos compresibles.

Los fluidos compresibles son más complicados de diseñar y usar que los fluidos incompresibles. Los fluidos lavadores compresibles son compuestos de fracciones de diferentes gases y son usados para compensar las bajas presiones de formación o para levantar sólidos cuando las velocidades anulares de los líquidos son insuficientes. A partir de que los volúmenes de fluido cambian con la presión y la temperatura en un sistema compresible, el retorno de los fluidos lavadores no viajará a través de todo el espacio anular a la misma velocidad.

Una vez que la circulación ha sido establecida en un programa de lavado compresible, las unidades de volumen del fluido lavador son bombeadas hacia la TF a las presiones necesarias para vencer las pérdidas de presión por fricción. En esta condición, el fluido lavador se encuentra bajo altas presiones y ocupa un volumen mínimo. Conforme una unidad de volumen de fluido lavador sale de la TF, decreciendo la cabeza hidrostática en el anular y la presión de fricción reducida permite que el gas en el fluido lavador se expanda. La expansión del

fluido lavador y el subsecuente incremento en la velocidad de las unidades de volumen creará altas pérdidas de presión por fricción.

La predicción de las velocidades anulares y la capacidad de remoción de sólidos requiere de cálculos bastante complejos, y los programas de cómputo son necesarios para poder evaluar el desempeño de los fluidos lavadores compresibles. Los fluidos compresibles usados en la TF como lavadores son el nitrógeno seco y las espumas (base agua y base aceite)

El nitrógeno (N_2) es un gas inerte no tóxico, que no reacciona con los hidrocarburos para formar una mezcla combustible. El N_2 es sólo ligeramente soluble en agua y otros líquidos, de modo que permanece en forma de burbujas cuando es mezclado con líquidos de lavado. El N_2 se transporta a la localización en forma líquida en tanques criogénicos a temperaturas por debajo de los $-320^\circ F$. El N_2 líquido es bombeado a través de una bomba criogénica de tres etapas a una velocidad específica dentro de una cámara de expansión, en donde absorbe calor del medio ambiente y se vaporiza en gas seco. Entonces el gas es desplazado de la cámara a la tubería de tratamiento a las presiones requeridas para el trabajo a realizar.

En pozos con baja presión en el agujero o sensibles a los líquidos, el N_2 bombeado a altas velocidades puede transportar el arenamiento al anular y desalojarlo del pozo. El transporte de sólidos es directamente dependiente de la velocidad anular de retorno del N_2 . Si la velocidad de bombeo del nitrógeno se interrumpe durante el lavado, los sólidos en el anular se precipitarán inmediatamente. La erosión de la TF, de la tubería de producción y del equipo superficial que puede ocurrir a las velocidades requeridas para transportar los sólidos a través del anular es un problema.

Para minimizar los efectos de alta fricción en el anular en tuberías de producción convencionales, se debe usar una TF de 1" de diámetro externo de pared pesada. El lavado a chorro con N_2 deberá ser considerado como un "último recurso" de limpieza debido a la dificultad de ejecutar este tipo de programas de manera segura.

Los fluidos espumados pueden definirse como una emulsión gas – líquido. Para esta aplicación, el líquido debe ser base agua o aceite, pero el gas siempre es N_2 . los surfactantes son mezclados con la fase líquida en concentraciones que varían desde 1% hasta 5% para reducir la tensión. La fase líquida 'mojada' se mezcla entonces con el N_2 en una conexión T en la que se crea la espuma. La turbulencia creada por la mezcla del N_2 y el líquido proporciona la suficiente energía para formar un fluido homogéneo.

Las espumas se prefieren cuando se lavan pozos con baja presión en el agujero. La espuma puede formarse en rangos de gradientes de presión hidrostática de los 0.350 a los 0.057 psi/pie, dependiendo de las temperaturas y las presiones en el agujero. Las espumas estables se acercan mucho al comportamiento de los fluidos plásticos de Bingham, en donde el esfuerzo a la cedencia debe vencerse para iniciar el movimiento del fluido.

La medición del contenido de gas en una espuma es la "calidad", aritméticamente definida como:

$$Q_f = \frac{\text{volumen de } N_2}{\text{volumen de líquido} + \text{volumen de } N_2}$$

Las espumas estables poseen una calidad que se encuentra en un rango de 60 a 85, y tienen dos cualidades únicas para el lavado. La primera, los sólidos en suspensión son 10 veces más que en los líquidos o en los gel, y la segunda, es la diversidad de propiedades, las cuales pueden actuar arriba de las 1,000 psi de presión con una pérdida mínima de fluido de lavado hacia la formación. Si la calidad de la espuma excede 90%, las características de los sólidos suspendidos no se encuentran presentes. En este punto, la espuma se vuelve neblina y solo la velocidad del gas en el anular puede mantener las partículas en suspensión.

Debido a que las espumas son compresibles, la calidad del sistema de fluido no es uniforme a través del anular. A temperaturas de tratamiento en superficie, la espuma ocupa un volumen específico, el cual define el sistema de calidad inicial. Conforme una unidad de volumen es bombeada en la TF y hacia el anular, la pérdida de presión por fricción total que actúa contra este volumen se

reduce. Junto con la presión hidrostática reducida en el anular, el gas N_2 en la espuma se expande conforme se acerca a la superficie. El resultado es un perfil de calidad de la espuma dinámico, en donde los efectos de las pérdidas de presión por fricción, la viscosidad y la velocidad del fluido cambian constantemente.

II.4.5.3 Herramientas para lavar.

La selección de las herramientas para lavar debe estar regida por los requerimientos hidrodinámicos del programa de lavado. Las herramientas de lavado deben ser usadas si se necesita de la acción adicional de turbulencia en el agujero. Diversas herramientas se encuentran disponibles para acceder un chorro hidráulico en sólidos empacados o la acción mecánica para romper puentes. Dependiendo del número de puertos de lavado, el tamaño y el sistema de fluido seleccionado, las pérdidas de presión por fricción pueden variar de 50 a 2500 psi

II.4.5.4 Herramientas para molienda

Las herramientas de molienda se clasifican en:

- Las revestidas con pastillas de carburo de tungsteno (metal muncher)
- Y las de carburo de tungsteno

Actualmente se ocupan diferentes tipos de molinos revestidos con metal muncher los cuales son:

- Molino de aleta
- Molino de paso
- Molino de hierro viejo
- Plano
- Zapatas lavadoras
- Molinos ampliadores

Todas estas herramientas se integran a la sarta de trabajo en el extremos inferior del motor de fondo y en ocasiones después de la canasta colectora, éstas permiten la circulación de fluido a través de ellas.

Capítulo III

Situación de los Yacimientos en la Cuenca de Burgos ^{20,21,22}.

La provincia petrolera conocida como Cuenca de Burgos, se localiza en el extremo noreste de la República Mexicana y corresponde al Distrito Reynosa. Se caracteriza por ser un yacimiento productor de gas. Geológicamente, forma parte del Geosinclinal Terciario del Golfo de México, el cual alcanza su máxima amplitud en los Estados de Texas y Louisiana en los Estados Unidos.

Debido a la importancia petrolera, esta zona forma parte de uno de los proyectos de exploración y producción más importantes del país. En el área de exploración el objetivo es encontrar yacimientos de hidrocarburos con el fin de compensar el decremento de las reservas actuales debido a la explotación. En el área de producción se ha considerado la perforación de pozos adicionales, fracturamiento hidráulico, terminación a intervalos múltiples y la perforación de pozos de diámetro reducido.

Dentro de los campos productores de gas más importantes, los cuales se encuentran ubicados en esta provincia productora se encuentran Arcabuz – Culebra – Peña Blanca, Arcos, entre otros.

Dentro del área de exploración el proyecto más importante de la Región Norte es el Proyecto Burgos – Reynosa. El área a estudiar cubre alrededor de 9300 km² y se perforarán pozos exploratorios para asegurar el descubrimiento de reservas. Con el fin de alcanzar esta meta, con los datos de sísmica 2D y 3D que han sido obtenidos se han generado prospectos a investigar a mayor profundidad.

A continuación se describirán las características de la Cuenca de Burgos a fin de conocer la situación de los yacimientos en el ámbito estratigráfico y estructural.

III. 1 Situación geográfica ²¹.

La provincia petrolera conocida como Cuenca de Burgos, se localiza en el extremo noreste de la República Mexicana. Constituye geológicamente el extremo sur del Geosinclinal Terciario del Golfo de México, el cual alcanza su máxima amplitud en los estados de Texas y Louisiana en los Estados Unidos .

Sus límites geográficos son: por el norte, el Río Bravo; al oriente, el Golfo de México; al sur y suroeste, el Río Soto La Marina y el flanco oriental de la Sierra de Cruillas. El límite occidental lo formaría una línea que, partiendo del flanco oriental de la Sierra de Cruillas pasase al oriente de Montemorelos y que de este punto siguiese hacia el norte para pasar al poniente de la Ciudad de Nuevo Laredo, Tamaulipas. La línea mencionada de manera tan general representa el contacto Cretácico – Paleoceno. La superficie comprendida dentro de los límites antes mencionados es de 45 000 Km² aproximadamente.

III.2 Geología estructural ^{20,21}.

Todas las formaciones del terciario tienen un echado regional predominante hacia el oriente, con deformaciones suaves formando terrazas estructurales y pequeños anticlinales orientados NNO – SSE sensiblemente paralelos a los ejes de los plegamientos de la Sierra madre, indicando que los esfuerzos deformantes provienen del O y SO y otros como consecuencia de esfuerzos deformantes hacia el Sur.

La mayoría de los sedimentos están cortados por abundantes fallas de crecimiento y postdeposicionales. Las fallas de crecimiento tienen una alineación sinuosa con rumbo norte – sur y un desarrollo de muchos kilómetros de longitud. En conjunto forman una serie de bloques subparalelos, con la caída del bloque bajo en dirección a la cuenca.

III.3 Estratigrafía ²¹.

La cuenca está formada por sedimentos del Paleoceno al Reciente y las formaciones se encuentran expuestas a manera de franjas, orientadas con un rumbo general NNO – SSE, dispuestas de manera tal que, estratigráficamente las

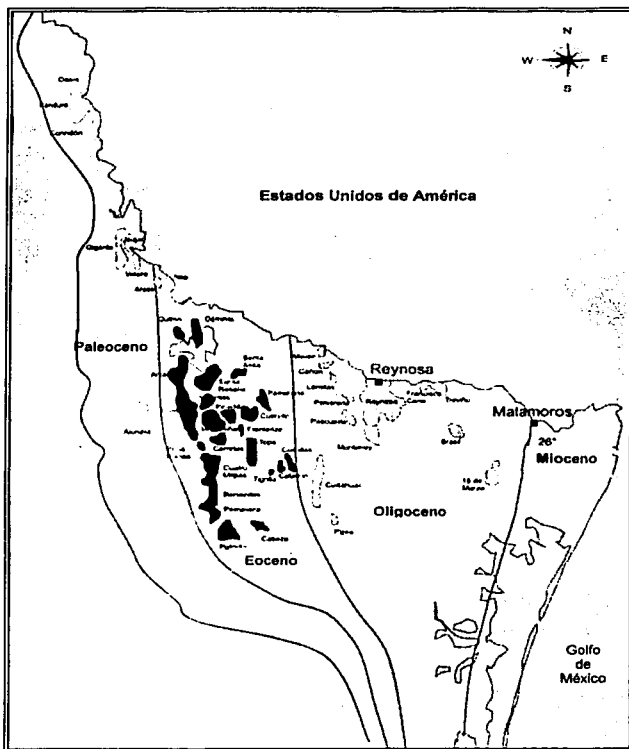


Fig. 3.1 la Cuenca de Burgos con sus principales campos, las franjas indican las edades que van de las más antiguas (izquierda) a las más jóvenes (derecha)

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

capas más antiguas yacen en la porción occidental, siendo más jóvenes hacia el oriente y notándose un marcado engrosamiento de los sedimentos en esa misma dirección. El espesor máximo estimado en el centro de la cuenca es de 10 000 m. Puede indicarse que el depósito de estos sedimentos se efectuó en un mar eminentemente regresivo cuyas costas, con ligeras variantes, se fueron desplazando hacia el oriente.

La presencia de fallas de crecimiento afectaron (de manera decisiva) el tipo de depósito y la distribución de las trampas que en la mayoría de los casos son estratigráfico – estructurales. Los yacimientos del Oligoceno son los que contienen las mayores cantidades almacenadas de hidrocarburos. La figura 3.1 muestra la localización de la Cuenca de Burgos y sus principales campos.

Litológicamente, los depósitos están representados por una alternancia de lutitas, arenas y areniscas, las cuales varían en su composición de acuerdo al medio ambiente de depósito ya que el mar de aquella época tuvo una serie de trasgresiones y regresiones que dieron origen a diversos depósitos clásticos, principalmente arenoso – arcillosos de origen deltáico o de barras (Oligoceno) y marino somero (Epinerítico).

Las arenas son generalmente de grano fino a medio, de color café a gris y su grado de compactación varía de acuerdo al cementante, siendo más o menos bien consolidadas en el Oligoceno y Mioceno. Las lutitas son de colores variables, ocasionalmente yesíferas, con pequeñas intercalaciones de cenizas volcánicas y contienen algunos restos de plantas; su grado de dureza varía de semiduras a suaves y son fisibles.

III.4 Columna estratigráfica^{20,21,22}.

La producción de los campos de la Cuenca proviene de desarrollos arenosos terciarios que van del paleoceno al Mioceno, que están dispuestos a lo largo del rumbo de las formaciones, constituyendo franjas burdamente paralelas a las antiguas líneas de costa. A continuación se describirá la columna estratigráfica así como las formaciones que la componen con sus principales características. (Fig. 3.2).

| era | período sistema | Época | Edad (Piso) | Formación | | | |
|-----------|-----------------|-------------|----------------|--------------------------------------|--------------------|---------|------------|
| CENOZOICA | Cuaternario | Reciente | | Aluvión y continental indiferenciado | | | |
| | | Pleistoceno | | CONGLOMERADO REYNOSA | | | |
| | Mioceno | Plioceno | | ASTIANO | | | |
| | | | | PLAISANCIANO | | | |
| | | Sup. | | SAHELIANO | OACKVILLE | | |
| | | | Med. | WINDOBONIANO | | | |
| | Inf. | | BURDIGALIANO | CATAHOULA | | | |
| | Oligoceno | Inf. | | AQUITANIANO | | | |
| | | | Sup. | CHATTIANO | CONGLOMERADO NORMA | ANAHUAC | |
| | | | Med. | RUPELIANO | FRÍO NO MARINO | | |
| | Eoceno | Sup. | | TONGRIANO | FRÍO MARINO | | |
| | | | | LUDIANO | VICKSBURG | | |
| | | | | BARTONIANO | JACKSON | | |
| | | Med. | | DANIANO | YEGUA | | |
| | | | | | COOK MOUNTAIN | | |
| | | | | LUTECIANO | MOUNT SELMAN | WECHES | QUEEN CITY |
| | | | | | RECKLAW | | |
| | | Inf. | | CUISYANO | CARRIZO | | |
| | | | | YPRESIANO | WILCOX | | |
| | | | | TANETTIANO | | | |
| Paleoceno | | | MONTIANO | | | | |
| | | | DANIANO | MIDWAY | | | |
| | | | MAESTRICHTIANO | | | | |
| | | Superior | SENON | | CAMPANIANO | MENDEZ | |
| | | | | | SANTONIANO | | |
| | CONIACIANO | | | SAN FELIPE | | | |
| Medio | | | TURONIANO | AGUA NUEVA | | | |
| | | | CENOMANIANO | BUDA | | | |
| | | | | DEL RIO | | | |
| | | | | EQ. GEORGTOWN | | | |
| | | | | KIAMICHI | | | |
| | | | ALBIANO | AURORA (MAR ABIERTO) | | | |


 Formaciones productoras o potencialmente productoras de hidrocarburos

Fig. 3.2 Columna estratigráfica de la Cuenca de Burgos y las formaciones de interés petrolero

III.4.1 Paleoceno.

El paleoceno Medio y Superior presentan producción de hidrocarburos en algunos campos. Siendo los más importantes desde este punto de vista, seguidos en menor proporción por el Paleoceno inferior.

III.4.1.1 Formación Velasco. Espesor 250 – 800 m. La formación Velasco de la cuenca de Burgos representa una facie de aguas profundas equivalente a la parte inferior de la Formación Midway. Está constituida por una serie de margas y lutitas, con algunos delgados lechos de arenisca calcárea.

III.4.1.2 Formación Midway . Espesor 400 –1000 m. La parte inferior de la formación está representada por sedimentos de litoral tales como arenas y areniscas con abundante glauconita y lentes calcáreas. Los estratos superiores de la formación consisten de sedimentos marinos de aguas profundas representados por lutitas con abundante fauna marina y con escasas concreciones calcáreas. El espesor conocido de la Fm. Midway varía de 400 m, en la región de la Escalera a más de 1000 en el área de General Treviño.

III.4.2 Eoceno.

Los sedimentos del Eoceno se encuentran ampliamente distribuidos en el subsuelo y se dividieron en Eoceno Inferior, Eoceno Medio y Eoceno Superior. Es un intervalo muy potente que en muchos casos es discordante tanto con el Paleoceno como con el Oligoceno que lo cubre especialmente en la porción oriental de la franja.

Las formaciones Yegua, Jackson (inferior y medio), son intervalos importantes como productores de hidrocarburos.

III.4.2.1 Formación Wilcox. Espesor de 800 – 1300 m. Los sedimentos de esta formación descansan discordantemente sobre la formación Midway. Están constituidos por capas delgadas de lutita y arenisca arcillosa dispuestos en alternancia. Superficialmente, la Fm. Wilcox está distribuida según una franja paralela a la de la Fm. Midway; su mayor espesor superficial se registra en el área de Vaquería, donde se ha podido establecer algunas subdivisiones litológicas.

III.4.2.2 Formación Carrizo. Espesor de 300 – 800 m. La base de esta, se encuentra constituida por arenas y areniscas. En general, se compone en su

mayor parte de arenas y areniscas de grano fino a medio. Entre estos sedimentos se encuentran intercalaciones arcillosas de 2 a 15 m de espesor.

III.4.2.3 Formación Mount Selman. Espesor de 250 – 1200 m. Esta Formación incluye los miembros Weches, Queen City y Recklaw, diferenciables tanto litológica y paleontológicamente, sus mejores afloramientos se encuentran en las regiones de Aldamas y China, Nuevo León.

El miembro inferior, **Recklaw**, está constituido por arenas interestratificadas con lutitas y arcillas. Descansan aparentemente en secuencia normal con la Fm. Carrizo, se diferencia de este último y del miembro Queen City, por el mayor número de lutitas abigarradas y por el tamaño de grano de las arenas.

El miembro Queen City, se compone de arenas de cuarzo de grano fino a medio, interestratificadas con lechos de lutitas y arcillas.

El miembro superior Weches está representado por depósitos esencialmente marinos, consistentes de arenas y lutitas.

El espesor de la Fm. Mount Selman varía desde 250 m, en el área de La Escalera, Nuevo León; a 1200 m al poniente de Ciudad Mier, ocupando una faja con anchura máxima de 32 Km; al noroeste de Nuevo Laredo, Tamaulipas.

III.4.2.4 Formación Cook Mountain. Espesor de 250 – 1000 m. Afloran en una faja orientada NNO a SSE que pasa por Nuevo Laredo y Ciudad Mier, Tamaulipas; por General Bravo, Nuevo León y sigue hacia el sureste, para perderse, por acúñamiento, cerca de los límites entre los estados de Nuevo León y Tamaulipas al norte del Río San Fernando. La anchura máxima de su afloramiento aparece al sureste de Ciudad Mier, Tamaulipas. Esta compuesta por una serie de areniscas que alternan con delgadas capas de arcillas. Sus contactos superior e inferior son concordantes

III.4.2.5 Formación Yegua. Espesores de 100 – 1000 m. Al igual que las Formaciones anteriores, su afloramiento se orienta prácticamente de norte a sur, alcanzando su máxima anchura al SW de Rancherías.

Está Formación esta compuesta principalmente de una potente serie de arcillas, con intercalaciones de lutitas carbonosas, dispuestas entre dos cuerpos de areniscas, los cuales se conocen con los nombres de Areniscas Mier las de la parte inferior y Areniscas Álamo las de la parte superior.

La Formación desaparece hacia el extremo sur de la Cuenca de Burgos por traslape de la Formación Jackson del Eoceno Superior.

La Formación Yegua es de importancia económica. De ella producen los campos Rancherías, Zacate y Cabeza.

III.4.2.6 Formación Jackson. Espesor de 300 – 2000 m. Consiste de arenas y areniscas interestratificadas con lutitas arenosas, con capas de ceniza volcánica y madera silicificada en la parte media y superior.

En términos generales, la Formación varía de una facie predominantemente arenosa y tobácea en el norte, a un complejo más lutítico hacia el sur. Los típicos cuerpos de arenisca que forman lomas alargadas se estrechan hacia el sur del Río Bravo. Junto con el cambio de facies se advierte un aumento en el espesor de la Formación donde predomina el desarrollo lutítico. El espesor total de la Formación varía dentro de límites muy amplios. En sus afloramientos de la parte norte, en la región de Mier – Camargo tiene de 450 a 600 m, de potencia, en tanto que en el sureste, se registraron 1956 m.

La Fm. Jackson es de importancia económica, ya que la producción de hidrocarburos de algunos de los pozos perforados proviene de sedimentos de esta Formación.

III.4.3 Oligoceno.

El Oligoceno en general, consiste en una serie de trasgresiones y regresiones predominando estas últimas. La parte inferior del oligoceno representa una rápida regresión con depositación de arenas y lutitas. Presenta areniscas calcáreas con intercalaciones de lutitas, cenizas volcánicas y lignitas.

Todas las formaciones pertenecientes al Oligoceno conocidas en la cuenca son productoras de hidrocarburos al grado que en la actualidad constituyen la base del desarrollo petrolero de esta provincia geológica.

III.4.3.1 Formación Vicksburg. Espesores hasta de 3000 m. Representa la base del Oligoceno. Es de interés económico por los desarrollos arenosos que presenta en su sección. Esta constituida por sedimentos marinos y salobres, arcillas y arenas de grano fino a medio que alternan con lechos de ceniza volcánica. Entre la Fm. Vicksburg y la Fm. Frío se encuentra una potente sección arenosa que las separa y que se ha denominado Sam Fordyce.

III.4.3.2 Formación Frío. Yace concordantemente sobre la Formación Vicksburg y en discordancia bajo el Conglomerado Norma y la Formación Catahoula. Esta formada esencialmente por lutitas bentoníticas, con escasos lentes arenosas. Se han distinguido dos miembros de la Fm. Frío que se conocen con los nombres de Frío No Marino el suprayacente y Frío Marino el inferior.

Miembro Frío Marino. Espesor de 30 a 1000 m. Se compone principalmente de lutitas; en algunos campos se presenta hacia la parte media de la sección de Frío Marino, una serie de arenas con intercalaciones delgadas de lutita. De tales arenas, en algunas se han registrado manifestaciones de hidrocarburos.

Miembro Frío No Marino. Espesor de hasta 2000 m. Está formado por lutitas, fragmentos de anhidrita y de yeso varios cuerpos de carácter lenticular, de grano fino a grueso, de permeabilidad variable, muy calcárea en partes, que constituyen los horizontes productores en el campo.

Hacia el occidente se hace equivalente al Conglomerado Norma, o bien se acuña y se erosiona. En la parte centro oriental, que es donde alcanza su máximo desarrollo, su parte inferior gradúa y se interdigita con sedimentos del Frío Marino representando un depósito regresivo. En la zona oriental gradúa y se interdigita con la porción superior del Frío Marino y con la Zona Marginulina de la Formación Anáhuac, caso que se hace muy notable en la sección hacia el sur del área,

donde el Frío No Marino se hace equivalente a una gruesa sección que representa depósitos de la Zona Marginulina. En la zona occidental sobreyace discordantemente a la Fm. Vicksburg.

III.4.3.3 Conglomerado Norma. Espesor de 75 a 300 m. Se trata de un desarrollo sedimentario local que cubre a la Formación Frío y está cubierto a su vez por la Formación Catahoula. Lo forma un gran abanico de clásticos gruesos, desde gravilla hasta gujarros grandes de 30 a 40 cm, de diámetro. Se encuentran además restos de madera silicificada, fragmentos del pedernal y algunos lechos arenosos de carácter lenticular. Su afloramiento en la superficie cubre una superficie de 40 Km de longitud por 6 Km de ancho como máximo.

III.4.3.4 Formación Anáhuac. Espesores de 80 a 120 m. Sólo se ha reconocido en los pozos de la parte oriental de la cuenca de Burgos. Esta formada por sedimentos marinos, lutitas y arenas de grano medio, pobremente consolidados. Adopta la forma de una cuña que se ensancha hacia el oriente, puede subdividirse paleontológicamente en tres miembros o zonas llamadas: Zona Marginulina, Zona Heterostegina y Zona Discorbis.

Tratándose de una cuña, el espesor de la Fm. Anáhuac es variable según el sitio donde se le encuentra, siendo cada vez más potente hacia el oriente.

III.4.3.4 Formación Catahoula. Se compone de lutitas y arenas con abundancia de material tobáceo. Los sedimentos de esta formación están en general bien estratificados. Hasta la fecha no ha resultado ser productora de hidrocarburos en los campos de la cuenca de Burgos.

III.4.4 Mioceno.

III.4.4.1 Formaciones Oakville y Lagarto. Espesores de 20 a 3000 m. Están formadas por sedimentos continentales y de aguas someras. Están constituidas por arenas y areniscas, gravas y arcillas, materiales dispuestos en capas que frecuentemente presentan estratificación cruzada.

III.4.5 Plioceno.

III.4.5.1 Formación Goliad. Equivalente a la Formación Reynosa. La forman sedimentos de origen continental, gravas, arenas y arcillas con trazas de material yesífero que probablemente fueron depositados por ríos y arroyos caudalosos sobre la superficie del Mioceno en forma de grandes abanicos deltáicos. Su espesor varía de 15 a 35 m. Existen grandes extensiones formadas de caliche que llevan también el nombre de caliche Reynosa.

III.4.6 Pleistoceno.

III.4.6.1 Formaciones Lissie y Beaumont. Ambas son de origen continental y fueron depositadas a lo largo de ríos y arroyos; así como de la costa y en deltas. Litológicamente se componen de gravas, arenas de estratificación cruzada y arcillas, sedimentos en los que con frecuencia se encuentran restos de madera petrificada. El espesor de los sedimentos pertenecientes a esta época es de 300 m, en la región cercana a la costa.

III.5 Campo Arcabuz Culebra (Área Central)²².

El campo Arcabuz culebra está localizado en el noreste de México, 80 kms al Oeste de Reynosa Tamaulipas. (Fig. 3.3)

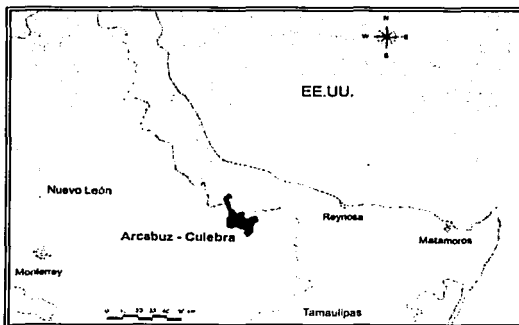


Fig. 3.3 Localización del campo Arcabuz - Culebra

El campo Arcabuz – Culebra geológicamente, se encuentra ubicado en la parte correspondiente al Eoceno de la Cuenca de Burgos, Los yacimientos en este campo se encuentran en facies siliciclásticas y dentro de trampas combinadas (estratigráfico – estructural). En un principio fueron considerados como campos individuales que estaban agotando las mismas arenas, con edades que van del Eoceno inferior al Eoceno Medio. Más tarde, fueron agrupados como un solo campo desde que están localizados en la misma tendencia estructural.

El campo Arcabuz Culebra, es el campo productor de gas no- asociado más importante del país, en términos de producción y de reservas. Cubre un área de aproximadamente 380 km², tiene una producción promedio diaria de aprox. 404 MMPCD.

El campo tiene más de 100 yacimientos distribuidos en 17 arenas del Eoceno inferior y Medio, formadas de facies de origen siliciclástico. La porosidad promedio es alrededor del 18% y la permeabilidad de 0.350 milldarcies en promedio, la saturación de agua de la formación varía de 45 hasta 55 por ciento y su salinidad es de 23,000 ppm.

La presión original varía desde los 300 hasta los 495 kg/cm², dependiendo de la profundidad. La temperatura varía de los 115°C a los 120°C en los yacimientos.

III.5.1 Estratigrafía Local

La columna estratigráfica local esta representada por una alternancia de lutitas del paleoceno y areniscas afectadas por algunos hiatos locales o sub-regionales. El Paleoceno Medio e Inferior no esta plenamente definido aún. La secuencia clástica del paleoceno esta representada por la Formación Midway, mientras que el Eoceno comprende las Formaciones, Wilcox, Recklaw, Queen City y Weches, Cook Mountain y Yegua. En esta secuencia existen al menos dos discordancias en la Fm. Recklaw que pudieran afectar a la Fm. Wilcox en la porción SE del campo. La tabla 3.1 muestra la columna estratigráfica del campo.

Tabla 3.1 Columna estratigráfica del campo Arcabuz - Culebra

| era | Época y Período | Formación | Profundidad cima |
|--------------------|--------------------|---------------|------------------|
| TERCIARIO | Eoceno Superior | Yegua | Aflora |
| | Eoceno Medio | Cook Mountain | 300 |
| | | Weches | 750 |
| | | Queen City | 900 |
| | | Recklaw | 1 350 |
| | Eoceno Inferior | Wilcox | 2 100 |
| | Paleoceno Superior | Wilcox | 3 000 |
| | Paleoceno Medio | | |
| Paleoceno Inferior | Midway | 3 500 | |

III.6 Campo Arcos (Área Occidental)²².

El campo Arcos está localizado en el noreste de México en el estado de Tamaulipas. Esta limitado al norte por el Río Bravo, a 90 kms al noroeste de Reynosa, Tamaulipas. (Fig. 3.4) El área cubre alrededor de 45 km².

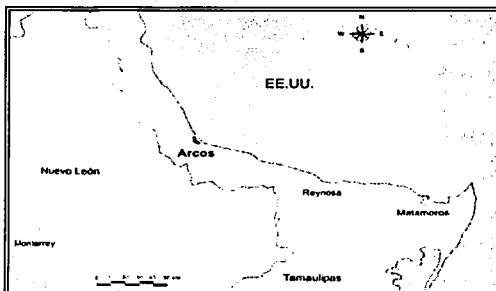


Fig. 3.4 Localización geográfica del Campo Arcos

Geológicamente, se encuentra localizado en la banda de producción perteneciente al Eoceno. Esta constituido de 22 yacimientos productores, en facies se areniscas siliciclásticas y en trampas de tipo combinado. De cualquier manera, existen otros horizontes en el campo con posibilidades de producción pertenecientes al Eoceno inferior. Estos son yacimientos de gas seco. El campo Arcos es el segundo campo productor más importante con una producción diaria de aproximadamente 234.5 millones de pies cúbicos de gas natural.

Este campo tiene 22 yacimientos pertenecientes al Eoceno Inferior consistentes de facies sedimentarias de origen siliciclástico. El gas producido es predominantemente metano, y la temperatura promedio en el yacimiento es de 140°C. La porosidad promedio en los diferentes yacimientos varía de 18 a 23%, mientras que la permeabilidad varía desde 0.05 y 0.14 milidarcies.

La composición del gas es variable debido a las diferencia en las características de cada yacimiento. De cualquier modo, se clasifica como de gas seco. La saturación promedio del agua de formación es de 40%, con una salinidad de 12,000 ppm. El mecanismo de empuje es por expansión del gas; no se han descubierto acuíferos. La presión varía desde los 350 kg/cm² hasta los 600 kg/cm² dependiendo de la profundidad.

III.6.2 Estratigrafía local

La columna estratigráfica del área está representada por una alternación de lutitas y areniscas que van del Eoceno Inferior (Fm. Wilcox) al Eoceno Superior (Fm. Yegua). (Tabla 3.2).

| era | Época y Periodo | Formación | Profundidad cima |
|-----------|-----------------|---------------|------------------|
| TERCIARIO | Eoceno Superior | Yegua | Aflora |
| | | Cook Mountain | 500 |
| | Eoceno Medio | Weches | 530 |
| | | Queen City | 570 |
| | | Recklaw | 1360 |
| | Eoceno inferior | Wilcox | 1650 |
| | | Arenas Lopeño | 2525 |

Capítulo IV

Consideraciones de diseño de la terminación de pozos en la cuenca de Burgos²³.

Hoy en día, como hemos mencionado, el proyecto más importante de gas no asociado es el de la cuenca de Burgos, debido que proporciona el 78% de la producción de gas no asociado y el 23% del total de gas natural producido en el país. El aprovechamiento rentable de las reservas localizadas en la cuenca de Burgos, dadas sus características geológicas requiere del uso de las tecnologías más recientes disponibles en la industria petrolera mundial.

El proyecto Burgos ha incrementado la producción de 414 MMPCD en diciembre de 1996 a 1,006 MMPCD en agosto del 2002. Esto ha sido posible en parte a que en los procesos de terminación se han realizado trabajos de reingeniería y acciones de mejora como por ejemplo: implementación de la terminación 'tubingless', optimizaciones en los fracturamientos, mejoras en fluidos fracturantes y control de la calidad en el sitio de trabajo, uso de la tecnología de tubería flexible, así como la realización de prácticas seguras, entre otras. Lo cual ha dado como resultado una importante reducción en los costos y tiempos de operación y en una mayor vida productiva de los pozos.

Durante los últimos años, se utilizó una técnica para su explotación mediante la perforación de pozos con tubería de perforación y terminación 'tubingless'. Esto surgió dado que, la perforación de pozos representa aproximadamente el 80 % de la inversión total y el 75 % del costo total de la inversión en perforación se encuentra relacionado con el costo de materiales y servicios al pozo, los cuales son el resultado del diseño del pozo (diseño de TP y TR, barrenas, sistema hidráulico, etc) y su objetivo final.

Por lo anterior y debido a la naturaleza de los yacimientos en la Región Norte (arenas compactas de baja permeabilidad) es que se decidió utilizar la tecnología "tubingless", de tal forma que los tiempos y costos en los materiales y

servicios se han reducido en la perforación, y de manera proporcional se ha incrementado la rentabilidad de la explotación de estos campos.

En capítulos anteriores hemos mencionado los aspectos teóricos y procedimientos de las operaciones más importantes de terminación de pozos. En el presente tomaremos como ejemplo de la cuenca de Burgos y de las consideraciones de diseño de los pozos de esta región.

IV.1 Optimización en el diseño de pozos en la Cuenca de Burgos ²³.

Desde 1994, en los campos Arcos, Arcabuz – Culebra – Peña Blanca, Cuitláhuac, Mojarreñas, Santa Anita, Santa Rosalia, Benavides, Carretas – Picadillo – Viboritas, Géminis – Quitrín, Misión, Oasis – Oveja – Corindón – Pandura y Rodeo del Distrito Reynosa, se ha modificado la geometría de los pozos de cuatro a tres etapas (Figura 4.1) de modo que las tuberías de explotación son terminadas como 'tubingless' (tubería reducida, con doble función, tanto de revestimiento como de explotación en la última etapa), y la lechada de cemento ha sido desplazada con agua salada, lo que representa ventajas operativas y reducción en tiempo lo que representa un ahorro económico en la terminación del pozo.

Asimismo, la utilización de barrenas PDC han permitido incrementar los avances en velocidades de penetración.

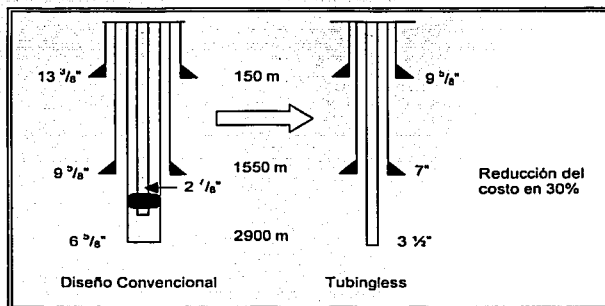


Fig. 4.1 Diseño optimizado del pozo de gas

Dentro de las operaciones de terminación se han implementado como medidas de mejoramiento, las siguientes:

- Implementación convencional de la terminación 'tubingless'.
- Terminaciones múltiples.
- Optimización en trabajos de fracturamiento.
- Diseño con simuladores 3D.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

- Utilización de arenas sílicas y sintéticas de alta resistividad y conductividad, como material apuntalante en los fracturamientos.
- Mejora en fluidos de fractura y un estricto control de calidad.
- Utilización de la TF para operaciones de fractura, limpieza, molienda de tapones de cemento y arena (fig. 4.2).

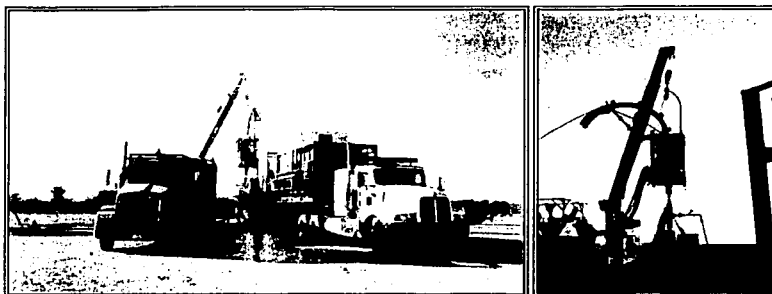


Fig. 4.2 Operación de limpieza con tubería flexible.

IV.2 Perforación de agujeros con diámetro reducido ⁴.

El primer paso para la aplicación de la terminación "Tubingless", es reducir la geometría del pozo, lo cual consiste tanto en reducir el diámetro del agujero como el de la TR. La perforación con este tipo de pozos requiere de un estricto control en las caídas de presión por fricción.

En la actualidad existen tres diferentes técnicas para la perforación de pozos con diámetro reducido como son perforación rotatoria, con motor de fondo y de muestreo continuo. En ocasiones estas técnicas han llegado a combinarse para optimizar el avance y abatir costos desde un 40% hasta 70 %; el ahorro se debe al uso de equipos más pequeños, ritmos altos de penetración, lo que nos lleva a reducir el tiempo requerido para la perforación, etc.

La técnica de perforación rotatoria prácticamente es la misma que se emplea para un pozo convencional, con la diferencia en los diámetros de la TP y el tamaño de las barrenas utilizadas.

Las barrenas utilizadas en esta técnica son de Diamante Policristalino (PDC), con las cuales se alcanzan velocidades altas de rotación.

El uso del motor de fondo ha cobrado relevancia debido a que cuando se ha utilizado, se ha logrado un aumento en los ritmos de perforación y se han reducido los problemas por pozo perforado. Hoy en día su uso se ha extendido a la perforación de pozos convencionales, desviados y horizontales y por supuesto en pozos con agujero de diámetro reducido.

Con el empleo de motores de fondo pequeños ($1 \frac{1}{2}$ a $3 \frac{3}{8}$ pg.) se alcanzan altas velocidades de rotación de 500 a 1000 rpm y bajo torque, además se obtienen ritmos de penetración de 3 a 4 veces más que con los equipos rotatorios para perforar pozos con agujero de diámetro reducido.

IV.3 Aplicación de la técnica de terminación "Tubingless" ^{4,24}.

Como se mencionó anteriormente esta técnica de terminación se ha utilizado en México a lo largo de la última década en pozos de la Región Norte de México. Debido a que por la naturaleza de los campos (arenas compactas, productoras de gas) este tipo de terminación resulta bastante rentable, ya que la vida de producción de estos pozos es corta, sus ritmos de producción son altos y dada su naturaleza no se le pueden efectuar reparaciones a este tipo de terminación.

Para la implementación de esta técnica, como primer paso es necesario reducir la geometría del pozo utilizando el concepto de agujero esbelto y el segundo es aplicar la terminación "Tubingless".

La diferencia con la terminación convencional es que ésta requiere barrenas de $17 \frac{1}{2}$ ", $14 \frac{1}{4}$ ", y $8 \frac{1}{2}$ ", para introducir tuberías de revestimiento de $13 \frac{3}{8}$ ", $9 \frac{5}{8}$ " y 7 " respectivamente. Para esto se utilizaba una tubería de perforación de $4 \frac{1}{2}$ " en las tres etapas del pozo debido a la resistencia del tubo a tensión, torsión e hidráulica requerida. Finalmente la terminación se hacía con un aparejo de producción de $2 \frac{7}{8}$ " con un empacador permanente colocado arriba del intervalo productor. En el programa de perforación de agujero esbelto se emplean barrenas

de 17 1/2", 12 1/4", 8 1/2" y 5 5/8" ó 6 1/8" para introducir tuberías de revestimiento de 13 3/8" 9 5/8", 7" y 3 1/2" respectivamente. (Fig. 4.3)

La tubería de 3 1/2" se utiliza para perforar la última etapa del pozo, y posteriormente se cementa como tubería de explotación y así producir a través de ella. La TP debe ser cementada hasta arriba de la zapata de la TR anterior y posteriormente dispararse para inducir el pozo a producción. A esta técnica de terminación se le conoce como Terminación 'Tubingless'.

De este modo la tubería de 3 1/2" cumple con las funciones fundamentales como son perforación, revestimiento y producción.

El primer paso para diseñar la tubería de producción es aplicar un análisis de esfuerzos triaxial, con la finalidad de escoger la tubería adecuada. Esto es, por que en la etapa de producción la tubería se encuentra sujeta a incrementos de temperatura, los cuales a su vez causan incrementos en la longitud y en las fuerzas compresivas, que por lo general afectan la estabilidad de la tubería en la parte superior (parte no cementada), pudiendo ocasionar pandeo helicoidal, lo cual pudiera derivar en la obstrucción durante la introducción de herramientas de línea de acero y del mismo modo en la bajada y recuperación de pistolas de disparo;

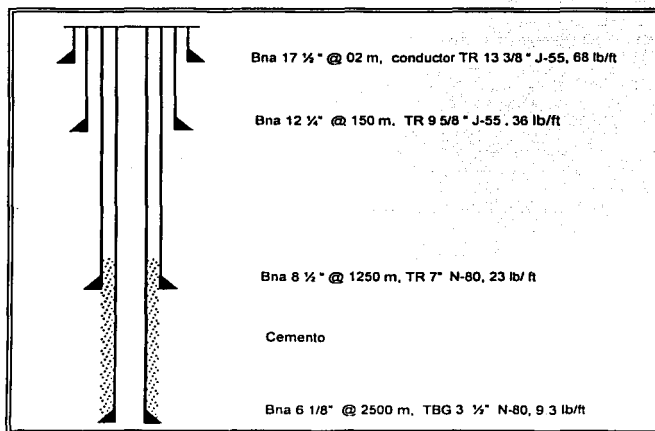


Fig. 4.3 Estado mecánico de pozos con terminación Tubingless

adicionalmente a las fallas de los coples por compresión de la tubería.

La cementación de pozos con TP representa una operación crítica, por lo que es necesario asegurar una 'buena' cementación primaria. Se debe tener un análisis cuidadoso en el acondicionamiento del fluido de perforación (densidad y viscosidad) previo a la cementación, adicionalmente el cemento deberá contener un aditivo que permita controlar la migración del gas que existe en la formación al estar desplazando el cemento. La lechada del cemento debe ser lo más "newtoniano" posible para mejorar el desplazamiento del lodo. Un cemento densificado clase H o una mezcla de peso ligero y Clase H proporciona propiedades de flujo deseables. Hay que preparar la mezcla a un mismo tiempo con el fin de obtener una mayor uniformidad en la lechada.

La operación se realiza rotando la tubería de 15 a 20 rpm durante la cementación, y el desplazamiento se debe realizar con fluido de terminación (salmuera). Una vez realizada la cementación se dispara la formación para poner en comunicación al yacimiento con el pozo y probar las zonas productoras después de la perforación (disparar), posteriormente se realiza un fracturamiento a la formación debido a que estos pozos presentan baja permeabilidad en los intervalos productores.

IV.3.1 Diseño de la tubería de producción.

La apropiada selección e instalación de la tubería de producción (TP) es una parte crítica del programa de terminación de un pozo. La TP debe ser de un tamaño adecuado, de manera que pueda ser corrida y manejada eficientemente dentro del agujero, esto genera que deba ser diseñada por fuerza de tensión y por presiones externa e interna, además de considerar las acciones de corrosión por presencia de gas.

El diseño de la tubería de producción es esencialmente el mismo que el de la tubería de revestimiento. Solo que en este caso se debe de considerar el tipo de TP a utilizar. El más común que se utiliza es el de disminuir el diámetro de TP conforme aumenta la profundidad del pozo.

Con un peso uniforme en la TP se puede obtener el límite de la fuerza de tensión en el aire con la tabla siguiente:

| Grado | Factor de seguridad | | |
|---------|---------------------|--------|--------|
| | 1.50 | 1.60 | 1.75 |
| J - 55 | 10 200 | 6 600 | 8 000 |
| C - 75 | 13 900 | 13 000 | 11 900 |
| N - 80 | 14 800 | 13 900 | 12 700 |
| P - 105 | 19 500 | 18 300 | 16 700 |

Comúnmente se utiliza un factor de diseño por tensión de 1.60 para una TP de tamaño uniforme.

El factor de diseño por colapso no debe ser menor a 1 basándose está en la presión diferencial que pueda ser aplicada. La TP no debe estar sujeta a presiones internas mayores a su rango de presión dividido entre 1.3.

IV.3.2 Consideraciones de la cementación en pozos con "Tubingless".

Como se mencionó anteriormente, en la cementación de la TP utilizando "Tubingless", las operaciones de cementación son críticas y por lo tanto la cementación primaria debe ser exitosa. Para ello, hay que poner especial énfasis en: a) las condiciones de fluido de perforación antes de la cementación; b) la mezcla de la lechada; c) tipo de lechada, la cual debe incluir en su composición un aditivo anti-migratorio de gas; d) método de desplazamiento y e) hay que considerar el movimiento de la tubería durante la operación. También, se recomienda usar un fluido limpiador (salmuera) para el desplazamiento del cemento y de fluido de terminación. Hay que tomar en consideración dos puntos muy importantes cuando se trata de pozos con "Tubingless": 1) se debe dejar represionada la tubería durante el fraguado, con la suficiente presión para evitar el pandeo en la parte cementada, el cual es función de la diferencia de presiones entre los fluidos en el interior de la tubería y el espacio anular; y 2) como se

mencionó en el párrafo anterior se debe efectuar el desplazamiento con el fluido de terminación, con la finalidad de evitar operaciones con tubería flexible de cambiar el lodo de desplazamiento por fluido de terminación.

En áreas difíciles donde se tienen bajos gradientes de fractura de formación, se debe emplear lechadas de baja densidad para lograr una cementación primaria exitosa. Las lechadas de baja densidad tienen la desventaja que a medida que se reduce la densidad también se reducen los esfuerzos de gelatinosidad y aún, con la densidad de la lechada en su valor más bajo, se obtiene una presión hidrostática de la columna que puede exceder la presión crítica de fractura de la formación; en este caso, se debe de hacer una cementación por etapas, usando métodos mecánicos para reducir la presión hidrostática de la lechada y dejar un tiempo para que fragüe el cemento en cada etapa.

Otro de los problemas que se pueden presentar tanto con lechadas convencionales como ligeras, es que estas se pueden cortar con gas de la formación durante su desplazamiento, para poder evitar esto, se debe aplicar una presión en el espacio anular para intentar balancear la presión hidrostática en la base de la columna con la presión de formación; el resultado frecuentemente obtenido de este método es un sobre balanceo y pérdida de lechada hacia la formación.

IV.3.3 Terminando pozos "Tubingless" ¹¹.

La práctica normal en esta técnica, es la de retirar el equipo de perforación después de haber cementado la última etapa. Como regla, operaciones de disparos a la formación, estimulación, o algún otra operación de terminación, se pueden llevar a cabo sin el equipo de perforación. Sin embargo, en caso de ser requerido, se puede llevar al pozo un equipo pequeño de terminación o mantenimiento.

Debido a las limitaciones de espacio en el fondo del pozo, se debe hacer un cuidadoso análisis de las pistolas de disparo disponibles, con el fin de asegurar el tamaño correcto del agujero y una adecuada penetración hacia la formación.

Algunas de las pistolas comúnmente usadas son la "scallop" y las pistolas en línea. La pistola tipo "scallop" proporciona un menor daño (resquebrajamiento) a la tubería de revestimiento.

Antes de disparar, se deben correr registros radioactivos y registros de cople para poder correlacionar la profundidad a la que se desea operar. Las herramientas de registro en pozos revestidos están disponibles hasta 2" de diámetro. Los registros en agujero descubierto están disponibles en 4 ½" de diámetro.

A pesar de que el objetivo original de la terminación 'tubingless' era el de reducir los costos iniciales del pozo, la experiencia nos ha demostrado que los mayores ahorros se han obtenido en los trabajos de terminación y mantenimiento en este tipo de pozos. Todas las operaciones que se llevan a cabo en el pozo (cementación forzada, disparos o consolidación de arenas, etc.) pueden ser realizadas con equipo de línea de acero, cable eléctrico, etc.

IV.4 Características de los disparos.

La penetración dentro de la formación es considerada de importancia secundaria debido a que las fracturas generalmente proceden de la base de los disparos. Una penetración de 4 a 6 pg dentro de la formación es la adecuada. La selección de la pistola para tratamientos típicos de fracturamiento hidráulico se basa en los requerimientos de dimensiones del disparo, densidad y fase de los disparos. Para tratamientos de fracturamiento se sugiere un defasamiento de 20° a 60° para facilitar la intersección de los disparos con las fracturas con el fin de mantener bajas presiones de bombeo. Para tratamientos de acceso limitado comúnmente se usan pistolas de carga formada fase 0° para proporcionar los disparos individuales requeridos.

Los pozos que van a ser fracturados hidráulicamente pueden ser disparados en condiciones de sobrebalance o de bajobalance, la selección dependerá de las condiciones del yacimiento. La planeación cuidadosa y el análisis del yacimiento asegurará la compatibilidad entre el método de disparo y el

tratamiento seleccionado, con la finalidad de reducir el daño al pozo y elevar la productividad del mismo.

IV.5 Fracturamiento hidráulico en pozos con terminación 'tubingless'.

Como mencionamos anteriormente estos pozos tienen baja permeabilidad en los intervalos productores. Es por ello que una vez que han sido disparados, se procede a un fracturamiento (fig. 4.4), los cuales se realizan con tapones temporales de arena, los cuales se remueven con tubería flexible.

Debido a la litología de estos campos, existen intervalos que tienen poca importancia para su explotación, por lo que se omiten en un inicio, sin embargo posteriormente se ponen a producir haciendo disparos (disparos selectivos) a la tubería y realizando el correspondiente fracturamiento a la formación.

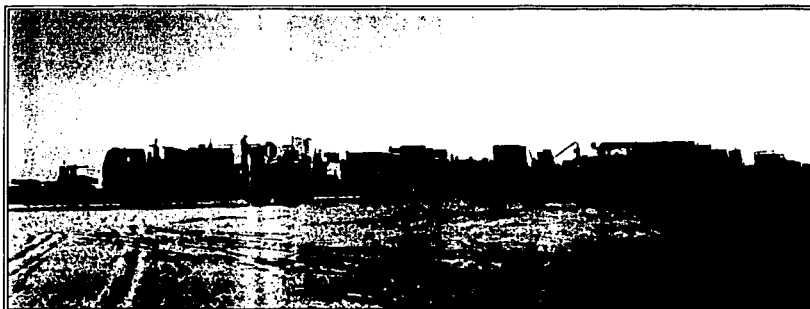


Fig. 4.4 Equipo de fracturamiento durante una la realización de un trabajo.

IV.6 Seguridad en las operaciones.

La realización de prácticas seguras tanto en las operaciones como en el personal es una cuestión que ha venido tomando mucha fuerza durante los últimos años en la industria petrolera. Durante los últimos seis años, la seguridad se ha reforzado de manera que los trabajadores realizan sus labores con mayor eficiencia y confianza, con esto se ha elevado la productividad en todos aspectos. La meta es tener operaciones 'cero accidentes'.

Algunas de las acciones que se han tomado e impulsan la seguridad son:

- ❑ Compromiso total con la seguridad de la dirección operativa.
- ❑ Reuniones de seguridad antes de iniciar cada trabajo en el sitio.
- ❑ Aplicación de listas de verificación antes de iniciar la ejecución de trabajos con potencial de riesgo.
- ❑ Simulacros de operación, de control de brotes y de cierre de pozo.
- ❑ Capacitación a todos los niveles.

Conclusiones.

1. El presente trabajo tiene la finalidad de servir como un material de apoyo a los estudiantes que cursan la carrera de ingeniería petrolera, mostrando los aspectos más importantes de las operaciones de terminación de pozos que se realizan actualmente, así como la aplicación de nuevas tecnologías para la optimización de la producción de hidrocarburos (gas y aceite).
2. Hay que señalar que el diseño de la terminación (tipo de pistola, cantidad y control de la información, etc) dará como resultado pozos exitosamente productores.
3. El trabajo de estimulación a pozos ha demostrado no sólo ser una medida correctiva, sino ser parte del diseño original de la terminación con el fin de aumentar el índice de productividad. En yacimientos de arenas compactas de baja permeabilidad, la mejor opción de estimulación es el fracturamiento hidráulico con apuntalante.
4. El éxito operativo en pozos esbeltos o de diámetro reducido ha sido el empleo de la tubería flexible en las operaciones de reparación de pozos (limpieza, molienda de tapones, colocación de tapones, fracturamientos, etc).
5. La aplicación de la reingeniería en los procesos de terminación de pozos en la cuenca de Burgos ha dado como resultado el incremento en la productividad en los yacimientos de esta región. La adopción de la terminación 'tubingless' ha probado ser una innovación en el diseño de los pozos, lo cual ha dado una reducción de tiempo y costos, y una mayor vida productiva de los pozos.

Recomendaciones

1. La tecnología en la industria petrolera se encuentra en constante desarrollo, por lo cual es importante que el ingeniero petrolero este al tanto de estos avances para hacer frente a los retos y necesidades que se presentan día con día en el sector petrolero. La actualización y la capacitación es parte fundamental de este proceso.

2. El proceso de la terminación de pozos se realiza basándose en diseños previos, por lo que es conveniente que estos sean acoplados a las necesidades propias del yacimiento, tomando en consideración las bases teóricas e históricas para mejorar los diseño cuando sea necesario.
3. El ingeniero petrolero deberá procurar la optimización de los procesos en beneficio, entre otros, del cuidado del medio ambiente; promoviendo que la seguridad industrial y la ingeniería ambiental formen parte de los programas académicos profesionales.

Bibliografía

1. Short, J.A ; "Drilling and casing operations" ; Pennwell Books, 1982.
 2. Economides, Michael J. Et al; "Petroleum well construction", John Wiley & Sons, 1988.
 3. Garaicochea, Francisco; Benitez, Miguel Angel; "Apuntes de terminación de pozos" ; Facultad de Ingeniería, UNAM, 1983.
 4. Araiza de la Rosa, Gabriela; Pichardo Hernández, Armando; "Tecnología de perforación con tubería de producción y tubería de revestimiento"; Tesis Facultad de Ingeniería, UNAM; 2001.
 5. Folleto Técnico, "Productos para la industria petrolera TAMSA" , Tubos de Acero de México S.A, TAMSA.
 6. Darley, H.C.H; Gray, George R.; "Composition and properties of drilling and completion fluids"; Gulf Publishing Company, 1998.
 7. Berham, Larry et al; "Perforating practices that optimize productivity" ; Oilfield Review, Schlumberger, 2000.
 8. "Manual de procedimientos para disparos" ; Gerencia de perforación y mantenimiento Región Sur.
 9. Bell, W.T et al; "Production Operations Course I" ; Society of Petroleum Engineers.
 10. Blackburn, James et al; "Production Operations Course II" ; Society of Petroleum Engineers.
 11. Allen, Thomas O; Roberts, Roberts, Alan P; "Production Operations Vol.1, Well completions, workover and stimulation" ; Oil and Gas consultants international, Inc.;1998.
 12. Hill, A.D; "Production logging, theoretical and interpretative elements"; 1990
 13. Allen, Thomas O; Roberts, Roberts, Alan P; "Production Operations Vol.2, Well completions, workover and stimulation" ; Oil and Gas consultants international, Inc.;1998.
 14. Howard, H.C ; Fast, C.R ; "Hydraulic fracturing", SPE Reprint Series No.28; Society of Petroleum Engineers; 1970.
-

15. Tipton, Steven; "World Oil's Coiled Tubing Handbook"; Gulf Publishing Company, 1993.
16. Pineda Salas, Emilio; "Perforación de pozos con tubería flexible"; Tesis Facultad de Ingeniería, UNAM; 1999.
17. García Muñoz, Norma Araceli, "Equipo y diseño de la perforación de pozos"; Tesis Facultad de Ingeniería, UNAM; 1999.
18. Unidad de perforación y mantenimiento de pozos, "Un siglo de la perforación en México", PEMEX Exploración y Producción, 2000.
19. Gray, Forest; "Petroleum Production in Nontechnical Language"; Pennwell Books.
20. "Evaluación de formaciones", Schlumberger Oil Field Services, 1984.
21. López Ramos Ernesto, "Geología de México", Editorial Trillas.
22. Pemex Exploración y Producción; "Hydrocarbon Reserves of México Vol.II Major Oil and Gas Fields of Mexico"; PEMEX, 1999.
23. Héctor E. Palma Valenzuela, "Historia y situación actual de la extracción de gas natural en la cuenca de Burgos", Boletín de tecnología e ingeniería, PEMEX Exploración y Producción, Nov – Dic. 2002.
24. Revista Petróleo Internacional; año 1957, No. 6; Sept – Oct. 1998.
25. Ramírez Briceño, Efraín; Pérez Araiza, Omar; "Ingeniería de pozos"; Tesis Licenciatura, Facultad de Ingeniería; UNAM, 2001.