

01124
21



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

Facultad de Ingeniería

**" Equipo y herramientas empleadas en
operaciones de perforación, terminación y
reparación de pozos con tubería flexible. "**

T E S I S

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

p r e s e n t a

JOSÉ GUADALUPE IBARRA QUINTERO

Asesor: M.I. Joaquín Mendiola Sánchez

México, D. F.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

2003



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

PAGINACION DISCONTINUA



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-936

SR. JOSE GUADALUPE IBARRA QUINTERO
Presente

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

**EQUIPO Y HERRAMIENTAS EMPLEADAS EN OPERACIONES DE PERFORACION,
TERMINACION Y REPARACION DE POZOS CON TUBERIA FLEXIBLE**

- I INTRODUCCION
- II ANTECEDENTES
- III ELEMENTOS QUE INTEGRAN EL EQUIPO DE TUBERIA FLEXIBLE
- IV HERRAMIENTAS EMPLEADAS EN OPERACIONES DE PERFORACION CON TUBERIA FLEXIBLE
- V HERRAMIENTAS EMPLEADAS EN OPERACIONES DE TERMINACION Y REPARACION DE POZOS CON TUBERIA FLEXIBLE
- VI APLICACIONES
- VII CONCLUSIONES
BIBLIOGRAFIA


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 HABLARA EL ESPIRITU"
Cd. Universitario, D. F., a 20 de julio de 2001
EL DIRECTOR


ING. GERARDO FERRANDO BRAVO
GFB*RLLR*gtg

Autorizo a la Dirección General de Exámenes de la UNAM a difundir en formato electrónico el contenido de mi tesis en su totalidad.

NOMBRE: Ibarra Quintero
José Guadalupe
FECHA: 23 de Julio de 2003
FIRMA: 

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

TESIS:

"EQUIPO Y HERRAMIENTAS EMPLEADAS EN OPERACIONES DE PERFORACIÓN, TERMINACIÓN Y REPARACIÓN DE POZOS CON TUBERÍA FLEXIBLE."

PRESENTADA POR:

IBARRA QUINTERO JOSÉ GUADALUPE

9112547-5

DIRIGIDA POR:

M.I. JOAQUÍN MENDIOLA SÁNCHEZ

JURADO PARA EL EXAMEN PROFESIONAL

PRESIDENTE: DR. DANIEL GARCÍA GAVITO

Daniel García Gavito

VOCAL: M.I. JOAQUÍN MENDIOLA SÁNCHEZ

Joaquín Mendiola Sánchez

SECRETARIO: ING. JOSÉ MARTÍNEZ PÉREZ

José Martínez Pérez

1ER. SPTE.: QUÍM. MARÍA CRISTINA AVILÉS ALCANTARA

2DO. SPTE.: ING. JOSÉ JOAQUÍN MANCILLA HERNÁNDEZ

José Joaquín Mancilla Hernández

AGRADECIMIENTOS

A Dios que es nuestra fortaleza en los tiempos difíciles.

Para aquellos a quien debo lo poco que soy y lo mucho que deseo ser, para agradecer sus oraciones, sus innumerables sacrificios e incomparable amor, mis padres, José Isabel Ibarra Guerra (†) y Antonia Quintero Cabrera.

Para quienes me brindaron su incondicional apoyo y gracias a él pude lograrlo, mis hermanos y hermanas, Sara, Marcelino, María de Jesús, Amparo, Leticia, Juan Marcos, Armando, José Isabel, Virgilio y María Areliz y para todos mis sobrinos.

A Marcela Torres Gracia por su amistad y por brindarme su apoyo cuando más lo necesité.

A la Universidad Nacional autónoma de México y a la Facultad de Ingeniería.

CONTENIDO.

CAPÍTULO		PÁGINA
I	Introducción.	1
II	Generalidades.	3
	II.1 Historia de la tubería flexible.	3
	II.2 Desarrollo de la tubería flexible.	3
	II.2.1 Origen de la tubería flexible.	3
	II.3 Fabricación.	5
	II.3.1 Aleación de acero templado en frío y en caliente.	7
	II.3.2. Materiales Exóticos.	7
	II.4 Requerimientos y límites de operación.	8
	II.4.1 Control de calidad de la TF	8
	II.4.1.1 Pruebas no destructivas.	8
	II.4.1.2 Pruebas destructivas.	9
	II.5 Especificaciones generales de la tubería.	9
	II.5.1 Diámetros y longitudes de la TF.	10
	II.5.1.1 Grados y espesores que maneja la compañía Precision Tube Technology.	10
	II.5.1.2 Compañía Southwestern (División Cymax).	11
	II.5.1.2.1 Cymax 100 Ksi.	11
	II.5.1.2.2 Cymax 800,000 psi (800 Ksi).	13
	II.5.1.2.3 Cymax 75000.	14
	II.5.1.2.4 Cymax 55,000.	15
	II.5.1.2 Compañía Quality Tubing.	15
	II.5.1.3.1 QT-1000.	15
	II.5.1.3.2 QT-800.	15
	II.5.1.3.3 QT-700.	18
	II.6 Ventajas y desventajas.	20
	II.6.1 Ventajas.	20
	II.6.1.1 Factores técnicos.	20
	II.6.1.2 Factores económicos.	20
	II.6.2 Desventajas.	20
	II.6.2.1 Factores técnicos.	20
	II.6.2.2 Factores económicos.	20

CAPÍTULO

PÁGINA

III	Equipo de tubería flexible.	21
	III.1 Componentes principales.	21
	III.2 Cabeza inyectora de tubería.	21
	III.2.1 Arco gufa de la tubería.	22
	III.2.2 Cadenas.	23
	III.2.3 Motores hidráulicos.	25
	III.2.4 Indicador de Peso.	25
	III.2.5 Modelos de cabeza inyectora.	26
	III.3 Unidad de potencia.	28
	III.4 Carrete de tubería.	30
	III.4.1 Unión giratoria.	31
	III.4.2 Gufa de tubería.	31
	III.4.3 Medidor de profundidad.	32
	III.4.4 Lubricador de tubería.	32
	III.4.5 Especificaciones técnicas de los carretes de para TF.	32
	III.5 Cabina de control.	34
	III.6 Equipo para el control de pozo.	35
	III.6.1 Preventores.	35
	III.6.1.1 Preventores "combi".	37
	III.6.2 Estopero.	38
	III.6.2.1 Estopero convencional.	38
	III.6.2.1 Estopero tipo ventana.	38
	III.7 Equipo auxiliar.	40
	III.7.1 Grúa de maniobras.	40
	III.7.2 Subestructura.	40
	III.7.3 Presas de fluidos.	40
	III.7.4 Bombas de lodos.	40
IV	Herramientas empleadas en operaciones de perforación de pozos con tubería flexible.	41
	IV.1 Aparejo de perforación.	41
	IV.1.1 Tipos de conexiones.	42
	IV.1.2 Conectores para TF.	42
	IV.1.2.1 Tipos de conectores para TF.	42
	IV.1.3 Motores de fondo.	51
	IV.1.4 Herramienta perforadora de impacto.	53
	IV.1.5 Barrenas.	54
V	Herramientas empleadas en operaciones de terminación y reparación de pozos con tubería flexible.	55

CAPÍTULO

PÁGINA

V.1	Terminación.	55
V.1.1	Componentes de la sarta de velocidad.	55
V.1.2	Aparejos de producción.	56
	V.1.2.1 Aparejos con bombeo neumático.	57
	V.1.2.2 Aparejos con bombeo electrocentrífugo.	58
	V.1.2.3 Aparejos con bombeo hidráulico.	59
V.1.3	Colgadores.	60
V.1.4	Empacadores.	62
V.2	Pesca.	63
V.2.1	Pescantes de agarre exterior.	63
V.2.2	Pescantes de agarre interior.	65
V.2.3	Pescantes para agarre de herramientas sueltas.	66
V.2.4	Pescantes para líneas de acero.	67
V.2.5	Sarta de pesca.	67
	V.2.5.1 Herramientas desprendibles de "un jalón".	69
	V.2.5.2 Herramienta de jalón.	69
	V.2.5.3 Pescantes exteriores.	70
	V.2.5.4 Pescantes interiores.	71
	V.2.5.5 Pescantes de enchufe y arpones.	72
	V.2.5.6 Herramientas re-enganchables hidráulicas.	73
	V.2.5.7 Juntas de seguridad.	74
	V.2.5.8 Válvulas de contrapresión.	75
	V.2.5.9 Válvula de contrapresión con asiento para esfera.	75
	V.2.5.10 Válvula de contrapresión de charnela.	75
	V.2.5.11 Aceleradores.	76
	V.2.5.12 Martillos.	77
	V.2.5.13 Percusor hidráulico.	78
	V.2.5.14 Motor de pesca.	78
	V.2.5.15 Receptáculo trampa.	78
	V.2.5.16 Juntas de charnela y sustitutos de flexión.	78
	V.2.5.17 Centradores.	79
	V.2.5.17.1 Centradores rígidos.	79
	V.2.5.17.2 Centradores flexibles.	80
	V.2.5.17.3 Centradores eslabón.	80
	V.2.5.17.4 Centradores hidráulicos.	80
	V.2.5.18 Conectores para TF.	81
	V.2.5.19 Juntas de rodilla.	82

CAPÍTULO**PÁGINA**

	V.2.5.20	Block de impresión.	82
	V.3	Toma de registros.	83
	V.4	Disparos.	84
	V.4.1	Aparejo de fondo (BHA) para disparos.	84
	V.4.1.1	Conectores.	85
	V.4.1.2	Unión sustituta de paso.	85
	V.4.1.3	Válvula de charnela doble.	86
	V.4.1.4	Soltador hidráulico.	86
	V.5	Estimulaciones.	86
	V.5.1	Estimulación selectiva.	86
	V.5.2	Componentes de la sarta de fondo.	87
	V.6	Escarifiamento.	90
	V.6.1	Arreglo de fondo típico para escariar.	90
	V.7	Limpiezas.	93
VI		Aplicación de la tubería flexible.	95
	VI.1	Control de pozos con tubería flexible (TF).	103
	VI.1.1	Consideraciones para el diseño y la colocación del peso del fluido de control.	106
	VI.1.2	Aplicación práctica de las operaciones de control de pozos a través de tubería.	116
	VI.1.3	Opciones de bombeo para el control de pozos, para minimizar el daño inducido a la formación.	117
	VI.1.4	Selección apropiada del equipo de control de tubería flexible superficial y de fondo.	125
	VI.1.5	Planeación del programa de bombeo hidráulico del fluido para la intervención del pozo con TF.	135
	VI.2	Metodología.	142
	VI.3	Ejemplo de aplicación.	144
VII		Conclusiones.	153
		Bibliografía.	155

LISTA DE FIGURAS.

FIGURA		PÁGINA
II.1	Proceso de fabricación al sesgo.	6
II.2	Procesos de fabricación por inducción de alta frecuencia.	7
III.1	Equipo de TF.	21
III.2	Componentes de la cabeza inyectora.	22
III.3	Cadenas.	23
III.4	Componentes de la cadena de la cabeza inyectora.	24
III.5	Diseños de grapa tipo block.	24
III.6	Motores hidráulicos.	25
III.7	Indicador de peso.	25
III.8	Unidad de potencia integrada en el mismo patín de la cabina de control.	29
III.9	Unidad de potencia montada en un patín independiente.	29
III.10	Esquema de la unidad de potencia.	30
III.11	Componentes del carrete de TF.	31
III.12	Medidor de profundidad.	32
III.13	Carrete de TF modelo 6110 Es diseñado para manejar carretes de embarques.	33
III.14	Carrete de TF modelo 3015 de capacidad para 15,000 pies de tubería de 1 3/4" de diámetro.	33
III.15	Carrete de TF modelo 1015, su capacidad es de hasta 15,000 pies de tubería de 1 1/4" de diámetro.	34
III.16	Ariete ciego.	35
III.17	Ariete de corte.	36
III.18	Ariete de cuñas.	36
III.19	Ariete de tubería.	36
III.20	Preventor cuádruple.	37
III.21	Estopero convencional Stewart y Stevenson.	38
III.22	Estopero tipo ventana Stewart y Stevenson.	39
III.23	Mínimo equipo de control requerido.	40
IV. 1	Aparejo de perforación.	41
IV.2	Estructura típica de un conector.	43
IV.3	Conector de cuñas.	44
IV.4	Conector con tornillos de presión.	45
IV.5	Conector con cuñas y tornillos de presión.	45

FIGURA

PÁGINA

IV.6	Conector ondulado (roll-on).	46
IV.7	Conector hidráulico rápido.	46
IV.8	Conector de ensamble de herramienta de registro.	47
IV.9	Conector amortiguador.	48
IV.10	Motor de Fondo.	49
IV.11	Sección de potencia de motor de fondo.	50
IV.12	Sección de potencia corte transversal de motor de fondo.	50
V.1	Configuración típica de sarta de velocidad.	56
V.2	Configuración típica de bombeo neumático con tubería flexible.	57
V.3	Configuración típica de un aparejo de BEC con tubería flexible.	59
V.4	Colgador de la TF.	60
V.5	Cuñas internas del colgador de TF.	61
V.6	Colgador de la TF de cuñas segmentadas.	61
V.7	Empacador.	63
V.8	Pescante de agarre exterior bowen.	64
V.9	Pescante de agarre exterior tipo tarraja.	65
V.10	Pescante de agarre interior tipo arpón.	65
V.11	Pescante de agarre interior tipo machuelo.	66
V.12	Canasta de circulación inversa.	66
V.13	Configuración del ensamble de pesca.	68
V.14	Ejemplos típicos de sargas de pesca con TF.	69
V.15	Herramienta de jalón.	70
V.16	Pescante exterior.	71
V.17	Pescante interior.	72
V.18	Pescantes (a) de arpón y (b) de enchufe.	73
V.19	Juntas de seguridad.	74
V.20	Válvula de contrapresión con asiento para esfera.	75
V.21	Válvula de contrapresión de charnela.	76
V.22	Aceleradores.	77
V.23	Martillos.	77
V.24	Centradores rígidos.	79
V.25	Centrador tipo eslabón.	80
V.26	Centradores hidráulicos.	81
V.27	Conector de grapa.	81
V.28	Conector roscado.	82
V.29	El sistema de registros eléctricos con TF.	83
V.30	Arreglo del aparejo de fondo de las pistolas encapsuladas TCP.	84
V.31	Conector atomillado.	85

FIGURA		PÁGINA
V.32	Operación típica de la herramienta SST a través de la tubería.	87
V.33	Componentes de la herramienta SST.	88
V.34	Arreglo de fondo con TF en operaciones de escariamiento.	92
V. 35	Trompos de circulación.	93
V.36	Trompo tipo jet.	94
VI.1	Configuración de la elevación de la cabeza inyectora.	105
VI.2	Elevación de la unidad giratoria con respecto a un punto de referencia dentro del agujero	106
VI.3	Información de la terminación y orientación del agujero.	109
VI.4	Ejemplo del cambio en la densidad del fluido ocasionada por la temperatura y la presión para condiciones de agujero dadas.	112
VI.5	Estado mecánico de un pozo para una operación de control con TF.	114
VI. 6	Programa de presión de estrangulación superficial.	115
VI. 7	Ejemplo del cierre del pozo cuando alcanza equilibrio con la estratificación de los fluidos.	117
VI.8	Colocación de las esferas de gel viscoso.	123
VI.9	Colocación de tapones de arena los tapones como un mecanismo de control de pérdida de fluido.	125
VI.10	Predicción de las presiones hidrostáticas.	127
VI.11	Componentes del equipo recomendado para el control de pozos en operaciones de presión de categoría (PSC) 1.	130
VI.12	Componentes del equipo recomendado para el control de pozos en operaciones de categoría (PSC) 2.	131
VI.13	Componentes del equipo recomendado para el control de pozos en operaciones de categoría (PSC) 3 y 4.	133
VI.14	Tubo colapsado.	135
VI.15	Predicción de la ΔP para las etapas de control en un gasto de 0.26 bpm.	139
VI.16	Predicción de la ΔP para las etapas de control en un gasto de 0.55 bpm.	140
VI.17	Ejemplo de un pozo que produce en una plataforma costa afuera con una terminación empacada de grava.	145
VI.18	Como las temperaturas esperadas dentro del pozo afectan densidad y viscosidad del fluido de control de KCl al 3%.	146
VI.19	Como las temperaturas esperadas dentro del pozo afectan densidad y viscosidad del fluido de control de $CaCl_2/CaBr_2$.	147
VI.20	Disminuciones de presiones de la estrangulación y de la bomba en función de la profundidad de TF en el pozo (0.55 bpm de gasto de bombeo).	148
VI.21	Comparación de las pérdidas de fluido debidas al sobrebalance de la presión.	149

LISTA DE TABLAS.

TABLA	PÁGINA	
II.1	Propiedades mecánicas de la tubería flexible de Titanio	8
II.2	Requerimientos mecánicos de TF Cymax 100 Ksi.	11
II.3	Tamaño y Peso de TF Cymax, para un esfuerzo de cedencia de 100 Ksi.	12
II.4	Datos de colapso de TF Cymax 100 Ksi.	12
II.5	Espesor de pared mínimo para TF Cymax 100 Ksi.	13
II.6	Requerimientos mecánicos de TF Cymax 800 Ksi.	13
II.7	Tamaño y peso de TF para un esfuerzo de cedencia de 80 Ksi.	13
II.8	Datos de Colapso de TF Cymax 800 Ksi.	14
II.9	Espesor de pared mínimo de TF Cymax 800 Ksi.	14
II.10	Tamaño y peso de la TF con esfuerzo de cedencia de 75 Ksi.	14
II.11	Tamaño y Peso de la TF con esfuerzo de cedencia de 55 Ksi.	15
II.12	Requerimientos mecánicos de TF QT-1000.	15
II.13	Requerimientos mecánicos de TF QT-800.	16
II.14	Especificaciones de la TF para esfuerzo de cedencia de 80 Ksi.	17
II.15	Requerimientos mecánicos de TF QR-700.	18
II.16	Especificaciones de la TF para esfuerzo de cedencia de 70 Ksi.	19
III.1	Comparación del radio de curvatura permisible (R_y), radio del núcleo del carrete de tubería (R_{REEL}) y radio del arco guía de tubería (T_{GA}) para varios diámetros de tubería.	23
III.2	Especificaciones de los carretes Hydra Rig.	33
IV.1	Características de los conectores.	48
VI.1	Comparación de los programas de presión de estrangulación superficial de control, Método Estándar contra recomendado.	115
VI.2	Categorías de operaciones para control de pozos.	129
VI.3	Pruebas de gasto de la bomba y modelo de validación ΔP de la TF.	136
VI.4	Diseño de la sarta de la TF.	147

CAPÍTULO I.

INTRODUCCIÓN

Con la imperiosa necesidad de reducir los costos de las operaciones de perforación, terminación y reparación de un pozo, se buscan métodos, medios y equipos para lograrlo pero a un costo mucho menor al que tendría sin el uso de dichos adelantos. Uno de estos adelantos es la tubería flexible (TF).

Los aspectos de los avances tecnológicos dentro de las actividades realizadas en el manejo de la tubería flexible, existen partes importantes que están implícitas en el desarrollo de las innovaciones tecnológicas. Para obtener los resultados óptimos se requiere de conocer todos los elementos que integran dicha tecnológica, razón por la cual el equipo que se emplea en la tubería flexible juega un papel muy importante. También es importante realizar un comparativo de esta tecnología con la convencional, es de igual forma importante, la factibilidad del empleo de la tubería flexible en las operaciones de terminación y reparación de pozos.

La tubería flexible ha sido empleada en la industria petrolera desde los años 60s', principalmente para trabajos de servicio a pozos. En la actualidad, el uso de la tubería flexible permite efectuar trabajos tales como la perforación de pozos, control de pozos, inducciones con nitrógeno (aligerar la carga hidrostática de los fluidos del pozo), limpieza (remoción de asentamientos orgánicos e inorgánicos), cementaciones (aislamiento de zonas productoras de agua, aislamiento de zonas depresionadas, aislamiento temporal de zonas productoras, corrección de adherencia en la cementación primaria, tapones de cemento, abandono de pozo) sin necesidad de sacar el aparejo de producción a la superficie, estimulaciones de limpieza, matricial o selectiva (restituir la permeabilidad del yacimiento en la cercanía de la zona productora del pozo), registros y disparos (obtener información mediante la TF. con cable de registro y transportar las herramientas necesarias para la toma de información en agujero descubierto, en agujero revestido, operaciones de disparo y aplicaciones especiales (vídeo)), pescas (recuperación de pescados mediante la TF aprovechando sus cualidades de tensión, empuje, impacto hidráulico y circulación de fluidos), terminaciones (estas aplicaciones pueden ser diseñadas para pozos nuevos o existentes, para optimizar costos y tiempo) y sargas de velocidad (bombeo neumático, bombeo electrocentrífugo y bombeo hidráulico).

El empleo de la TF en las operaciones antes mencionadas puede reducir tiempos y costos sustancialmente ya que no es necesario colocar un equipo de perforación, de terminación o algún equipo especial, como el equipo snubbing. Otras de las ventajas del uso de la tubería flexible en pozos sin equipo, son que sólo se requieren apoyos secundarios, tales como agua, equipo de contraincendios, pipas, etc., los cuales son móviles y de fácil traslado para efectuar la operación.

Todas las ventajas mencionadas anteriormente se acentúan al saber que las operaciones con tubería flexible son seguras, rápidas, económicas, efectivas y no dañan en gran manera el entorno ecológico de gran importancia en nuestros días.

El desarrollo tecnológico de la tubería flexible tanto en los equipos de control como en la fabricación de la tubería; permite el empleo de TF en operaciones donde se requiere controlar altas presiones o donde se requiera de tubería de mayor diámetro.

El objetivo del presente trabajo es el de mostrar el estado actual del equipo y las herramientas existentes en la tecnología de la tubería flexible para operaciones en la industria petrolera, así como la aplicación de la tubería flexible en operaciones de control de pozos.

El desarrollo del trabajo se presenta en tres etapas, realizando una descripción breve de los componentes principales del equipo superficial, así como el despliegue de las herramientas y los accesorios empleados en operaciones de perforación y terminación de pozos, y también se elaboró el tópico referente al control de pozos mediante el empleo de tubería flexible, en donde se muestran las características principales del equipo empleado y los aspectos más importantes de la operación de control de pozos mediante TF.

CAPÍTULO II.

GENERALIDADES.

II.1. Historia de la tubería flexible.

Los inicios de la Tubería Flexible (TF) fueron, antes de la migración europea, a finales de la Segunda Guerra Mundial, los ingenieros desarrollaron y produjeron largas líneas de tubería, desde Inglaterra hasta el continente europeo, con propósitos de suministrar combustible a los aliados.

PLUTO (del inglés Pipe Lines Under the Ocean) es el nombre con el cual se designó el proyecto de fabricación y tendido de líneas a través del canal inglés. Se tendieron un total de 23 líneas, 17 eran de plomo y seis de acero. Las de acero estaban fabricadas en tramos soldados de 20 pies con 30" de diámetro interno por secciones de 4 mil pies de longitud, que luego eran soldadas entre sí y enrolladas en carretes flotantes de 70 pies de ancho por 40 pies de diámetro. Éstas, de aproximadamente 70 millas de longitud fueron tendidas remolcando los carretes a través del canal mientras la tubería se desenrollaba.

El éxito en la fabricación y la facilidad para enrollar la TF, orientó los futuros desarrollos que la llevaron a su uso actual: aplicaciones en pozos petroleros.

Años después se vislumbró su posible aplicación en la industria y no fue hasta mediados de la década de los ochenta. Al principio su aplicación fue escasa debido a los altos costos de fabricación, por no contar con nuevas tecnologías en los procesos y materiales de fabricación, así como el desarrollo de modelos matemáticos de operación, con esto se limitaba sólo a producir tuberías de diámetros pequeños, lo que hacía que su aplicación fuera limitada dentro de la industria petrolera.

Hoy en día la TF ha adquirido un mayor desarrollo tecnológico en los procesos de fabricación y la aplicación de herramientas, con esto se incrementa la posibilidad de su aplicación dentro de la industria petrolera.

II.2. Desarrollo de la tubería flexible.

II.2.1. Origen de la tubería flexible.

La primera práctica completamente funcional de una unidad de tubería flexible fue realizada por la Compañía California Oil Company Y Bower Tools, en 1962. Su propósito fue lavar tapones de arena en pozos de la costa del Golfo.

La cabeza inyectora funcionaba sobre el principio de dos cadenas verticales que giraban una enfrente de la otra; un diseño que en la actualidad se continua utilizando en la mayoría de la unidades de TF.

Fue en 1962, que se fabricó el primer carrete real de TF, se utilizando acero Columbium de alta ductibilidad y baja aleación, laminado. En esos tiempos, la tubería todavía se fabricaba en tramos de 50 pies de longitud, soldados en los extremos; tenían que ser soldadas al tope utilizando una combinación de las técnicas de soldadura Tungsten Insert Gas y Metal Insert Gas, de diámetros externos de 1 3/8, y longitudes de 15 mil pies; las longitudes de la tubería terminada se enrollaba en carretes con diámetro del tambor de 9 pies. El acero de material de alta resistencia y baja aleación High Strength Low Alloy (HSLA), con solamente algunas modificaciones, permanece ahora como el estándar para la tubería. Esta fue la primera unidad de TF operativa basada en los mismos principios y conceptos desarrollados con otros propósitos antes de 1944.

El éxito de la fabricación y la facilidad para enrollar la tubería flexible, orientó los futuros desarrollos que la llevaron a su uso actual: aplicación en pozos petroleros.

Al final de los años 60, se desarrollaron nuevas técnicas que permitieron que las sargas de tubería fueran fabricadas en longitudes mucho más largas. Esto, a su vez, redujo el número de soldaduras a través de la sarga, y mejoró las propiedades del acero. El aumento de la confiabilidad en la tubería flexible benefició significativamente los servicios.

En 1969, la calidad de la tubería se mejoró aún más cuando Southwestern Pipe Inc. comenzó a fabricar tubería usando los nuevos materiales y técnicas. También Quality Tubing Inc. comenzó a fabricar tubería en 1976, con procesos similares a los Southwestern Pipe. En esta época Quality fabricaba tubería exclusivamente para una compañía de servicios. A partir de 1982, Quality Tubing suministró tubería flexible a la industria en general, y con Southwestern Pipe, dominaron el mercado. La técnica utilizada en aquel entonces permitió fabricar tramos continuos de tubería flexible de hasta 1500 ft. de longitud.

Durante los años 80. Los materiales y las sargas de tubería flexible mejoraron de manera significativa.

- ✓ 1980- Southwestern Pipe introduce al mercado tubería con punto de cedencia del acero de 70k psi para tubería continua.
- ✓ 1983- Quality Tubing introduce al mercado tramos de tubería de fabricación continua de 3000 ft.

- ✓ 1987- Quality Tubing desarrollaron la soldadura con inclinación de 45° en las hojas de acero para la elaboración de la TF para incrementar la resistencia de la tubería.

Actualmente se fabrican tuberías de 3/4" hasta 6 5/8" pg de diámetro. Estas tuberías no necesitan soldadura para ensamblar la sarta, y el esfuerzo de cedencia mínimo del material alcanza los 80,000 y 100,000 lb/pg².

En dicho periodo de desarrollo, el diámetro de tubería flexible máximo utilizado comercialmente aumentó, primero a 1 1/2" y en forma subsecuente a 1 3/4". Para 1990, se produjo la primera tubería de 2"; seguida por la de 2 3/8", 2 7/8" y 3 1/2". Hoy en día, la tubería de 2 3/8" es considerada, en términos generales, como el diámetro más empleado en trabajos convencionales para intervenciones con la tubería flexible.

II.3. Fabricación.

Actualmente existen las empresas Preslon Tube Technology, Quality Tubing Inc. Y southwestern pipe Inc. que manufacturan la tubería utilizada en los servicios de TF y se encuentran localizadas in Houston Texas en los Estados Unidos. Los nuevos avances tecnológicos en la fabricación de la Tubería Flexible continua siendo desarrollada por estas empresas dentro del grupo de acero HSLA.

Los tipos de material para la fabricación de tubería flexible son:

- ✓ El acero al carbón convencional HSLA.
- ✓ Acero al carbón templado en frío y caliente.
- ✓ Materiales exóticos.

En la fabricación se emplea un tipo de material A-606 tipo 4 modificado, con acero al carbón HSLA y resistencia al esfuerzo de 70,000 lb/pg², en hojas enrolladas en longitudes de 3,500 pies por rollo, se cortan en tiras continuas lo suficientemente anchas para formar la circunferencia de la tubería, con un ángulo de 45° y soldada al sesgo, (Fig. II.1), se conduce a la estación de rayos X, donde se examina para su aceptación o su rechazo

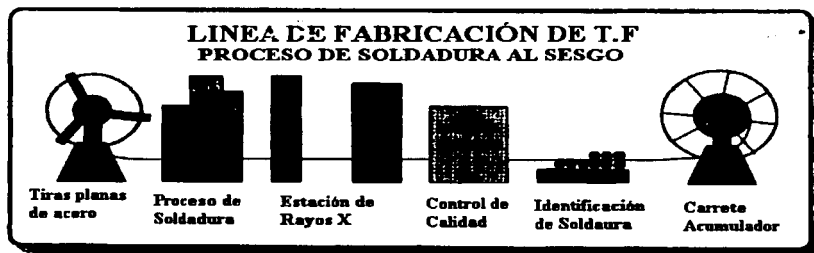


Fig. II.1 Proceso de fabricación al sesgo.

El reforzamiento de la sección soldada se logra mediante una inducción de calor eliminando la dureza y fragilización del proceso de soldadura. Posteriormente, las tiras se aplanan para minimizar la cantidad de material sobrante, se verifica la dureza, espesor de pared, amplitud y alineación, finalmente se introduce en un carrete llamado acumulador.

A continuación se procede a doblar los bordes para transformar el tubo y preparar la soldadura del rollo longitudinal. Posteriormente, en la línea de producción la lámina o franja pasa a través de seis juegos de roles, los cuales conforman el tubo y se encuentran a distancias entre 50 y 80 cm de longitud de acuerdo con el diámetro de tubería a producir. Los roles proporcionan la forma al tubo y a su vez une ambos lados de la lámina longitudinalmente soldándolos mediante una bobina de alta frecuencia que produce una temperatura de fundición (Fig. II.2). Al término de la operación de soldadura, la tubería presenta un reborde exterior, el cual se elimina con un buril y el reborde interno que es ligeramente pronunciado, éste es posible eliminarlo si lo desea el cliente, aunque este proceso no es una práctica normal, ya que éste encarece el costo de la misma. Al continuar con el proceso en la línea de fabricación, el tubo pasa a través de un horno que se encuentra a una temperatura de 1,600 °C, con la finalidad de dar el tratamiento térmico al cuerpo del tubo. El tubo es enfriado con aire y agua, con el objeto de efectuar una inspección de la soldadura y volverla a pasar a otra área de roles para darle nuevamente el diámetro deseado de acuerdo a las especificaciones. Finalmente, se aplica a todo el tubo el tratamiento térmico, a una temperatura de 1,000 °C para relevar los esfuerzos como resultado de su fabricación y orientar su estructura molecular para adquirir la dureza uniforme y propiedades físicas predecibles.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

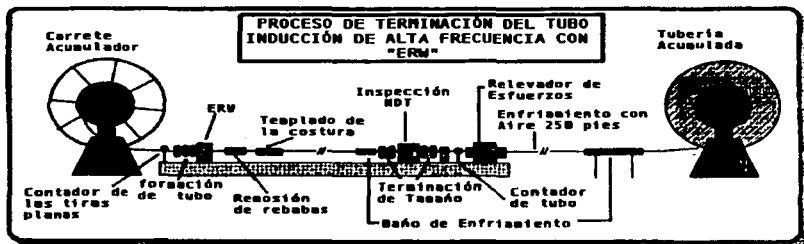


Fig. II.2 Procesos de fabricación por inducción de alta frecuencia.

Por último, en la línea de fabricación de la TF se enrolla en carretes de madera y se traslada al área de prueba hidrostática, en la cual se inyecta agua por el interior de la tubería, hasta una presión equivalente al 80% del valor de cedencia interna, durante un tiempo de 30 minutos. Si no hay fugas, la tubería se prepara para su limpieza desalojando el agua y llenando el interior del tubo con nitrógeno para evitar la corrosión.

II.3.1. Aleación de acero templado en frío y en caliente.

La tubería, inicia con templado en frío y en caliente con resistencia al esfuerzo de 80,000 lb/pg², la fabricación generalmente es la misma que la TF convencional, se sujeta a un tratamiento largo de calor (templado caliente), y le proporciona mayor ductibilidad.

Una sarta de TF, de alta resistencia con propiedades físicas de 100,000 a 110,000 lb/pg², tratada con templado en frío y en caliente, tiene aproximadamente un 40% de mayor resistencia a la presión, por consiguiente los ciclos de vida son mayores que la tubería de acero al carbón convencional.

II.3.2. Materiales exóticos.

En el año de 1992, la empresa Quality Tubing Inc comenzó a rolar la primera sarta de titanio, Los grados 12 y Beta-C, que serán utilizados en servicios extremadamente hostiles de gran resistencia a la corrosión. La TF de titanio Beta-C, incluyen instalaciones permanentes como tubería de producción, en medios ambientes hostiles. El titanio ofrece la capacidad de incrementar la resistencia del material, a la cedencia con una reducción significativa en el peso, en comparación con tuberías de acero HLSA. En la tabla II.1 se muestran las propiedades mecánicas de esta tubería.

El titanio, es resistente a la corrosión de H₂S, CO₂ y HCl inhibido, ocurre una corrosión rápida cuando el titanio está expuesto al HF, aún con inhibidores lo que elimina tratamientos de estimulación con ácidos HCl-HF.

Tipo	Mínima Cedencia	Mínima Tensión	Mínima Elongación
Grado 2	40,000 psi	50,000 psi	20%
Grado 12	70,000 psi	80,000 psi	18%
Beta-C	140,000 psi	150,000 psi	12%

Tabla II.1. Propiedades mecánicas de la tubería flexible de Titanio.¹

II.4. Requerimientos y límites de operación.

II.4.1. Control de calidad de la TF

El propósito en la excelencia de la producción de la tubería, para las necesidades de los clientes y mantener un alto nivel en la calidad, de acuerdo a las normas, se logra mediante rigurosas pruebas e inspecciones, excediendo todas las especificaciones aplicables, como se indica a continuación:

Al recibir el material se realizan análisis para el control de su composición química.

- ✓ Inspección visual y medición de dimensiones de la cinta laminada.
- ✓ Inspección en la unión de las tiras mediante las radiografías, para evitar defectos en la soldadura.
- ✓ Se efectúa la inspección continua a lo ancho y a lo largo en toda su longitud de la cinta con láser para su medición en tiempo real y adquisición de datos digitales, con el propósito de obtener el reporte de control de la capacidad de ésta, que permitan detectar y remover defectos.

Para satisfacer estos requerimientos, se llevan a cabo pruebas destructivas y no destructivas.

II.4.1.1. Pruebas no destructivas.

Inspección ultrasónica. Se efectúa en forma continua en tiempo real y permite detectar el espesor de pared de la sarta y registrarlo en gráficas.

Utilización de pirómetros ópticos. Se efectúa en cada etapa del soldado o tratamiento térmico (para relevar los esfuerzos en el cuerpo de la tubería), mediante pirómetros que permiten ajustar automáticamente la temperatura y un monitoreo en cada operación.

Pruebas electromagnéticas. La costura de la soldadura es continuamente monitoreada empleando pruebas electromagnéticas (corriente de Eddy) y es calibrada al principio y final

de cada sarta fabricada. Se cuenta con una alarma audible y sistema de marcado automático, éstas identifican áreas que tengan que requerir una inspección más detallada.

II.4.1.2. Pruebas destructivas.

Inspección dimensional al inicio y al final de cada sarta. Los valores permitidos en la ovalidad son los siguientes: (más menos 0.010 pg.), espesor de pared (nominal mínimo especificado) y en la costura de la soldadura (más menos 10 % del espesor de pared actual).

Pruebas de tensión. Con muestras tomadas del inicio y final de cada sarta de la TF son probadas a la tensión para verificar el esfuerzo de cedencia (0.2% del método por correlación), la última tensión y el porcentaje de elongación observado. La determinación de propiedades y de pruebas a la tensión son de acuerdo a la norma ASTM A370.

Pruebas de aplastamiento y ensanchamiento. Estas pruebas se efectúan con muestras tomadas al inicio y al final de cada sarta de TF para verificar la integridad de la costura soldada. Estas pruebas están basadas en la norma ASTM A450, la cual se integra en los Anexos de Normas.

Pruebas de dureza. Son realizadas en la cinta de la soldadura en los extremos de las sartas, con secciones de aplastamiento preparadas metalográficamente para las pruebas de microdureza. Varias mediciones son hechas en la costura de la soldadura, asociada a los efectos en zonas afectadas por calentamiento y metal base sin afectar.

Metalografía. Se preparan las secciones cruzadas, las cuales son examinadas metalográficamente para determinar el grado de emparejamiento y examinar la dureza de la costura de la soldadura para la microestructura y normalización.

Prueba hidrostática. La tubería terminada es probada al 80 % de la cedencia teórica de la presión durante 30 minutos, graficando los resultados obtenidos, además, con una esfera de acero de diámetro específico se hace la calibración del diámetro interior de la tubería.

II.5. Especificaciones generales de la tubería.

Las características de la TF se mejoran cada vez más. Las últimas innovaciones son las siguientes:

- ✓ Acero al bajo carbón.
- ✓ Uso de aleaciones modificadas High Streng Low Alloy (HSLA) de alta resistencia y baja aleación.
- ✓ Mínimos esfuerzos a la cedencia de 70,000 y 80,000 psi.
- ✓ Tensión mínima de 80,000 y 90,000 psi.
- ✓ Elongación mínima entre el 28 y 30 %.

- ✓ Dureza máxima de Rockwell de 22 C.
- ✓ Fabricación empalmada para su soldadura a tope.

La fabricación de sartas de TF, deben cumplir con las siguientes normas:

NACE MR- 01-75 e ISO - 9001 para ambientes con ácido sulfhídrico.
API 5L y 5CT para especificaciones de la TF.

Para obtener las siguientes características:

1. La sarta debe ser suficientemente fuerte para soportar las cargas de tensión durante la operación, presión interna y colapso.
2. Resistente a la corrosión y erosión.
3. Debe ser dúctil para ser almacenada en el carrete y pasar a través de la cabeza inyectora.
4. Tener la capacidad de ser soldable tanto en fábrica como en el campo.
5. Contar con un mínimo de soldaduras a tope, ya que éstas son puntos débiles en la sarta.
6. Tener buena resistencia a la fatiga causada por los ciclos y la deformación plástica.

II.5.1. Diámetros y longitudes de la TF.

La fabricación de diámetros de TF varían desde 1" hasta 6 5/8" según los requerimientos de volumen a manejar por el cliente.

La longitud de la TF que se puede manejar está en función del diámetro del carrete en el que se enrollará para ser usada en los diferentes trabajos de la industria petrolera, la nueva generación de carretes pueden contener capacidades de tubería de diámetro de 1 3/4" hasta 25 000 pies de longitud para equipos terrestres y para equipos costafuera en diámetros de tubería de 2 3/8" hasta 17,000 pies de longitud.

La información proporcionada por las compañías muestra ciertas diferencias en cuanto al tamaño (diámetro exterior), variedad en los espesores de pared y la carga aplicada sobre la presión de colapso.

II.5.1.1. Grados y espesores que maneja la compañía Precision Tube Technology .

Para la manufactura de TF (mediados de 1980 a la fecha) se utiliza acero al bajo carbón convencional para requerimientos básicos y acero A-606 tipo 4, modificado para alto esfuerzo con baja aleación (HLSA) existiendo los grados de tubería HS-70 TM con características de 70,000 psi de cedencia mínima y 80,000 psi de esfuerzo mínimo de tensión y HS-80 TM con características de 80,000 psi de cedencia mínima y 90,000 psi de esfuerzo mínimo de esfuerzo de tensión. Con las características citadas, dichas tuberías soportan un rango entre 28 y 30% de elongación.

Hoy en día, se fabrica la TF en grado HS-90 TM con características de 90,000 psi de cedencia mínima y 100,000 psi de esfuerzo mínimo de tensión con el mismo rango de elongación.

El acero que se utiliza para la fabricación de la TF está tratado térmicamente para obtener una dureza Rockwell 22 C máxima, con este tipo de acero se logran las características necesarias para hacerla de tipo continuo, enrollable y soldable.

Existen dos tipos de sargas fabricadas según las necesidades de trabajo para el que sean requeridas, éstas son:

- ✓ Sarga corrida es la que se manufactura en un sólo espesor de pared desde el inicio hasta el fin del proceso de fabricación.
- ✓ Sarga ajustada telescopiada donde varía el espesor de pared.

II.5.1.2. Compañía Southwestern (División Cymax).

Esta compañía fabrica en tamaños de 0.75 hasta 2 pg y en rangos de espesor de pared limitadas. Los grados de cedencia disponibles son de 55,000, 75,000, 80,000 y 100,000 lb/pg².

Cymax desarrolló dos grados de alto esfuerzo, el primero para aplicaciones convencionales, tales como: sargas de trabajo empleadas en pozos profundos y presión normal con un esfuerzo mínimo de cedencia de 80,000 lb/pg². El segundo, para tuberías que manejan altas presiones y pozos muy profundos, este producto es una alternativa radical, para cualquier tubería fabricada hoy día. El mínimo esfuerzo de cedencia para esta tubería es de 100,000 lb/pg², la cual incrementa en un 40% la presión y tensión operativa de la de 80,000 lb/pg².

II.5.1.2.1. Cymax 100 Ksi.

a) Especificación del metal

El metal empleado para la fabricación es de la serie 4100 de una aleación de metales cromo-molibdeno ASTM A-607 modificado.

b) Requerimientos mecánicos tabla II.2.

Propiedades	Valor
Esfuerzo Cedencia Mínimo	100,000 psi
Esfuerzo Tensión Mínimo	105,000 psi
Elongación Mínima	18 % en 2 pg
Dureza Máxima (Equivalente en Tensión)	Rockwell 22 118,000 lb.

Tabla II.2. Requerimientos mecánicos de TF Cymax 100 Ksi.²⁴

c) Tabla II.3 Tamaño y peso de la tubería flexible.

Diámetro Exterior (pulg)	Espesor Parede (mm)	Diámetro Interior (mm)	Peso (lb/ft)	Área (pulg ²)	Carga Cederes (lb)	Presión Cederes (PSI)	Presión Interior (PSI)	Torques (ft-lb)	Capacidad (gpm/1000')	Capacidad (m ³ /1000')
1.00	0.087	0.830	0.540	0.38	30000	17300	10100	437	37.50	0.263
26.4	2.21	39.88	1.263	1.616	11310	149300	134700	692	0.346	
1.25	0.087	1.070	1.081	0.510	31700	18000	10600	731	47.34	1.130
31.8	2.21	27.33	1.260	3.261	54410	66000	69000	977	0.260	
1.50	0.100	1.302	1.330	0.478	36070	17300	11700	600	43.40	1.030
31.8	2.27	28.31	1.078	3.211	17710	103000	126000	1166	0.538	
1.80	0.087	1.530	1.513	0.388	39030	17000	12100	9078	117.4	1.700
46.1	2.21	33.08	1.264	3.493	17410	70000	83400	1487	0.260	
1.80	0.100	1.362	1.216	0.478	47620	16000	12000	1200	47.36	1.207
38.1	2.77	33.80	2.410	3.073	11600	60000	104700	1748	0.251	
1.50	0.134	1.332	1.266	0.370	67000	17700	10000	1000	61.83	1.474
38.1	3.40	31.20	2.200	3.710	30070	12300	12000	2055	0.708	
1.75	0.100	1.532	1.210	0.362	60100	13400	12000	1000	66.70	2.200
44.1	2.77	30.21	2.043	3.070	19400	60000	60000	2025	1.107	
1.75	0.134	1.482	2.313	0.368	60030	13300	10000	1100	50.21	2.134
44.5	3.40	37.84	3.441	4.300	39000	104700	119200	3000	1.111	
2.00	0.100	1.792	2.301	0.340	64700	10000	11400	2420	120.26	3.600
50.8	2.77	40.30	3.276	4.170	20300	70100	70000	3201	1.007	
2.00	0.134	1.732	2.078	0.700	70000	13300	14000	2000	122.30	2.514
50.8	3.40	43.80	3.074	4.000	20010	97000	80000	3000	1.018	

Tabla II.3. Tamaño y Peso de TF Cymax, para un esfuerzo de cedencia de 100 Ksi.²⁴

Si la tubería esta ovalada la resistencia al colapso disminuye considerablemente tabla II.4.

Diámetro Exterior (pulg)	Espesor Parede (mm)	Diámetro Interior (mm)	Peso (lb/ft)	Área (pulg ²)	Carga Axial (lb)	Porcentaje Cederes (%)	Presión de Colapso (Psi)	Ruedonda	2% Ovalidad	4% Ovalidad
1.00	0.087	0.830	0.540	0.38	0	0	0	0	0	0
					13400	60	10000	10000	0700	3400
					20700	73	4000	4000	4300	2100
1.25	0.087	1.070	1.081	0.510	0	0	0	0	0	0
					16000	60	8000	8000	6000	3000
					23000	73	3000	3000	3000	1700
1.50	0.100	1.302	1.330	0.381	0	0	0	0	0	0
					30400	60	10000	10000	0700	3400
					43000	73	4000	4000	4300	2100
1.80	0.087	1.530	1.513	0.380	0	0	0	0	0	0
					19310	60	8000	8000	6000	3000
					23000	70	3000	3000	3000	1500
1.80	0.100	1.302	1.216	0.470	0	0	0	0	0	0
					30000	60	12000	12000	0700	3000
					30700	70	6000	6000	6000	3000
1.80	0.134	1.332	1.266	0.370	0	0	0	0	0	0
					30700	60	10000	10000	6000	3000
					41300	70	6000	6000	4300	2100
1.75	0.100	1.532	1.210	0.362	0	0	0	0	0	0
					31000	60	11000	11000	7000	3400
					43100	70	7000	7000	4700	2400
1.75	0.134	1.482	2.313	0.368	0	0	0	0	0	0
					43100	70	4000	4000	3000	1500
					54100	80	14100	14100	9200	4700
2.00	0.100	1.792	2.301	0.340	0	0	0	0	0	0
					30000	60	10000	10000	6000	3000
					40000	70	6000	6000	4300	2100
2.00	0.134	1.732	2.078	0.700	0	0	0	0	0	0
					30000	60	10000	10000	6000	3000
					40000	70	6000	6000	4300	2100

Tabla II.4. Datos de colapso de TF Cymax 100 Ksi.²⁴

d) Variación permisible de las dimensiones

✓ La tolerancia del diámetro exterior son las siguientes:

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

De 1 pg a 2 pg ± 0.010 pg

✓ El mínimo espesor de pared es mostrado en la tabla II.5.

Espesor Pared	Valor Mínimo
0.087 pg	0.082 pg
0.109 pg	0.104 pg
0.134 pg	0.139 pg

Tabla II.5. Espesor de pared mínimo para TF Cymax 100 Ks.1²⁴

II.5.1.2.2. Cymax 800,000 psi (800 Ksi).

a) Especificación del metal

El metal empleado para la fabricación de la TF es ASTM A-607/607 modificado.

b) Requerimientos mecánicos tabla II.6.

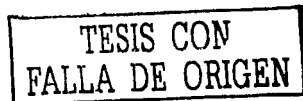
Propiedades	Valor
Esfuerzo Cedencia Mínimo	800,000 psi
Esfuerzo Tensión Mínimo	90,000 psi
Elongación Mínima	20 % en 2 pg
Dureza Máxima	Rocwell 22
(Equivalente en Tensión)	118,000 lb.

Tabla II.6. Requerimientos mecánicos de TF Cymax 800 Ksi. ²⁴

c) Tamaño y peso de la tubería flexible se presentan en las tablas II.7 y II.8.

Diámetro Exterior (pg)	Espesor Pared (pg)	Diámetro Interior (pg)	Peso (lb/ft)	Área (cm²)	Carga Caténica (lb)	Peso (kg)	Peso (kg)	Peso (kg)	Torque (kg-m)	Capacidad (kg/1000')	Capacidad (kg/1000')
10 1/8	0.087	0.089	0.049	1.28	14880	11200	5080	108	13.84	0.222	
1 1/4	0.109	0.105	0.077	1.90	28710	13100	11000	224	0.360		
1 1/2	0.087	0.089	0.049	1.28	14880	13900	18600	240	37.84	0.983	
2 1/4	0.134	0.130	0.102	1.60	20000	38100	38000	474	0.264		
1 3/8	0.087	0.076	0.081	0.370	25430	11100	12900	870	47.34	1.120	
1 1/2	0.109	0.105	0.080	0.681	17620	12000	18700	717	0.200		
1 3/8	0.134	0.130	0.102	1.60	20000	17800	18000	980	43.40	0.930	
3 1/8	0.171	0.167	0.161	3.621	34170	38100	40700	927	0.830		
1 3/8	0.087	0.108	1.010	0.380	30800	5700	16000	880	71.74	1.700	
3 1/8	0.134	0.130	1.064	2.092	14010	21800	21700	1160	0.280		
1 1/2	0.109	0.105	1.070	0.078	28110	13000	18000	1030	0.280	1.087	
3 1/8	0.134	0.130	0.102	1.60	17200	17800	18000	1360	0.251		
1 1/2	0.109	0.105	1.080	0.078	48000	14200	18000	1200	0.183	1.074	
1 3/8	0.134	0.130	1.090	0.170	20000	17800	18000	1190	0.213	0.780	
1 7/8	0.159	0.152	1.070	0.260	44000	6000	11300	1440	66.70	2.200	
2 1/8	0.134	0.130	1.083	0.270	20200	20200	27200	1062	1.187		
2 1/8	0.159	0.152	1.092	0.260	94420	12300	13700	1764	80.81	2.124	
2 1/8	0.171	0.167	1.061	0.260	24870	8400	10000	2140	1.111		
2 1/2	0.183	0.179	1.081	0.260	0.1800	8700	8800	1930	100.30	3.000	
3 1/8	0.171	0.167	1.070	0.270	0.1110	17400	20000	2024	1.087		
3 1/2	0.134	0.130	1.070	0.170	0.1800	10700	12000	2201	123.30	2.814	
3 1/2	0.159	0.152	1.074	0.260	20400	72700	87700	2160	1.810		

Tabla II.7. Tamaño y peso de TF para un esfuerzo de cedencia de 80 Ksi. ²⁴



Diámetro Exterior (mm)	Espesor Pared (mm)	Diámetro Interior (mm)	Peso (kg/m)	Área (cm ²)	Carga Axial (kg)	Presión de Cedencia (kg/cm ²)	Presión de Colapso (psi)		
							Mediana	2% Overaltd	4% Overaltd
0.75	0.067	0.616	0.540	0.24	0	10400	10700	5400	
					7500	60	10700	7500	3200
					10070	75	5000	4300	2300
1.00	0.067	0.866	0.840	0.35	0	12700	13000	4300	
					10000	60	13000	10000	3700
					10070	75	5100	4300	1700
1.25	0.067	1.070	1.051	0.39	0	10200	10500	3400	
					11700	60	10500	10000	3200
					10000	75	4100	3700	1500
1.50	0.100	1.300	1.300	0.501	0	12700	13000	4300	
					14000	60	13000	10000	3700
					23470	75	5100	4300	1700
1.80	0.067	1.530	1.513	0.560	0	7800	8000	3000	
					14400	60	8000	10000	3200
					23170	75	3000	3000	1000
1.80	0.100	1.500	1.510	0.670	0	10000	10000	3000	
					16000	60	10000	10000	3200
					30070	75	4300	3000	1300
1.80	0.134	1.332	1.386	0.870	0	13000	10000	4300	
					22000	60	10000	10000	3200
					34000	75	5200	4400	1700
1.75	0.100	1.450	1.470	0.600	0	8000	10000	3000	
					22000	60	10000	10000	3200
					31700	75	3400	3200	1100
1.75	0.134	1.400	1.513	0.80	0	11200	10000	3400	
					27500	60	10000	10000	3200
					40000	75	6000	5000	1800
2.00	0.100	1.700	1.701	0.600	0	10000	10000	3200	
					20000	60	10000	10000	3200
					30000	75	3000	3000	1000
2.00	0.134	1.732	1.870	0.790	0	10700	10000	3200	
					21000	60	10000	10000	3200
					47100	75	4000	3000	1000

Tabla II.8. Datos de Colapso de TF Cymax 800 Kal.²⁴

d) Variación permisible de las dimensiones tabla II.9.

La tolerancia del diámetro exterior son las siguientes:

$$\text{De } 3/4 \text{ pg a } 2 \text{ pg} \quad \pm 0.010 \text{ pg}$$

Espesor Pared	Valor Mínimo
0.067 pg	0.062 pg
0.100 pg	0.104 pg
0.134 pg	0.130 pg

Tabla II.9. Espesor de pared mínimo de TF Cymax 800 Kal.²⁴

II.5.1.2.3. Cymax 75000.

a) Tamaño y peso de la tubería flexible tabla II.10.

Las cargas y presiones, están basadas sobre el espesor de pared nominal considerando una TF nueva.

Diámetro Exterior (mm)	Espesor Pared (mm)	Diámetro Interior (mm)	Peso (kg/m)	Área (cm ²)	Carga Axial (kg)	Presión de Cedencia (kg/cm ²)	Presión interna		Capacidad (gal/1000')	Capacidad (bar/1000')
							Mediana	2% Overaltd		
0.75	0.067	0.616	0.540	0.170	10070	10000	13.00	13.00	0.331	
1.0 T	0.100	0.866	0.840	0.180	10000	10000	10.00	10.00	0.175	
1.00	0.067	0.866	0.810	0.250	13100	8100	10.00	10.00	0.300	0.070
20 x	0.100	1.100	1.100	0.300	10000	10000	10.00	10.00	0.300	
1.25	0.067	1.070	1.054	0.300	10700	7500	10.00	10.00	0.300	1.141
31.8	0.100	1.270	1.280	0.400	10000	10000	10.00	10.00	0.300	
1.80	0.067	1.530	1.480	0.410	10000	10000	10.00	10.00	0.300	1.007
50.8	0.100	1.530	1.511	0.500	10000	10000	10.00	10.00	0.300	
1.75	0.067	1.450	1.470	0.400	10700	10000	10.00	10.00	0.300	1.000
44.8	0.100	1.450	1.490	0.500	10000	10000	10.00	10.00	0.300	1.000

Tabla II.10. Tamaño y peso de la TF con esfuerzo de cedencia de 75 Kal.²⁴

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

II.5.1.2.4. Cymax 55,000.

a) Tamaño y peso de la tubería flexible

Las especificaciones están expresadas en la tabla II.11. Las cargas y presiones están basadas sobre el espesor de pared nominal considerando una TF nueva.

Diámetro Exterior (pg)	Espesor Pared (mm)	Diámetro Interior (mm)	Peso		Carga Cesterna		Presión Cesterna		Presión Interna		Capacidad	
			(lb/ft)	(kg/m)	(lb)	(kg)	(psf)	(kPa)	(psf)	(kPa)	(gal/1000')	(m ³ /1000')
0.75	0.063	0.584	0.081	0.174	13000	6000	17000	17000	11.92	0.331		
1.0	0.110	0.820	0.200	1.123	9000	11000	12000	12000	6.172			
1.50	0.163	1.234	0.312	1.730	7000	13000	13000	13000	36.33	0.970		
2.0	0.210	1.710	0.510	2.542	5700	10000	10000	10000	6.262			
2.25	0.263	1.824	0.584	2.900	5200	9000	9000	9000	47.84	1.341		
3.1.0	0.310	2.732	1.000	5.063	3000	6000	6000	7000	0.400			
1.00	0.200	1.310	1.420	0.410	31000	8000	10000	10000	70.92	1.867		
1.50	0.310	2.137	2.121	2.700	14000	6000	6000	6000	0.800			
1.75	0.360	2.000	1.970	2.664	17000	5000	5000	5000	60.30	2.384		
2.25	0.410	2.422	2.400	3.107	10000	4000	4000	4000	1.211			

Tabla II.11. Tamaño y Peso de la TF con esfuerzo de cedencia de 55 Ksi.²⁴

II.5.1.3. Compañía Quality Tubing.

Esta compañía fabrica TF en tamaños de 1.0 pg hasta 3.5 pg y en una amplia variedad de espesor de pared. Los grados de cedencia que fabrica son de 42,000, 52,000, 70,000, 80,000 y 100,000 lb/pg². Quality desarrolló el proceso de terminación continua que es capaz de producir tubería flexible de una sola pieza por encima de los 30,000 pies, también desarrolló la soldadura al sesgo.

II.5.1.3.1. QT-1000.

a). Requerimientos mecánicos tabla II.12.

Propiedades	Valor
Esfuerzo Cedencia Mínimo	100,000 psi
Esfuerzo Tensión Mínimo	110,000 psi
Vida de Fatiga.	535 Ciclos

Tabla II.12. Requerimientos mecánicos de TF QT-1000.⁸

II.5.1.3.2. QT-800.

a) Especificación del metal

El metal empleado para la fabricación de la TF es ASTM A-606 tipo 4 modificado.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

b) Requerimientos mecánicos II.13.

Propiedades	Valor
Esfuerzo Cedencia Mínimo	80,000 psi
Esfuerzo Tensión Mínimo	90,000 psi
Elongación Mínima	28 %
Dureza Máxima	Rockwell# 22

Tabla II.13. Requerimientos mecánicos de TF QT-800.*

c) Tamaño y peso de la tubería flexible

Las especificaciones del diámetro exterior e interior, espesor de pared, peso por unidad de longitud, área de la tubería, capacidades de carga, presión, torque y capacidad de desplazamiento están expresados en la tabla II.14. El efecto de la tensión axial sobre la presión no ha sido aplicado a esta tabla de dimensiones considerando una tubería nueva. La máxima presión de trabajo es función de la condición y esta determinado por el uso.

Tabla. II. 14. Especificaciones de la TF para esfuerzo de cedencia de 80 Ks/i.

DIMENSIONES DE LA TUBERÍA		ÁREA DEL TUBO		PESO		CAPACIDAD CARGA		CAPACIDAD DE PRESIÓN		TORQUE		CAPACIDAD DE FLUJO		DESPLAZAMIENTO EXTERNO	
DIA. EXT. NOM. DIA. INT. NOM.		DIA. EXT. NOM. DIA. INT. NOM.		DIA. EXT. NOM. DIA. INT. NOM.		DIA. EXT. NOM. DIA. INT. NOM.		DIA. EXT. NOM. DIA. INT. NOM.		DIA. EXT. NOM. DIA. INT. NOM.		DIA. EXT. NOM. DIA. INT. NOM.		DIA. EXT. NOM. DIA. INT. NOM.	
INCHES		INCHES		INCHES		INCHES		INCHES		INCHES		INCHES		INCHES	
1.000	0.800	0.776	0.540	0.511	0.304	0.300	1410	1497	1370	200	200	200	200	200	200
1.000	0.807	0.802	0.526	0.520	0.310	0.306	1900	2470	1310	1040	1700	130	400	77.04	0.843
1.000	0.805	0.810	0.510	0.510	0.310	0.310	2100	2600	1400	1100	1770	310	497	26.17	0.637
1.000	0.810	0.807	0.506	0.506	0.306	0.306	2300	2700	1500	1200	1800	300	510	22.15	0.610
1.000	0.810	0.807	0.506	0.506	0.306	0.306	2400	2700	1600	1300	1830	310	540	24.95	0.630
1.250	0.800	0.776	0.540	0.511	0.304	0.300	1410	1497	1370	200	200	200	200	200	200
1.250	0.807	0.802	0.526	0.520	0.310	0.306	1900	2470	1310	1040	1700	130	400	77.04	0.843
1.250	0.805	0.810	0.510	0.510	0.310	0.310	2100	2600	1400	1100	1770	310	497	26.17	0.637
1.250	0.810	0.807	0.506	0.506	0.306	0.306	2300	2700	1500	1200	1800	300	510	22.15	0.610
1.250	0.810	0.807	0.506	0.506	0.306	0.306	2400	2700	1600	1300	1830	310	540	24.95	0.630
1.500	0.800	0.776	0.540	0.511	0.304	0.300	1410	1497	1370	200	200	200	200	200	200
1.500	0.807	0.802	0.526	0.520	0.310	0.306	1900	2470	1310	1040	1700	130	400	77.04	0.843
1.500	0.805	0.810	0.510	0.510	0.310	0.310	2100	2600	1400	1100	1770	310	497	26.17	0.637
1.500	0.810	0.807	0.506	0.506	0.306	0.306	2300	2700	1500	1200	1800	300	510	22.15	0.610
1.500	0.810	0.807	0.506	0.506	0.306	0.306	2400	2700	1600	1300	1830	310	540	24.95	0.630
1.750	0.800	0.776	0.540	0.511	0.304	0.300	1410	1497	1370	200	200	200	200	200	200
1.750	0.807	0.802	0.526	0.520	0.310	0.306	1900	2470	1310	1040	1700	130	400	77.04	0.843
1.750	0.805	0.810	0.510	0.510	0.310	0.310	2100	2600	1400	1100	1770	310	497	26.17	0.637
1.750	0.810	0.807	0.506	0.506	0.306	0.306	2300	2700	1500	1200	1800	300	510	22.15	0.610
1.750	0.810	0.807	0.506	0.506	0.306	0.306	2400	2700	1600	1300	1830	310	540	24.95	0.630
2.000	0.800	0.776	0.540	0.511	0.304	0.300	1410	1497	1370	200	200	200	200	200	200
2.000	0.807	0.802	0.526	0.520	0.310	0.306	1900	2470	1310	1040	1700	130	400	77.04	0.843
2.000	0.805	0.810	0.510	0.510	0.310	0.310	2100	2600	1400	1100	1770	310	497	26.17	0.637
2.000	0.810	0.807	0.506	0.506	0.306	0.306	2300	2700	1500	1200	1800	300	510	22.15	0.610
2.000	0.810	0.807	0.506	0.506	0.306	0.306	2400	2700	1600	1300	1830	310	540	24.95	0.630
2.250	0.800	0.776	0.540	0.511	0.304	0.300	1410	1497	1370	200	200	200	200	200	200
2.250	0.807	0.802	0.526	0.520	0.310	0.306	1900	2470	1310	1040	1700	130	400	77.04	0.843
2.250	0.805	0.810	0.510	0.510	0.310	0.310	2100	2600	1400	1100	1770	310	497	26.17	0.637
2.250	0.810	0.807	0.506	0.506	0.306	0.306	2300	2700	1500	1200	1800	300	510	22.15	0.610
2.250	0.810	0.807	0.506	0.506	0.306	0.306	2400	2700	1600	1300	1830	310	540	24.95	0.630
2.500	0.800	0.776	0.540	0.511	0.304	0.300	1410	1497	1370	200	200	200	200	200	200
2.500	0.807	0.802	0.526	0.520	0.310	0.306	1900	2470	1310	1040	1700	130	400	77.04	0.843
2.500	0.805	0.810	0.510	0.510	0.310	0.310	2100	2600	1400	1100	1770	310	497	26.17	0.637
2.500	0.810	0.807	0.506	0.506	0.306	0.306	2300	2700	1500	1200	1800	300	510	22.15	0.610
2.500	0.810	0.807	0.506	0.506	0.306	0.306	2400	2700	1600	1300	1830	310	540	24.95	0.630
2.750	0.800	0.776	0.540	0.511	0.304	0.300	1410	1497	1370	200	200	200	200	200	200
2.750	0.807	0.802	0.526	0.520	0.310	0.306	1900	2470	1310	1040	1700	130	400	77.04	0.843
2.750	0.805	0.810	0.510	0.510	0.310	0.310	2100	2600	1400	1100	1770	310	497	26.17	0.637
2.750	0.810	0.807	0.506	0.506	0.306	0.306	2300	2700	1500	1200	1800	300	510	22.15	0.610
2.750	0.810	0.807	0.506	0.506	0.306	0.306	2400	2700	1600	1300	1830	310	540	24.95	0.630
3.000	0.800	0.776	0.540	0.511	0.304	0.300	1410	1497	1370	200	200	200	200	200	200
3.000	0.807	0.802	0.526	0.520	0.310	0.306	1900	2470	1310	1040	1700	130	400	77.04	0.843
3.000	0.805	0.810	0.510	0.510	0.310	0.310	2100	2600	1400	1100	1770	310	497	26.17	0.637
3.000	0.810	0.807	0.506	0.506	0.306	0.306	2300	2700	1500	1200	1800	300	510	22.15	0.610
3.000	0.810	0.807	0.506	0.506	0.306	0.306	2400	2700	1600	1300	1830	310	540	24.95	0.630
3.250	0.800	0.776	0.540	0.511	0.304	0.300	1410	1497	1370	200	200	200	200	200	200
3.250	0.807	0.802	0.526	0.520	0.310	0.306	1900	2470	1310	1040	1700	130	400	77.04	0.843
3.250	0.805	0.810	0.510	0.510	0.310	0.310	2100	2600	1400	1100	1770	310	497	26.17	0.637
3.250	0.810	0.807	0.506	0.506	0.306	0.306	2300	2700	1500	1200	1800	300	510	22.15	0.610
3.250	0.810	0.807	0.506	0.506	0.306	0.306	2400	2700	1600	1300	1830	310	540	24.95	0.630
3.500	0.800	0.776	0.540	0.511	0.304	0.300	1410	1497	1370	200	200	200	200	200	200
3.500	0.807	0.802	0.526	0.520	0.310	0.306	1900	2470	1310	1040	1700	130	400	77.04	0.843
3.500	0.805	0.810	0.510	0.510	0.310	0.310	2100	2600	1400	1100	1770	310	497	26.17	0.637
3.500	0.810	0.807	0.506	0.506	0.306	0.306	2300	2700	1500	1200	1800	300	510	22.15	0.610
3.500	0.810	0.807	0.506	0.506	0.306	0.306	2400	2700	1600	1300	1830	310	540	24.95	0.630

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

II.5.1.3.3. QT-700.**a) Especificación del metal**

El metal empleado para la fabricación de la TF es ASTM A-606 tipo 4 modificado.

b) Requerimientos mecánicos tabla II.15.

Estos requerimientos se presentan la tabla.

Propiedades	Valor
Esfuerzo Cedencia Mínimo	70,000 psi
Esfuerzo Tensión Mínimo	80,900 psi
Elongación Mínima	30 %
Dureza Máxima	Rockwell 22

Tabla II.15. Requerimientos mecánicos de TF QR-700.⁵

c) Tamaño y peso de la tubería flexible

Las especificaciones del diámetro exterior e interior, espesor de pared, peso por unidad de longitud, área de la tubería, capacidades de carga, presión, torque y capacidad de desplazamiento están expresados en la tabla II.16. El efecto de la tensión axial sobre la presión no ha sido aplicado a la tabla de dimensiones, considerando una tubería nueva. La máxima presión de trabajo es función de la condición y está determinado por el uso.

I.6. Ventajas y desventajas.**II.6.1. Ventajas.****II.6.1.1. Factores técnicos.**

- ✓ Operaciones en pozos fluyentes.
- ✓ Operaciones en el interior de la TP.
- ✓ Viajes más rápidos en pozos.
- ✓ Seguridad y menor impacto al medio ambiente.
- ✓ Durante las operaciones empleando TF se tiene un mejor control del pozo, se reducen el ruido permitiendo con esto poder trabajar en zonas urbanas, se tiene una menor producción de residuos y se tiene menor riesgo de accidentes con el personal debido a que el personal no maneja tubos en la superficie
- ✓ La TF como tubería de producción ofrece ventajas de resistencia a la corrosión ya que, no cuenta con conexiones roscadas, lo cual elimina el efecto de fugas o de fallas.

II.6.1.2. Factores económicos.

- ✓ Menor personal requerido para el manejo del equipo.
- ✓ Rápido y menor costo de movilización del equipo.
- ✓ Menores costos de operación.

II.6.2. Desventajas.**II.6.2.1. Factores técnicos.**

- ✓ Necesita constante monitoreo de la vida útil de la tubería.
- ✓ No se puede rotar.
- ✓ Se presenta mayor caída de presión por fricción en la TF.

II.6.2.2. Factores económicos.

- ✓ Costo de la tubería flexible.
- ✓ Equipos de TF nuevos compitiendo contra equipos de perforación ya depreciados.

CAPÍTULO III.

EQUIPO DE TUBERÍA FLEXIBLE

III.1. Componentes principales.

La unidad de tubería flexible, es un sistema operado hidráulicamente, diseñado para poder introducir y sacar sargas de tubería continua de diámetros que varían desde 3/4 pg. hasta 3 1/2 pg. La necesidad de desarrollar tecnologías que permitan transportar el equipo para intervenir pozos con mayor eficiencia, seguridad y rapidez son las principales causas que dieron que motivaron el desarrollo del equipo de tubería flexible. Las partes que integran a la unidad de tubería flexible son las siguientes (Fig. III.1):

- ✓ Cabeza inyectora de tubería.
- ✓ Carrete de tubería.
- ✓ Equipo de control de pozos.
- ✓ Unidad de potencia.
- ✓ Cabina de control.
- ✓ Equipo auxiliar.



Fig. III.1 Equipo de TF.²⁵

III.2. Cabeza inyectora de tubería.

La cabeza inyectora, es un aparato mecánico que proporciona la fuerza de reacción y la estabilidad necesaria para introducir y sacar la sarga de tubería flexible en el pozo. Está

constituida por diferentes partes mecánicas y sistemas hidráulicos, que permiten suministrar la potencia requerida para operar con un alto grado de control, eficiencia y sin riesgos de daño al equipo en general. Se acciona mediante dos motores que operan en paralelo, los cuales transmiten la potencia hacia la tubería por medio de cadenas continuas impulsoras. Las cadenas permiten introducir, extraer o mantener en tensión la tubería flexible; la tubería flexible es atrapada por bloques de fricción, los cuales proporcionan un contacto de casi 360° con su diámetro exterior. Para el diseño de la cabeza inyectora se debe de considerar que cumpla con las siguientes características para su buen funcionamiento:

- ✓ Proporcionar confianza, para cuando el equipo es operando en contra de una presión, cuando se introduce la tubería dentro del pozo y poder vencer las fuerzas de fricción que se presentan entre las paredes del pozo y la TF.
- ✓ Que pueda controlar la entrada y salida de la TF del pozo.
- ✓ Debe de tener la capacidad de soportar el peso de la tubería cuando se encuentre suspendida.

Los partes principales de la cabeza inyectora son los siguientes: arco guía de la tubería (cuello de ganso), cadenas, motores hidráulicos e indicador de peso. (Fig. III.2).

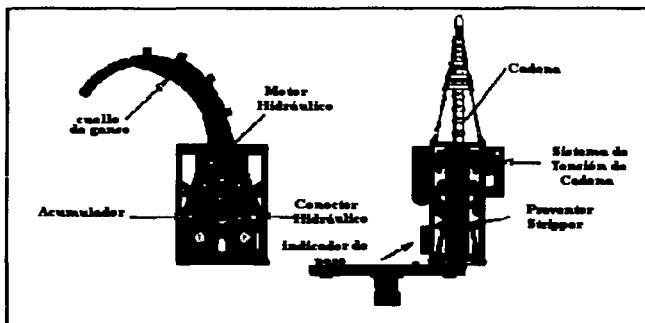


Fig. III.2 Componentes de la cabeza inyectora.²⁰

III. 2. 1. Arco guía de la tubería (cuello de ganso). Es un sistema de rodillos con el mismo radio de pandeo, que el carrete donde se encuentra la tubería flexible a lo largo de un arco de 90° con roles montado sobre los aros dentados conductores y se usa para recibir la tubería flexible del carrete y guiarla dentro de los blocks de la cadena de la cabeza inyectora, (Fig. III.3).

El radio del arco guía de la tubería es definido como el radio de curvatura de la línea del centro del interior de los roles. El radio de flexión del arco guía es más importante que el radio de flexión del carrete porque se presentan mas ciclos de flexión en el arco guía que en el carrete de la tubería, lo que produce torcedura en la tubería. Para repetidos usos de servicios y aplicaciones de perforación con la tubería flexible, el radio del arco guía debe ser menor a 30 veces el diámetro de la tubería flexible. Este factor puede ser menor para tubería flexible cuando se vaya a correr esta solamente por poco tiempo (por ejemplo en instalaciones permanentes). Las características del radio del arco guía y el núcleo del carrete se muestran en la tabla III.1 para varios diámetros de tubería flexible comparando radio de curvatura permisible para 70 mil lb/pg² de fuerza de ruptura del material.

Diámetro de la T.F D (Pg)	Radio de curvatura permisible. R _f (pg)	Características del radio del núcleo del carrete R _{REEL} (pg)	Características del radio del arco guía de tubería R _{TGA} (pg)
0.750	161	24	48
1.000	214	20-30	48-54
1.250	268	25-36	48-72
1.500	321	30-40	48-72
1.750	375	35-48	72-86
2.000	429	40-48	72-86
2.375	509	48-54	90-120
2.875	618	54-58	90-120
3.500	750	65-70	96-120

Tabla III.1. Comparación del radio de curvatura permisible(R_f), radio del núcleo del carrete de tubería(R_{REEL}) y radio del arco guía de tubería(R_{TGA}) para varios diámetros de tubería.²⁵

La cabeza inyectora, manipula la sarta de tubería flexible, mediante un mecanismo de empuje, el cual consiste de dos cadenas de tracción, conducidas por un arco dentado impulsado por motores hidráulicos.

III.2.2. Cadenas. Es una serie de eslabones, roles y blocks de acero con caras semicirculares que corresponden al diámetro de la tubería que se esté usando, y transmiten la fuerza requerida para introducir y extraer la tubería al pozo (Fig. III.3).

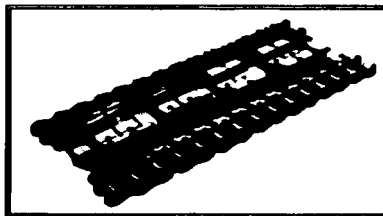


Fig. III.3 Cadenas.

Cuando la tubería es introducida en el pozo, la carga en las cadenas se incrementa y se requiere aumentar la fuerza de los blocks, para mantener una fricción eficiente, Esto se logra por medio de un sistema de tensión de cadenas, usando presión hidráulica a través de engranes o catarinas (Fig. III.4).

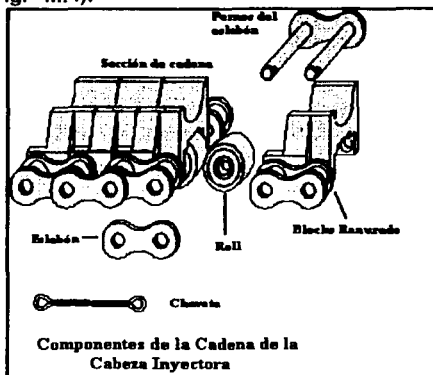


Fig. III.4 Componentes de la cadena de la cabeza inyectora.⁴

Existen varios tipos de cadenas, las más comunes son:

Los diseños de grapa block tipo "S" que tiene roles o apoyos incorporados en el ensamblaje de los eslabones de la cadena, y el tipo "R" en la cuál la grapa block se mueve con apoyos incorporados en el diseño de la cabeza inyectora (Fig. III.5).

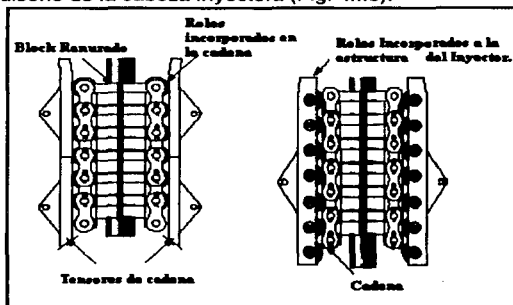


Fig. III.5 Diseños de grapa tipo block.⁴

III.2.3. Motores hidráulicos. Suministran la tracción requerida para mover la tubería dentro y fuera del pozo (Fig. III.6). Los motores utilizados están sincronizados a través de una caja de velocidades para operar el movimiento de las cadenas. Una serie de catarinas (sprockets) están conectados a cada uno de los motores hidráulicos para operar dos cadenas independientes.



Fig. III.6 Motores hidráulicos.

III.2.4. Indicador de Peso. Proporciona el peso de la sarta de tubería colgada en las cadenas de la cabeza inyectora, el cual está en función de las características y dimensiones de la sarta, así como de las condiciones del pozo. El incremento de peso está en función de la profundidad que se está operando; por lo que, una disminución observada en el indicador nos manifiesta una obstrucción o resistencia en el pozo. Este dispositivo opera hidráulica y/o electrónicamente y se encuentra localizado en la base de la cabeza inyectora, y se encuentra conectado al panel de control de operaciones. (Fig. III.7).

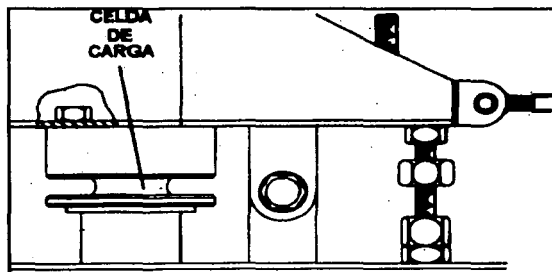


Fig. III.7 Indicador de peso.²⁴

III.2.5. Modelos de cabeza inyectora.

Actualmente en el mercado existen varios modelos de cabeza inyectora a continuación se muestran algunos de ellos y sus características²⁵.



Modelo HR440

Capacidad de jalón (lb)	40 000
Velocidad de alimentación	120 pie/min.
□de tubería (pg)	1, 1 1/4, 1 1/2, 1 3/4, 2, 2 3/8
Peso (lb)	7 000
Dimensiones (pg)	80x52x55
Radio de arco guía (pg)	72 y opcional de 100 útil
para tubería de 2 7/8 y	operaciones con 2 3/8



Modelo 5100

Capacidad de jalón (lb)	100 000
Velocidad de alimentación	113 pie/min.
□de tubería (pg)	1 1/2, 1 3/4, 2, 2 3/8, 2 7/8, 3 1/2
Peso (lb)	15 000
Dimensiones (pg)	121x54x73
Radio de arco guía (pg)	100

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

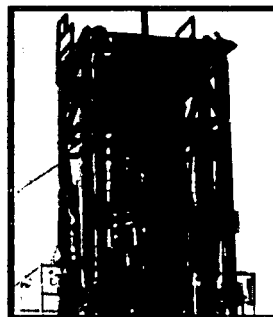
Modelo HR480

Capacidad de jalón (lb)	80 000
Velocidad de alimentación	75 a 120 pie/min.
□de tubería (pg)	1 1/4, 1 1/2, 1 3/4, 2, 2 3/8, 2 7/8,
	3 1/2
Peso (lb)	12 650
Dimensiones (pg)	109x60x64
Radio de arco guía (pg)	72 y opcional de 100 útil
para tubería de 2 7/8 y operaciones con 3 1/2	

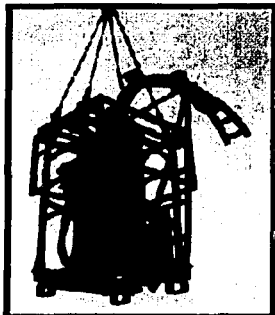


Modelo HR5200

Capacidad de jalón (lb)	200 000
Velocidad de alimentación	75 pie/min.
□de tubería (pg)	2, hasta 5 1/2
Peso (lb)	25 000
Dimensiones (pg)	165x54x86



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



Modelo HR5040

Capacidad de jalón (lb)	40 000
Velocidad de alimentación	120 pie/min.
□ de tubería (pg)	1, hasta 1 3/4
Radio de arco guía (pg)	60

III.3. Unidad de potencia.

Su función es la de proporcionar alimentación de fluido por medio de las bombas a los motores y cilindros hidráulicos de la cabeza inyectora y a los motores del carrete de tubería. Este sistema hidráulico forma parte de un paquete centralizado, el cual cuenta con un sistema de paro de emergencia para evitar cualquier daño debido a algún problema presentado durante una operación en un pozo.

Dependiendo de la potencia requerida la unidad consiste de un motor de combustión interna diesel, que puede ser en un arreglo de 8 ó 6 cilindros en "V" ó en línea, con una transmisión para impulsar sucesivamente las bombas hidráulicas que suministran la potencia hidráulica requerida mediante mangueras de alta presión para operar los componentes del equipo de tubería flexible (sistema de control de presión, motores hidráulicos de la cabeza inyectora y carrete). 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 fallara el motor, (Figs. III.8, III.9 y III.10).

El sistema está diseñado de tal forma, que permite alimentar a un generador de corriente alterna que suministra la energía a los componentes eléctricos y al sistema de alumbrado. La unidad de potencia cuenta con un compresor requerido para suministrar aire y operar los sistemas neumáticos de la unidad (bomba que acciona el stripper, lubricación de las cadenas de la cabeza inyectora y el sistema de arranque del motor).

Existen varios tipos de configuraciones de las unidades de tubería flexible, los cuales están en función de las necesidades de operación, por está razón el montaje de la unidad de potencia varía de la siguiente manera:

Unidad de potencia utilizada del mismo tractor camión del remolque, sobre una plataforma con fuente de potencia independiente, integrada en el mismo patín de la cabina de control (Fig. III.8) y montada en un patín independiente, (Fig. III.9).



Fig. III.8 Unidad de potencia integrada en el mismo patín de la cabina de control.²⁵

La unidad de potencia suministra al circuito hidráulico, una presión necesaria para operar cada uno de los componentes del sistema y es regulada mediante válvulas de control de presión.

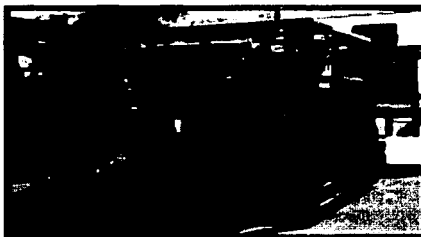


Fig. III.9 Unidad de potencia montada en un patín independiente.²⁵

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

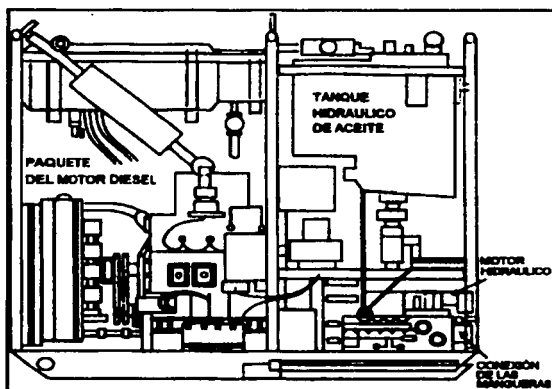


Fig. III.10 Esquema de la unidad de potencia.²⁴

III.4. Carrete de tubería.

El carrete de la TF es usado para almacenar y transportar la tubería. Como también se emplea para enrollar y desenrollar la tubería cuando es corrida dentro y fuera del pozo. El extremo de la tubería enrollada, está conectado a través de un hueco de la flecha o eje del carrete, hacia una junta rotativa de alta presión conectada al sistema de bombeo del fluido, para cuando se requiere en bombeo continuo y la circulación pueda mantenerse mientras se realiza un trabajo.

La rotación del carrete, se controla mediante un motor hidráulico, el cual actúa directamente sobre el eje del carrete, opera por un sistema de cadenas y engranes dentados. Este motor se emplea para mantener una extracción constante de la tubería y de esta forma poder enrollar la tubería en el carrete. Durante la introducción de la TF en el pozo, el motor proporciona una pequeña presión de empuje para permitir que la cabeza inyectora, jale la tubería fuera del carrete y mantenga la tensión entre la cabeza inyectora y el carrete. Cuando la TF se saca del pozo, la presión en el motor del carrete, se incrementa permitiendo la rotación del mismo, para mantener la cabeza inyectora con el mismo ritmo de extracción.

Consiste de varios elementos y mecanismos los cuales facilitan el embobinado y operación de la tubería, estos elementos combinados proporcionan un método eficiente de tensión a la tubería flexible cuando es enrollado en el carrete. Se opera por medio de un motor hidráulico que imprime la tracción necesaria a través de un conjunto de cadenas y catarinas (sprockets).

Cuenta con un tambor central con diámetros que varían de acuerdo a los diámetros de la tubería a emplear.

Los componentes principales del carrete son (Fig. III.11):

- ✓ Unión giratoria.
- ✓ Guía de enrollado.
- ✓ Lubricador de tubería.
- ✓ Medidor de profundidad.

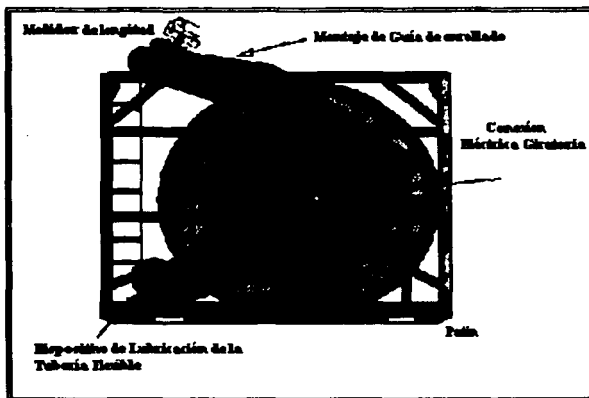


Fig. III.11 Componentes del carrete de TF.

III.4.1. Unión giratoria. Permite el bombeo de fluidos a la sarta de tubería flexible, mientras gira el carrete. Se encuentra montada en el eje del carrete y cuenta con un juego de empaques que evitan la fuga de líquidos durante las operaciones. Y está diseñada para trabajar a una presión no menor de 5000 lb/pg^2 , además cuenta con conexiones para otra válvula macho, para un retenedor de presión y uniones de golpe.

III.4.2. Guía de tubería. Es una guía automática que evita que la tubería se traslape en el carrete durante la introducción (desenrollado) ó extracción (enrollado) en un pozo, su movimiento está sincronizado con el giro del carrete y se opera desde la cabina de control.

III.4.3. Medidor de profundidad. Es un mecanismo que indica la profundidad del extremo de la tubería dentro del pozo. Se encuentra instalado frente a la barra guía del carrete junto con el lubricador de tubería para observarlo con facilidad desde la cabina. (Fig. III.12).

Cuando la tubería pasa a través de este contador hay contacto con una polea que transmite el giro a un sistema de engranes, para ir cuantificando la cantidad de tubería introducida o recuperada. También se cuenta con otro contador de profundidad en la cabeza inyectora, por debajo de las cadenas, el cual proporciona una medida más real, al eliminar las diferencias de profundidad por defasamiento. Cuenta también con un sistema digital de medición.



Fig. III.12 Medidor de profundidad.

III.4.4. Lubricador de Tubería. Es un dispositivo montado sobre el carrete de tubería que tiene la función de proporcionar una película de aceite para protección de la misma.

III.4.5. Especificaciones técnicas de los carretes de para TF.

Los carretes deben ser diseñados para optimizar la capacidad de tubería y debe ser hecho en dimensiones lo más pequeñas posibles. Considerando las exigencias de industria, diámetros y longitudes grandes, y de más peso. Existen varias compañías que se dedican a la fabricación de los carretes, para poder ejemplificar las especificaciones se muestran en la tabla III.2 de la compañía Hydra Rig, (Figs. III.13, III.14 y III.15), con las especificaciones de los carretes que ellos fabrican.

Modelo	1015	2015	3015	3020	4122
Diámetro (pg)					
Núcleo	60	76	84	84	98
Patín	100	119	135	143	168
Ancho de tambor	60	70	70	70	82
Capacidad de la tubería (lba)					
1.26"	15,000	22,500	26,000	25,000	25,000
1.50"	10,000	15,100	22,000	25,000	25,000
1.75"	-	11,200	15,000	20,000	25,000
2.00"	-	8,500	11,000	15,000	22,000
3.38"	-	-	-	-	15,000
Dimensiones.					
Peso (lba)	7,000	12,000	13,500	14,000	21,000
Largo (pg)	118	148	164	177	194
Ancho (pg)	95	98	98	98	112
Alto (pg)	102	122	135	151	171
Presión de Trabajo (psi)					
Estándar	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000
Presión de Trabajo (psi)					
Opcional	-	15,000	15,000	15,000	-

Tabla III.2. Especificaciones de los carretes Hydra Rig.



Fig. III.13 Carrete de TF modelo 6110 Es diseñado para manejar carretes de embarques.



Fig. III.14 Carrete de TF modelo 3015 de capacidad para 15,000 pies de tubería de 1 3/4" de diámetro.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



Fig. III.15 Carrete de TF modelo 1015, su capacidad es de hasta 15,000 pies de tubería de 1 1/4" de diámetro.

III.5. Cabina de control.

Cuenta con un tablero que contiene los controles e instrumentos de cada uno de los componente del equipo de TF que interviene para una operación segura y eficiente de la sarta de tubería cuando es introducida o sacada del pozo.

La cabina de control se puede elevar durante los trabajos de una operaciones, mediante un sistema de gatos neumáticos, lo cual facilita que el operador pueda tener la visibilidad de todo el equipo, y de esta forma realizar la intervención al pozo con la máxima confiabilidad, efectividad y seguridad; al verificar las condiciones de los componentes externos de la unidad de tubería flexible.

En el tablero de la cabina de control se encuentran los siguientes mandos:

Manómetros en los cuales se indican las condiciones de los sistemas del equipo y pozo:

- ✓ Presión de circulación.
- ✓ Presión del pozo.
- ✓ Válvulas de control.
- ✓ Indicadores de la tensión de las cadenas de la cabeza inyectora.
- ✓ Indicadores del peso de la sarta de tubería dentro del pozo.
- ✓ Válvula de control de la velocidad de introducción o extracción.
- ✓ Freno del carrete.
- ✓ Sistemas para el control de enrollado en el carrete de la tubería.
- ✓ Válvulas y manómetros para mantener la presión adecuada al lubricador de tubería.
- ✓ Control para cerrar o abrir los arietes del conjunto de preventores (BOP).
- ✓ Paro automático de emergencia.
- ✓ Control de la unidad de potencia, y equipo electrónico.

III.6. Equipo para el control de pozo.

III.6.1. Preventores.

El sistema de preventores BOP, es una parte muy importante de las unidades de TF y debe ser utilizada en cada operación de servicio, y tiene como función la de proporcionar un medio de control eficiente y seguro de las presiones que se producen en el pozo durante una operación, tanto en condiciones normales así como en una emergencia.

El conjunto de preventores está compuesto por cuatro arietes (ciego, de corte, de cuñas y de tubería) que operan hidráulicamente, para rangos de presión mínima de trabajo de 10,000 psi. y resistente al ácido sulfhídrico, y se instala sobre el árbol de válvulas, o sobre la mesa rotaria de equipos convencionales. Son operados desde la cabina de control a través del circuito hidráulico y de un acumulador neumático (nitrógeno). Para cierres de emergencia los acumuladores proporcionan la energía requerida para activar el juego de arietes que permiten el control del pozo, o bien pueden ser cerrados manualmente.

Los arietes ciegos, (Fig. III.16), se utilizan para sellar el pozo en la superficie, cuando en una operación se ha perdido el control del pozo, el sello lo producen los elementos de elastómero en los arietes y son comprimidos uno contra otro.

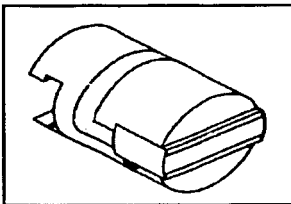
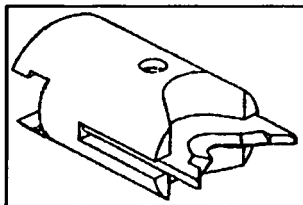


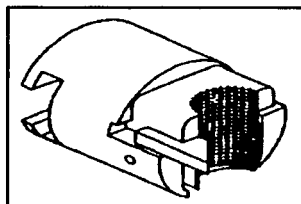
Fig. III.16 Ariete ciego.⁴

Los arietes cortadores de tubería, (figura III.17), cierran y cortan mecánicamente la TF, cuando la tubería se atore abajo del conjunto de preventores.

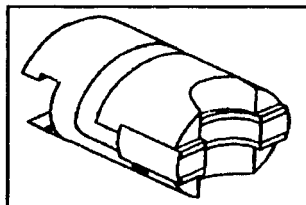
TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Fig. III.17 Ariete de corte.⁴

Los arietes de cuñas, (Fig. III.18), están equipados con dientes unidireccionales, que se mueven en contra de la tubería cuando se activan, y soportan el peso de la tubería sin dañarla. Estos arietes pueden ser utilizados, para asegurar la tubería cuando se cierra contra la misma y evitar el movimiento en caso en que se presente una alta presión en el pozo, que pudiera expulsarla.

Fig. III.13 Ariete de cuñas.⁴

Arietes de tubería, (Fig. III.19), cuentan con avanzados sellos de elastómeros, que igualan el diámetro externo de la TF en uso. Como estos arietes cierran contra la tubería, aíslan la presión del espacio anular, abajo de los arietes.

Fig. III.19 Ariete de tubería.⁴

El preventor cuádruple tiene la siguiente configuración (Fig. III.20):

- a) Arietes de tubería.- Cierra herméticamente el pozo al rededor de la tubería.
- b) Arietes de cuñas.- Utilizados para sujetar la tubería sin dañarla.
- c) Arietes de corte.- Cierra y corta la tubería.
- d) Arietes ciegos.- Están diseñados para efectuar un sello total del pozo cuando no hay tubería dentro del preventor.
- e) Válvula igualadora.- Permite igualar la presión en el interior del preventor para abrir los Arietes.
- f) Puerto de matar.- Se ubica en la parte media del cuerpo del preventor, y permite bombear fluidos para el control del pozo.

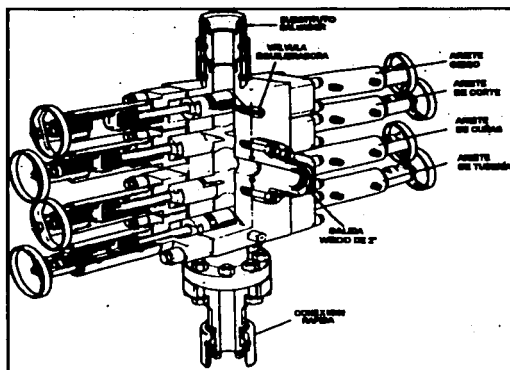


Fig. III.20 Preventor cuádruple.²⁶

III.6.1.1. Preventores "combi".

La función del preventor "combi" de TF es la de retener la TF y aislar la presión del pozo en situaciones normales, inusuales o de emergencia. La configuración de los arietes del preventor y los orificios laterales permiten la facilidad del control del pozo durante las operaciones. Los preventores tipo combi están equipados con dos conjuntos de arietes, los cuales cumplen con dos funciones al momento de ser operados, con la siguiente distribución:

- a).- Arietes ciego y corte.- Cierra para cortar la tubería y efectuar sello en el diámetro interno del preventor.

b).- Arietes de tubería y cuñas.- Está diseñado para que al cerrar sujeten la tubería y efectúen un sello al rededor de la misma sin dañar la superficie.

La ventaja más significativa de combinar las funciones de los arietes es la de poder reducir altura y peso, en el sistema de preventores.

III.6.2. Estopero (Stripper).

Su función es la de controlar la presión que se genera en el pozo, se instala por debajo de la cabeza inyectora con un rango de operación de 10,000 hasta 15,000 psi. Cuando se está llevando a cabo una operación con TF; funciona como un preventor de trabajo. Controlan las presiones con dos elementos de sello, por lo cual es posible trabajar en pozos fluyentes, los empaques funcionan efectuando presión sobre el cuerpo de la TF, produciendo un sello cuando se está sacando o metiendo la tubería. Su mecanismo de operación es hidráulico y es operado desde la cabina de control.

Existen dos tipos de estoperos:

1. Estopero Convencional.
2. Estopero Tipo Ventana.

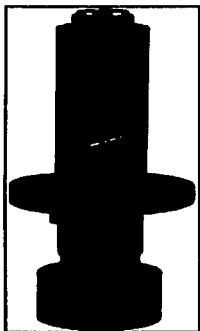


Fig. III.21 Estopero convencional Stewart y Stevenson.²⁵

III.6.2.1. Estopero convencional. (Fig. III.21) Son diseñados para obturar sobre la TF cuando es metida o sacada del agujero del pozo a una presión por encima de 10,000 psi. Esta unidad convencional utiliza un diámetro estándar de 4", para los elementos de empaque de trabajo, que pueden ser cambiados fácilmente, para remover los empaques, es necesario desmontar la cabeza inyectora y utilizando presión hidráulica para obturar y exponer el empaque para un reemplazamiento rápido.

III.6.2.2. Estopero tipo ventana. (Fig. III.22) Son diseñados para obturar sobre la TF cuando esta es empujada y sacada del pozo, su diseño permite el reemplazamiento de los elementos de empaque y bujes a través de una ventana que se encuentra por debajo del inyector.

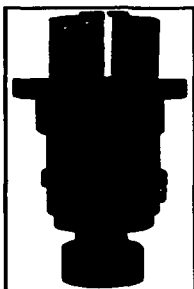


Fig. III.22 Estopero tipo ventana Stewart y Stevenson.²⁵

El cambio de los empaques con este diseño es muy fácil, pero este es particularmente ventajoso cuando el cambio se tiene que hacer con tubería dentro del pozo. Este diseño de estopero permite el reemplazamiento de los empaques, sin extrusión de los anillos, y los bujes por retracción hidráulica la obturación del pistón expone un portal abierto a través del cual estos elementos pueden ser cambiados con tubería en el pozo. Este tipo de estopero puede trabajar para presiones de trabajo de hasta 10,000 psi. La retracción del pistón obturante puede ser manual o hidráulica.

Los componentes de control del pozo son instalados, probados y usados en una manera necesaria para mantener el control del pozo durante todo el tiempo de operación. Existen diferentes tipos de arreglos para el control del pozo, estos dependen de las necesidades de la operación a realizar.

Cuando se emplea TF el mínimo equipo de control del pozo que se debe emplear es el siguiente (Fig. III.23):

- ✓ Un estopero o un preventor de tipo anular.
- ✓ Preventor con ariete ciego.
- ✓ Preventor con ariete de corte.
- ✓ Una línea con válvula para matar.
- ✓ Preventor con ariete de cuñas.
- ✓ Preventor con ariete tipo tubería.

A partir del arreglo de control anterior, se pueden utilizar algunos componentes adicionales, esto depende de los trabajos y requerimientos necesarios para realizar alguna operación en el pozo. Comúnmente, se realizan trabajos con TF donde se presenta retorno de líquidos y gases hacia la superficie por el espacio anular de la TF y el pozo. Además, en algunas aplicaciones con retorno de flujo se presentan partículas de materiales abrasivos, como pueden ser arenas y/o otros abrasivos.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

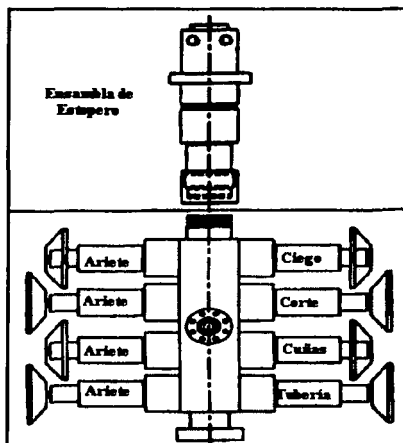


Fig. III.23 Mínimo equipo de control requerido.

III.7. Equipo auxiliar.

III.7.1. 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 pistones hidráulicos (gatos), con brazos de palanca telescopiados, que permiten girar y ajustar la longitud requerida para realizar las maniobras durante la instalación, operación y desmantelamiento. Esta puede ser integrada en la unidad o incorporada en otro equipo modular.

III.7.2. Subestructura. Durante las operaciones de perforación y terminación utilizando la unidad de tubería flexible, en pozos donde no se cuenta con equipo convencional, se requiere de un sistema auxiliar (subestructura) como soporte de carga, seguro, confiable y práctico para realizar las maniobras requeridas.

III.7.3. Presas de fluidos. Son sistemas cerrados para evitar el impacto ambiental y son similares a las utilizadas en equipos convencionales.

III.7.4. Bombas de lodos. Las bombas de fluidos que se utilizan para las operaciones con tubería flexible, comúnmente utilizadas son las triplex y pueden estar integradas a la unidad de tubería flexible o en forma modular.

CAPÍTULO IV.**HERRAMIENTAS EMPLEADAS EN OPERACIONES DE PERFORACIÓN DE POZOS CON TUBERÍA FLEXIBLE.****IV.1. Aparejo de perforación.**

Para un agujero vertical el aparejo de perforación debe contener los siguientes elementos (Fig. IV.1):

- ✓ Barrena.
- ✓ Motor de fondo.
- ✓ Sustituto de flotación.
- ✓ Lastrabarrena antimagnética.
- ✓ MWD.
- ✓ Lastrabarrenas de espirales.
- ✓ Martillo hidráulico.
- ✓ Conector de TF.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

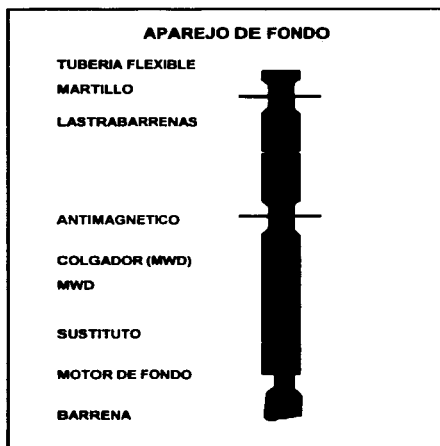


Fig. IV. 1 Aparejo de perforación.²⁶

IV.1.1. Tipos de conexiones.

Actualmente, las herramientas de fondo utilizadas para las operaciones con TF existen dos tipos: roscadas y no roscadas.

Conexiones roscadas. Los tipos de roscas más comunes en operaciones de TF son:

- ✓ Conexión Dowell Estandar, Hydril CS, AW / BW ROD, API Regular y API Internal Flush.
- ✓ Otras que dependen de las especificaciones del fabricante, como son paso, conicidad, sello, etc.

Conexiones no roscadas. Este tipo de conexiones se utilizan en donde es difícil hacer rotación de herramientas al realizar la conexión en la superficie, como son herramientas de registros eléctricos que tengan un diámetro interior reducido para el paso de canicas o dardos y se dispone para diámetros de 1 1/8" y 1 1/4".

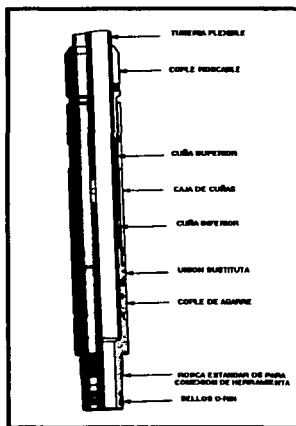
IV.1.2. Conectores para T.F.

La tecnología en TF sobre el manejo de diversos diámetros de tubería y herramientas de fondo, así como la variedad de operaciones ha llevado al desarrollo de conectores con diferentes diámetros y tipos de rosca que conectan la tubería con diferentes herramientas de fondo. Las características que un conector debe de cumplir son: alta resistencia (igual a la de la TF), sellos de elastómero (O-Ring) que aseguren la presión interna de la tubería, así como la presión externa existente del pozo. El conector se une exteriormente y en algunos internamente a la tubería, no restringe el diámetro interior ni el flujo de fluidos o el uso de tapones limpiadores, y de herramientas operadas con bola. Los conectores son instalados y desconectados fácilmente sin interrumpir el enrollado de la tubería.

IV.1.2.1. Tipos de conectores para TF.

La estructura típica de un conector (Fig. IV.2), consiste en una unión sustituta (unión en forma de niple) o un cople el cual aloja a la tubería exterior o interiormente, ésta se sujeta por medio de elementos que pueden ser: cuñas, tornillos de presión (Allen) y la combinación de ambos o conexión ondulada (Roll-on). Los conectores tienen un anillo sello O-rin y de elastómero, una sección complementaria que consiste de un cuerpo rígido en forma de niple, cuya parte final contiene una rosca premium con sellos de metal a metal, con la finalidad de conectar las herramientas, alguno de éstos, incluyen en su parte final un doble sello (para protección), de anillo del tipo o-ring y roscas estándares. Se puede considerar cuatro tipos de conectores: de cuñas, tornillos de presión (Allen), combinados de

cuñas y tornillos de presión y ondulados (roll-on). Existen otros en función a las necesidades del servicio de la tubería.



TESIS CON FALLA DE ORIGEN

Fig. IV.2 Estructura típica de un conector.

En términos generales los beneficios principales del diseño son:

- ✓ Máxima capacidad de carga.
- ✓ Sellado hermético.
- ✓ Manejo en los espacios libres.
- ✓ Conexión premium con sellos de metal a metal.
- ✓ Compatible en ambientes de H₂S y CO₂.
- ✓ Aplicación en perforación, terminación y reparación de pozos

Conector de cuñas. Este tipo de conector utiliza una acción de acuñamiento para apretar firmemente sobre el diámetro exterior de la TF, mediante un elemento en forma de anillo cónico que contiene cuñas para la retención de la tubería (Fig. IV.3). Este soportará las cargas a que se somete en conjunto con la tubería, ya que ambos se integran para resistir las cargas axiales. Otro elemento importante, es el sello elastómero (hule) resistente a la presión, cuya función es aislar y asegurar la presión, interna y externa de la tubería. En la parte inferior del conector contiene una conexión de rosca del tipo sello metal-metal. El conector se diseña para soportar la presión de trabajo a la que se somete.

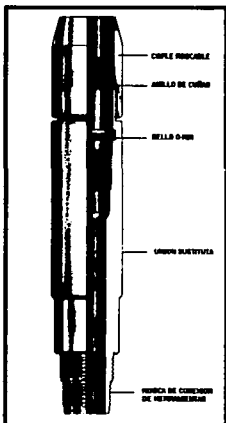


Fig. IV.3 Conector de cuñas.

Conector con tornillos de presión (Allen). Este conector sujeta a la tubería mediante unión sustituta (no contiene cuñas) con un juego de ocho tornillos de presión tipo Allen (Fig. IV.4), los cuales se fijan en un agujero perforado de la unión sustituta y con rosca del tipo tornillo de presión.

Los tornillos, deben tener un apriete aproximado de 300 a 400 lbs-ft de torque para operación normal. Al correrse un motor de fondo, el torque de apriete aplicado puede ser igual al rango máximo del torque provocado por el motor de fondo. Los tornillos efectúan una depresión sobre la tubería, por lo tanto existe una interferencia al paso del flujo en la parte interna del tubo.

El sello O-Ring mantiene un cierre hermético de la presión tanto interno como externo de la tubería. En el extremo inferior del conector existe la conexión con rosca estándar para conectar las herramientas de trabajo. En la instalación de este conector se debe preparar la tubería para una mejor unión del sello O-Ring, con un biselado al final de la tubería y ligar las primeras cuatro pulgadas del diámetro exterior de la tubería.

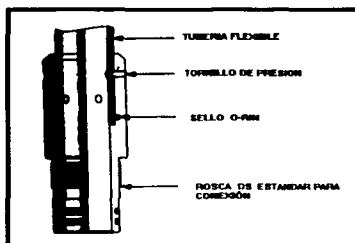


Fig. IV.4 Conector con tornillos de presión.

Conector con cuñas y tornillos de presión. Este conector es una combinación de los anteriores ya que contiene tanto cuñas como tornillos de presión (Fig. IV.5) con la finalidad de proveer una máxima seguridad en el conector el cual está integrado con cuñas, así como el juego de tornillos distribuidos alrededor de la tubería y sellos correspondientes. Además, en su parte final del cuerpo de éste, termina con las roscas de conexión de herramientas de acuerdo al usuario.

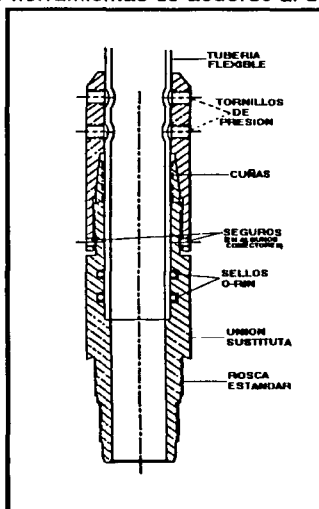


Fig. IV.5 Conector con cuñas y tornillos de presión.⁴

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Conector ondulado (roll-on). Las características y tipo de rosca en su parte inferior son similares a los conectores ya descritos. Sin embargo, éste tiene una forma diferente de unirse, ya que se realiza por dentro de la tubería (Fig. IV.6), el agarre o sujeción se efectúa en el diámetro interior de la tubería y es retenido transversalmente en el lugar por ondulaciones o un corrugado alrededor del conector en su parte inferior. Estas ondulaciones son efectuadas a la tubería por medio de una herramienta especial, en cuyo extremo se encuentra una bola, la cual conforma o amolda la tubería, a los canales que contiene el conector, el sello o-ring se localiza en el exterior de éste, para efectuar el sello hermético con el interior de la tubería. Su instalación se efectúa con un escañador manual para redondear la parte interior de la tubería y eliminar bordes de cordón de soldadura, en una longitud igual a la de inserción del conector, que permanece en el diámetro interno de la tubería (de preferencia pulido para un sello hermético con el conector y una unión resistente con el ondulado (rolado)).

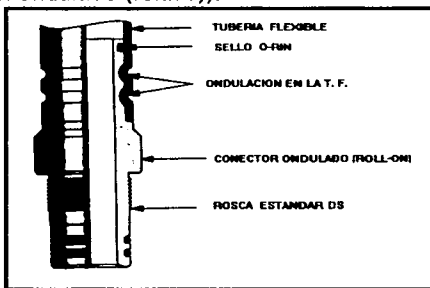


Fig. IV.6 Conector ondulado (roll-on).

Conector hidráulico rápido. Este conector facilita la conexión rápida aunque existe una variedad amplia de éstos. Se muestra en la figura IV.7 un tipo básico.

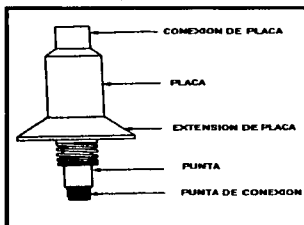


Fig. IV.7 Conector hidráulico rápido.⁴

El diseño de estos conectores permite asegurar que la conexión sea rápida y segura en el primer intento, reduciendo el tiempo requerido para instalar el equipo de TF. Aunque existe una variedad de este tipo de conectores, se presentan algunos modelos conocidos como conector-desacoplador hidráulico:

- ✓ TOT JHS conector-desacoplador hidráulico
- ✓ TOT JHR conector-desacoplador hidráulico
- ✓ BEA-MAG "modelo T" conector hidráulico rápido

El conector JHS es comúnmente usado en conjunto con una estructura en operaciones de TF costa afuera. El conector es normalmente localizado entre la estructura y el cabezal de flujo o tubería de perforación y soporta el peso de toda la sarta. El conector JHR puede ser usado en conexiones de cualquier tubería y se localiza entre el cabezal de inyección y los preventores. El conector rápido BEA-MAG Modelo "T" puede ser usado en cualquier conexión de tubería y generalmente se localiza entre el cabezal de inyección y los preventores.

Conector de ensamble de herramienta de registro. Dentro de la variedad de los conectores que se tiene para efectuar los trabajos con cable de acero en la toma de registros (Fig. IV.8) permite un ensamble de cambio rápido de herramientas y circulación continua del fluido. Si la herramienta se pegara, el cable de acero se separa del cabezal del cable y la tubería en la parte superior del sustituto, ambos en cargas de tensión por debajo del punto de cedencia de la tubería.

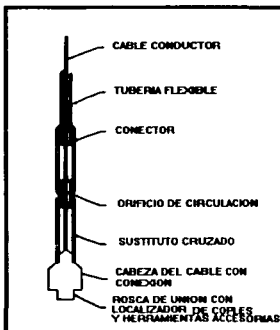


Fig. IV.8 Conector de ensamble de herramienta de registro.⁴

Conector amortiguador. En el desarrollo de conectores más sofisticados se tiene un diseño básico para la TF (Fig. IV.9), el cual incluye una válvula de retención y la capacidad de desconexión en una emergencia, así como la de absorber el impacto. Después de una desconexión por emergencia, la tubería se separa del conector con una válvula de retención interna.

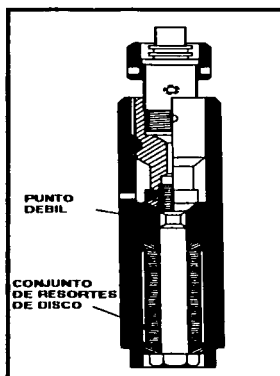


Fig. IV.9 Conector amortiguador.

En la tabla IV.1 se presentan las características de los diferentes tipos de conectores empleados en las sarts de TF.

TIPO DE CONECTOR	DIÁMETRO DE T.F. (in)	LOG. DE ROSCADO (in)	DE (in)	DI (in)	PRESIÓN MAX. DE TRABAJO (psi)	TEMP. MAX. (°F)	TENSIÓN MAX. (lbf)	TOL. AL TORQUE (ft-lbf)	PESO (lbn)
DE AGARRE (DE CUÑAS)	1-1/4 1-1/2	13.10 12.80	1.70 2.12	0.93 1.25	5000	300	excede el valor de la tubería	-	-
CON TORNILLOS DE PRESIÓN	1-1/4 1-1/2 1-3/4	-	1.75 2.00 2.25	0.75 1.06 1.12	5000	300	25000	excede el valor de la tubería	-
ONDULADO (ROLL-ON)	1-1/4 1-1/2 1-3/4	-	1.25 1.5 1.75	0.62 0.62 1.00	5000	300	21000	50	-
(RÁPIDO) JHS	cualquiera	-	-	3 1/8 a 5 1/8	10000	-	-	-	980 a 1500
(RÁPIDO) JRH	cualquiera	-	-	3 a 5	10000	-	-	-	300 a 505
(RÁPIDO) BEA-MAG "T"	cualquiera	-	-	3.06	10000	-	-	-	300

Tabla IV.1 Características de los conectores.

Conectores soldables. Estos en la actualidad son de poco uso, ya que existe el riesgo de atraparse y presentan el punto más débil en la soldadura de éste con la tubería. Una de sus ventajas es que el diámetro exterior de la sarta es uniforme.

IV.1.3. Motores de fondo.

Son herramientas hidráulicas que sirven para proporcionar rotación, velocidad y torque a la barrena o molino durante la perforación o limpieza de un pozo (Fig. IV.10).

La energía para hacer rotar el motor, es proporcionada por el fluido que se circula a través de la sarta de herramientas desde la superficie.

Existen tres tipos de motores de fondo:

1. **Motores tipo turbina.** Actualmente, se inicia el uso de diámetros pequeños y se utilizan para pozos con alta temperatura.
2. **Motores vane.** Estos motores se encuentran en una fase de prueba.
3. **Motores de desplazamiento positivo.** Este tipo de motores consta principalmente de cinco componentes, como se muestra en la figura IV.10.

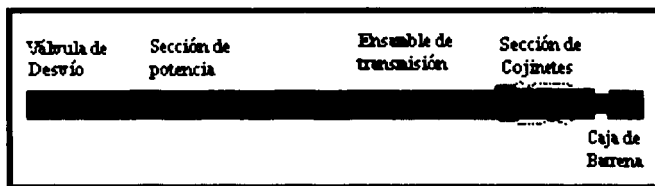


Fig. IV.10 Motor de fondo.

Válvula de desvío. Se instala para llenar la tubería durante su viaje dentro del agujero y para evitar un viaje-mojado cuando se esta sacando. Se coloca arriba de la sección de potencia y está instalada en su propio sub removible. La válvula se mantiene abierta hasta que la presión del lodo de perforación excede del muelle de la válvula. La proporción de flujo requerida para cerrar esta válvula está por debajo de la proporción del flujo mínimo necesario para accionar el motor. Cuando la acción del flujo del lodo hace que el muelle cierre la válvula, también obstruye los agujeros que van al espacio anular haciendo que el lodo fluya a través de la sección de potencia del motor.

Sección de potencia. Convierte la energía del flujo hidráulico en caballos de fuerza mecánicos. Este potencia generada por el rotor/estator multi-lobular de la sección de potencia es el producto de un alto empuje torsional y una lenta rotación. La sección de

potencia consiste de un rotor que es la parte móvil de acero y el estator que es la parte fija de la herramienta (elastómero).

El estator elastomérico está adherido firme y cuidadosamente dentro de un apieza tubular de acero que puede a su vez ser parte integral de la camisa del motor o un tubo independiente fijado fuertemente a la camisa del motor. La pieza multi-lubular se enrosca helicoidalmente a lo largo del estator.

El flujo del fluido de perforación crea una presión hidráulica que hace que el rotor gire y rote dentro del estator (Figs. IV.11 y IV.12).



Fig. IV.11 Sección de potencia de motor de fondo.⁸

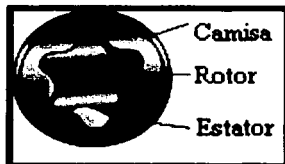


Fig. IV.12 Sección de potencia corte transversal de motor de fondo.⁸

Sección de cojinetes. Compuesta por una pieza hueca rígidamente construida y que está sostenida dentro de la camisa del motor por una serie de balineras radiales y de empuje, que soportan la fuerza que el rotor imparte desde arriba y la contrafuerza generada por el peso sobre la barrena. La balinera de empuje es un sistema múltiple de unidades de balineras.

Sección de transmisión. Transmite la velocidad y la torsión de rotación producidas por la sección de potencia. La transmisión debe ser capaz de absorber el empuje hacia abajo generado por la sección de potencia y de permitir que el rotor mantenga la misma relación axial con el estator. Además, la transmisión debe eliminar el movimiento de giro del rotor e impartir solamente velocidad concéntrica rotatoria al eje de empuje.

Caja de barrena. Es el conector con rosca que se acopla directamente al eje de empuje.

Los motores de desplazamiento positivo están disponibles en todos los diámetros, pero especialmente en diámetros pequeños.

Los criterios para seleccionar un motor de fondo son los siguientes:

- ✓ Temperatura.
- ✓ Diámetro exterior.
- ✓ Número de etapas para calcular la velocidad.
- ✓ RPM vs gasto.
- ✓ Torque vs gasto.
- ✓ Máximo gasto.
- ✓ Máxima caída de presión.

Se recomienda seleccionar el diámetro exterior máximo posible, una alta velocidad para agujeros reducidos (slim hole). Con el torque máximo y gasto para permitir una mejor limpieza del agujero especialmente en lutitas. Para motores de 4 ¾" asegurarse que el máximo torque multiplicado por dos sea menor que el máximo torque permisible en la TF y seleccionar un motor de baja velocidad o modificado.

Las desventajas de este tipo de motores son:

- ✓ No pueden circular fluidos corrosivos.
- ✓ No resiste altas temperaturas de fondo.

IV.1.4. Herramienta perforadora de impacto (Hipp Tripper).

Esta herramienta es de rotación e impacto en una sola dirección, puede trabajar con la mayoría de los fluidos incluyendo el nitrógeno, sus componentes no son afectados por solventes, aceite o diesel. Sin embargo, no están diseñados para trabajar con ácido o en ambientes con alta concentración de H₂S.

La potencia de esta herramienta es proporcionada por el fluido que se bombea a través de la TF y produce una acción recíproca de rotación, la frecuencia de las reciprocidades depende del peso que se le aplica a la misma y del volumen bombeado.

El motor no iniciará a girar y golpear hasta que encuentre resistencia. Esto permite circular mientras se está introduciendo o sacando la herramienta sin dañar la tubería de producción. Esta herramienta utiliza un acelerador, el cual se puede describir como dos tubos telescopiados que se deslizan parcialmente hacia abajo a través de un resorte. La herramienta puede ser introducida con o sin acelerador. Sin embargo, es recomendable cuando se pruebe en superficie y trabaje a profundidades mayores de 600 pies o con diámetros de tubería mayores de 1¼".

Ventajas

- ✓ Opera sobre la mayoría de los fluidos inclusive nitrógeno.
- ✓ No opera hasta encontrar resistencia.
- ✓ Puede rotar y golpear.
- ✓ Existen varios tipos de barrenas para operar según el tipo de resistencia.
- ✓ Permite circular en cualquier momento.

Aplicaciones más comunes.

- ✓ Tapones de resinas.
- ✓ Empacamiento de grava.
- ✓ Cemento.
- ✓ Incrustaciones de carbonatos.
- ✓ Parafinas.
- ✓ Puentes de cerámica.
- ✓ Resistencias de fierro.

IV.1.5. Barrenas.

Existen diferentes tipos y diámetros disponibles de barrenas para la perforación de pozos, estos tipos difieren por su estructura de corte, por el tipo de rodamiento cuando son de conos y por los materiales utilizados en su construcción. De acuerdo a esto se clasifican en:

- ✓ Barrenas tricónicas.
- ✓ Barrenas de diamante.
- ✓ Barrenas de diamante policristalino compacto (PDC).

Barrenas tricónicas. Esas tienen generalmente, tres conos cortadores que giran sobre su eje, las hay también de dientes fresados y de insertos de Tungsteno. Por su sistema de rotación pueden ser de balero estándar, de balero sellado y de chumaceras.

Barrenas de diamantes. Son cuerpos compactos, sin partes móviles, con piedras de diamantes incrustadas parcialmente en su superficie interior y lateral, que trituran la formación por fricción o arrastre.

Barrenas de diamante policristalino compacto (PDC). Son parecidas a las de diamante, con la diferencia de que en vez de diamantes se le incrustan compactos sintéticos de tamaño relativamente grandes, que perforan con el mismo sistema de fricción o arrastre.

Las barrenas se fabrican para perforar cuatro diferentes tipos de formaciones en lo general.

- ✓ Formaciones suaves.

- ✓ Formaciones medianas.
- ✓ Formaciones dura.
- ✓ Formaciones extraduras.

Las características más importantes de las barrenas son: la estructura cortadora y el sistema de rodamiento de los conos.

La estructura cortadora. Está definida por los dientes maquinados y/o los insertos de carburo de tungsteno. La correlación entre la estructura de corte y el tipo d formación para perforar es la siguiente:

Dientes

Insertos grandes y espaciados.
Insertos medianos y no muy espaciados.
Insertos chicos y muy juntos
Insertos tipo botón, pequeños y juntos

Formación

Blanda
Mediana
Dura
Estradura

CAPÍTULO V.**HERRAMIENTAS EMPLEADAS EN OPERACIONES DE TERMINACIÓN Y
REPARACIÓN DE POZOS CON TUBERÍA FLEXIBLE.****V.1. Terminación.**

Otra de las aplicaciones en TF donde va adquiriendo un mayor auge en el renglón de las terminaciones, cuyo éxito ha incidido mayormente como sarta de velocidad para mejorar el flujo en la tubería de producción de los pozos de aceite, o también para casos de pozos productores de gas con agua

La terminación de un pozo petrolero es un proceso operativo que se inicia después de cementada la última tubería de revestimiento de explotación y se realiza con el fin de dejar el pozo produciendo hidrocarburos o taponado si así se determina.

V.1.1. Componentes de la sarta de velocidad.

Una sarta de velocidad incluye:

- ✓ TF.
- ✓ Niples de asiento.
- ✓ Válvula subsuperficial de seguridad.

A continuación se muestra una configuración típica de sarta de velocidad (Fig. V.I).

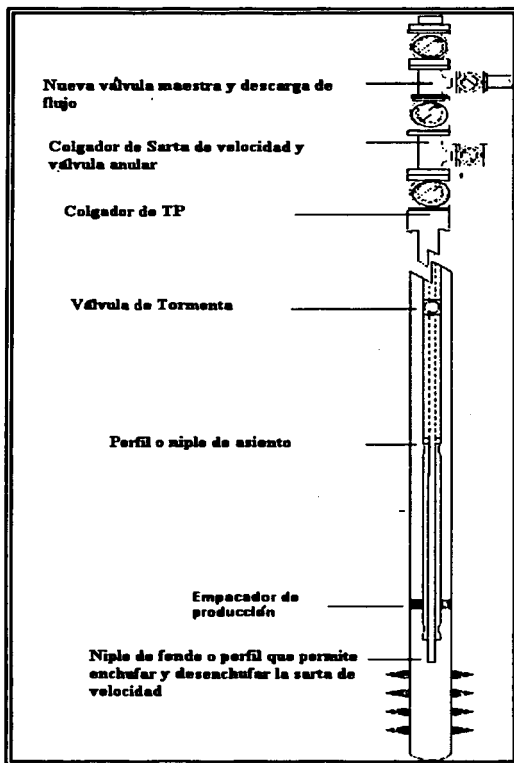


Fig. V.1 Configuración típica de sarta de velocidad.³⁰

V.1.2. Aparejos de producción.

Los tipos más comunes de terminaciones hasta ahora desarrollados son:

- ✓ Bombeo neumático.
- ✓ Bombeo electrocentrífugo.
- ✓ Bombeo hidráulico.

V.1.2.1. Aparejos con bombeo neumático.

Otra de las alternativas para restituir la producción de aceite de pozos que tienen baja presión de fondo, es el uso de la TF como aparejo de producción y de válvulas para bombeo neumático (Fig. V.2). El arreglo depende de las condiciones futuras del comportamiento del pozo. Si es un pozo nuevo, o si es depresionado, también se analizará su comportamiento.

Existen diferentes tipos de sarta con cople externo, las cuales no pueden ser corridas a través de la cabeza inyectora, asimismo requieren de herramientas y equipo especial para su instalación. La tipo recuperable ha sido la más común en las terminaciones realizadas por su versatilidad, ya que se puede recuperar con equipo de TF estándar además, está diseñada para su instalación en pozos fluyentes.

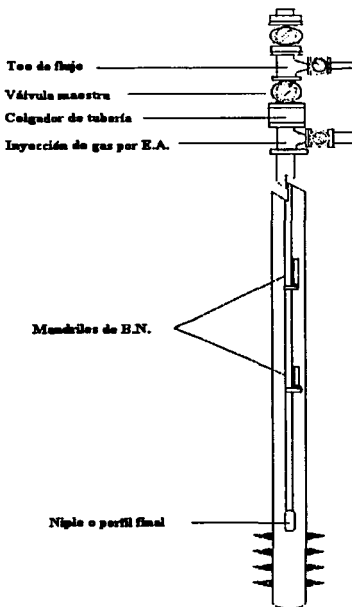


Fig. V.2 Configuración típica de bombeo neumático con tubería flexible.²⁶

V.1.2.2. Aparejos con bombeo electrocentrífugo.

El uso de la TF para aparejos de bombeo electrocentrífugo (Electrical Submersible Pump "ESP") se caracteriza por los altos volúmenes de producción y se emplea en pozos profundos con una mezcla de hidrocarburos con poco gas.

Un sistema simple de BEC (bombeo electrocentrífugo), consta, principalmente de una bomba centrífuga de múltiples etapas con un motor de fondo y una fuente de poder a través de un cable conductor. Este sistema opera con mayor eficiencia en pozos con baja relación gas-aceite y con alta productividad de fluido. Este sistema puede llegar a producir hasta 80,000 barriles de fluido por día. Dependiendo de las características de producción del pozo, el promedio de vida del sistema puede ir desde pocas semanas hasta varios años.

Componentes:

- ✓ **Bomba centrífuga.** Está compuesta de múltiples etapas. Cada una de ellas comprende de un impulsor y un difusor. La bomba se diseña en función de la altura de columna de fluido por producir (nivel dinámico).
- ✓ **Motor eléctrico.** Es de tres fases separadas a 120 grados, que establece un campo magnético de dos polos; el cual hace mover el rotor y estator contenidos dentro del motor. El conector del cable de potencia que se une al motor se denomina "mufa".
- ✓ **Protector o sello.** Se instala arriba del motor y debajo de la bomba. Tiene tres funciones principales: soportar el impulso aplicado por la bomba (cojinete), se encarga de igualar las presiones entre el fluido del motor y los fluidos del pozo, así como para disipar el calor generado.
- ✓ **Separador de gas.** Se encarga de separar el gas antes de que el fluido entre a la bomba. Esto se logra con un sistema impulsor especial.
- ✓ **Cable de potencia.** Conduce la potencia eléctrica desde la superficie al motor. El conductor se encuentra aislado y rodeado por una chaqueta protegida por una armadura metálica.

A continuación se muestra la configuración típica de una terminación de BEC con TF, (Fig.V.3).

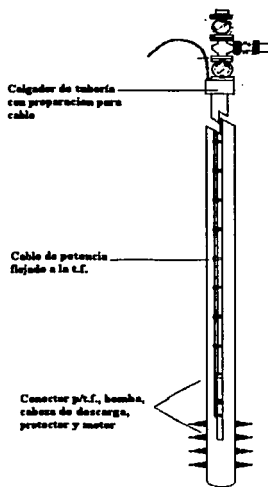


Fig. V.3 Configuración típica de un aparejo de BEC con tubería flexible.²⁸

- ✓ Existen accesorios adicionales que pueden instalarse en la parte inferior del motor, como sensores para medir la presión y temperatura de fondo a tiempo real.
- ✓ Los componentes superficiales incluyen el cabezal con preparación especial y el colgador para la TF.

V.1.2.3. Aparejos con bombeo hidráulico.

Se ha desarrollado un nuevo sistema de bombas hidráulicas durante los últimos años, las cuales son usadas con TF para la producción de pozos, sobre todo de agujeros reducidos.

Existen dos diseños básicos de bombas Jet: una bomba libre y otro de bomba fija. En el diseño de bomba fija, ésta se conecta al extremo de la columna de producción y se baja en el pozo. Para recuperarla o efectuar su mantenimiento es necesario sacar la totalidad de dicha columna. El tipo de bomba libre, es diseñada para efectuar su desplazamiento dentro y fuera del pozo, por el interior de la tubería, lo cual permite su recuperación por circulación inversa. Debido a su diseño, se pueden obtener distintas configuraciones para un proyecto específico, dependiendo ésta de los parámetros de producción de un pozo determinado. Los componentes principales de las bombas Jet son :

- ✓ El conjunto de fondo.
- ✓ La caja de la bomba.
- ✓ El conjunto de garganta y tobera.

La compatibilidad de las bombas con los distintos diámetros de TF van desde 1 1/4" hasta 2 7/8" y pueden ser fabricadas con diámetros desde 3/4" y longitudes de 12 pulgadas. Esto hace posible producir por bombeo hidráulico en pozo de diámetro reducido con gran desviación y horizontales.

V.1.3. Colgadores.

El sistema de colgamiento permite correr la tubería sin necesidad de matar el pozo; la figura V.4 representa un sistema funcional para colgarla. Frecuentemente se instala en pozos de baja presión (menor a 3500 lb/pg²), lo cual hace a éstos sistemas económicamente atractivos.

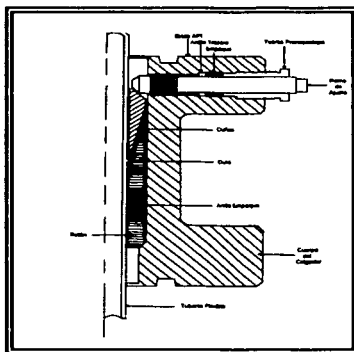


Fig. V.4 Colgador de la TF.²⁶

El colgador es mostrado en la figura V.5, es un diseño que incorpora cuñas y empaque dentro del cuerpo del colgador, con espárragos de cuerda externa para controlar las cuñas, esto les permite asentarse y empaclarla bajo presión.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

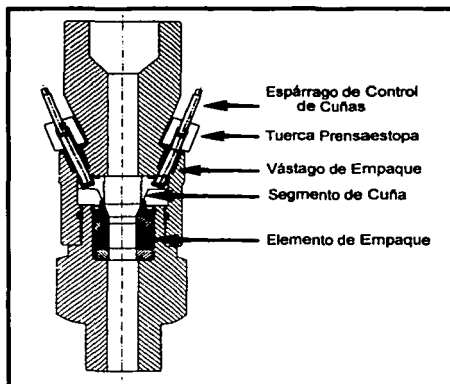


Fig. V.5 . Cuñas internas del colgador de TF.²⁶

El colgador consta de cuñas de segmentos de tubería y elementos de empaque con conexión de brida o cuerda (Fig. V.6).

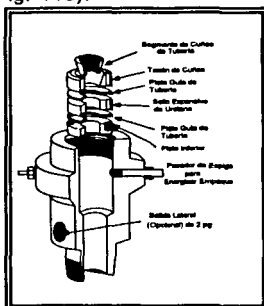


Fig. V.6 Colgador de TF de cuñas segmentadas.²⁶

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

V.1.4. Empacadores.

En operaciones de terminación con TF pueden utilizarse tres tipos de empacadores tales como:

- ∨ Mecánicos
- ∨ Hidráulicos
- ∨ Tapón puente

Empacadores Mecánicos. Estos empacadores se operan hidráulicamente por tensión y/o compresión y se fabrican en diferentes diámetros.

La ventaja es que los de diámetros pequeños permiten el paso a través de nipples con diámetros reducidos, los cuales son operados por tensión y no se ven afectados por la hidráulica del pozo.

Las aplicaciones principales de los empacadores son:

Tapón puente temporal. Para aislar zonas, controlar pozo o cuando se reparen las conexiones superficiales.

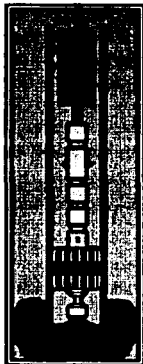
Tapón puente permanente. Para abandono de intervalos.

Empacadores de prueba. Para probar intervalos o realizar tratamientos en zonas, como estimulaciones, control de agua o arena, etc.

Empacadores de terminación. Utilizados para la terminación o mantenimiento de pozos.

Empacadores hidráulicos. Se utilizan en donde el anclaje mecánico no es confiable debido a las condiciones mecánicas del pozo. Los empacadores hidráulicos requieren para su anclaje del lanzamiento de una esfera y de aplicar presión en la sarta para activar el sistema de anclaje.

Empacadores inflables. Tienen la habilidad de agrandarse a un diámetro mucho mayor que el diámetro exterior del cuerpo original del empacador, se corren a través del aparejo de producción y se agrandan en una relación máxima de 3:1, reduciendo proporcionalmente su capacidad de presión diferencial (Fig. V.7).

Fig. V.7 Empacador.²⁶

V.2. Pesca.

Es uno de los problemas más importantes que afectan el desarrollo de la intervención de un pozo. Pueden ocurrir por varias causas, las más comunes son: las fallas de algún componente del equipo superficial, subsuperficial, accesorios de trabajo (llaves, cuñas, etc) y, algunos casos, por operaciones mal efectuadas y descuidos humanos.

La mayoría de las herramientas de pesca están diseñadas para ser introducidas en tuberías. Operan con rotación y movimientos recíprocos, o con una combinación de ambos. La manera como se atrapa o suelta un pescado, las bocas de los mismos, así como sus condiciones de atrapamiento de éstos, indicarán la herramienta de pesca adecuada para su recuperación. Estas herramientas se clasifican dentro de los siguientes grupos:

- a) Pescantes de agarre exterior.
- b) Pescantes de agarre interior.
- c) Pescantes para herramientas y materiales sueltos.
- d) Pescantes para línea y cable de acero.

V.2.1. Pescantes de agarre exterior. Son herramientas diseñadas para agarrar el pescado exteriormente. Su afianzamiento se basa en el mecanismo de cuñas que tiene en el interior del pescante; ejemplo de este grupo son los Bowen y las tarrajas. Se fabrican para ser operados con rotación derecha o izquierda y en diferentes tipos y tamaños; pueden aplicarse a pescados sueltos o fijos (tarrajas).

Cuando se trata de un pescado suelto el pescante es bajado con tubería hasta la boca del pescante. Se introduce en el interior del pescante hasta la sección de cuñas, cuando la sarta de pesca es levantada, las cuñas o grapas afirman el pescado, para entonces trabajarlo con tensión hasta liberarlo y sacarlo a la superficie. Los pescantes de agarre externo, utilizan cuñas de canasta o de espiral. La selección del tipo de cuñas depende de las condiciones del pescado. Las cuñas de canasta, por su forma y fabricación, son de agarre corto: un labio superior evita que el pescado entre en la totalidad del barril en el pescante lo que permite poder soltar el pescado cuando sea necesario. Un requisito indispensable para el empleo de pescantes con cuñas de canasta es lavar la boca del pescado, además de que el diámetro de la boca del pescado sea homogéneo. Esta característica es indispensable pues el pescante penetra unas cuantas pulgadas sobre la boca del pescado. Cuando se usan cuñas de espiral, la condición de la boca del pescado no es tan importante debido a que el pescado entra en el interior del pescante hasta la cima del barril.

En la actualidad se encuentran disponibles varios tipos de guías de pescantes, como zapatas guías y molinos de control, que son empleados para guiar la bocas del pescado hacia el interior del pescante (Fig. V.8).

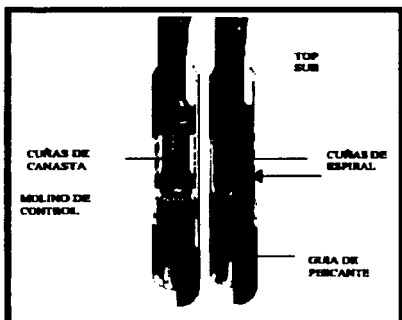
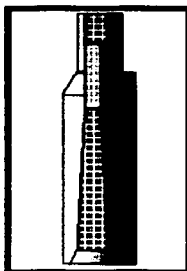


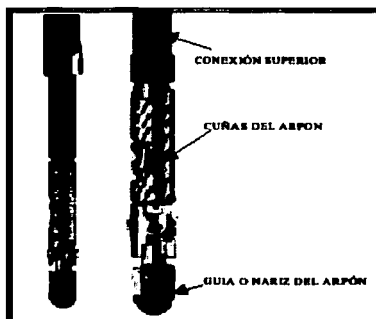
Fig. V.8 Pescante de agarre exterior bowser.¹¹

Una tarraja es, básicamente, un cilindro que en su interior tiene una cuerda ahusada o cónica. Su uso es recomendable en pescados fijos y bocas irregulares, pues para operar se requiere rotación y peso: se hace una rosca al cuerpo del pescado para su afianzamiento y recuperación. Cuando el pescado es afianzado y no es posible su recuperación se puede recuperar la sarta de pesca tensionando hasta barrer las cuerdas, o en su caso, hasta accionar la herramienta de percusión. (Fig. V.9)

Fig. V.9 Pescante de agarre exterior tipo tarraja.¹¹

V.2.2. Pescantes de agarre interior. Básicamente están compuestos por machuelos y arpones. Son herramientas que penetran en el interior del pescado y que cuentan con un mecanismo o diseño de agarre interior.

Los arpones están diseñados para operar en tensión. Tienen la particularidad de que al correrse en el interior del pescado, las cuñas están en posición retraída. Al posicionarse dentro del pescado, el mecanismo es operado con rotación izquierda de 2 a 3 vueltas por cada 1,000 m de profundidad para expandir las cuñas y afianzar el cuerpo del pescado. Cuando éste no puede recuperarse, el arpón puede liberarse mediante la rotación derecha para retraer las cuñas (Fig. V.10).

Fig. V.10 Pescante de agarre interior tipo arpón.¹¹

Los machuelos son herramientas que en su exterior tienen una rosca cónica de un rango de menor mayor diámetro, con un orificio en el extremo inferior para la circulación de fluidos. La construcción de las roscas puede ser a la derecha o izquierda y son empleadas para pescar en el interior de tuberías. Su operación es semejante a las tarrajas, pues requieren de rotación y peso para afianzar el pescado (Fig. V.11).

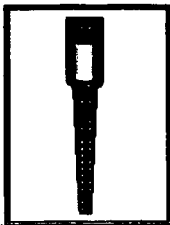


Fig. V.11 Pescante de agarre interior tipo machuelo.¹¹

V.2.3. Pescantes para agarre de herramientas sueltas. Estas herramientas se utilizan para agarrar materiales sueltos en el interior del pozo, tales como: cuñas de tubería, dados de llaves rotos, pedazos de cable, conos y baleros de barrenas.

El diseño de la canasta de circulación inversa aprovecha precisamente la circulación inversa que produce el fluido de control cuando sale de la canasta en forma de jet hacia el fondo del pozo para dirigirse hacia la parte inferior de la canasta. Arrastra con ello los objetos por recuperar y quedan atrapados en el interior de la canasta (Fig. V.12).

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

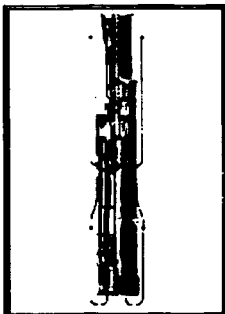


Fig. V.12 Canasta de circulación inversa.¹¹

V.2.4. Pescantes para líneas de acero. Se emplean para recuperar alambre acerado, cable eléctrico y cable de acero. Su diseño es sencillo y práctico. La mayoría consta de gavilanes, aunque en el caso de arpones para línea llevan, además, una arandela o disco de diámetro igual al interior de la tubería de revestimiento en donde se pretende pescar, con el objeto de evitar que el pescado de línea pase por arriba del arpón.

Los distintos problemas de pesca y su complejidad, han dado lugar a diseñar también distintos aparejos, estos varían de acuerdo a cada necesidad (Fig. V.13 y Fig. V.14).

V.2.5. Sarta de pesca.

- ▼ Pescante.
- ▼ Centrador, en caso necesario.
- ▼ Soltador hidráulico.
- ▼ Junta de seguridad.
- ▼ Válvula check.
- ▼ Martillo.
- ▼ Acelerador.
- ▼ Conector de extremo de tubería.
- ▼ Junta de rodilla, en caso necesario.

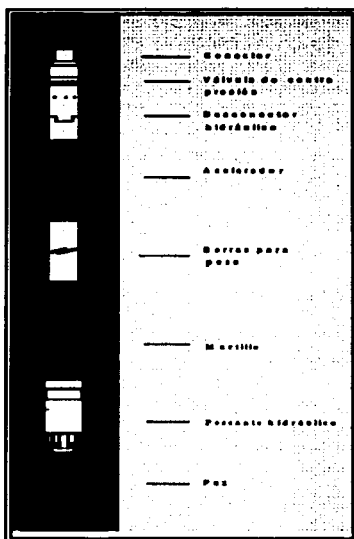
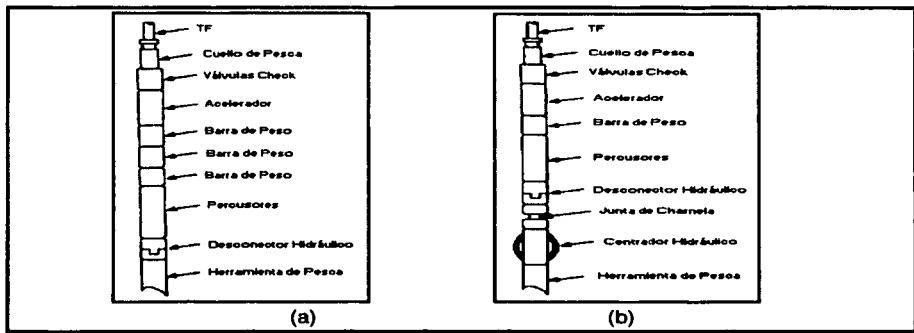


Fig. V. 13 Configuración del ensamble de pesca.²⁶



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

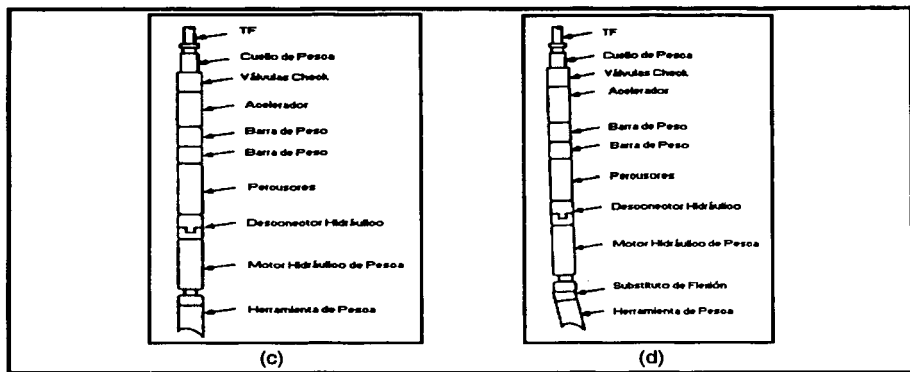


Fig. V.14 Ejemplos típicos de sarts de pesca con TF.²⁶

V.2.5.1. Herramientas desprendibles de "un jalón".

Estas enganchan al pescado una sola vez antes de sacarlo y repararlo. El pescado se desprende generalmente aplicando peso hacia abajo, por vibración o, en algunos casos, mediante fuerza hidráulica que causa la ruptura de un perno o pasador. Muchas herramientas presentan un pequeño agujero que permite la circulación.

V.2.5.2. Herramienta de jalón (Pulling tool).

Es una herramienta para recuperar pescados, los cuales tienen un cuello de pesca bien definido, pueden ser internos o externos y ser operados hidráulica o mecánicamente con liberación tipo "J" (Fig. V.15).

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

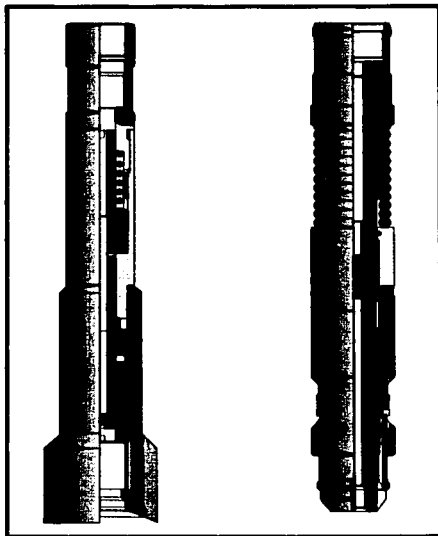


Fig. V.15 Herramienta de jalón.

V.2.5.3. Pescantes exteriores

Este tipo de pescante está diseñado para operar sobre el cuello del pez que será recuperado, éstos consisten de un juego de grapas que giran sobre el interior de un tazón con cierto grado de inclinación para ir oprimiendo o cerrando las grapas y un seguro de éstas (Fig. V.16), por cada giro se aumenta la torsión, incrementa el cierre de las grapas sobre el exterior del pez. Este tipo de pescante permite la circulación si el pez no puede ser removido los pescantes cuentan con un sistema de liberación.

Entre los pescantes exteriores mencionamos los siguientes:

- ✓ Over - Shot series 10, 20 y 150.
- ✓ Continuos.
- ✓ Zapatas de fricción.
- ✓ Tarrajas.
- ✓ Magnéticos.

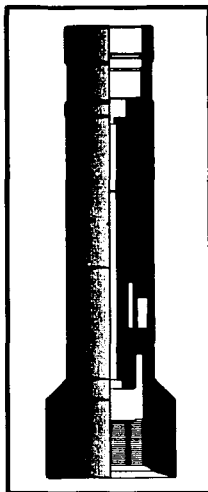


Fig. V.16 Pescante exterior.

V.2.5.4. Pescantes interiores.

Este tipo de pescante se utiliza para operarse dentro de la boca del pez, los arpones son los más comunes en operaciones de pesca (Fig. V.17).

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

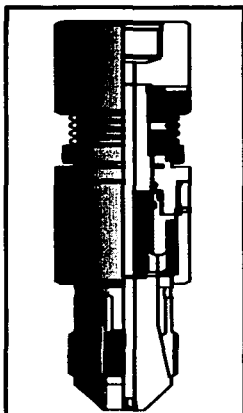


Fig. V.17 Pescante interior.

V.2.5.5. Pescantes de enchufe y arpones.

Estas herramientas de pesca re-enganchables operan mecánicamente entre el enganche-desenganche mediante ciclos de asentamiento y levantamiento, muchas otras operan con peso de asentamiento relativamente bajo.

Los pescantes de arpón están diseñados para sujetar al pescado en su diámetro interno figura V.18 a, provistos de un mecanismo liberador que puede incluirse en el diseño (arpones liberables) o emplear una junta liberadora para TF (arpones no liberables), los arpones son de 35 pg de longitud con un diámetro exterior de 2.25 pg e interior de 0.50 pg, el rango de uñas es de 1.75 a 4.5 pg, operan a una presión máxima de 5000 lb/pg², a una temperatura máxima de 350 °F y con una carga máxima de tensión de 40,000 lb/pie. Las principales características de las herramientas son:

- ✓ Un mecanismo atrapador/liberador controlado generalmente por un mecanismo de uñas cada vez que se aplica peso sobre la herramienta.
- ✓ Un aparejo cónico de sujeción que debe fabricarse después de considerar el perfil del cuello del pescado y las restricciones de la terminación.
- ✓ Un medio que permita la circulación de fluido y ofrezca una ventaja significativa sobre los métodos alternativos de pesca.

- Los pescantes de enchufe (overshot) están diseñados para sujetar el cuello del pescado en su diámetro externo (Fig. V.18 b). Una vez que la herramienta ha sujetado el pescado, la fuerza de agarre en las uñas aumenta conforme se incrementa la tensión en la sarta de herramientas. El diseño puede incorporar un mecanismo liberador o puede emplearse una junta liberadora de TF. Normalmente, estos pescantes tienen 30 pg de longitud, un diámetro externo de 2.25 pg, e interno de 0.50 pg, un rango de agarre entre 0.88 y 4.50 pg, una presión y temperatura máxima de operación de 5000 lb/pg² y de 350 °F, y una carga de tensión máxima de 40,000 lb/pie. Sus características son similares a la herramienta anterior.

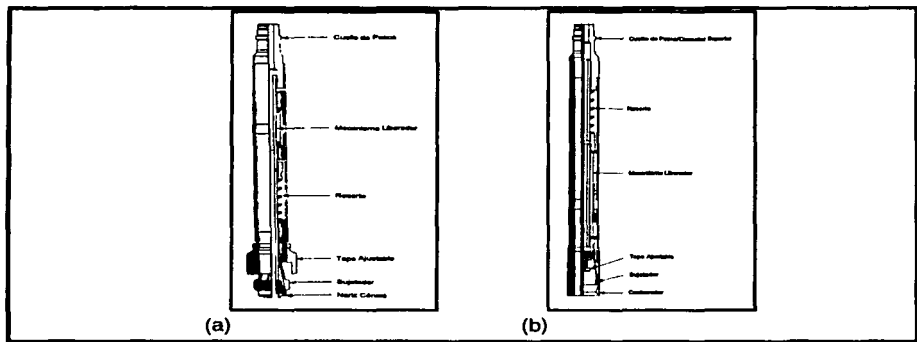


Fig. V.18 Pescantes (a) de arpón y (b) de enchufe.

V.2.5.6. Herramientas re-enganchables hidráulicas.

Son herramientas de pesca relativamente nuevas que operan hidráulicamente y similar a otras herramientas, incorporan un orificio de chorro que cicla la herramienta entre el enganche y el desenganche. La operación hidráulica puede ser independiente a la disminución de peso o al peso de levantamiento. Estas herramientas no desprenderán el pescado a menos que el gasto de bombeo a través de la TF exceda un gasto predeterminado que provoque una caída de presión suficiente a través del orificio para vencer una tensión elástica y operar el mecanismo de liberación. Las fuerzas de levantamiento o la disminución de fuerzas pueden evitar que operen apropiadamente y requieran algunas manipulaciones en el peso para liberar al pescado cuando se requiera.

V.2.5.7. Juntas de seguridad.

Estas herramientas se instalan abajo de las válvulas de contrapresión, cuya función principal de su diseño es dejar una boca de pez o cuello de pesca conocida, cuando se tenga que desconectar por algún motivo como una pegadura por presión diferencial o por algún tipo de atrapamiento (colapso, sólidos, asfaltenos, carbonatos etc.), estas herramientas son diseñadas para poder reconectarse con la sarta apropiada para recuperar el pez (Fig. V.19). Para la selección apropiada de una junta de seguridad deben considerarse los siguientes factores:

- ✓ Método de operación.
- ✓ Pescado por recuperar.
- ✓ Cuello de pez.
- ✓ Aplicación de los requerimientos de operación.

La clasificación de las juntas de seguridad está dada por el método de operación:

- ✓ **Tensión.** Este debe ser el punto más débil de la sarta, ya que cuando se opere la tubería no sufra daño por elongación.
- ✓ **Presión.** La presión aplicada a través de la tubería ejerce una presión diferencial dentro y fuera de la herramienta para actuar en el mecanismo.
- ✓ **Tensión - Presión.** Es la combinación de los dos puntos anteriores.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

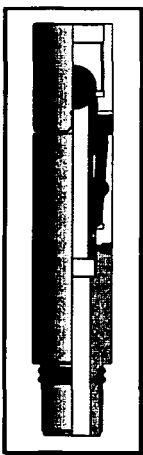


Fig. V.19 Juntas de seguridad.

V.2.5.8. Válvulas de contrapresión (Check).

Generalmente, las válvulas de contrapresión son instaladas dentro de la sarta de trabajo abajo del conector de tubería y se utilizan para prevenir la entrada de flujo de fluidos del pozo al interior de la TF, y trabaja como una válvula de seguridad de fondo cuando se presentan fracturas o daños en la tubería que se encuentra fuera del pozo (superficie).

Existen dos tipos de válvulas de contrapresión:

V.2.5.9. Válvula de contrapresión con asiento para esfera. El diseño de esta válvula limita el uso de herramientas de fondo, ya que en el interior de ésta se aloja una esfera de acero que impide el paso de otras herramientas, limita el flujo de fluidos presentándose erosión en el asiento de la esfera ocasionado por los sólidos contenidos en el fluido de circulación (Fig. V.20).

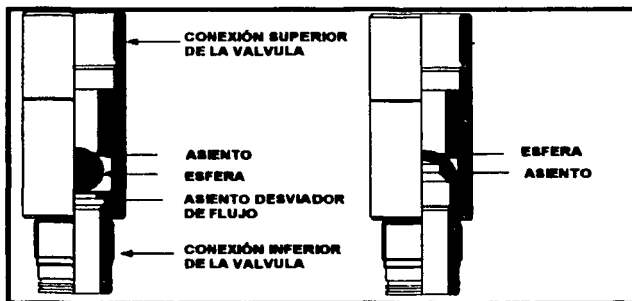
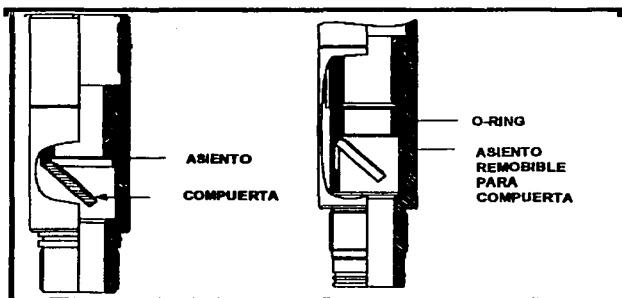


Fig. V.20 Válvula de contrapresión con asiento para esfera.

V.2.5.10. Válvula de contrapresión de charnela. Por su diseño son comúnmente usadas, ya que permiten manejar herramientas de fondo como empaques mecánicos o soldadores hidráulicos, fluidos con alto contenido de sólidos y utilizar técnicas de operación más complejas, reducen la erosión en su interior debido a que no se origina turbulencia (Fig. V.21).

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Fig. V.21 Válvula de contrapresión de charnela.⁴

V.2.5.11. Aceleradores.

Están diseñados para mejorar la fuerza de impacto del percusor aplicada al pescado. Maximiza la velocidad de la barra de peso, con lo cual se maximiza la fuerza de impacto. Los aceleradores emplean un resorte helicoidal que almacena la energía necesaria con lo cual activa los percusores y acelera la barra de peso a una velocidad alta creando cargas de impacto en la herramienta de pesca. Los aceleradores se integran a la sarta de herramientas particularmente cuando se está pescando en pozos someros, altamente desviados u horizontales.

El acelerador, generalmente se incluye en la sarta de herramientas de fondo cuando va integrado un martillo.

Los aceleradores consisten de un mandril deslizable a compresión, el cual amortigua la energía liberada por el martillo cuando es forzado en la dirección de operación, su función principal es la de proteger las herramientas colocadas en la parte superior de la sarta y restablecer la energía liberada a éste (Fig. V.22).

Los aceleradores son clasificados en dos grupos:

- ✓ Mecánicos.
- ✓ Hidráulicos.

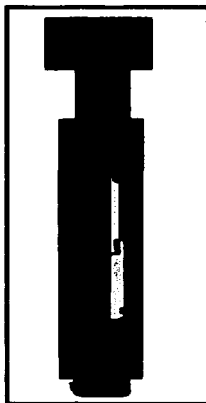


Fig. V.22 Aceleradores.

V.2.5.12. Martillos.

Un martillo es una herramienta por medio de la cual se transmite un golpe súbito hacia arriba o hacia abajo al aparejo de herramientas, con el objeto de liberar la sarta (Fig. V.23).

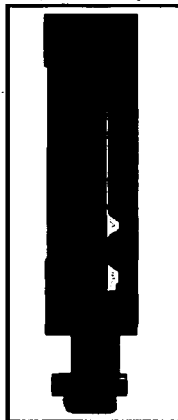


Fig. V.23 Martillos.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

En aplicaciones con TF el martillo generalmente, incluye un mandril deslizable, que permite la aceleración rápida de la sarta arriba del martillo, el viaje del mandril está limitada por la longitud de carrera de éste, el cual golpea el freno en el exterior del mandril.

Comúnmente los martillos usados en TF pueden operar mecánica e hidráulicamente.

V.2.5.13. Percusor hidráulico.

Los percusores proporcionan impacto y ayudan a superar la escasez de la resistencia a la tensión en la TF. Son dispositivos retardadores de tiempo que permiten a los aceleradores extenderse o contraerse completamente antes de que se liberen. Al seleccionar los percusores para ser utilizados en TF, se deben considerar los siguientes parámetros:

- ✓ Longitud mínima debido a la restricción del lubricador.
- ✓ Retención suficiente para poder jalar la carga de tensión.
- ✓ Impacto adecuado.
- ✓ Suficientemente durable y resistente para operaciones continuas.

V.2.5.14. Motor de pesca.

Para proporcionar esta flexibilidad, es necesario utilizar en la sarta de pesca un motor de fondo (figura). Este motor proporciona una flexibilidad y una cobertura muy amplia para utilizar pescantes de enchufe, arpones y para otras aplicaciones.

V.2.5.15. Receptáculo trampa.

Al utilizar un motor en la sarta de pesca debe instalarse un soltador hidráulico arriba del motor. Este soltador es activado al dejar caer una camisa la cual se aloja arriba del motor sin interrumpir su operación. Cuando no es posible recuperar un pescado y no se puede emplear un pescante hidráulico de enchufe liberador, el motor se deja dentro del agujero. Por lo tanto, debe utilizarse una herramienta para recuperar dicho motor y minimizar la cantidad de herramientas que quedarían en el pozo.

V.2.5.16. Juntas de charnela y sustitutos de flexión.

Se utilizan cuando el pescado es pequeño y se localiza pegado a la pared del pozo. Las juntas de charnela se emplean con centradores hidráulicos mientras que los sustitutos de flexión se utilizan con motores (figuras 10b y 10d). Debido a la curvatura en la TF, se requiere la junta de charnela para permitir que la sarta de herramientas flexione sin la influencia de cargas laterales. Cuando se pesca en pozos de gran diámetro, la junta de charnela permitirá a las herramientas de pesca

buscar el lado bajo del agujero en donde es más probable que se localice el pescado.

V.2.5.17. Centradores.

Los centradores son incluidos dentro de la sarta de TF para mantener la herramienta lejos de las paredes del pozo, esto ayuda a lograr las siguientes condiciones.

- ✓ Prevenir el colgamiento tubular sobre las paredes del pozo.
- ✓ Localizar la boca de pescado o herramienta a recuperar.
- ✓ Minimizar el flambeco de la tubería.
- ✓ Proveer centralización de herramientas de registro.
- ✓ Prevenir la estabilización de las herramientas de molienda y/o perforación.
- ✓ Mejorar el desplazamiento de los fluidos.

Los mecanismos de centradores comúnmente utilizados en operaciones con TF pueden ser configurados en tres clases:

- ✓ La centralización es una parte integral de la herramienta o sarta que soporte.
- ✓ El mecanismo de centralización está diseñado para sujetarse con grapas.
- ✓ El mecanismo de centralización está separado de la sarta de herramientas.

V.2.5.17.1. Centradores rígidos.

Generalmente son configurados de tres o cuatro flejes, el diámetro exterior será ligeramente menor que el diámetro interior de la tubería en donde va ser corrido, algunos están diseñados con roles o canicas, lo cual permite reducir la fricción con la tubería (Fig. V.24).

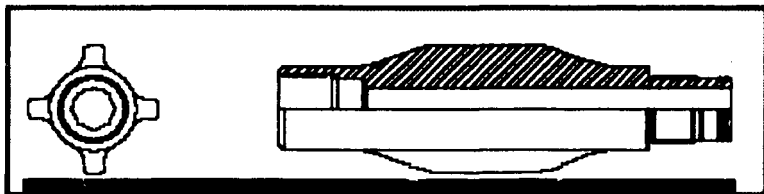


Fig. V. 24 Centradores rígidos.⁴

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

V.2.5.17.2. Centraores flexibles.

Son configurados con tres resortes flexibles en forma de arco, esto les permite ser efectivos en un amplio rango de diámetros. Tienen la habilidad de reducirse o expandirse, lo cual les da la libertad de corridos dentro del aparato de producción, son utilizados en operaciones de molienda, para centrar cortadores de tubería, perforación y centrar empacadores.

V.2.5.17.3. Centraores eslabón.

Son similares a los tipos flexibles, su característica principal es que cuentan con roles en el punto de contacto. Como función secundaria pueden ser utilizados como localizadores de extremo de aparejos de producción (Fig. V. 25).

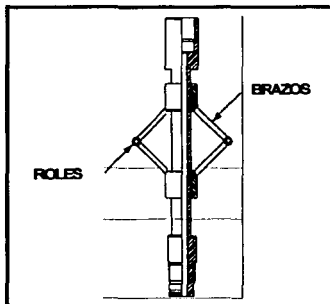


Fig. V.25 Centrador tipo eslabón.¹¹

V.2.5.17.4. Centraores hidráulicos.

Estos se utilizan para centrar las herramientas al eje del pozo (Fig. V.26 A). Comúnmente se utiliza el centrador por arriba del sustituto de flexión para proporcionar una cobertura completa cuando se rota por arriba del pescado (Fig. V.26 B), o por debajo de la junta de charnela para alcanzar el lado alto del agujero (Fig. V.26 C).

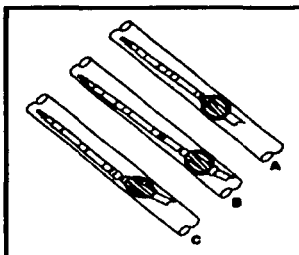


Fig. V. 26 Centradores hidráulicos.²⁸

La tecnología de TF en pescas tiene la ventaja de que se puede emplearse: en los pozos donde representan un alto riesgo las operaciones con línea de acero, así como en pozos fluyentes, en pozos sin equipo convencional, localizaciones pequeñas y pozos desviados u horizontales.

V.2.5.18. Conectores para TF.

Los conectores son la parte fundamental del enlace de la TF con las diversas sartas de fondo, para las diferentes aplicaciones. A continuación se citan los siguientes:

Conector de grapa. Este tipo de conector se sostiene y se sella sobre el diámetro exterior de la TF, además provee de una conexión roscable con un sello O-ring para conectar una amplia variedad de herramientas de fondo (Fig. V.27).

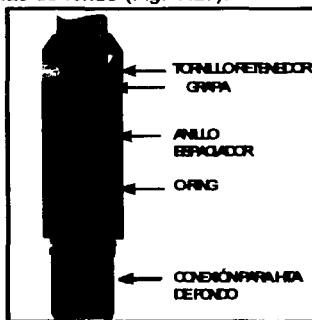


Fig. V.27 Conector de grapa.

Conector roscado. Este conector es el más utilizado en las sarts de herramientas de fondo, ya que permite operar bajo tensión, torsión y no reduce el diámetro interior de éste (Fig. V. 28).

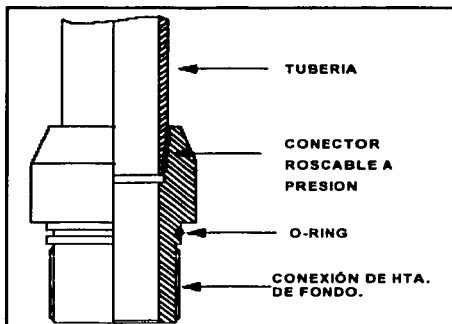


Fig. V. 28 Conector roscado.⁴

V.2.5.19. Juntas de rodilla.

Son similares a las juntas de rodilla utilizadas con línea de acero, generalmente se instalan en la sarta de TF entre el martillo y el pescante, proporcionan cierto grado de flexibilidad a la sarta, por su diseño permiten la circulación a través de éstas y son requeridas en las sarts para pozos desviados, horizontales o en instalaciones de bombeo neumático

Estas herramientas son diseñadas para:

- ✓ Movimiento angular a la sarta de herramientas.
- ✓ Permitir girar +/- 10 grados en cualquier dirección.
- ✓ Permite rotación.

V.2.5.20. Block de impresión.

Estas herramientas están diseñadas para recuperar la impresión de las obstrucciones o bocas de pescado que se encuentran dentro del pozo, normalmente su cuerpo está fabricado en acero y el área de impresión con plomo. Asimismo, cuentan con cuatro vías de circulación laterales direccionadas a 60° hacia el fondo para poder remover sedimentos sueltos y desplazarlos hacia la superficie.

V.3. Toma de registros.

El sistema de registros eléctricos con TF ha sido específicamente diseñado para transportar las herramientas necesarias para registrar información en pozos, cuyas condiciones no permiten el uso de servicios convencionales de registros eléctricos (Fig. V. 29).

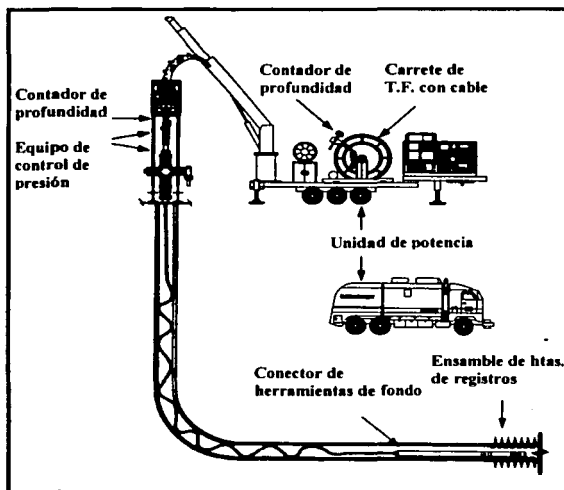


Fig. V. 29 El sistema de registros eléctricos con TF.²⁶

Existen por lo general cuatro modalidades o categorías de servicios de registros eléctricos con TF, que son:

- ✓ Registros en agujero descubierto.
- ✓ Registros en agujero revestido.
- ✓ Operaciones de disparos.
- ✓ Aplicaciones especiales.

Es posible obtener información del fondo del pozo en tiempo real durante la realización de tratamientos, con el fin de mejorar su diseño y ejecución.

V.4. Disparos.

V.4.1. Aparejo de fondo (BHA) para disparos.

El aparejo de fondo de la TF integrado con una unión sustituta de paso, cople de orificio proporciona a la tubería comunicación con el anular cuando se desplaza, dos soltadores hidráulicos, válvula de charnela doble, un conector de TF y dos soltadores hidráulicos como respaldo al mecanismo de auto liberación de las pistolas. El conector de tubería permite el ensamble de fondo a la TF de 1.5 pg para soportar pistolas de 850 pies de 3 3/8 pg.

El aparejo de fondo de las pistolas TCP (fig. V.30), consta de unión giratoria, elastómero absorbedor de impacto, unión sustituta liberador de pistola, dos cabezales de detonación, sección de las pistolas TCP y un tapón ciego. La unión sustituta de paso es colocada para que la unión giratoria de tubería le permitan a las pistolas y al aparejo rotar libremente. Por abajo de la unión giratoria un elastómero absorbe el impacto y previene que ondas de choque sean transmitidas desde las pistolas TCP a la TF, esto podría causar a la tubería una torcedura y pegarse en el fondo del pozo. El liberador automático de la pistola (corrido bajo el elastómero absorbedor de impacto y la unión giratoria) deja caer las pistolas dentro del contenedor después de la detonación.

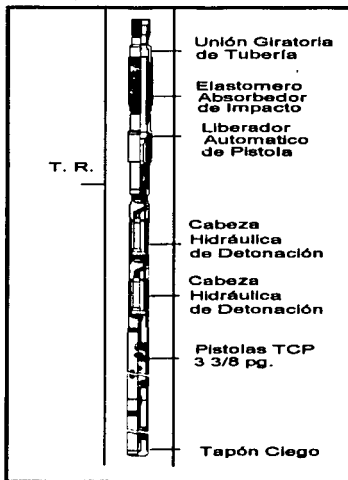


Fig. V.30 Arreglo del aparejo de fondo de las pistolas encapsuladas TCP.⁴

V.4.1.1. Conectores.

Los conectores son la parte fundamental del enlace de la TF con las diversas sartas de fondo, para las diferentes aplicaciones.

Conector atornillado. Este tipo de conector es instalado en la TF y sujetado por una serie de tornillos en dos secciones y colocados a 90° cada uno, para tener mayor sujeción de la tubería (Fig. V.31).

Una de las desventajas de este tipo de conector, es que restringe el diámetro interior de la sarta, y no permite el paso de esferas o dardos. Para activar juntas de seguridad, válvulas de contrapresión, empacadores etc., entre las ventajas que se pueden mencionar están la resistencia al torque, tensión y cuando se operan herramientas rígidas.

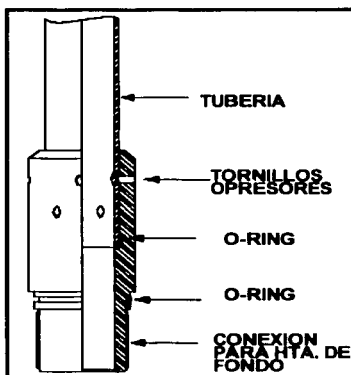


Fig. V.31 Conector atornillado.⁴

V.4.1.2. Unión sustituta de paso.

La unión sustituta de paso se incorpora a la sarta de herramientas arriba de la válvula de charnela, el cual es empleado para ventear cualquier presión acumulada en la sarta de herramientas, antes de desconectar, cuando las herramientas se recuperan del pozo.

V.4.1.3. Válvula de chamela doble.

La válvula de chamela es utilizada para prevenir o controlar el flujo de gases o fluidos en el interior de la sarta de TF provenientes del fondo del pozo. Las válvulas de chamela doble están provistas de un diámetro interior lo suficientemente grande, para que pueda permitir el paso de bolas o tapones que requieran ser bombeados al fondo de la sarta.

V.4.1.4. Soltador hidráulico.

El soltador hidráulico es un dispositivo de emergencia para soltar la sarta de TF, si la herramienta se llegara a pegar o atorar en el pozo, puede ser operada por la circulación de una canica que se asienta en la herramienta y aplicando presión en la TF se logra liberar la herramienta. Un cuello de pesca se conecta en la parte superior del SST para facilitar su recuperación.

V.5. Estimulaciones.

Entre los más importantes desarrollos tecnológicos con que cuenta la industria petrolera están los métodos de Estimulación de Pozos. Tal es su importancia que no existe pozo en el mundo en que no se haya aplicado uno o más de estos métodos. Después de la terminación de un pozo, en un mantenimiento mayor o en el desarrollo de la vida productiva de los pozos, generalmente se requiere restaurar o mejorar las condiciones de flujo del intervalo productor o inyector.

V.5.1. Estimulación selectiva.

La herramienta de estimulación selectiva a través de la tubería SST (Selective Stimulation Tool), ha sido probada exitosamente en campo, ha demostrado ser una alternativa viable al método de estimulación con equipo de reparación convencional (Fig. V.32). El empleo de este sistema con TF, elimina el uso de bolas selladoras o métodos de desviación química en las estimulaciones ácidas principalmente la inyección a lo largo de zonas de menor permeabilidad. Eleva la eficiencia de las estimulaciones y por consecuencia se obtienen ahorros sustanciales en las operaciones. Permite también efectuar la operación cuando el pozo se encuentra activo. Esto elimina tener que matar el pozo con fluidos pesados, lo cual podría causar daño en la formación.

La herramienta SST utiliza elementos de doble empaque tipo inflable, para el aislamiento del intervalo con el objetivo de permitir colocar con precisión los fluidos dentro del pozo, provocando que el intervalo perforado sea tratado completamente en un solo viaje de tubería.

Correr la herramienta con la TF como sarta de trabajo evita tener que emplear tubería convencional para la manipulación de la herramienta, restringiendo la cantidad de tensión en la tubería y la compresión disponible para trabajar la herramienta de fondo. La herramienta también se diseñó para trabajar en pozos altamente desviados y horizontales costa afuera y en pozos de alcance extendido.

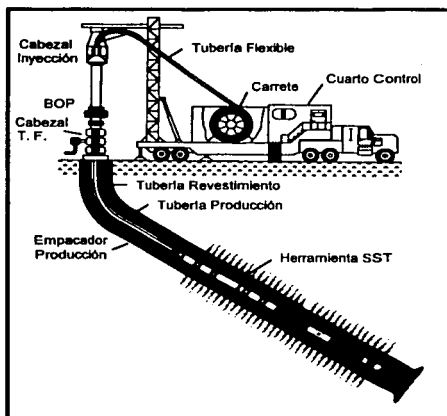


Fig. V.32 Operación típica de la herramienta SST a través de la tubería.²⁸

V.5.2. Componentes de la sarta de fondo.

Los componentes de la herramienta SST, (Fig. V.33), utilizados en la estimulación selectiva de intervalos disparados son los siguientes:

Conector de la tubería flexible. El conector de TF que se emplea con el sistema SST, es de los usados en la mayoría de las operaciones normales. El diseño adecuado que emplea sellos O-Ring para formar una presión de sello entre la TF y la sarta de herramientas.

Válvula de contrapresión compensadora de presión (PCBPV). La PCBPV (Pressure Compensating Back Pressure Valve) sirve como un mecanismo de seguridad para prevenir el regreso del fluido desde la TF hacia el pozo. La PCBPV permite el flujo a través de la TF durante la operación de la herramienta. El diseño

de la PCBPV emplea doble charnela para realizar un sello efectivo, la válvula ha sido diseñada para permitir un pequeño desplazamiento de la charnela hacia arriba cuando se ha aplicado a la TF, posteriormente la presión es purgada. El empleo de un mecanismo de cierre en la charnela permite el paso de una bola a través de la válvula para iniciar el asentamiento, para abrir la válvula de circulación y operar el soltador hidráulico si es necesario. El diseño de la charnela permite mantener una presión diferencial de 8000 lb/pg².

Unión sustituta de purga. La unión sustituta de purga se incorpora a la sarta de herramientas entre la PCBPV y la (válvula de control de inyección) ICV montada en el orificio, el cual es empleado para ventear cualquier presión acumulada en la sarta de herramientas, antes de desconectar, entre la PCBPV y la ICV, cuando las herramientas se recuperan del pozo.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

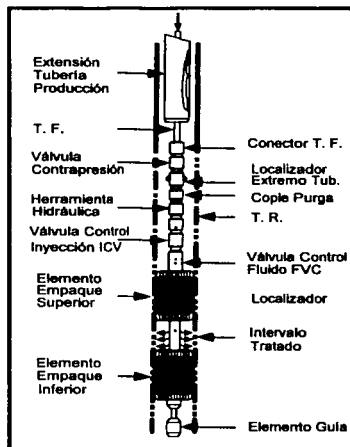


Fig. V.33 Componentes de la herramienta SST.²⁶

Localizador del extremo de tubería (TEL). Para el control de la profundidad, un localizador TEL (Tubing End Locator) se corre en la sarta de herramientas SST para localizar el cople de asiento en la tubería de producción. Un tipo de aletas de muelle localizadas en la herramienta al ser corrido en el pozo sufre una resistencia cuando pasa a través de la restricción del cople de asiento, el cual es transmitido a la superficie en el indicador de peso. El TEL no interfiere con cualquier operación

de la herramienta SST y se mantiene totalmente abierto a la trayectoria del flujo a través de la herramienta.

Soldador hidráulico. El soldador hidráulico es un dispositivo de emergencia para desconectar la sarta de TF del SST, si la herramienta se llegara a pegar o atorar en el pozo, puede ser operada por la circulación de una canica que se asienta en la herramienta y aplicando presión en la TF se logra liberar la herramienta. Un cuello de pesca tipo "GS" se conecta en la parte superior del SST para facilitar su recuperación.

Válvula de Control de Inyección (ICV). El principal propósito de la ICV (Injection Control Value) es controlar el movimiento del fluido en la TF. Una vez que la canica es lanzada, la válvula es activada y previene el movimiento del fluido a través de la válvula (ICV), el fluido puede circular a través de la válvula hacia el anular. Esto permite la circulación en la TF mientras se corre en el pozo.

Para abrir la ICV e iniciar el inflado del elemento empaque o para bombear a través de los orificios de inyección, debe aplicarse presión desde la superficie para vencer la fuerza de asentamiento del resorte de la herramienta. Esta actúa contra el pistón de la válvula y lo desplaza para que ésta abra. El pistón trabaja con presión diferencial entre la TF y el anular del pozo, por esto la presión del yacimiento entre el elemento de empaque no afecta la operación de la ICV.

La ICV también tiene una segunda función, cada vez que es cerrada se restringe el movimiento del fluido a través de la TF. cuando los orificios son abiertos en la válvula, entre el anular por arriba del elemento superior y dentro de la herramienta por abajo de la ICV, esto propicia el flujo, el cual es aprovechado para desinflar el elemento superior de la herramienta, depresionar el anular es necesario para asegurar que la presión presente dentro del elemento se encuentre balanceado con las paredes del pozo para prevenir un "asentamiento débil" del elemento.

Válvula de control del fluido (FCV). La FCV (Fluid Control Value) es el principal componente del sistema SST, es operada por manipulación de la TF y por un controlador sencillo dentro de la válvula. La FCV dirige el fluido hacia los elementos para inflarlos, a través del orificio colocador o de inyección entre los dos elementos. Emplea un mandril de paso, la posición de colocación y de inyección son controladas con la aplicación de tensión en la TF. Esto minimiza el efecto de movimiento en la TF debido a la presurización de la herramienta durante el bombeo en la operación y no afecta el posicionamiento durante el cambio de presión.

Secciones del empacador. El empacador inflable de la herramienta SST consiste de un empacador superior, de una sección y un empacador inferior. El fluido para el inflado es dirigido dentro del elemento superior a través de la FCV. El fluido inyectado dentro del elemento superior pasa a través de un desviador de flujo hacia el elemento inferior y dentro del espacio entre los dos elementos. Posteriormente el fluido entra en el elemento inferior, después de pasar a través de la válvula, el cual cierra los orificios desinflados abajo del elemento inferior; el inflado de los dos elementos de empaque es simultáneo, por esto, si un elemento falla, lo que podría ocurrir, es que no estaría listo para contener la presión y esto podría ser indicado en la superficie.

Los espacios entre los elementos son ajustables para permitir el espaciado deseado entre los empacadores. La sección del empacador inferior también contiene un disco de ruptura, el cual permite el desinflado del elemento, empleando una presión alta a través de la TF. Esto solamente es requerido si la herramienta tiene un mal funcionamiento y previene el desinflado por un mecanismo normal. Una vez que el orificio del disco de ruptura ha sido abierto el elemento no puede ser reinflado.

V.6. Escariamiento.

El escariamiento es una práctica muy común en operaciones donde se manejó cemento, en los pozos productores de carbonatos o donde existen reacciones químicas en la tubería de producción. El uso de la TF y de herramientas especialmente diseñadas para introducir las en la tubería de producción, en la TR y en los accesorios de pozo, los problemas se han resuelto exitosamente.

V.6.1. Arreglo de fondo típico para escariar.

En conjunto con los escariadores de TF, se corren diversas herramientas, algunas necesarias como el motor, pero otras se emplean en base a la aplicación y procedimientos en particular, en la figura V.34 se presenta un arreglo típico para escariar.

El aparejo de fondo para realizar la operación es integrado como sigue:

- ✓ Conector con cuello de pesca
- ✓ Dos válvulas de contrapresión
- ✓ Soltador hidráulico
- ✓ Sustituto de circulación
- ✓ Motor de fondo
- ✓ Escariador

Tipos de escariadores. Existen diversos tipos de escariadores, clasificados en dos categorías:

✓ **Herramientas con seguro.** Incorporan un mecanismo (seguro) que cierra las aletas cuando se está efectuando el escariamiento, se asegura que las aletas no se cierren y se perfora un agujero guía. La desventaja de este tipo de herramienta es que el seguro puede no liberarse al final de la operación, lo que hace imposible jalar la herramienta a través de la tubería o de otra restricción. Cuando esto ocurre, es necesario desconectar la herramienta, sacar la TF e iniciar una operación de pesca. En muchos casos, la tubería debe ser extraída del pozo para recuperar un escariador que se encuentra asegurado en su posición abierta.

✓ **Herramientas sin seguro.** Dependen totalmente de la presión hidráulica para mantener las aletas abiertas. El riesgo de que estas herramientas se queden abiertas es menor que los escariadores con seguro, pero en muchos casos, particularmente en donde ya existe un agujero guía, es más difícil mantener abierto un escariador sin seguro y puede resultar en un tamaño de agujero menor al esperado.

La mayoría de los escariadores incorporan una fresa guía debajo de las aletas. Si ya existe un pequeño agujero, la fresa guía seguirá frecuentemente al agujero más pequeño y forzará al escariador hacia un lado de la pared de la TR, resultando en un incremento de torque, reduciendo el ritmo de penetración y el daño potencial a la tubería corta o a la TR.

Otros tipos de escariadores empleados comúnmente, eliminan la fresa guía al colocar las aletas en la nariz de la herramienta. Esta herramienta es sin seguro, pero diseñada de tal manera que es muy difícil bombear a través de ella sin abrir las aletas. En casi todos los casos, este escariador abre completamente y limpia el agujero en todo su calibre, nunca se ha quedado en posición abierta requiriendo pescarlo del agujero.

La aplicación más común del escariamiento es la eliminación del cemento que queda de operaciones de cementación forzada con TF ya que forman grandes nódulos de cemento en los disparos o el cemento endurece antes de sacar el exceso de cemento, creando así restricciones que deben eliminarse antes de redisparar. Los escariadores también se utilizan para limpiar incrustaciones (óxido) y sedimento endurecido que no pueden ser eliminados de la tubería corta mediante lavado a chorro (tipo jet).

Aunque puede utilizarse una fresa en dichos casos, el tamaño del agujero resultante puede ser casi del mismo tamaño que la tubería, dejando un forro en las

paredes de la tubería corta. Este forro puede eliminarse en operaciones subsiguientes, como el disparar, resultando posiblemente en pegaduras de herramientas.

Motor de fondo. Para rotar el escañador, se utiliza un motor de todo de desplazamiento positivo de diámetro exterior, que permita que la herramienta pase fácilmente a través de la restricción mínima. El motor el motor debe ser para alto torque y alta velocidad.

Soltador hidráulico. Siempre debe emplearse un soltador hidráulico al escañar con TF. Activado al bombear una canica a través del carrete hasta su asiento, se aplica presión en la TF para cortar los pernos y lograr la desconexión de TF recuperándola. La porción inferior del soltador que permanece dentro del pozo, incorpora un cuello de pesca interno que facilita las operaciones de pesca. Éste se instala arriba del motor debido a que la bola no puede caer a través del motor.

Sustituto de circulación. En el aparejo de fondo se instala un sustituto de circulación, ya que al finalizar el escañamiento se incrementa el ritmo de bombeo para limpiar el agujero, para desviar el flujo (by-pass) a través del motor y el escañador por la caída de presión a través de estas herramientas. Este sustituto se activa bombeando una canica a través de la TF, hasta su asiento que al represar romper los pernos de corte. Debe instalarse abajo del soltador hidráulico que permite la desconexión después de abrir el sustituto de circulación.

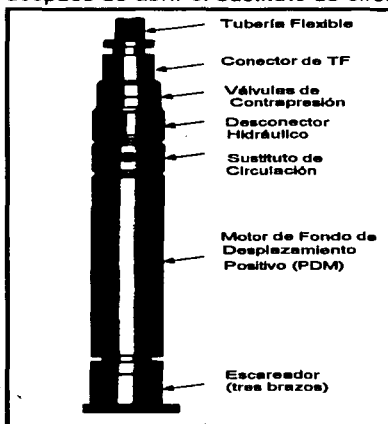


Fig. V.34 Arreglo de fondo con TF en operaciones de escañamiento.²⁴

V.7. Limpiezas.

En las operaciones de limpieza con TF, la sarta es formada por las siguientes partes

Motor y molino. Los motores, molinos y ampliadoras, son muy efectivos en la remoción de sólidos de los asentamientos compactados, sin embargo, los motores de fondo quedan restringidos debido a las temperaturas, tipo de lodo y costos de los mismos.

Los rangos de penetración en el asentamiento nunca tienen que exceder la velocidad en que ocurre la máxima carga del fluido, los valores mostrados son basados en la experiencia de campo en pozos verticales y son conservados para ser comparados con ejemplos técnicos, sin embargo, el incremento en la presión de fricción resulta del cambio en la reología de los fluidos y podrían minimizar estos niveles.

Trompos difusores. Utilizados en el extremo de la sarta de TF, son de simple diseño y construcción. La posición y diámetro de la boquilla o puertos, se definen por la acción de jet requerido para una específica aplicación de operación.

El tamaño y número de puertos maquinados en un trompo, es determinado por la aplicación deseada, en general estas herramientas caen en dos categorías:

Trompos de circulación. Son utilizados en donde los fluidos serán circulados sin el requerimiento de jet, tendrán un área de puerto mayor, pueden ser de varios puertos pequeños o un puerto de mayor diámetro, el criterio es que sea donde haya menor caída de presión a través de los orificios del trompo (Fig. 35).

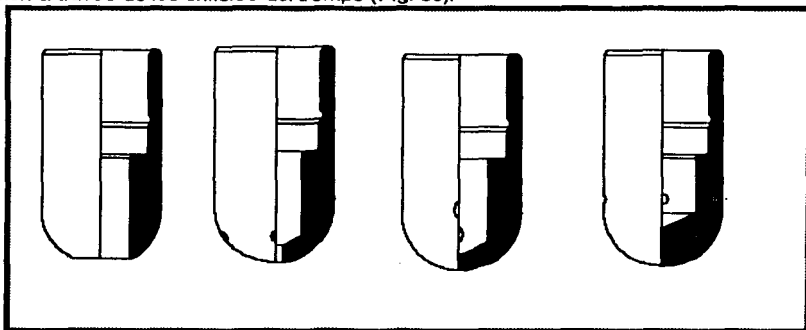


Fig. V. 35 Trompos de circulación.²⁸

Trompo tipo jet. La eficiencia de este tipo de trompo es mayor y depende de la velocidad a través del puerto. Para generar la velocidad requerida, el gasto y la caída de presión a través del trompo, deben ser los adecuados debido a la gran presión por fricción generada en la TF y toberas del trompo (Fig. 36).

Posición y dirección de orificios. La posición, forma y diseño de los orificios del jet afectan la acción del jet del trompo y en la mayoría de los casos será determinado por la aplicación deseada, los trompos tipo jet están diseñados para realizar una de las siguientes funciones:

- ✓ **Jet con orificios hacia abajo.** Utilizados, generalmente para lavado de pozos.
- ✓ **Jet con orificios laterales.** Utilizados para limpiar las paredes del pozo y, para colocar tapones de cemento.
- ✓ **Jet para crear turbulencia.** Útiles para la remoción y dispersión de sólidos.
- ✓ **Jet tipo combinado.** Para realizar cualquier tipo de trabajo y cambia la dirección de flujo por medio de una canica.

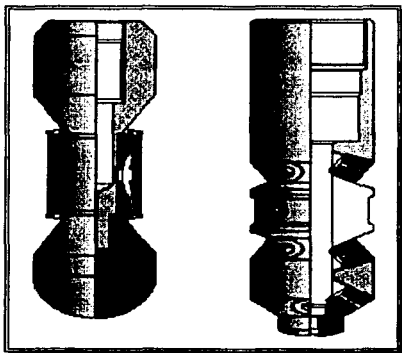


Fig. V.36 Trompo tipo jet.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

CAPITULO VI.

APLICACIÓN DE LA TUBERÍA FLEXIBLE.

En los últimos años se ha incrementado el uso de la TF en las operaciones de pozos, gracias a los grandes avances tecnológicos, tanto en las herramientas empleadas como en la fabricación de la tubería, lo que a permitido realizar las operaciones con un mayor grado de éxito y con menores riesgos de accidentes durante las operaciones, en el presente capítulo se mencionan algunas de las operaciones que se realizan mediante el empleo de la TF, además de presentar con detalle la el empleo de la TF en operaciones de control de pozos.

A continuación se mencionaran algunas de las operaciones que se realizan empleando tubería flexible.

1. Inducciones con nitrógeno (aligerar la carga hidrostática de los fluidos del pozo).
 2. Limpieza (remoción de asentamientos orgánicos e inorgánicos).
 3. Cementaciones:
 - ✓ Aislamiento de zonas productoras de agua.
 - ✓ Aislamiento de zonas depresionadas.
 - ✓ Aislamiento temporal de zonas productoras.
 - ✓ Corrección de adherencia en la cementación primaria.
 - ✓ Tapones de cemento.
 - ✓ Abandono de pozo.
 4. Estimulaciones con T.F. (Restituir la permeabilidad del yacimiento en la cercanía de la zona productora del pozo).
 - ✓ De limpieza.
 - ✓ Matricial.
 - ✓ Selectiva.
 5. Registros y disparos con T.F. (Obtener información mediante la T.F. con cable de registro y transportar las herramientas necesarias para la toma de información).
 - ✓ En agujero descubierto.
 - ✓ En agujero revestido.
 - ✓ Operaciones de disparo.
 - ✓ Aplicaciones especiales (vídeo)
-

6. **Pescas.** (Recuperación de pescados mediante la T.F. aprovechando sus cualidades de tensión, empuje, impacto hidráulico y circulación de fluidos).
7. **Terminaciones.** (Estas aplicaciones pueden ser diseñadas para pozos nuevos o existentes, para optimizar costos y tiempo).
8. **Sartas de velocidad.**
 - ✓ Bombeo neumático.
 - ✓ Bombeo electrocentrífugo.
 - ✓ Bombeo hidráulico
9. **Perforación con T.F.**
 - ✓ Perforación de formaciones someras con bajo costo y mínimo tiempo e impacto ambiental.
 - ✓ Ensamble aplicaciones, reentradas, ramificaciones.
10. **Operaciones de control de pozos.**

Aparejos de producción. Se han realizado terminaciones de pozos con diámetros de 3 ½" de TF como aparejo de producción, aprovechando su alta resistencia y eliminando el uso del equipo convencional para las intervenciones. El diseño de la terminación requiere de una evaluación inicial de las características del pozo perforado.

Reparación. La etapa de producción de un pozo necesita una serie de operaciones que en realidad constituyen su terminación. Durante su vida productiva es necesario su reacondicionamiento para aprovechar correctamente la energía del yacimiento, así como eliminar problemas mecánicos que impidan su producción, o su inyección, en el caso de pozos para recuperación mejorada, hasta llegar finalmente a su taponamiento definitivo.

Reparación Mayor. Es la intervención en el pozo que implica la modificación sustancial y definitiva de las condiciones y/o características de la zona productora o de inyección. Dichas operaciones pueden ser realizadas con equipo de reparación convencional o con equipos especiales, como son Tubería Flexible, unidades de registro. Los tipos de intervenciones pueden ser, entre otros:

Cambios de intervalos por invasión de fluidos no deseados. Se realiza mediante el aislamiento del intervalo de manera temporal o definitiva, con tapones mecánicos o de cemento, o por medio de cementaciones a presión.

Incorporación y ampliación de intervalos. Algunas veces, al realizar pruebas de variación de presión y de análisis nodal, se determina la existencia de daño en el pozo con convergencia de fluidos, mismos, que se corrigen mediante disparos y/o ampliaciones del intervalo

productor. Por otro lado, cuando los requerimientos de producción lo demandan y el espesor del yacimiento lo permite, se amplía el intervalo productor. Igualmente cuando se tienen arenas productoras con presiones de fondo similares que no constituyen un riesgo de convertirse en zonas ladronas por diferencia de presión.

Obturamiento parcial de intervalos. Realizado de forma intencional con la finalidad de evitar la producción de fluidos no deseados (agua, gas), se conoce como exclusión. Este problema se origina por una diferencia en la movilidad de los fluidos en el yacimiento. En la vecindad del pozo, el gas y el agua tienen mayor movilidad que el aceite. La explotación irracional genera un incremento en la producción de estos fluidos, lo que ocasiona problemas en su manejo. Cuando esto sucede es necesario el reacondicionamiento del pozo mediante el obturamiento parcial del intervalo productor.

Pesca. Es un conjunto de operaciones o procedimientos realizados dentro de un pozo con el objeto de remover o recuperar materiales, herramientas o tuberías que impiden o afectan el desarrollo secuencial durante la intervención de un pozo.

La tecnología de TF ofrece una alternativa viable para la solución de problemas en la recuperación de pescados, aprovechando sus cualidades de alta tensión, empuje, impacto hidráulico y circulación de fluidos.

El desarrollo de nuevas tecnologías en la TF en operaciones de pesca ha sido casi paralelo al desarrollo de la TF, debido a que la TF no gira y a la complejidad de las operaciones, principalmente en pozos profundos, horizontales y altamente desviados. Esto ha generado la fabricación de herramientas de diseño especiales, la producción de software basados en modelos matemáticos y otros apoyos que han permitido avanzar en la solución de problemas de pesca. Lo anterior ha coadyuvado a hacer más eficientes las operaciones en cuanto a menos tiempo e implícitamente menores costos.

Las operaciones de pesca con TF pueden efectuarse bajo presión en pozos activos altamente desviados u horizontales y regresar a producción en un período de entre 1 a 3 días por sólo una fracción del costo de una reparación convencional.

Los distintos problemas de pesca y su complejidad, como se dijo anteriormente, han dado lugar a diseñar también distintos aparejos, estos varían de acuerdo a cada necesidad. Las principales características operativas son:

- ✓ Capacidad de circular diversos fluidos a presiones altas para lavar o disolver arena, lodo, incrustaciones y otros detritos presentes en la parte superior del pescado.

- ✓ Capacidad de generar grandes fuerzas axiales en pozos rectos o altamente desviados para martillar o jalar un pescado que es muy pesado para la línea de acero.
- ✓ Puede efectuar las operaciones anteriores conjuntamente.

El éxito en muchas operaciones de pesca se relaciona directamente con la cantidad de fuerza que puede ser deliberada en el momento de la pesca. La capacidad de jalón de la TF es muy grande comparada con equipos de línea de acero y cable, lo cual depende de dos factores:

1. Capacidad de carga de la tubería.
2. Capacidad de jalón de la cabeza inyectora.

La clave del éxito para las operaciones de pescas es la información precisa. Existen muchas decisiones y selecciones para tomarse en el curso de un trabajo de pesca y todo esto es la base en la disponibilidad de la información.

Ventajas del empleo de la tecnología de TF en las operaciones de pesca. La selección apropiada de las técnicas y sarta de pesca, depende de la naturaleza y configuración del pez, estado mecánico del pozo, condiciones de flujo y equipo superficial. Por lo que cada uno de los trabajos son únicos en su género y que requieren un análisis.

- ✓ Mayor resistencia a la tensión en comparación con equipos de línea y cable de acero.
- ✓ La rigidez de la tubería permite el acceso en pozos de alto grado de desviación u horizontales.
- ✓ Permite circular o lavar el pez mientras se opera.
- ✓ Se aprovecha la fuerza hidráulica para operar herramientas especializadas.
- ✓ Permite la utilización de herramientas de molienda.
- ✓ Reducción del tiempo de intervención.

Toma de Registros. Hace más de medio siglo se introdujo el Registro Eléctrico de pozos en la Industria petrolera, desde entonces, se han desarrollado y utilizado, en forma general, muchos más y mejores dispositivos de registros. A medida que la ciencia de los registros de pozos petroleros avanza, también se avanzó en la interpretación y análisis de datos de un conjunto de perfiles cuidadosamente elegidos. Por lo anterior se provee un método para derivar e inferir valores de parámetros tan importantes para la evaluación de un yacimiento como en las saturaciones de hidrocarburos y de agua, la porosidad, la temperatura, el índice de permeabilidad, la litología de la roca del yacimiento y actualmente la geometría del pozo, los esfuerzos máximos y mínimos, el agua residual, etc.

El objetivo del empleo de TF en operaciones de registros es el de obtener información mediante la TF en la que en su interior se ha introducido un cable eléctrico, siendo su

objetivo principal el de utilizar la rigidez de la TF para empujar las sondas de registros eléctricos hasta el fondo de los disparos.

El método más común para tomar registros es utilizar el cable de acero, sin embargo, no es el más adecuado en ángulos elevados, puesto que depende de la gravedad para transportar las herramientas hasta el objetivo deseado. Reemplazar la línea o cable de acero con TF, es relativamente simple puesto que ambos sistemas son mecánicos. En el caso de la aplicación de la línea de acero es algo más complejo, debido a que involucra la activación eléctrica, electrónica y de telemetría. La solución encontrada fue instalar un cable en el interior de la TF, con hardware en el fondo del pozo y en la superficie.

Se debe tomar en cuenta la compresión en el sistema, que puede crear el pandeo de la tubería en pozos desviados, los modelos de computación contribuyen a una mejor simulación del fenómeno del pandeo, y permiten aplicar límites de trabajo para alcanzar mayor seguridad en las operaciones.

Además de la rigidez del sistema, ofrece otras ventajas como la capacidad simultánea de registrar y bombear fluidos, superando su potencial de aplicación a las operaciones con cable de acero. Los fluidos pueden manejarse simultáneamente a las operaciones del pozo, por ejemplo, el nitrógeno puede bombearse para condiciones bajo balance en la perforación del pozo o bien, para inducir el pozo a fluir para un registro de producción. El bombeo de fluidos con TF puede auxiliar al enfriamiento de herramientas de registros sensibles a la temperatura.

Ventajas de las operaciones de la TF con cable eléctrico. Las principales ventajas o beneficios que se tienen al utilizar la TF para la realización de operaciones con cable eléctrico varían según su aplicación, sin embargo, se pueden resumir de la siguiente manera:

- ✓ Registrar intervalos muy distantes en agujeros altamente desviados e inclusive en secciones horizontales.
- ✓ Se obtiene un registro continuo, ya sea metiendo o sacando, con una gran rapidez y un alto grado de control de la profundidad.
- ✓ La combinación de sondas o herramientas de registros de gran longitud pueden deslizarse a través de agujeros con altas severidades, en donde el cable eléctrico cumple con esta función.
- ✓ Es posible la circulación de fluidos a través de la TF antes, durante y después de la toma de los registros o la realización de disparos.
- ✓ El equipo de control de presiones de la unidad de TF proporciona una seguridad constante del pozo, por lo que las operaciones son seguras, sobre todo en pozos "arrancados".

- ✓ Es factible la toma de registros de producción en pozos de alta presión sin correr el riesgo de que las herramientas sean impulsadas fuera del pozo.
- ✓ Debido a que se puede combinar la capacidad de conducción de fluido de la TF y la transmisión de energía e información del cable eléctrico, es factible llevar a la práctica aplicaciones especializadas, como por ejemplo sísmica de pared del agujero.

Disparos. Durante la etapa de terminación de los pozos el disparo es la fase más importante, ya que permite establecer comunicaciones de los fluidos entre el cuerpo productor y la tubería de revestimiento, ya que un disparo bien diseñado posibilitará el flujo de los fluidos en forma eficiente. La operación de disparo no es una técnica aislada, debiendo prestarle atención particular en la selección del diámetro de la tubería de producción, ya que este condicionará el diámetro exterior de las pistolas y las cuales tendrán mayor o menor penetración de acuerdo a su diámetro.

El grado de la tubería de revestimiento, densidad de disparo, tipo de formación, humedad y temperatura, son algunos de los factores que pueden afectar el resultado de los disparos.

El objetivo principal de las operaciones de disparos, es el establecer conductos de flujo entre el pozo y la formación, mediante cargas que perforen la tubería de revestimiento, el cemento y penetren hasta la formación productora.

La TF ha sido una de las mayores soluciones para disparar zonas productoras en pozos altamente desviados u horizontales, ya que con los sistemas de cable no ha sido posible bajar las pistolas en pozos de alto grado de desviación y de mayores profundidades. Los casos resueltos se han realizado con TF y el sistema de disparos TCP (tubing conveyed perforating), el cual ha sido la mejor opción, debido a que esta técnica permite obtener una mayor respuesta en la profundidad del pozo, además de evitar gastos innecesarios por los problemas causados por la geometría del pozo.

La mayor ventaja que esta técnica ofrece, es que pueden activarse hidráulica o eléctricamente dependiendo de las condiciones de diseño y de la disponibilidad de la TF con cable interno, además de que se ha ido incrementando el uso de la técnica de disparos bajobalance.

Estimulaciones. El proceso de estimulación de pozos consiste en la inyección de fluidos de tratamiento a gastos y presiones bajas que no sobre pasen a la presión de fractura, con la finalidad de remover el daño ocasionado por la invasión de los fluidos a la formación durante las etapas de Perforación y Terminación del pozo. Dependiendo del tipo de daño presente en la roca y la interacción de los fluidos para la remoción de este, las estimulaciones se pueden realizar por medio de dos sistemas. Estimulaciones no reactivas y reactivas.

El daño a la formación es un fenómeno que causa una distorsión en el flujo lineal en dirección al pozo debido a restricciones en el tamaño de los poros de la roca, ocasionando una caída de presión extra en las inmediaciones del pozo.

Los tratamientos de estimulación en la mayoría de los casos reducen el factor de daño, sin embargo, el efecto total de daño involucra varios factores, donde algunos de ellos no pueden ser alterados. Dependiendo del tipo y caracterización del daño, los tratamientos de estimulación de pozos pueden ser tratados de dos formas: estimulación matricial y estimulación por fracturamiento hidráulico, la diferencia entre estos tipos de estimulaciones recaen en el gasto y presión de inyección.

Mientras que los fracturamientos hidráulicos se utilizan gastos y presiones de inyección superiores a la presión de fractura.

Perforación con TF. El objetivo de perforar pozos con TF trae varios beneficios como los siguientes:

- ✓ Eliminar las conexiones de la tubería.
- ✓ El ruido del equipo es mínimo.
- ✓ El manejo de los fluidos es a través de un circuito cerrado.
- ✓ La circulación continua reduce problemas de pegaduras.
- ✓ En la perforación bajo balance hay una mayor seguridad.
- ✓ Costos menores en la movilización e instalación de equipo.

Puede decirse que la perforación es una tecnología en etapa de perfección, ya que los acontecimientos recientes describen la perforación de agujeros hasta de 12 ½". Esta situación revolucionará el uso actual de la TF en pozos cuyos diámetros serán mayores que los actuales.

Actualmente, se han desarrollado diversas aplicaciones para la intervención y re-intervención de pozos aplicando esta tecnología tales como:

Perforación de pozos nuevos. La perforación se ejecuta con la finalidad de obtener un incremento adicional de producción, apoyado en un programa de perforación alterna utilizando los recursos e infraestructura de los pozos existentes.

Para hacer posible esta aplicación, es necesario efectuar un análisis de la información disponible para la selección de los pozos candidatos, ejecutar el diseño del pozo, seleccionar el equipo, conocer la infraestructura y logística aplicada al proyecto durante la realización de éste.

Perforación de pozos horizontales. Respecto al diseño y características del equipo superficial para este tipo de intervención, será el mismo que se utiliza en la perforación de pozos nuevos verticales, variando únicamente el ensamble de fondo para la perforación y teniendo un mayor cuidado en el uso de simuladores como son:

- ✔ Análisis de torque y arrastre.
- ✔ Hidráulica.
- ✔ Estabilidad de agujero.
- ✔ Trayectoria de pozo.
- ✔ pandeo helicoidal.
- ✔ Esfuerzos de tubería.
- ✔ Vida y fatiga de la TF.

El control de la trayectoria durante la perforación del pozo horizontal, debe darse de manera estricta, ya que en ocasiones está limitada por tener la necesidad de navegar con el conjunto de ensamble de fondo a través de espesores de yacimientos limitados con fronteras o contactos próximos como son casquete de gas y contacto agua aceite, por lo que convendrá si existe la posibilidad, de incluir en el ensamble de fondo la herramienta LWD, la cual nos proporciona información en tiempo real de registro de Rayos gamma, resistividad, desviación, neutrón compensado y densidad compensada.

Limpiezas. El objetivo de una limpieza es la remoción de los asentamientos orgánicos e inorgánicos, que se generan en la vida productiva de un pozo, son eliminados mediante el uso de la TF. La razón principal de una limpieza es restablecer la capacidad de flujo del pozo.

Los asentamientos de partículas se dividen en tres categorías:

- ✔ Partículas muy finas.
- ✔ Partículas no consolidadas.
- ✔ Partículas consolidadas.

Métodos de remoción:

- ✔ Mecánicos.
- ✔ Químicos.
- ✔ A chorro (jet).

Áreas de oportunidad. Pozos en explotación con problemas de obstrucción parcial o total debido a la deposición de material orgánico e inorgánico. Estas aplicaciones se caracterizan por su bajo costo de equipo, tiempos de operación, localizaciones en áreas reducidas, transporte rápido de equipo, y por la factibilidad de operar a través de diámetros reducidos.

Escariamiento. La aplicación más común del escariamiento es la eliminación del cemento que queda de operaciones de cementación forzada con TF ya que forman grandes nódulos de cemento en los disparos o el cemento endurece antes de sacar el exceso de cemento, creando así restricciones que deben eliminarse antes de redisparar. Los escariadores también se utilizan para limpiar incrustaciones (óxido) y sedimento endurecido que no pueden ser eliminados de la tubería corta mediante lavado a chorro (tipo jet).

VI.1. Control de pozos con tubería flexible (TF).

Los programas de circulación de fluido de control más empleados en la industria petrolera y de gas, son el "Método del Perforador" y el "Método de Densifica y Espera". En esencia, estas prácticas de control de pozos, deben llevarse a cabo de manera que se mantenga constante la presión de fondo (CPF) durante todo el programa de circulación de fluido.

La práctica de la CPF se lleva a cabo para brindar el balance de la presión de formación, por medio de la combinación de la presión hidrostática, creada dentro del agujero por columnas de fluidos de densidades específicas y la presión alcanzada en la superficie a través del programa de presión de estrangulación superficial. Empleando la práctica de control de la CPF, la presión de la formación se mantiene balanceada o ligeramente arriba del balance, durante el programa de circulación, restringiendo cualquier entrada adicional de fluidos del yacimiento hacia el pozo. A continuación se describen de manera más detallada, las prácticas de circulación de fluido del método del perforador y del método densifica y espera.

Método del perforador.

El método del perforador es una práctica de circulación comúnmente empleada para desplazar entrada de fluido de la formación, del espacio anular del agujero. Para llevar a cabo el método del perforador apropiadamente, el aparejo de fondo debe colocarse en la profundidad de control diseñada. Cuando la densidad del fluido circulado es menor que la presión de control requerida, este programa de control no producirá ningún balance de presión dentro del pozo. Sin embargo, cuando esta práctica se lleva a cabo correctamente, se asegura que la densidad del fluido dentro del agujero es uniforme. Después de que esta etapa de circulación se concluye, la presión superficial se combina con la presión hidrostática ejercida por la columna de fluido de control.

Una vez que el aparejo de fondo se coloca en la profundidad de control diseñada, se registra la presión de cierre estabilizada de la sarta de trabajo (PEST) y la presión de cierre del anular (PCA). Manteniendo la presión de estrangulación igual a la PCA, se alcanza el gasto de bombeo deseado, y una vez que el gasto de bombeo es establecido, se registra la presión de circulación (PC) observada en la bomba de fluido y se emplea como presión de control para el procedimiento de circulación. La presión de circulación se mantiene constante en todas las etapas de bombeo de fluido, realizando ajustes en la presión de estrangulación superficial. Esta operación se realiza de forma continua a través de desplazamientos de 1%

del volumen total del espacio anular o hasta que ya no se observa entrada de fluido de la formación en la superficie.

Método de densifica y espera.

El método de densifica y espera es una práctica de circulación de fluido que pretende alcanzar el balance de la presión hidrostática a través de la circulación del volumen total del agujero. En aplicaciones de intervención a pozos, el método de densifica y espera es comúnmente la segunda circulación del método del perforador, en donde se bombea el fluido de control, para desplazar el fluido de densidad más ligera previamente circulado dentro del agujero.

De la misma forma que en el método del perforador, el método de densifica y espera se lleva a cabo una vez que el aparejo de fondo se coloca en la profundidad de control diseñada. Una vez que se concluye esta etapa de circulación, la presión superficial estática observada, tanto en la sarta de trabajo como en el anular deben ser cero.

Una vez que el aparejo de fondo se coloca en la profundidad de control diseñada dentro del agujero, se registra la presión de cierre estabilizada de la sarta de trabajo (PCEST) y la presión de cierre del anular (PCA). Con base en la PCEST observada, se confirma la densidad de control requerida, se prepara el volumen de fluido de densidad de control necesario para completar la operación de control, y se inicia la etapa final del programa de bombeo.

Manteniendo la presión de estrangulación igual a la PCA antes de iniciar esta etapa, el bombeo alcanza el gasto deseado. Nótese que el gasto de bombeo se mantiene constante en esta técnica de bombeo. Con el gasto de bombeo establecido, se registra la presión de circulación del "pre-control" (PCPC), que representan las pérdidas de presión del sistema cuando se circula el fluido de densidad ligera, bombeado durante los pasos de circulación previos.

Para las operaciones con TF, los programas de bombeo también deben dedicar un tiempo para un periodo de bombeo de "pre-control", para permitir que el fluido de densidad de control viaje a través de la longitud de la tubería, el carrete y la cabeza inyectora. Una vez que el fluido de control llega a la cabeza inyectora (TF) o al "swivel" o unión giratoria (LH) se registra la presión de bombeo como la presión de circulación inicial (PCI). En este punto comienza a desplazarse el fluido con densidad de control a través del segmento vertical de la sarta de trabajo desplegada dentro del agujero.

A medida que el fluido de control se mueve dentro del segmento de tubería de trabajo y a través de la tobera del aparejo de fondo, la presión de bombeo debe disminuir con respecto a la PCI, debido a la diferencia de densidades de los fluidos. Una vez que el fluido de control llega a la tobera del aparejo de fondo, las pérdidas de presión por fricción que ocurren dentro de la sarta de trabajo, se estabilizan y se registran como presión de circulación final (PCF). En este punto, la PCF sirve como presión de bombeo mínima de control para el resto del procedimiento de circulación.

A medida que el programa de bombeo continua, el fluido con densidad de control se circula dentro del anular, ocasionando que la presión hidrostática ejercida sobre la formación aumente. El incremento de la presión hidrostática se compensa con la disminución de la presión de estrangulación superficial, ajustándose con el itinerario de desplazamiento de fluido de control. Esta operación es continua hasta desplazar al menos el volumen completo del anular, o hasta que ya no se observan fluidos contaminantes en la superficie.

El programa de bombeo de fluido de control, debe tomar en cuenta la elevación de la cabeza inyectora (Fig. VI.1) o del "swivel" o unidad giratoria (Fig. VI.2) con respecto al punto de referencia seleccionado dentro del agujero, así como la diferencia de elevación con respecto a las líneas de retorno. La diferencia de elevación debe considerarse para determinar el balance efectivo de la presión hidrostática dentro del agujero cuando se detienen las operaciones de bombeo.

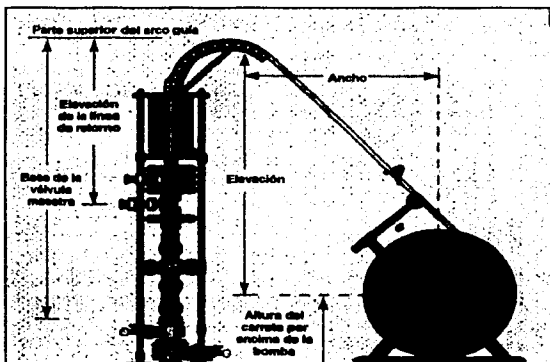


Fig. VI.1 Configuración de la elevación de la cabeza inyectora.¹⁵

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

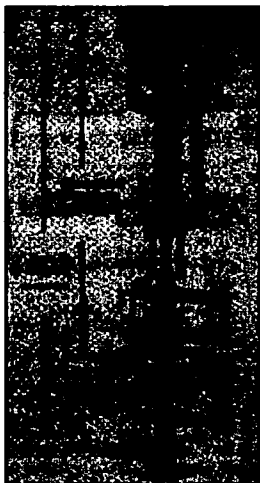


Fig. VI.2 Elevación de la unidad giratoria con respecto a un punto de referencia dentro del agujero.¹⁵

VI.1.1. Consideraciones para el diseño y la colocación del peso del fluido de control.

Para planear un programa de control de pozo más efectivo, se deben considerar varios problemas importantes, incluyendo la determinación del peso del fluido de control, la disponibilidad de espacio requerida para colocar el fluido y ritmo del bombeo del fluido de control.

Durante el ciclo de vida de una terminación convencional, las operaciones en el agujero requieren del balance hidrostático de la presión de formación, para alcanzar una presión de pozo superficial igual a cero. Para este tipo de operaciones, las operaciones descritas como "programa de control" se emplean para reemplazar los fluidos del agujero con una columna de líquido con densidad suficiente para equilibrar hidrostáticamente la presión de la formación. Dependiendo de las operaciones que se llevarán a cabo después de controlar el pozo, existen varias formas de implementar el control empleando una gran variedad de tipos de reología del fluido y densidades.

Los diseños de las terminaciones convencionales, emplean ensambles tubulares concéntricos, para generar las condiciones de flujo necesarias dentro del agujero. Durante la instalación de un equipo de terminación, las tuberías brindan la ruta de flujo natural para la

circulación de los fluidos bombeados desde la superficie. Sin embargo una vez que se aísla la tubería de terminación de la presión de fondo con empaques o cualquier otro equipo de control del flujo, la trayectoria de circulación del flujo de la superficie a la terminación, generalmente no está disponible.

Si no es posible realizar la circulación de los fluidos a través del equipo de terminación instalado dentro del agujero, se deberá emplear una técnica de bombeo de control descrita como "bullheading". Esta operación de control del pozo se lleva a cabo bombeando los líquidos con densidad de control adecuada a través del equipo superficial, a un gasto suficiente para reemplazar los fluidos residentes en el agujero desde las tuberías y regresar al intervalo expuesto a la terminación. Aunque, este método es efectivo, ofrece un control mínimo en la colocación del fluido dentro del agujero y tiene un alto potencial para crear daño a la formación.

Si las operaciones de terminación no requieren servicio continuo dentro del intervalo de terminación, entonces el daño a la formación no representa un problema muy grave y el método de control "bullheading" es un método técnicamente viable. Sin embargo, cuando la operación de control se realiza bajo una condición de presión de balance temporal y el intervalo expuesto a la terminación se va a abrir a la producción, el diseño del programa del control del pozo se debe enfocar en alcanzar el balance hidrostático de la presión provocando daño mínimo a la formación. En esta situación, el control con tubería concéntrica se emplea exitosamente para establecer la ruta de circulación los fluidos, desde la superficie hasta el intervalo de terminación. Empleando estos tipos de servicio, la operación de control. Puede llevarse a cabo sacando los fluidos residentes dentro del agujero y reemplazando el volumen del agujero con líquido de control con la reología y la densidad planeadas para el servicio en particular.

Operaciones de intervención a pozos con tubería concéntrica. Las terminaciones en los pozos se diseñan con las consideraciones para poder llevarlas a cabo tanto con línea de acero o tubería conductora, a través de intervención con tubería dentro del plan del ciclo de vida del agujero. La intervención con tubería como, puede ser la limpieza hidráulica (LH-Hidraulic Workover) y la intervención con TF, son capaces de llevar a cabo una amplia variedad de servicios, con presión superficial presente o no, y son ampliamente adecuados para el bombeo y la circulación de fluidos dentro de las tuberías de terminación. Sin embargo, una comparación de estos dos sistemas, revela que los programas de control se implementan de diferentes maneras.

Para diseñar el sistema LH se emplea tubería unida, la cual incorpora válvulas de contrapresión en el aparejo de fondo (AF), lo cual interrumpe las operaciones de bombeo cuando se realizan las conexiones. La implementación de las operaciones de control del pozo LH, generalmente se relaciona con el despliegue de la sarta de trabajo concéntrica con la tubería de terminación existente, con bombeo intermitente dentro de la sarta de trabajo para llenar la tubería y asegurar que el diámetro interno esta libre de obstrucciones. La sarta de trabajo se corre hasta la profundidad de control propuesta, en la cual se inicia el tiempo de las operaciones de bombeo, con el propósito de circular hacia la superficie el fluido

residente dentro del pozo con el fluido de control diseñado para alcanzar el balance de la presión.

El programa de control de pozo LH se lleva a cabo con una sarta de trabajo estacionaria, y una vez que se alcanza el balance hidrostático de la presión, se detiene la circulación del fluido y se extrae la sarta de trabajo del agujero. Durante la extracción de la sarta de trabajo, la operación de bombeo del fluido de control es dirigida dentro del flujo cruzado del conjunto de preventores, manteniendo la altura de la columna de fluido dentro del anular.

En contraste, las operaciones realizadas con TF emplean una sarta de tubería de longitud continua, la cual puede desplegarse y retirarse a través de la operación prescrita sin interrumpir el bombeo. La capacidad de bombeo continuo que brinda la TF, ocasiona un mayor grado de control de colocación del fluido dentro del agujero y permite variar los programas de control estándar para alcanzar el balance de presión hidrostática deseado. La sarta de TF puede desplegarse y retirarse rápidamente en comparación con el sistema de control LH, reduciendo el tiempo necesario para llevar a cabo la operación de control de pozo deseado. Además, con la introducción de los grados de esfuerzos más altos de la TF, los límites de presión superiores, para la seguridad del desarrollo de los servicios con TF se han incrementado dramáticamente. Aunque la longitud continua de la TF ofrece beneficios en la reducción del tiempo del servicio y la colocación de los fluidos, sobre el sistema de control LH, la TF tiene una vida de útil de servicio finito debido a la fatiga que ocurre como consecuencia del despliegue de la TF. Por lo tanto, es recomendable que al utilizar TF se obtenga el registro de vida útil para la tubería de TF designada, con el fabricante antes de poner a trabajar el equipo.

Planeación y revisión del trabajo de control del pozo. Antes de implementar una tubería concéntrica para las operaciones de control de pozo, se deben adicionar varios problemas para definir la naturaleza de la operación de control, estimando los factores de riesgo y determinando los métodos más apropiados para implementar el programa de control más adecuado. A diferencia de la planeación de un plan de contingencia de control, para operaciones de perforación o terminación, el nivel y la calidad de la información disponible para el trabajo en la locación son de forma típica insuficiente para implementar de manera efectiva operaciones de control de pozos de una manera prudente y segura. Por lo tanto, cuando se planea llevar a cabo una operación de control a través de tubería, se debe realizar un enorme esfuerzo para obtener la información más real y confiable con respecto al diseño y condiciones del pozo, así como presión de formación e integridad de la terminación antes de enviar el equipo de intervención a pozos a la localidad.

Detalles de terminación y orientación del agujero. El diseño apropiado de cualquier tubería concéntrica para la operación de control de pozos, requiere que la información de la terminación y de la orientación del agujero este completamente incorporada dentro del plan de control del pozo Fig. VI.3. El esquema del agujero para una terminación en particular, debe proporcionar información con relación al tipo y tamaño de las conexiones del árbol de la cabeza del pozo y el tamaño de las tuberías instaladas dentro del agujero, junto con el registro de las profundidades de asentamiento.

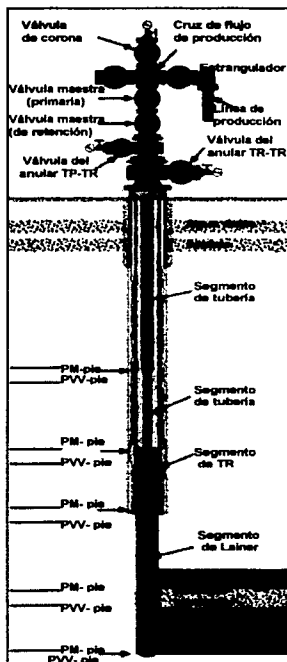


Fig. VI.3 Información de la terminación y orientación del agujero.¹⁴

Los valores de la profundidad medida (PM), reflejan la altura de los registros de la tubería que proporcionados en el detalle de la terminación y se necesitan para calcular los volúmenes de llenado para los conductos de la ruta de flujo del intervalo de terminación a la superficie. Sin embargo, son de mayor importancia, los valores correspondientes a la profundidad mostrados como profundidad vertical verdadera (PVV), estas mediciones son requeridas para calcular la presión hidrostática ejercida sobre la formación, por una columna de fluido a una densidad dada. Por lo tanto, la planeación adecuada de un programa de control requiere que todos los diseños de los componentes de la tubería de terminación y las mediciones de profundidad del yacimiento se reporten en ambos valores MD y PVV. Ambas profundidades toman como nivel de referencia el piso de perforación, comúnmente referido como AP.

Dependiendo de cómo y cuando se perfora el agujero, los valores de AP se reportan como distancias a partir del nivel del suelo (en operaciones terrestres) o distancias a partir de una componente instalado, localizado en la estructura del pozo (por ejemplo, un colgador o la brida más baja, etc.). Con excepción de las operaciones de tubería concéntrica que se llevan a cabo desde el piso de perforación, las profundidades deben corregirse con la referencia dada, para asegurar que la profundidad de la sarta de trabajo puede correlacionarse con las posiciones PM y PVV dentro del agujero.

Hidrostática del fluido y balance de presión. Antes de comenzar cualquier operación de control, debe determinarse la densidad de control necesaria para equilibrar la presión de formación. La ecuación comúnmente empleada para calcular la densidad del fluido ρ (ppg) para equilibrar una presión dada p (psig) con una altura de columna de fluido vertical verdadera H_{Hyd} (ft) está dada por:

$$\rho = \frac{P}{0.052 H_{Hyd}} \quad \text{VI.1}$$

Este cálculo proporciona un valor igual a la densidad "promedio" del fluido, necesaria para equilibrar la presión del yacimiento en particular, con una columna de fluido a una PVV específica. En este cálculo, la medida de la altura de la columna debe ser corregida por diferencias con las medidas del AP y proyectar el punto en el árbol de producción o en el conjunto de preventores, en donde se localiza la parte superior de la columna del fluido de control. En general la parte superior de la columna debe localizarse dentro del árbol de producción superficial, lo cual asegura que el balance deseado de la presión hidrostática se mantiene en la cabeza del pozo después de la tubería de servicio y el conjunto de preventores de control se remueven.

Sin embargo, el equipo de perforación para una operación de intervención a pozo determinado, debe colocar el puerto de retorno de circulación dentro de la tubería vertical del conjunto de control del pozo en un punto lo más alto posible del árbol superficial. En esta situación, el programa primario de circulación del fluido de control, necesita colocar la parte superior de la columna en el retorno de la línea de elevación, con programas de contingencias de control preparados para colocar la superficie de la columna de fluido de control en el punto deseada dentro del árbol superficial de producción.

Se debe poner especial atención en el cambio de densidad esperado, debido a los cambios de presión y temperatura dentro del agujero, la densidad del fluido disminuye con un incremento en la temperatura, y aumenta con un incremento en la presión. Además, el cambio en la densidad del fluido ocasionada por la temperatura y la presión depende de la química del fluido y de la cantidad de sólidos suspendidos o disueltos en el fluido.

Ya que la densidad "promedio" del fluido calculada con la ecuación anterior no toma en cuenta los cambios de las propiedades de los fluidos debidas a las condiciones de presión y temperatura, este valor debe usarse únicamente como una densidad de referencia el momento de seleccionar la densidad de control deseada, una vez que esta densidad se

identifica, el fluido debe proporcionar una densidad mezclante para condiciones superficiales que produce el balance de presión hidrostática deseado a la PVV de columna de fluido específica cuando el fluido alcanza una temperatura de equilibrio dentro del agujero.

Un ejemplo del cambio en la densidad del fluido ocasionada por la temperatura y la presión para ciertas condiciones de agujero, se puede observar en la fig. VI.4. En este ejemplo, la densidad de control "promedio" del fluido necesaria para el balance de la presión del yacimiento de 5200-psig es de 10 ppg. Además, el mezclando CaCl_2 al fluido de control, se debe producir una densidad aparente de 10.15 ppg a una temperatura de 75°F para alcanzar una densidad de control "promedio" de 10 ppg a las temperaturas y presiones hidrostáticas que se observan en el ejemplo del agujero.

Por lo tanto, la densidad del fluido de control debe ajustarse a la temperatura de mezclado en la superficie para obtener la densidad deseada a las temperaturas del agujero. Cuando se seleccionan soluciones salinas, el punto de cristalización de la densidad específica del fluido debe conocerse y compararse con el perfil de temperaturas esperado durante el programa de bombeo de control del pozo, para asegurar que la temperatura del fluido no caerá por debajo de la temperatura del punto de cristalización.

Problemas relacionados con el daño a la formación. Una vez que se ha calculado la densidad apropiada del fluido de control, para las condiciones específicas del pozo, se debe estimar el tipo y reología del fluido de control seleccionado. Si el daño a la formación y/o la permeabilidad no representan un problema grave dentro del programa de control, puede considerarse un sistema de control de lodo coloidal. El sistema de lodo puede ser base-aceite o base-agua, y mezclarse con sólidos suspendidos para lograr la densidad de control requerida.

Por diseño, el sistema de lodo coloidal forma un enjarre transversal a la formación permeable, esencialmente formando una barrera para la pérdida de fluido. Aunque este sistema de lodo es muy efectivo, el daño a la formación que provoca su empleo es indeseable. Si la formación expuesta del agujero durante el programa de control, es puesta a producción, el proceso de selección de la densidad del fluido de control debe incluir una revisión y selección de los fluidos que brindan las mínimas consecuencias de daño a la formación y mantener una permeabilidad alta. Generalmente, estos fluidos se encuentran clasificados como salmueras de alta densidad, que se comportan como líquidos claros de penetración cuando se colocan a lo largo de formaciones permeables. Como resultado del empleo de estas salmueras de alta densidad, puede esperarse pérdida del fluido de control hacia la formación.

El volumen de pérdida del fluido depende de la cantidad del exceso de la presión anular aplicada, también de la contrapresión del programa de estrangulación superficial o de las pérdidas de presión por fricción desarrolladas dentro del anular durante el programa de circulación. Cuando se considera el uso de salmueras de alta densidad como fluido de control, es muy importante determinar su compatibilidad química con los fluidos de la formación, para asegurar que no se presentarán emulsiones secundarias o precipitación de sólidos como resultado del contacto de los fluidos no compatibles. Además la disminución

del daño a la formación es más efectiva cuando las salmueras son filtradas, antes que se circulen dentro del agujero.

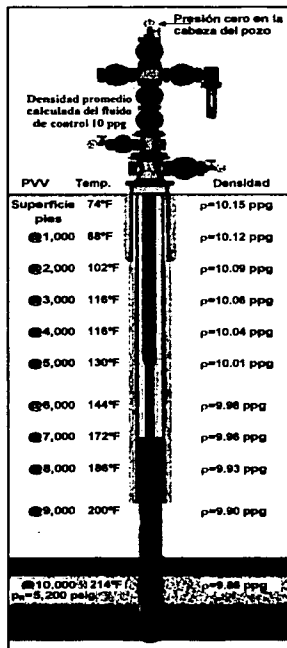


Fig. VI.4 Ejemplo del cambio en la densidad del fluido ocasionada por la temperatura y la presión para condiciones de agujero dadas.¹⁴

Requerimientos de tanques de depósito del fluido en superficie. La reología y características físicas del fluido de control propuesto, debe compararse con la reología y química de los fluidos disponibles en la localidad, para determinar la compatibilidad de los sistemas de fluidos. Por ejemplo, si el fluido de tratamiento seleccionado se bombea combinándose para alcanzar la densidad deseada y no se logra, entonces se deben hacer planes para movilizar depósitos en tanques adicionales, para transportar y/o mezclar un volumen de fluido de control completamente separado. La estimación del volumen mínimo del depósito en tanques, necesario para preparar un programa de circulación de fluido de

control, debe considerar la capacidad de volumen interna de la sarta de trabajo, la capacidad de volumen interna de todas la tuberías expuestas dentro del agujero y el volumen estimado de pérdida del fluido de control a la formación expuesta, cuando se lleve a cabo el programa de control.

Dependiendo de la sofisticación del programa de mezclado, es recomendable mezclar de 20-35 bls para acomodar el espacio limitado disponible en la locación. En programas de control con salmueras de alta densidad, la salmuera es muy costosa y es muy probable que se realice una pre-mezcla, también debe considerarse el espacio para acomodar los tanques necesarios para transportar el volumen requerido de fluido de control.

Además, se deben tener planes de contingencia para la captura de volúmenes de fluido que se circulan fuera del agujero. Si no es posible o deseable desplazar los fluidos existentes dentro del agujero al sistema de producción, entonces se necesitarán tanques de almacenamiento adicionales para capturar el volumen de fluido contaminado o desplazado del interior del agujero. Este volumen, debe considerar la capacidad interna de la tubería expuesta a la terminación dentro del agujero e incluir el volumen de fluido adicional ganado por la entrada de fluidos de la formación durante el programa de circulación.

Las limitaciones superficiales de espacio para colocar los tanques, deben tomarse en consideración antes de que se transporte el equipo, para asegurar que los volúmenes de fluido requerido pueden encontrarse en la localización antes de comenzar las operaciones.

Itinerario de estrangulación de presión para el control de pozos. Una vez que se ha seleccionado el método de circulación para el control de pozos, y se han determinado los parámetros críticos de operación para la implementación apropiada del programa, debe prepararse el itinerario de estrangulación de presión superficial. Este programa se diseña para imponer una presión de superficie deseada dentro del anular, para asegurar que se mantiene constante la presión de fondo (CPF) durante el programa de circulación.

Para programas de control de circulación convencionales, el volumen total calculado del fluido de control, necesario para llenar el espacio anular se divide entre diez, lo cual permite al usuario preparar un programa de desplazamiento volumétrico en diez etapas iguales. Cada etapa de volumen circulado dentro del agujero, representa un incremento en la altura de la columna del fluido de control dentro del anular, produciendo un incremento en la presión hidrostática que actúa sobre el intervalo de la formación expuesta.

Nótese que la MD predecida para la parte superior de cada una de las etapas del fluido de control dentro del anular, debe corregirse con las mediciones de PVV. Basándose en la altura vertical corregida de la interface del fluido de control y del fluido residente dentro del agujero, el incremento de la presión hidrostática que actúa sobre la formación debe compensarse con el decremento correspondiente de la presión de estrangulación superficial. Se debe preparar un programa para el ajuste de la presión de estrangulación superficial, para el programa correspondiente del llenado del anular, cuando se lleva a cabo un decremento uniforme en la presión de estrangulación superficial, para cada etapa de bombeo del fluido de control.

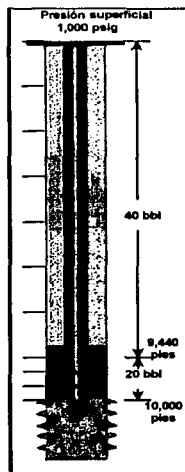
Para configuraciones de pozos en las que los cambios de diámetro interno del agujero son mínimos, esta práctica proporciona una aproximación razonable para la predicción del ajuste de la presión de estrangulación superficial, para mantener la CPF con etapas uniformes de bombeo. Sin embargo, las operaciones de control con tuberías concéntricas, generalmente cuenta con múltiples cambios de diámetro interior de agujero, provocando que el itinerario de presión de estrangulación superficial en 10 etapas uniformes, sea un formato inapropiado para el programa de control de la CPF. Con la variaciones de la geometría dentro del anular, debidas a los diferentes diámetros internos del agujero, la altura que el fluido alcanza dentro del anular en una etapa de bombeo, no produce el incremento de presión hidrostática esperado, alterando significativamente la CPF del programa de control del pozo.

En el siguiente ejemplo, se lleva a cabo un programa de circulación de control con tubería concéntrica, dentro del pozo, con las siguientes características:

- Tubería de producción de 2 7/8 pg diámetro exterior (diámetro interior 2.44 pg), a una profundidad de 9440 pies MD (9440 pies TVD).
- Por debajo del empacador existe un segmento de TR de 7 pg de diámetro exterior (6.184 pg diámetro interior).
- La profundidad del intervalo productor es de 10,000 pies MD (10000 pies TVD) como se muestra en la figura VI.5.
- La presión de formación esperada para es de 5200 psig.

Suponiendo que se corre una TF de 1.25 pg de diámetro exterior dentro de este agujero, el programa de circulación propuesto requiere de 60 bls de fluido de control para llenar la TR y el espacio anular desde la cima del intervalo expuesto a la terminación hasta la superficie. El anular entre el agujero y la TR tiene una altura de 560 pies y requiere aproximadamente de 20 bls para llenarse. Se requieren 40 bls adicionales para llenar el espacio anular de 9440 pies.

Fig VI.5 Estado mecánico de un pozo para una operación de control con TF.¹⁴



Con una presión de cierre registrada de 1000 psig, el itinerario convencional de presión de estrangulación superficial, puede dividirse en 10 etapas 6 bls de fluido de control cada una. Sin embargo, debido a las significativas diferencias de volumen de llenado del anular entre la tubería de conducción y el anular entre la TR, este itinerario podría crear una condición temprana de presión bajo balance dentro del programa de control, ocasionando una entrada de fluido de la formación y comprometiendo el programa de control del pozo.

Siguiendo este programa, el itinerario de presión de estrangulación superficial reducirá la presión de estrangulación en 100 psig por etapa fig Vi.6.

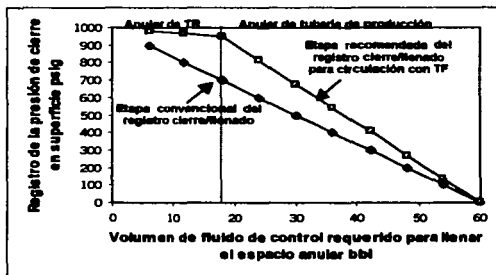


Fig. Vi. 6 Programa de presión de estrangulación superficial.

Etapa	Barriles	Estándar (psig)	Control con TF (psig)	Diferencia de presión de control, por caso (psig)
1	6	900	983	83
2	12	800	966	166
3	18	700	949	249
4	24	600	813	213
5	30	500	677	177
6	36	400	541	141
7	42	300	405	105
8	48	200	269	69
9	54	100	133	33
10	60	0	0	0

Tabla Vi.1. Comparación de los programas de presión de estrangulación superficial de control, Método Estándar contra recomendado.

Por lo tanto, debe prepararse un programa de presión de estrangulación superficial por separado, para el anular de la TP y para el de la TR. En la tabla Vi.1 se muestra una comparación del itinerario de presión de estrangulación superficial convencional y del recomendado para el ejemplo, y se muestra como se puede crear una condición de presión bajo balance alrededor de 250 psig, si se emplea el itinerario convencional. Para asegurar que el programa de presión de estrangulación superficial, tome en cuenta el incremento real de la presión hidrostática resultante de las etapas de llenado, cada cambio de la geometría del anular debe evaluarse por separado para poder determinar las presiones de fondo correctas.

VI.1.2. Aplicación práctica de las operaciones de control de pozos a través de tubería.

Los servicios con tubería concéntrica no requieren del empleo de fluidos con peso balanceado para mantener la presión y el control del flujo, sin embargo, cuando las condiciones requieren que la presión se equilibre en la superficie, debe emplearse una práctica de control de pozos que se enfoque en la presión hidrostática del fluido. La tecnología de servicio con tubería concéntrica se emplea en numerosas aplicaciones en donde la presión y el fluido contenido dentro del agujero deben controlarse en la superficie.

Por diseño, el mecanismo primario para mantener la presión y el fluido contenido dentro del agujero, en este tipo de servicios con tubería concéntrica, es el propósito del trabajo del conjunto de preventores del pozo en combinación con los equipos de control de flujo de fluidos. La ventaja que ofrecen los servicios de control con tubería concéntrica, es que no están limitados por el empleo de fluidos pesados para mantener la presión y controlar el flujo, como se emplean en sistemas de tubería unida convencional.

Sin embargo, cuando las condiciones del servicio o los objetivos del trabajo requieren que la superficie del pozo se encuentre en equilibrio, se deben emplear prácticas de control que se enfoque en la presión hidrostática del fluido. Basándose en el proceso empleado en sistemas de tubería unida convencional, la intervención con tubería flexible (TF) y la limpieza hidráulica (LH- Hydraulic Workover) llevadas a cabo como prácticas de tubería de control de pozos, requieren de mayor atención en su diseño e implementación.

Para operaciones típicas de intervención a pozos, en agujeros terminados, la capacidad para llevar a cabo el bombeo de fluidos, el programa de control es dependiendo del tipo de fluido y equipo disponible en la locación del pozo. Si el propósito inicial de la operación de intervención es implementar operaciones bajo condiciones de presión bajo balance, el equipo de bombeo y los fluidos disponibles en la locación serán inadecuados para llevar a cabo un programa de control de bombeo de fluidos, y el control del pozo dependerá exclusivamente del funcionamiento del conjunto de preventores del pozo. Sin embargo, para servicios de intervención preparado para llevar a cabo un programa de control de bombeo de fluidos, se pueden desarrollar numerosas opciones disponibles y mejorar la seguridad de la implementación de este tipo de operación.

Prácticas de intervención y control de pozos.

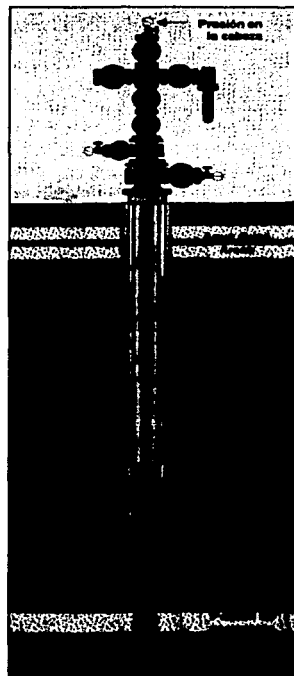
Cuando se realiza la implementación de programas de control dentro de pozos cerrados y estabilizados, una estimación de la fracción del volumen del fluido residente de los pozos, puede ayudar a la preparación del programa adecuado de circulación/desplazamiento de fluido. En general un pozo cerrado alcanza el equilibrio con los fluidos producidos estratificados en columnas como función de la densidad de los fluidos, fig. VI.7. Esta condición contrasta con las operaciones convencionales de control de pozos, en donde la reología del fluido de control es similar con la reología del fluido circulado en el agujero, con diferencia en la densidad aparente debida al volumen de entrada de fluido de la formación. Generalmente, bajo esta condición el balance de la presión se alcanza incrementando la

densidad del fluido circulado a la densidad de control requerida y desplazando el fluido de entrada de menor densidad.

Sin embargo, debido a la composición variable de los fluidos residentes dentro del agujero, el programa de bombeo para la intervención y control del pozo, generalmente involucra dos procesos separados de circulación de fluidos. La primera circulación se realiza empleando un fluido de una densidad cualquiera, antes de bombear el fluido de control. Este programa de circulación de "pre-control" sirve como medio para desplazar los fluidos residentes dentro del agujero con un fluido de densidad uniforme, que puede ser el fluido diseñado para la operación del pozo o un fluido de formulación especial. El proceso de "pre-control" de desplazamiento de fluido, brinda valiosa información para el diseño y posible modificación del programa de bombeo de fluidos de control.

Una vez que se ha terminado el programa de circulación de "pre-control", se debe interrumpir el programa de bombeo para permitir la toma de la lectura de la presión estática dentro del anular del agujero y dentro de la sarta de trabajo. Nótese que con las válvulas de contrapresión instaladas en el aparejo de fondo, se requerirá refuerzo para las bombas (para el gasto de bombeo mínimo posible) para abrir las válvulas de contrapresión y permitir la comunicación de la presión con la sarta de trabajo. Esta lectura de presión estática se compara con la presión esperada al terminar el programa de circulación de "pre-control", y las variaciones observadas en esta comparación se emplean para determinar las acciones correctivas requeridas, antes de comenzar el programa final de circulación de fluido de control.

Fig. VI. 7 Ejemplo del cierre del pozo cuando alcanza equilibrio con la estratificación de los fluidos.¹⁵



VI.1.3. Opciones de bombeo para el control de pozos, para minimizar el daño inducido a la formación.

Evitar el daño a la formación mientras se bombea a través de TF. Recomendaciones para la implementación de TF en el control de pozos dentro de tubería de producción existente para apoyar al usuario a llevar a cabo operaciones de intervención a pozos produciendo el mínimo daño inducido a la formación.

Los servicios de tubería flexible (TF) se emplean frecuentemente para realizar operaciones de control de pozos dentro de tuberías de producción existentes. Comúnmente estas operaciones de control se realizan bajo condiciones temporales de balance de la presión de la formación expuesta.

En aquellos casos, en los que las operaciones subsiguientes al programa de control no reactiva la producción del intervalo expuesto, el daño inducido a la formación por la práctica del programa de control no ocasiona mayores consecuencias. Sin embargo, cuando se desea poner el intervalo a producir, la operación de control del pozo debe realizarse con el completo entendimiento del equilibrio de la presión y el efecto de la circulación del fluido de control. La mayoría de las prácticas empleadas en los servicios de control de pozos con tubería concéntrica, varían el grado de daño a la formación y el grado de la disminución del flujo.

Prácticas de control de pozos empleando la TF.

Existen varios beneficios al emplear la TF en operaciones de control de pozos, dentro de los cuales los más importantes brindan la habilidad de:

- ✓ Mantener la operación de bombeo de forma continua, mientras se manipula la sarta de TF dentro del agujero.
- ✓ Realizar las operaciones con presión superficial presente.

Los programas de circulación para el control de pozos con TF permiten un alto grado de control de colocación del fluido. Además, la acumulación de lubricante, óxido, incrustaciones y otros desechos asociados a la tubería de terminación se circulan fuera del agujero durante el proceso inicial de bombeo y no se desplaza dentro de la formación expuesta, disminuyendo el daño a la formación.

Cuando se lleva a cabo una operación de circulación para el control de pozos, se debe mantener la condición de presión de fondo constante (CPF) a lo largo de todo el programa de control. La CPF pretende brindar el balance de la presión de la formación deseada a través de una combinación de presiones hidrostáticas creadas dentro del agujero por ciertas columnas de fluido mientras se mantiene la presión en la superficie. Empleando la práctica de control de la CPF, se mantiene la presión de la formación en balance o ligeramente encima de balance durante la operación de circulación.

Con la condición de presión de fondo en equilibrio, se elimina la entrada adicional de fluido del yacimiento hacia el pozo, además se reduce la pérdida de fluido de control dentro de la formación, reduciendo el daño potencial inducido a la formación dentro del intervalo de formación expuesta.

Además, se debe incluir una tercera variable relacionada con la circulación de los fluidos dentro del análisis del programa de control CPF de pozos. Durante cualquier programa de circulación de fluidos, se generarán pérdidas de presión por fricción dentro del anular, las cuáles actúan como una presión adicional aplicada sobre la formación. Dependiendo de la

cantidad de presión anular aplicada a la formación expuesta, se pueden esperar pérdidas de fluido de control, contribuyendo al aumento del daño a la formación, en donde la compatibilidad de los fluidos representa un problema.

Selección de la densidad del fluido de control.

Los fluidos de control más comunes para disminuir el daño inducido a la formación, son salmueras de terminación que se mezclan con el fluido de densidad de diseño. Algunos problemas relacionados con la selección del tipo de fluido de control más apropiado, sus características químicas y la compatibilidad con la formación específica (para la disminución del daño) pueden encontrarse en varios trabajos publicados. Para el propósito de los ejemplos mostrados, se emplearán salmueras de terminación genéricas.

Comúnmente, los fluidos de terminación son líquidos clasificados como salmueras de alta densidad, que se comportan como líquidos claros de penetración cuando se colocan a lo largo de formaciones permeables. Además de la alta densidad necesaria para crear el equilibrio de la presión hidrostática, las salmueras de terminación deben filtrarse a través de presas de tierra diatomácea (harina fósil -DE-) o filtros de arcilla tipo ceniza para eliminar los sólidos que puedan contribuir a obtener la formación. Como resultado del empleo de estas salmueras de alta densidad, puede esperarse pérdida del fluido de control hacia la formación. El volumen de pérdida del fluido dependerá de la permeabilidad alrededor del yacimiento, las propiedades del fluido de control y de la presión aplicada dentro del anular durante el programa de circulación.

Empleando una modificación de la ecuación de Darcy, para flujo radial en flujo estacionario (Ec.VI.2) se puede calcular una aproximación del volumen de salmuera de alta densidad perdida en la formación, para una presión diferencial dada en el intervalo de terminación, suponiendo que los datos requeridos de los parámetros del yacimiento, y las propiedades del fluido de control bajo las condiciones del yacimiento se encuentran disponibles.

$$Q_{bpm} = \frac{4.917 \times 10^{-6} Kh (P_{wf} - P_R)}{\mu B [\ln(r_e / r_w) + S]} \quad \text{VI.2}$$

Para la pérdida inicial de fluido en el intervalo de terminación, en la ecuación VI.2, se debe suponer una condición de flujo pseudoestacionario que representa el desplazamiento fluido-fluido a través del intervalo de terminación. Se debe emplear la viscosidad del fluido de control (μ) a la temperatura del yacimiento, junto con el valor del factor de volumen de la formación (B) de 1.00. Los valores de la permeabilidad del yacimiento y del espesor de la formación (kh) obtenidos de pruebas de producción pueden utilizarse para predecir la pérdida inicial de fluido dentro de la formación, provocada por la presión del anular aplicada dentro del agujero.

Por ejemplo, un yacimiento que tiene las siguientes características:

- Valor de kh de 5000 md-pie
 - Factor de daño (S) de 0.5,
 - El programa de control emplea salmuera de terminación CaCl_2 de 10 ppg con una viscosidad de 0.50 cp a una temperatura de yacimiento de 214°F.
 - Radio de drene del yacimiento de 1000 pies.
 - Radio del pozo es de 0.54 pies.
- La cantidad calculada de pérdida de salmuera de terminación hacia la formación en bl/m por psig de presión aplicada en el espacio anular se muestra a continuación.

$$Q = \frac{4.917 \times 10^{-6} (100 \text{ md})(50 \text{ ft})(P_w - P_R)}{(0.50 \text{ cp})(1.0) \ln(1,000 \text{ ft} / 0.54 \text{ ft}) + 5.0} = 0.0034 \text{ bpm} / \text{psig}$$

En el ejemplo anterior, se calculó un desplazamiento de 0.0034 bl/min de salmuera dentro del intervalo de la formación por cada psig de presión diferencial aplicada al agujero. Para un programa de circulación en el cual la presión del agujero fuera de balance es de 100 psig desarrolladas dentro del anular (a través de pérdidas de presión por fricción o presión superficial aplicada), la presión diferencial impuesta contra la formación expuesta produce un gasto estimado de pérdida de fluido de control de 0.34 bl/min.

Control de la pérdida de fluido.

Para operaciones de control con TF, la pérdida de fluido de control dentro de la formación puede ocasionar problemas relacionados con la disponibilidad de los tanques de depósito, aumentando el costo del reemplazo de los volúmenes de salmuera de alta densidad y el mantenimiento de los gastos de bombeo deseados del fluido de circulación/desplazamiento dentro del agujero. En el ejemplo la predicción de la pérdida de fluido, a 240 min de tiempo de circulación de control, se genera una pérdida de presión por fricción en el anular de 100 psig por encima de la presión de balance, lo que provoca una pérdida de fluido de control hacia la formación estimada de 82 bis.

Ya que las operaciones de control con TF, comúnmente se llevan a cabo con depósitos de volumen de fluido limitados en la superficie, el programa de control del pozo debe considerar el volumen de la pérdida de fluidos anticipada, durante el programa de circulación.

Un problema secundario que se presenta cuando se realiza un programa de control dentro de un agujero, es la presencia de gas de la formación. En esta situación, las pérdidas de fluido dentro de la formación se presentarán como resultado de la invasión de gas en el líquido, a pesar de mantener la presión en balance dentro del agujero. Debido a la diferencia de densidad y viscosidad de los fluidos, los líquidos de penetración se filtran en el intervalo de terminación, abriendo un camino para el gas sobrepasando al líquido y entrando en el agujero. A medida que esta entrada de gas migra hacia la superficie, la expansión del gas desplazará los líquidos del agujero hacia la formación. Esta reducción en la carga

hidrostática de la columna de fluidos, generará una condición de bajo balance dentro del pozo y provocará una entrada adicional de gas, complicando el control del pozo.

En intervalos de terminación en donde se esperan pérdidas excesivas de fluido, debidas a la alta permeabilidad o a la presencia de gas, se recomienda incorporar un programa de control de pérdida de circulación dentro del programa de control del pozo. El método de prevención de pérdida de fluido puede ocasionar un daño mínimo a la formación, el cual puede removerse fácilmente antes o durante la etapa de producción del pozo. Los mecanismos de pérdida de fluido descritos anteriormente, se diseñan para permitir realizar las operaciones de control generando un daño inducido a la formación lo más pequeño posible. Estos métodos incluyen fluidos con esferas de gel viscosas, tapones de arena y tapones mecánicos o empacadores.

Píldoras o esferas de Gel. En general, este mecanismo de control de pérdida de fluido, se basa en salmueras viscosificadas, las cuales incluyen geles de tipo lineal. Estas esferas se mezclan con las salmueras de alta densidad seleccionada como fluido de control o con una salmuera compatible, y sirven para reducir significativamente la cantidad de pérdida de fluido, creando una barrera temporal de alta viscosidad a lo largo de la formación expuesta. La colocación de este tipo de fluido de control de pérdida, no restringe el acceso al intervalo de la formación si se requiere realizar un trabajo de intervención subsiguiente al programa de control. Debido a la naturaleza compleja de los geles viscosos, es muy importante realizar las pruebas de compatibilidad entre el sistema de gel seleccionado y las características químicas del fluido/roca de la formación, para asegurar que no se genere un daño secundario debido a la precipitación de sólidos. El proceso de remoción puede requerir del uso de trituradores externos o poner la formación en contacto con soluciones ácidas con bajos valores de pH.

Píldoras o esferas de sal de tamaño grande. Otro mecanismo empleado para el control de pérdida de fluido son las esferas saturadas de sal. Este tipo de esfera, también se mezcla con la salmuera de control y se emplea para crear una barrera al flujo de fluidos a través del intervalo expuesto, mediante la formación de un puente de enlace mecánico entre las partículas de la sal. La colocación de este tipo de fluido, no restringe el acceso al intervalo de la formación si se requiere realizar un trabajo de intervención después del programa de control. El proceso de remoción puede requerir de un lavado a alta presión, con una solución bajo saturada para disolver los puentes de las partículas de sal.

Tapones de arena. En algunas situaciones, se pueden circular tapones de arena dentro de la sarta de TF y colocarlos a lo largo del intervalo de terminación para cubrir la formación expuesta. Este tipo de tapones brinda una protección en contra del daño a la formación que pueda generarse durante los servicios al pozo, posteriores al programa de control. En general, entre más pequeño es el tamaño del grano de la arena, es más efectivo el tapón para evitar la pérdida de fluido. Sin embargo, estos granos pequeños de arena pueden viajar dentro de los espacios porosos de la formación expuesta, generando un mecanismo de daño secundario. Por lo tanto, la selección de la arena para este tipo de servicio debe contar con un alto grado de esfericidad (redondez) y formar un cedazo en contra de la cara de la

formación, minimizando la entrada de arena dentro de los espacios porosos del intervalo expuesto.

Tapones mecánicos y empacadores. Dependiendo del servicio de control que se va a realizar, el intervalo de terminación puede aislarse mecánicamente de la superficie, con el uso de tapones de tubería o empacadores. Si no se requiere acceder al intervalo de terminación, entonces se puede hacer un asentamiento para determinar si el aislamiento mecánico, producirá la barrera deseada para la pérdida de fluido y la disminución del daño a la formación del pozo dado.

Esta operación de aislamiento requiere que el diámetro interior del agujero se encuentre dentro del rango de tamaños aplicable para el tapón inflable o el equipo de empacamiento, el cual se transportará y asentará a través de la tubería existente. Aunque este mecanismo de aislamiento crea una barrera de presión necesaria dentro del agujero, el programa de control debe incorporar la circulación de fluidos de control, por arriba del equipo inflable para crear el balance hidrostático a lo largo de los elementos sellantes elastoméricos del equipo inflable. Para aumentar la eficiencia sellante, se puede colocar un tapón de arena en la parte superior del equipo inflable antes de circular el fluido de control dentro del agujero.

Circulación y colocación del fluido de control.

Debido a que la TF permite bombear continuamente, al mismo tiempo que se manipula la posición de la sarta dentro del agujero, favorece al medio de control de la colocación de los fluidos con un alto grado de exactitud.

Dependiendo del diseño de la terminación y de la orientación del agujero, el programa de circulación del fluido de control requiere de una estricta planeación para asegurar la colocación efectiva del fluido de control y/o de las esferas de gel viscoso. Los programas de control de pozos apropiados, requieren que el segmento del agujero localizado por debajo del intervalo de terminación, esté acondicionado para soportar el peso de la columna de los fluidos de control, si dar origen a la segregación gravitacional y/o la contaminación de la formación. Antes de comenzar las operaciones de control de pozos, se debe determinar la profundidad real del tapón y calcular el volumen de fluido de llenado del segmento del agujero, que se encuentra entre la base del intervalo de terminación y la profundidad del tapón.

Si el diseño de la terminación permite el aislamiento mecánico del agujero, entonces se debe colocar una tubería tipo tapón o un empacador por debajo del intervalo expuesto, a una profundidad que reduzca el volumen del segmento del agujero expuesto. Sin embargo, si no es viable el aislamiento mecánico el segmento inferior del agujero, entonces se debe llevar a cabo una operación de circulación adicional para desplazar los fluidos de la parte inferior del intervalo de terminación con el fluido de control con la densidad requerida.

Colocación de las esferas de gel viscoso.

En un programa típico de colocación de las esferas de gel viscoso, las toberas de flujo de la TF se colocan dentro del agujero a una profundidad inferior al intervalo de terminación expuesto. El volumen de esferas de gel se circula dentro de la sarta de TF a través de las toberas, desplazando los fluidos del agujero y capturándolos en la superficie. Con base en la observación de los gastos de bombeo del fluido a través de la sarta de TF, se puede estimar el tiempo de llegada de las esferas dentro de las toberas de la TF. Cuando las esferas de control de pérdida de fluido comienzan a salir de las toberas de la TF, un volumen específico de esferas se desplaza dentro del agujero para crear una interface entre las toberas y los fluidos residentes dentro del agujero fig. VI.8a.

Si la altura del intervalo de terminación que se va a tratar es muy corto (<30 pies) entonces la posición de las toberas de la TF debe permanecer estática, y continuar la circulación de las esferas de gel viscoso hasta que se alcance una altura de la columna de gel deseada. Para asegurar que las esferas de gel se colocan apropiadamente a lo largo del intervalo de terminación, se manipula la sarta de TF durante el programa de circulación.

Esta práctica de colocación de fluidos, comúnmente se conoce como "pastosa", y se realiza jalando lentamente las toberas hacia arriba del agujero a una velocidad similar con el gasto de bombeo, manteniendo la posición de la interface a una altura deseada por encima de las toberas, fig. VI.8b. Esta operación asegura que las esferas se coloquen efectivamente a lo largo del intervalo de terminación con una contaminación mínima de los fluidos residentes dentro del agujero.

Nótese que la descripción del proceso de "pasta" es válido para orientaciones de pozos verticales y ligeramente desviados. Para pozos altamente desviados u horizontales, se deben llevar a cabo algunas modificaciones de este procedimiento debido a la segregación gravitacional que presenta el fluido de control y las esferas de gel.

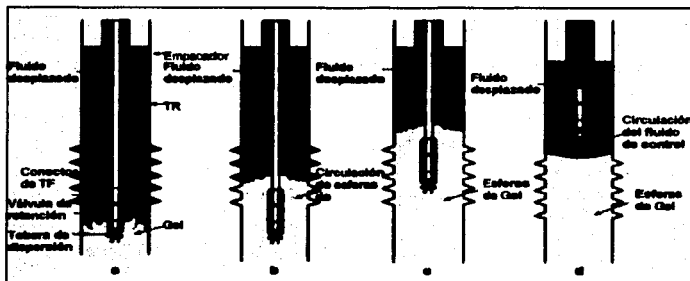


Fig. VI.8 Colocación de las esferas de gel viscoso.¹⁰

Para esta aplicación, las toberas de la TF deben correrse a la TD del agujero y debe iniciarse la circulación del fluido de control con las esferas de gel viscoso. Con esta circulación se debe llenar al menos el 80% del volumen del agujero, antes de comenzar el procedimiento de "pasta" con la TF. Durante esta fase inicial de circulación, el fluido residente dentro del agujero de menor densidad, se puede segregar. Una vez que se coloca el volumen suficiente de esferas dentro del agujero, se incrementa el gasto de bombeo, creando un aumento de energía en las toberas de la TF. Después de la extracción de la TF, los fluidos residentes se desplazan y se circulan fuera del agujero.

Para asegurar que se cubre completamente el intervalo con tratamiento de control de pérdida de fluido, el volumen de esferas calculado debe incluir el exceso que se acumulará encima de la parte superior de l intervalo de terminación, fig. VI.8c. La altura deseada de las esferas por encima del intervalo de terminación es función de la efectividad esperada de alcanzar la formación objetivo, la altura recomendada se determina con base en el tipo de gel seleccionado. La altura específica de la esferas por encima del intervalo de terminación, sirve de posición superior de referencia, en donde las toberas de la TF se colocarán cuando circule el fluido de control, fig. VI.8d.

Colocación de los tapones de arena.

Cuando se desea colocar tapones de arena para emplearse como mecanismo de control de pérdida de fluido, la planeación debe contemplar el gasto mínimo de bombeo a través de la sarta de TF (para asegurar el control de bombeo de la lechada), y el volumen de los baches individuales de lechada que se van a bombear. En general, este volumen no debe ser mayor a la capacidad de la TF desplegada dentro del agujero. Esto permitirá desplazamientos medidos dentro del agujero y disminuirá el asentamiento de arena dentro de la TF o del carrete en la superficie, sí las toberas se tapan durante el programa de circulación.

Una vez que el volumen de lechada alcanza la profundidad de las toberas, la TF debe extraerse del agujero a una velocidad similar al ritmo de asentamiento de la arena, para una concentración de gel dada, fig. VI.9.

Nótese que el gasto de bombeo de la lechada de arena no debe generar una velocidad anular que exceda el ritmo de asentamiento de la arena, para un sistema de gel específico.

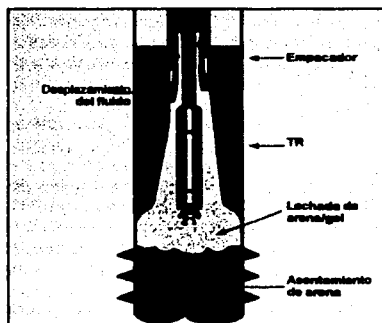


Fig. VI.9 Colocación de tapones de arena como un mecanismo de control de pérdida de fluido.¹⁶

Después de que se desplaza el volumen de lechada a través de la TF, se debe mantener la circulación y desplazar un volumen de fluido igual al volumen de la lechada previamente bombeada. Si se garantiza una profundidad de llenado, entonces se suspende la actividad de las bombas y se corre la TF lentamente dentro del agujero, para llegar a la parte superior del tapón de arena. El proceso de mezclado y de bombeo de la lechada debe continuar, hasta que la parte superior del tapón de arena alcance la profundidad deseada dentro del agujero. La altura del tapón de arena por encima del intervalo de terminación, sirve de posición superior de referencia, en donde las toberas de la TF se colocarán cuando circule el fluido de control.

VI.1.4. Selección apropiada del equipo de control de tubería flexible superficial y de fondo.

El diseño de la tubería concéntrica para el servicio de pozo brinda los medios para llevar a cabo operaciones de intervención, al mismo tiempo que se mantienen las barreras requeridas para el control de la presión y el flujo de fluidos en la superficie. Para las operaciones con TF, el mecanismo primario para mantener la presión y confinar los fluidos es el conjunto de control del pozo que trabaja en combinación con el equipo de control de flujo de fluidos en la superficie.

Debido a que cada componente del equipo cumple funciones específicas y son empleados en aplicaciones de operaciones bajo balance con TF, el control del pozo requiere de una mayor atención durante su planeación e implementación.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Cálculo de la presión superficial máxima.

Cuando se selecciona el conjunto de control de pozo de TF apropiado para un determinado rango de presión, se debe realizar un cálculo para determinar la presión superficial máxima esperada.

El primer paso es calcular la presión hidrostática (p_h) para determinar la presión superficial máxima dentro del pozo (PSMP). La norma API RP5C7 estipula que la PSMP, la cual es definida como la presión más alta que puede encontrarse en la superficie para una operación determinada, y se emplea para determinar el rango de presión de trabajo para el conjunto de control y los componentes relacionados. Para servicios de intervención a pozos, la PSMP comúnmente se encuentra restando la p_h ejercida por una columna de gas seco comprimido (medida desde la superficie hasta el yacimiento en profundidad vertical verdadera PVV), de la presión estática de la formación abiertas al agujero.

La p_h ejercida por una columna de gas seco (p_{gas} , psig) puede calcularse empleando la ecuación VI.3, en donde γ_g representa la gravedad específica del gas, p_i es la p_h del incremento de la altura de la columna de gas en psig, H_{Hyd} es la altura vertical verdadera del incremento de la columna de gas en presión, T_G es la temperatura del gas en $^{\circ}R$ y z es el factor de compresibilidad del gas.

$$P_{Gas} = \sum_{i=1}^n \frac{0.01877 \gamma_g P_{i-1} H_{Hyd i}}{T_G Z_i} \quad \text{VI.3}$$

Por medio de la suma de los incrementos de las alturas de la columna de gas, se puede calcular p_{gas} para una presión en la cabeza del pozo (p_0) dada, desde la superficie hasta la profundidad deseada para las condiciones específicas. Esta serie de cálculos requiere de iteraciones de ensayo y error con el fin de determinar p_0 (en psia), la cual cuando se adiciona a la p_n de la columna de gas, equilibrará la presión del yacimiento.

La figura VI.10, muestra un ejemplo que ilustra la predicción de la densidad de columnas de gas natural comprimido de gravedad específica de 0.65, para presiones en la cabeza del pozo de 200 a 2000 psig, respectivamente, suponiendo un gradiente de temperatura de 0.014 $^{\circ}F/ft$. Este ejemplo muestra como la densidad del gas aumenta a medida que aumenta la PVV, alcanzando la p_n respectiva a la profundidad, cuando la columna de gas natural esta sujeta a una cantidad específica de presión en la superficie.

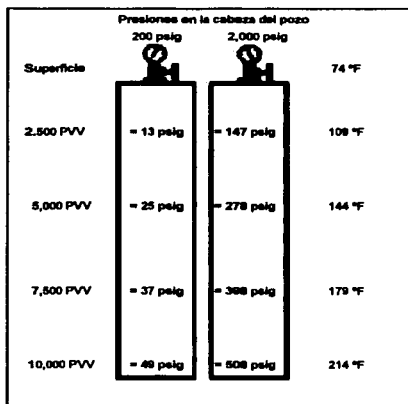


Fig. VI.10 Predicción de las presiones hidrostáticas.¹⁷

Una vez que se calcula la PSMP, el siguiente paso es determinar la presión de bombeo máxima esperada dentro del conjunto de control antes de confirmar el rango de presión del equipo de control superficial del pozo que va ha emplearse. Para llevar a cabo este cálculo, se supone un valor de presión del tubo por encima del stripper, y se desarrolla un programa de circulación para control del pozo. En este caso, la TF se debe colgar dentro de los preventores y separarla mecánicamente empleando los preventores de corte.

Una vez que se ha cortado la TF, se jala la tubería hacia fuera para limpiar los preventores ciegos, para cerrarlos posteriormente. Los preventores ciegos forman una barrera de presión dentro del conjunto de control del pozo y en la parte superior de la TF cortada, brindando un medio para bombear dentro de la TF cuando se lleva a cabo un programa de circulación de control.

La ecuación de esta presión de bombeo requiere que el DE, DI y la longitud de la TF se definan, a lo largo del pozo, con la densidad y la reología de los fluidos que van ha bombear durante el servicio o el programa de control del pozo.

La máxima presión de bombeo esperada, cuando se suma la PSMP, no puede exceder el rango de la presión de trabajo del conjunto de control del pozo para el servicio prescrito.

Componentes del conjunto de control del pozo.

Como se ha discutido previamente, el conjunto de control del pozo brinda una barrera para mantener aislada la presión del pozo y de los fluidos de la superficie en los servicios de TF. Los componentes mínimos del conjunto de control del pozo para la TF definidas por la norma API RP5C7 son las siguientes:

- ✔ Un estopero (estripper) o componente tipo anular.
- ✔ Un preventor ciego.
- ✔ Un preventor de corte.
- ✔ Una línea de salida de matar con válvulas.
- ✔ Un componente de deslizamiento.
- ✔ Un preventor de tubería.

Existen opciones que permiten combinar las funciones de los preventores ciegos y de corte, dentro de un preventor simple. De forma similar, el componente de deslizamiento y el de tubería se pueden combinar dentro de un solo preventor. La orientación y la función de los componentes mencionados deben ser considerados como mínimos para la configuración del conjunto de preventores de control del pozo para las operaciones de servicio con TF. Algunos componentes adicionales de control para la TF recomendados en la norma API RP 5C7 incluyen una conexión tipo "T" o cruz, con un preventor de tubería de seguridad colocado debajo del conjunto de preventores. Si la válvula de corona de la cabeza del pozo no es capaz de manejar la presión, se debe instalar una válvula de compuerta en la base de la cabeza del pozo, directamente encima de la válvula de corona. Una revisión detallada de la función y configuración para cada componente del conjunto de control se especifica en la norma API RP5C7 con recomendaciones para bombas, líneas de matar y estranguladores superficiales.

La selección adecuada del rango de presión para el equipo de control requiere de especial atención. La guía mostrada en la tabla VI.2, clasifica la presión del conjunto de control del pozo en operación de categoría (PSC) para operaciones de intervención con TF. Para todas las categorías de operación, la diferencia entre la PSMP y la presión de bombeo esperada que se encuentra en la tabla VI.2 se aproxima a la cantidad máxima de pérdidas de presión por fricción esperadas cuando se circulan fluidos pesados a través del segmento remanente de TF colgada en el conjunto de control, dentro del anular y de regreso a la superficie.

Por ejemplo el caso PSC1 sugiere que el incremento de la presión de bombeo permitido para llevar a cabo la circulación de control sea de 1500 psig (ver tabla VI.2). Las diversas categorías de operación para el equipo de control del pozo mostrados en la tabla VI.2, se discuten a continuación y se ofrecen como una guía, para determinar el nivel de preparación para una operación con TF determinado. A medida que incrementa el rango de la operación de categoría, se deben mantener los requerimientos estipulados para las categorías más bajas, adicionándoles los requerimientos determinados por el servicio y la presión esperada durante la operación.

Categoría de la operación de presión	Wp, al gasto de inicio del Del control del pozo. Presión Máxima, psig	Presión esperada en la superficie, psig	Presión de bombeo Psig.
PSC 1	5,000	3,500	5,000
PSC 2	10,000	7,500	10,000
PSC 3	15,000	10,000	12,500
PSC 4	15,000	12,500	15,000

Tabla VI.2. Categorías de operaciones para control de pozos.

Operación de categoría 1. En un ambiente PSC1, la presión superficial del pozo máxima recomendada es de 3500 psig, con una presión superficial de bombeo máxima de 5000 psig a través de la línea de matar y de la TF. La categoría PSC (figura VI.11) requiere que el conjunto de preventores y la tubería se calculen para la presión de trabajo mínima de 5000 psig.

Los requerimientos de la tubería superficial para la bomba, la línea de matar y los estranguladores se establecen en la norma API RP 5C7. Además se puede colocar un doble estrangulador manual ajustable que permita desviar al momento de realizar el servicio si el estrangulador primario falla. Se debe emplear un registrador de presión de separación para registrar las presiones de la bomba y del estrangulador independiente de la unidad de TF.

Operación de categoría 2. En un ambiente de PSC2 la presión superficial del pozo máxima recomendada es de 7500 psig con una presión superficial de bombeo máxima de 10,000 psig a través de TF. Para una categoría PSC2 el conjunto de control de pozo y la tubería relacionada con este deben tener un rango de presión de trabajo mínimo de 10,000 psig con los componentes del control superficial del pozo que se observan en la figura VI.12.

La tubería superficial incluye válvulas adicionales para el aislamiento de la presión y un manífl de bombeo que permite desviar los fluidos bombeados del tambor de la TF de servicio y el flujo que cruza el conjunto de control de pozo. Cada situación en particular determina cuando cortar la TF cerrando los preventores ciegos, el programa de control del pozo puede conducir directamente a bombear fluidos dentro del pozo y a través del conjunto de control del pozo o dentro de ambos.

La tubería superficial para el conjunto de control del pozo para una operación PSC2 debe estar conectada por medio de una brida a un ensamble de válvulas de alta presión. Además la válvula colocada en la conexión tipo "T" debe estar equipada con un actuador hidráulico a control remoto, para asegurar un cierre rápido en caso de emergencia, el doble múltiple de estranguladores puede utilizar actuadores hidráulicos ajustables a control remoto o manuales. Se debe emplear un registrador de presión independiente para registrar las presiones del estrangulador y de bombeo de la unidad de TF.

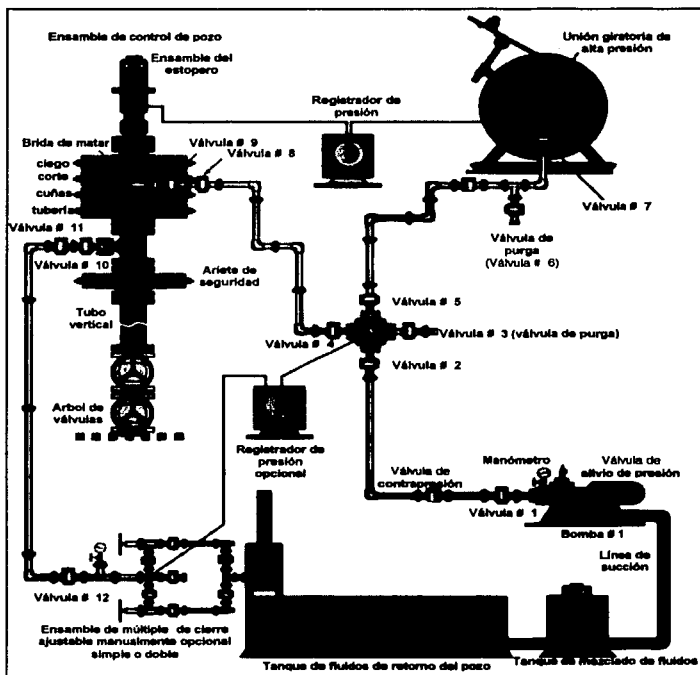


Fig. Vi.11 Componentes del equipo recomendado para el control de pozos en operaciones de presión de categoría (PSC) 1.¹⁷

Dependiendo del servicio anteriormente descrito y de la PSMP del pozo, puede ser considerado el empleo de una combinación de estranguladores ciego y de corte dentro del conjunto de control del pozo en la parte superior del ensamble. Además se debe considerar una segunda bomba de alta presión para llevar a cabo circulación inversa o un bombeo de emergencia para controlar el pozo.

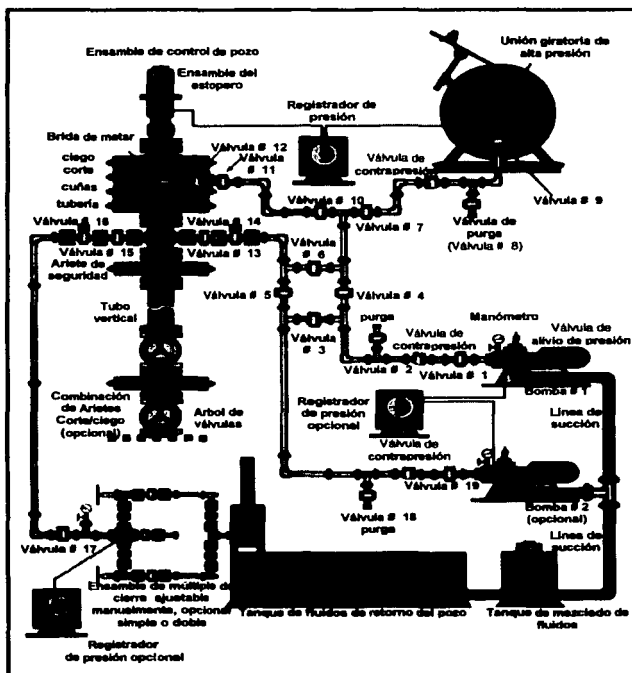


Fig. VI.12 Componentes del equipo recomendado para el control de pozos en operaciones de categoría (PSC) 2.¹⁷

Operación de categoría 3 y 4. Para el caso PSC3, la presión del pozo máxima recomendada es de 10,000 psig, con una presión superficial de bombeo máxima de 12,500 psig a través de la TF, para el caso 4 la presión superficial del pozo máxima recomendada es de 12,500 psig, con una presión superficial de bombeo máxima de 15,000 psig. En ambos casos, el conjunto de control del pozo y la tubería relacionada con este debe tener un valor mínimo de presión de trabajo de 15,000 psig con componentes superficiales de control del pozo recomendados en la figura VI.13.

Tomando en cuenta los valores de presión para el nivel del servicio, existe una diferencia entre las categorías PSC3 y PSC4 con respecto al diseño de la sarta de TF y al tipo de

material empleado en la construcción de ésta. Los ciclos de uso predecidos, la vida útil, junto con los cambios anticipados en el DE de la tubería y del espesor de pared resultado del crecimiento del diámetro, deben ser considerados al evaluar el funcionamiento esperado de los componentes del conjunto de control superficial del pozo; así como su capacidad de aislamiento de la presión.

Las recomendaciones para la tubería superficial de las categorías PSC3 y PSC4 son similares a la configuración mostrada para las operaciones PSC2, pero con un valor de presión de trabajo mínima de 15,000 psig. El múltiple doble debe operarse a control remoto usando actuadores hidráulicos y se debe emplear un registrador de presión por separado para registrar las presiones del estrangulador y de la bomba de la unidad de TF. Para cualquier servicio en el cual la PSMP excede los 7,500 psig se debe incluir una combinación de preventores ciego y de corte dentro del conjunto de control del pozo, colocados en la parte superior del ensamble, esto debe tomarse como una regla. Además se debe incorporar una bomba de alta presión.

Componentes del aparejo de fondo.

En el diseño de una TF para cualquier servicio de intervención de pozos, los componentes del aparejo de fondo (AF) deben seleccionarse con base en el desarrollo del servicio en particular. Las funciones de los componentes del AF de la TF empleados en pozos bajo balance brindan una seguridad adicional para proteger la sarta de TF y debe ser fundamental en el control del pozo. Los componentes básicos que deben incorporarse en todos los aparejos de fondo de TF incluyen: conector, válvula de retención, y una tobera de dispersión de fluido.

El conector de TF seleccionado debe brindar la carga mecánica necesaria y las funciones del confinamiento de presión planeados para el servicio en particular. El conector debe ser capaz de brindar seguridad mecánica a los componentes del AF y de la sarta de TF dentro de los límites de carga axial esperados. Además, el conector debe brindar un aislamiento de presión entre el cuerpo de la TF y el conector de la PSMP del pozo.

En todos los ambientes de presión bajo balance, debe ser considerada una válvula de retención de presión como un elemento de control de pozo crítico y siempre debe incorporarse al AF. La válvula de retención sirve para restringir o reducir severamente el flujo del pozo hacia dentro de la sarta de TF evitando que la sarta de la tubería experimente pérdida de presión interna ocasionada por una falla mecánica encima del conjunto de control superficial del pozo. Por lo general la válvula de retención se instala inmediatamente arriba del conector de TF, estas válvulas pueden diseñarse tipo asiento o diafragma y deben operar como una válvula simple o como un conjunto de válvulas dentro de carcasas individuales.

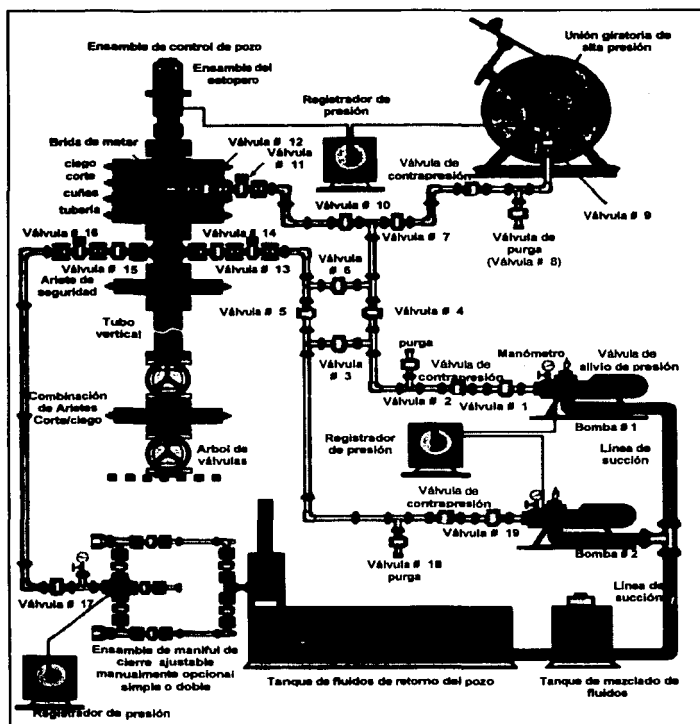


Fig. VI.13 Componentes del equipo recomendado para el control de pozos en operaciones de categoría (PSC) 3 y 4.¹⁷

La selección de las toberas de dispersión se basa en la acción hidrodinámica en el fondo del agujero. En algunos servicios con TF pueden omitirse las toberas de dispersión, si la energía hidráulica del fondo del pozo no es un problema grave del pozo. Sin embargo cuando se llevan a cabo operaciones de control de pozos las toberas de dispersión del fluido generan una carga de fluido hidrodinámico dentro del agujero lo que garantiza la dispersión de los fluidos de control con un intermezclado mínimo con los fluidos residentes. Para operaciones de control de pozo efectivas, las toberas de dispersión de fluidos deben diseñarse con varios chorros capaces de concentrarse en la salida de la corriente de fluidos

que contactan las fronteras del diámetro interior del pozo al mismo tiempo que minimizan las pérdidas de presión por fricción.

Selección del diámetro de la TF.

En general el diámetro de la TF para un servicio particular se determina por medio del espacio disponible entre el diámetro exterior de la tubería y las restricciones mínimas dentro del agujero junto con las necesidades de alcanzar el gasto de bombeo de fluidos especificados. Además el diámetro de la TF puede seleccionarse con base en los problemas de logística, por el peso total del carrete de transporte, con respecto a los límites de carga o restricciones de peso para todo el equipo.

Un punto adicional que debe incluirse en el análisis para la selección del diámetro de la TF es la dimensión de anchura máxima del cuerpo de la TF, en donde puede presentarse un colapso plástico. En el caso en que una carga no uniforme actúa en el cuerpo de la TF cause un colapso en un solo lado, se presentará una ligera distorsión dimensional en el diámetro original de la tubería. Sin embargo, cuando la tubería experimento un colapso plástico completo, las paredes de la tubería se aplastan con el límite exterior de la tubería manteniendo una forma ligeramente redondeada.

Cuando evalúan los tamaños de los diámetros exteriores de la TF la amplitud de colapso máximo de la tubería no debe exceder el diámetro interior de la restricción más pequeña de la tubería de terminación seleccionada. Estas restricciones dimensionales aseguran que en el caso de que ocurra un colapso, el incremento en el espesor de la tubería no causara que el cuerpo se deforme, restringiendo el movimiento de la TF dentro de la tubería de producción. El espacio máximo de tubería colapsada también brinda un espacio anular disponible entre la tubería colapsada y el diámetro interior.

Para este análisis la anchura de colapso máximo del cuerpo de la tubería debe compararse con la longitud efectiva superficial de corte de los elementos de corte instalados dentro del conjunto de control de pozos primarios (generalmente es el tamaño para el diámetro exterior de la tubería que se maneja).

Si la anchura de colapso máxima de la tubería excede la longitud superficial de corte efectiva, los límites exteriores de los elementos de corte deberán cargarse mecánicamente contra el cuerpo de la tubería, conduciendo a la posible ruptura o corte del cuerpo de la tubería. En esta situación se recomienda que una combinación de preventores ciego y de corte se instalen conteniendo elementos de corte con longitud superficial de corte suficiente.

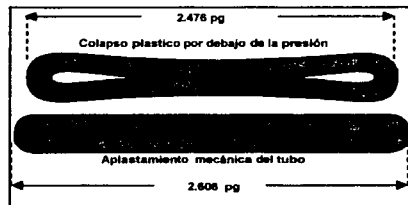
Para realizar esta evaluación la anchura máxima de colapso de la tubería (W_{max}) puede calcularse con la ecuación VI.4 en la cual el tamaño original del diámetro exterior (D_c) y el espesor de pared real (t) tienen dimensiones conocidas. Note que para un diámetro exterior de tubería dado, la anchura de colapso máxima disminuirá con el incremento del espesor de pared.

$$W_{\max} = D_c + 0.5708 D_c \left(1 - \frac{2t}{D_c} \right)$$

VI.4

El valor de la anchura máxima calculada con la ecuación VI.4 es consistente, sin embargo en comparación con tuberías colapsadas por presión, la anchura máxima de estas tuberías estuvieron en un rango de 93 a 98 % de la anchura de colapso mecánica, ocasionada por la curvatura de las orillas del diámetro exterior superficial (figura VI.14)

La anchura máxima de un tubo colapsado se debe calcular para asegurar que los espacios libres apropiados sean mantenidos.

Fig. VI.14 Tubo colapsado.¹⁷

Condiciones de la TF y vida útil.

Una vez que se ha seleccionado el diámetro apropiado para un trabajo determinado se debe llevar a cabo una evaluación de la vida útil y de los ciclos de servicio, para el servicio en particular. Este análisis de la sarta de TF debe incluir modelos de predicción para el daño de la fatiga acumulada, así como los factores para la corrosión externa e interna, y el daño mecánico. Las predicciones para la vida de servicio de la sarta deben brindar el trabajo esperado para los propósitos de presión de bombeo y mantener un nivel aceptable a lo largo de todo el programa del servicio.

VI.1.5. Planeación del programa de bombeo hidráulico del fluido para la intervención del pozo con TF.

Una solución para el bombeo del fluido de control debe prepararse cuando la presión superficial es posible en servicio de TF, con las nuevas valoraciones realizadas durante la intervención que proporciona confianza en el diseño.

Para más servicios de intervención de pozos realizados a través de la tubería flexible (TF), las operaciones de bombeo del líquido son una característica esencial del servicio establecido. En estos tipos de operaciones, los principios fundamentales del control de pozos se deben emplear a través del programa de intervención del pozo, para asegurarse de que el equilibrio establecido de la presión se mantenga para obtener el resultado deseado.

La preparación prudente de cualquier operación de bombeo con TF requiere haber realizado un análisis para predecir el comportamiento de los líquidos bombeados con la TF y dentro del anular del pozo.

Para determinar correctamente el comportamiento de los líquidos bombeados con TF, se debe tener cuidado para obtener toda la información pertinente para la construcción del pozo y los componentes del equipo de servicio. Además, las evaluaciones realizadas antes y durante del programa de la intervención incrementan la confianza del diseño al poner las medidas de control del pozo en ejecución. A continuación se presenta la ejecución hidráulica y del diseño consideradas para preparar y conducir la intervención de TF en el pozo y las operaciones de control de pozo.

Predicción y validación del modelo de la hidráulica.

Los medios más eficaces de evaluar el funcionamiento hidráulico del pre-trabajo de bombeo de fluidos están con el análisis nodal del sistema circulación. Hay numerosos programas comerciales disponibles dentro de la industria que proporcionan predicciones de la pérdida de la presión por fricción (ΔP) a través de la TF y dentro del espacio anular del pozo.

Preparación del Pre-despliegue. Con la información básica proporcionada para el diseño de la sarta de TF, AF de TF y las propiedades del fluido de KCl al 3%, un modelo de ΔP para la sarta de TF en el carrete se debe prepararse para proporcionar los medios de la comparación y validación a través de una prueba de bombeo.

Los resultados de una prueba real del gasto de la bomba conducida en cuatro gastos controlados se muestran en la tabla VI.3, ilustrando el tipo de información registrada típicamente durante estas pruebas. En la comparación al modelo de predicción, la cercanía a la concordancia con la ΔP observada en la TF fue obtenida usando una rugosidad superficial promedio de 0.0008 pulgadas para los parámetros dados de la sarta y del fluido.

rpm	Velocidad del pistón de la bomba, spm	Gasto de la bomba bpm		Factor de eficiencia de la bomba	Caída de presión por fricción Psig	Gasto ajustado	
		Medido	Teórico			bpm	Bbl/stk
1	22	0.256	0.289	0.8996	300	0.260	0.0118
1	46	0.550	0.604	0.9104	1,300	0.550	0.0119
2	36	0.426	0.472	0.9018	800	0.426	0.0118
2	77	0.917	1.010	0.9026	3,300	0.912	0.0118

Tabla VI.3. pruebas de gasto de la bomba y modelo de validación ΔP de la TF.¹⁸

Despliegue para la intervención del pozo con TF.

Durante el despliegue o la recuperación del TF durante operaciones de intervención del pozo, ΔP debe ser observada, registrada y comparada periódicamente con las predicciones del modelo. Como la sarta de TF es desplegada, la ΔP total disminuirá debido a la reducción en la resistencia al flujo a través de la porción enderezada de la tubería, cambios en las propiedades del fluido por temperatura y reducción en la presión superficial llevan a cabo una reducción en la estrangulación como resultando de aumentos en la presión hidrostática anular dentro del espacio anular. La presión superficial observada antes del despliegue de la TF refleja la cantidad de presión hidrostática que actúa sobre la presión de la formación.

El programa inicial de bombeo de fluido en la TF debe comenzar desplazando el fluido lavador en el pozo y procurando reducir la cantidad de presión superficial atribuida al gas en la cabeza. Durante este proceso, la TF se despliega lentamente en el pozo mientras se bombea, con ajustes en la presión superficial de estrangulación disminuye de acuerdo con el aumento en la presión hidrostática, causado por el bombeo del fluido. El volumen de fluido necesario para establecer vueltas de líquido completas se debe registrar y comparar con el volumen calculado para el reemplazo de la altura de la columna del gas sobre el nivel líquido en el pozo.

Una vez que se establezcan el retorno del fluido, el despliegue de TF se debe parar temporalmente para conducir el análisis primario de la circulación, para confirmar el gasto fluido-entrando/fluido-saliendo y para correlacionar las lecturas observadas del sistema de ΔP con la predicción de los valores. A través del despliegue de la TF, se deben realizar chequeos periódicos del sistema de ΔP en la TF para confirmar la exactitud de las predicciones del análisis nodal. Estos chequeos de la ΔP son mejor obtenidos cuando la TF esta estática para eliminar los efectos de los cambios de gasto en el desplazamiento de los fluidos debidos al golpeteo y el arranque.

Si un aumento en el gasto de fluido recuperado se observa durante los chequeos periódicos, será necesario realizar ajustes para aumentar la presión de estrangulación para mantener el balance y para restringir la afluencia del fluido. Sin embargo, si la cantidad de afluencia del fluido observada es excesiva para el programa establecido en la intervención, las correcciones de la ΔP en el anular se pueden hacer para determinarse si se incrementa la presión de estrangulación, aumentando el gasto de la bomba o una combinación de ambas acciones corregirá la condición de bajo balance sin afectar el programa establecido.

Las disminuciones observadas del gasto de fluido recuperado son típicamente una función de la sobrepresión en el anular, desplazando una fracción de los fluidos del pozo en la formación y reduciendo la velocidad anular. Estas disminuciones del gasto del fluido pueden ser el resultado de la presión excesiva de la estrangulación, de la presión hidrostática creciente debido a los sólidos arrastrados por el fluido lavador o excesiva ΔP en el anular. El gasto de fluido de retorno medido, junto con lecturas de presión de la estrangulación en el gasto especificado de la bomba, se debe registrar y utilizar constantemente para

determinarse si los parámetros de la ΔP en el anular necesitan ajuste para reducir al mínimo la inyección en el intervalo de la terminación.

Para cualquier programa de lavado la remoción de los sólidos, se debe hacer un esfuerzo para modelar el programa de lavado de la TF para identificar la gama de los gastos de penetración aceptables de lavado. La predicción del evidente aumento fluido-lavador-densidad como una función del gasto de penetración está fuera del alcance de esta discusión, pero una breve revisión se realiza para identificar su capacidad de afectar la ΔP total del sistema.

Como los sólidos son arrastrados por el fluido lavador, la presión hidrostática que correspondía al volumen de sólidos suspendido dentro del anular aumenta. Este evento se puede identificar como un incremento en la presión de la bomba, con una disminución correspondiente en la presión de estrangulación para un periodo de desplazamiento constante fluido-entrando/fluido-saliendo. El cambio en la presión total del sistema da lugar a un aumento en la presión aplicada en la formación, creando una condición indeseable del balance de la presión. Si el intervalo de la terminación no está en comunicación de la presión con el pozo, después los aumentos de la presión de sistema de TF son efectivamente contenidos y no se anticipan ningunas consecuencias adversas. Una vez que el bache o los baches de "fluidos contaminados" se desplazan fuera del anular del pozo, la presión de sistema debe volver a condiciones de prelavado.

Sin embargo, si el programa de lavado expone una trayectoria del flujo con un diferencial hidrostático excesivo de los fluidos de lavado, el desequilibrio que actúa en la formación dará lugar probablemente a las pérdidas de fluido a la formación. Si los datos de la producción están disponibles para el pozo, la ecuación de flujo estacionario modificada para flujo radial de Darcy, puede estimar la pérdida de fluido a la formación para las condiciones dadas de sobrealance.

Una vez que el intervalo de la terminación se limpie a la profundidad deseada, la sarta de TF es reciprocada típicamente dentro de la tubería de terminación mientras que los fluidos bombeados desplazan los sólidos lavados a la superficie. Si el intervalo entero de terminación está abierto al flujo, el alto índice de pérdida de fluido hace muy probablemente que ocurra la pérdida de fluido, con los gastos de pérdida alcanzando el equilibrio basados en el balance de presión logrado por el gasto de flujo correspondientes a la ΔP en el anular. Por lo tanto, la presión de estrangulación y gasto de fluido-entrando/fluido-saliendo debe ser supervisada de cerca y ajustado para asegurar que el gasto de circulación resultante proporcione la mínima velocidad anular deseada para terminar el programa de lavado de los sólidos.

Ejecución del programa de circulación del fluido de control con TF.

La presión de la circulación se debe registrar y comparar con la predicción de la ΔP para el fluido de KCl al 3%. En este tiempo, los ajustes se deben hacer para validar el modelo de la predicción y para confirmar de acuerdo a la similitud con las lecturas observadas. La exactitud en las predicciones de la ΔP es un parte crítica en la reducción al mínimo de lo

desconocido cuando el fluido de solo sal de KCl es desplazado por un sistema de flujo de doble-sal con significativa diferencia de densidad y viscosidad. Si la geometría de TF y la posición relativa dentro del pozo es mantenida constante, los valores de la densidad y de la viscosidad (ajustados apropiadamente según cambios de temperatura) deben ser las únicas variables en el modelo de la predicción. Sobre la terminación del primer programa de la circulación de las "perforaciones", las bombas se pueden cerrar para obtener la lectura superficial estática de la presión y para confirmar la densidad deseada del fluido de control.

Al planear el programa de circulación del fluido de control, el volumen del pozo se debe calcular para asegurarse de que el suficiente volumen está preparado para el desplazamiento completo de toda la tubería de TF y del pozo.

Las fallas de la sarta de TF y los tubos del pozo en las etapas de desplazamiento son también preparadas para asegurarse de que los cambios de la ΔP en el programa de la circulación de control están anticipados correctamente. Las figuras VI.15 y VI.16 representan predicciones en los cambios de la ΔP en el programa establecido de la circulación de control en un gasto de control de 0.260 bpm y 0.550 bpm, respectivamente. Una breve explicación de cada uno de las etapas de la circulación de control se presenta más adelante.

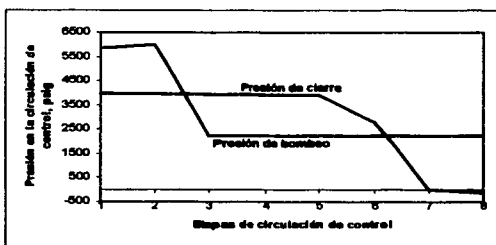


Fig. VI.15 Predicción de la ΔP para las etapas de control en un gasto de 0.26 bpm.¹⁰

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

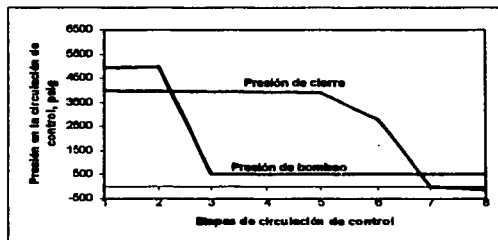


Fig. VI.16 Predicción de la ΔP para las etapas de control en un gasto de 0.55 bpm.¹⁸

Etapas 1 es la presión de circulación de la precirculación (PCPC). Esta etapa se relaciona con la presión de bombeo necesaria para iniciar el desplazamiento del fluido pesado de control a través de la tubería superficial de bombeo y de la sarta de TF restantes en el carrete de servicio. El gasto de fluido bombeo deseado de fluido de control es inicializado y mantenido constante a través del programa entero de circulación. Observe que como el fluido pesado de control se bombea a través de la sarta de TF, la ΔP aumentará. La presión de estrangulación debe ser mantenida constante entre etapa 1 y etapa 2.

Etapas 2 es la presión de circulación inicial (PCI). El valor observado en la etapa 2 representa la presión máxima requerida por la bomba e identifica el punto en el cual el fluido pesado de control desplazado a través de la sarta de TF alcanza el arco guía de la tubería. Mientras que el fluido pesado de control se bombea a través de la sarta desplegada de TF al AF, la ΔP disminuye perceptiblemente en función de la diferencia en las densidades del fluido (pesado de control contra residente). El equilibrio de la presión es mantenido llevando por la presión de estrangulación constante entre la etapa 2 y la etapa 3.

Etapas 3 es la presión de circulación final (PCF). Este valor representa el punto en el cual el fluido pesado de control ha desplazado totalmente el fluido residente dentro de la sarta desplegada de TF y ha comenzado a entrar en el espacio anular del pozo.

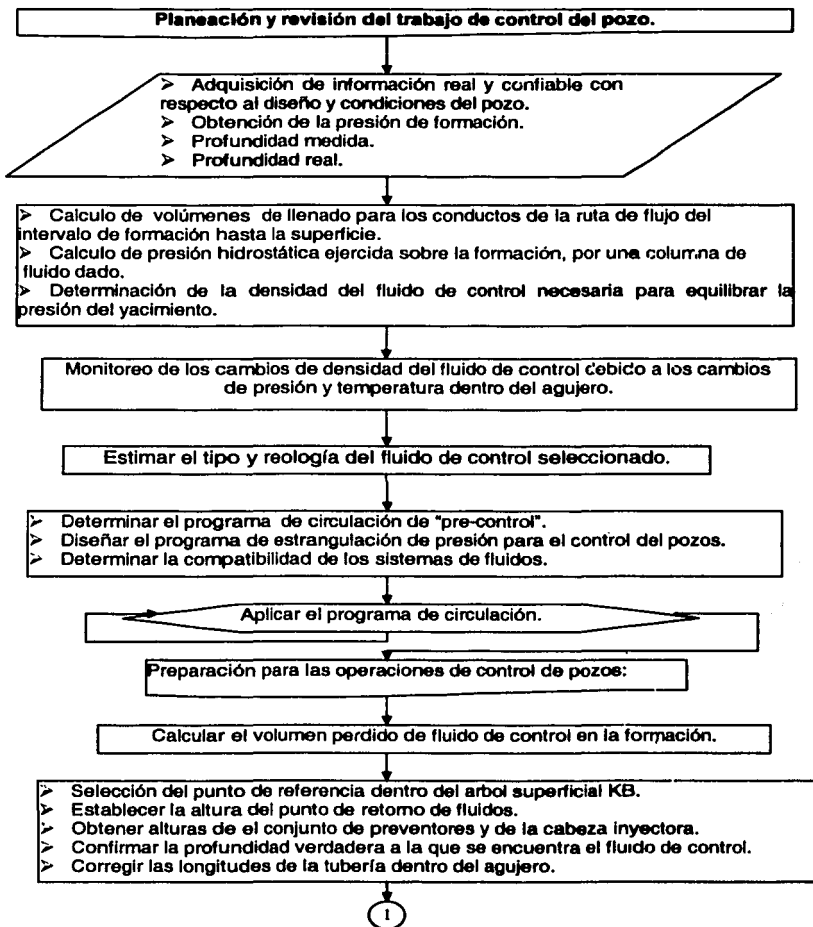
Condiciones del desplazamiento mostrados en las etapas 4 - 8 representan llenado de cinco segmentos distintos del espacio anular del pozo identificadas como teniendo diferencias en geometría del agujero, gradientes específicos termales, la desviación notable o una combinación de lo anterior. Después de que el fluido pesado de control alcance el inyector de TF, el espacio anular del pozo se desplaza en las etapas 4 - 8. La presión de bombeo de la sarta de TF es mantenida constante en PCF, con la presión estrangulación ajustada para compensarse por el incremento de la presión hidrostática resultando del fluido pesado de control que entra en el pozo. Por lo tanto, mantener un programa constante de control de la presión de fondo, la coordinación cercana entre el bombeo superficial y la estación de la estrangulación son críticas.

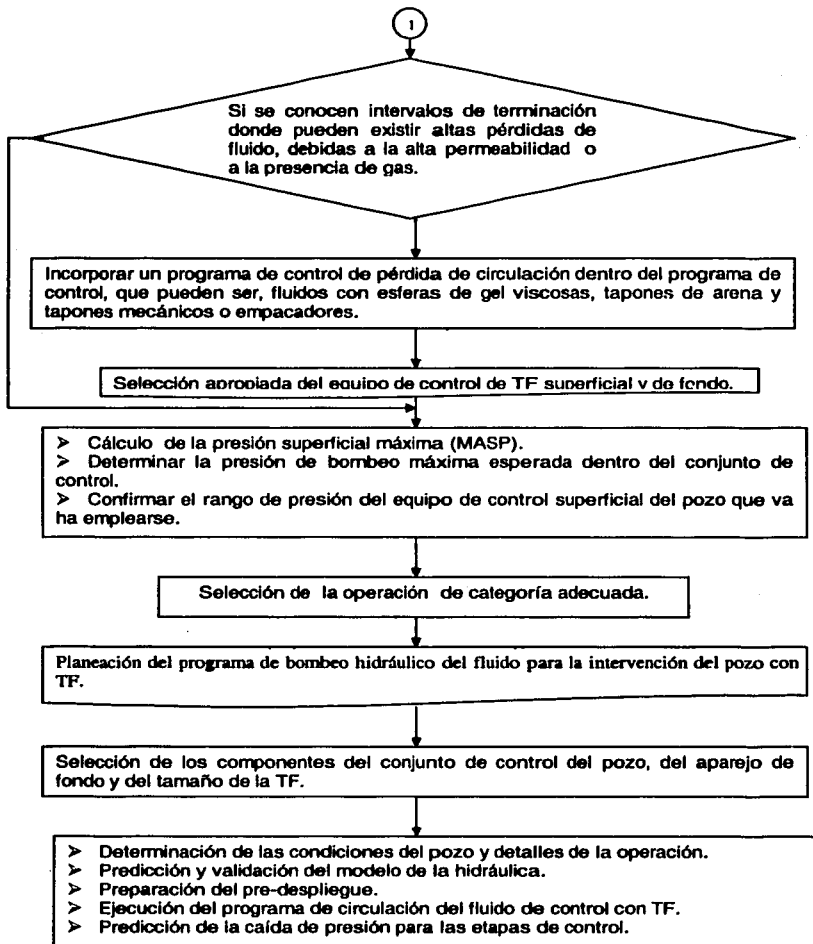
Al seleccionar el gasto más deseable de control, las pérdidas finales de la presión en el espacio anular para los gastos propuestos del control se deben comparar con las predicciones de flujo estacionario de Darcy en flujo radial para la salmuera $\text{CaCl}_2/\text{CaBr}_2$. La presión final del espacio anular representa la sobrepresión mínima esperada sobre la terminación del programa de circulación del control.

Una vez que se seleccione el gasto deseado de circulación de control, atención adicional se debe prestar para asegurar la puesta en práctica eficaz del programa de control. La cédula de desplazamiento del fluido de control debe ser preparada sobre una base del pre-bombeo para seguir la reducción predicha de la ΔP del PCI a PCF y para proporcionar los medios confiables para seguir el desplazamiento de fluido de control dentro del pozo. Según lo discutido previamente,

Lo anterior ilustra la complejidad de los equilibrios hidráulicos e hidrostáticos de la presión esperados durante programas de la intervención de bombeo de fluido al pozo o de control del pozo. El uso de análisis nodales para planear la intervención del pozo y el programa de control ayuda a identificar los motivos de preocupación con respecto al balance de la presión y perceptiblemente la capacidad de seleccionar la opción más deseable de la solución antes de poner la ejecución el servicio establecido.

VI.2. Metodología.





VI.3. Ejemplo de aplicación.

Condiciones del pozo y detalles de la operación.

Como ejemplo se utiliza un pozo que fue perforado como del tipo "S" y produce en una plataforma costa afuera con una terminación de empacamiento de grava simple, como se muestra en la figura VI.17 y tiene las siguientes características:

- > Tubería de terminación de 4-1/2-pg. desde superficie hasta 10,500 pies PM (9,200 pies PVV) y tubería de 3-1/2-pg. a partir de 10,500 pies PM hasta 14,600 pies PM (13,000 pies PVV).
- > La terminación debajo del empacamiento incluyen una sección de tubería de 2-7/8-pg. a partir de 14,600 pies a 14,800 pies PM (13,000 pies – 13,200 pies PVV).
- > Existe una tubería de 2-3/8-pg. en la base del empacamiento de grava corrida a partir 14,800 pies a 15,000 pies PM (13,200 pies – 13,400 pies PVV).
- > La profundidad del agua a la línea de lodo es 400 pies.
- > La temperatura y la presión estimadas en el fondo son 250°F y 9,200 psig, respectivamente, tomados en la parte superior de las perforaciones a 14,875 pies PM (13,275 pies PVV).

Antes del cierre, el pozo producía cerca de 3,000 bpd, con el gas y agua asociados. La presión superficial anticipada máxima (PSMP), basada en la presión hidrostática ejercida por una columna de gas seco en la formación, fue estimada para ser 7,000 psig, requiriendo la preparación del equipo de control de pozo de PSC-2 TF para las condiciones de pozo dadas.

El programa de intervención primario de TF es un lavado de la arena en el intervalo de la terminación con una subsecuente circulación del fluido de control es realizada en la preparación para las operaciones de restablecimiento. La presión de cierre inicial superficial es 4,800 psig. La sarta fue corrida dentro del pozo, encontrando el nivel fluido cerca de 1,800 pies y marcando la superficie de arena en 14,300 pies PM.

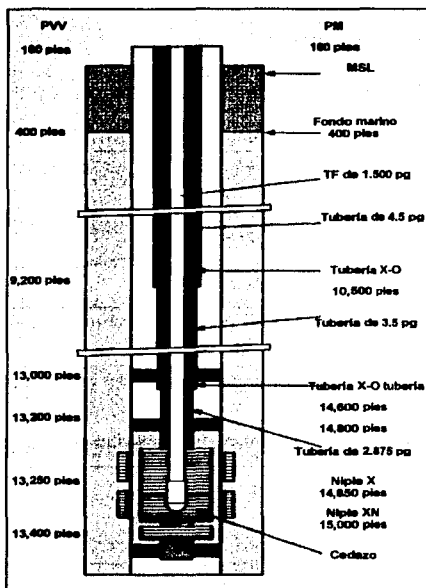


Fig. VI.17 Ejemplo de un pozo que produce en una plataforma costa afuera con una terminación empacada de grava.¹⁸

El fluido lavador propuesto es agua con KCl al 3%, con una densidad de la mezcla de 8.45 ppg a una temperatura superficial de 70°F (empleando la ecuación VI.1). Con el pozo circulado por completo de fluido de KCl al 3%, la presión hidrostática ejercida por una columna 13,275 pies de 8.45-ppg en promedio de densidad del fluido es calculada con:

$$P_{hidro} = 0.052 \cdot \text{prof} \cdot \text{densidad} = 5,833 \text{ psig.}$$

Sin embargo, al considerar las correcciones de la densidad debido a los cambios en temperatura de la superficie a TD, se predice la presión hidrostática ajustada de 5,775 psig. En una presión de fondo reportada de 9,200 psig, se espera que la presión superficial estática anular con fluido de KCl al 3% sea:

$$P_{anular} = P_{fondo} + \Delta P_{TF} - 0.052 \cdot (\rho_{KCl} \cdot (\text{prof} \cdot \log_0) + \rho_0 \cdot \log_0)$$



$P_{anular} = 3,425$ psig

Los cambios en las características del fluido de KCl al 3% (densidad y viscosidad) se muestran en la figura VI.18 un excedente en el rango de las temperaturas esperadas dentro del pozo.

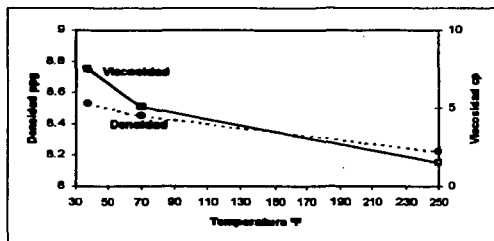


Fig. VI.18 Como las temperaturas esperadas dentro del pozo afectan densidad y viscosidad del fluido de control de KCl al 3%.¹⁸

Para el programa de circulación de control, la densidad media del líquido necesitada para balancear la presión de la formación de 9,200-psig es calculada

$P_{control} = P_{fondo} / 0.052 \cdot prof = 13.33$ ppg.

para 13.33 ppg. Puesto que el programa de control se planea para ser temporal, una salmuera $CaCl_2/CaBr_2$ se selecciona para reducir al mínimo el daño de la terminación. Considerando las correcciones de la densidad debido a los cambios en temperatura, la predicción en la superficie de la densidad de mezcla de la salmuera se debe ser aumentada a 13.5 ppg para alcanzar el promedio en la densidad de 13.33 ppg requirió para balancear hidrostáticamente el pozo. Los cambios en densidad y viscosidad para el fluido de $CaCl_2/CaBr_2$ se muestran en la figura VI.19 que excede el rango de las temperaturas esperadas dentro del pozo.

La sarta de trabajo de TF es compuesta de 18,000 pies de tubería de 1.50 pg. de diámetro exterior, de grado CT-90, con un diseño delgado de espesor de pared. El diseño delgado de espesor de pared se muestra en la tabla VI.4, donde el extremo final tiene un 0.125 pg. de espesor de pared y el extremo superior tiene un espesor de pared de 0.175 pg. Además, el ensamble de equipo de control de TF (AF) consiste en un conector, una válvula de contrapresión y una unión de inyección de 0.1875 pg. de diámetro interior.

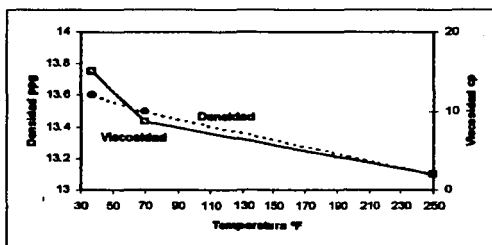


Fig. VI.19 Como las temperaturas esperadas dentro del pozo afectan densidad y viscosidad del fluido de control de CaCl₂/CaBr₂.¹⁸

Diámetro externo Di, pg.	Diámetro interno Di Pg.	Espesor de pared Pg.	Longitud del segmento, pies
1.50	1.250	0.125	10,000
1.50	1.232	0.134	2,000
1.50	1.210	0.145	2,000
1.50	1.180	0.156	2,000
1.50	1.150	0.175	2,000

Tabla VI.4. Diseño de la sarta de la TF.

Despliegue para la intervención del pozo con TF.

Para la presión superficial de 4,800 psig usados en este ejemplo, una estimación de 4,400 psig de presión hidrostática es ejercida contra la presión de la formación.

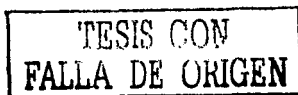
Un gasto de la bomba de 0.55 bpm fue seleccionado como el gasto inicial de circulación, y con la presión superficial de 4,800-psig presente, la presión inicial de bombeo es proyectada para ser:

$$P_{IC} = P_{cierre TF} + \Delta P_{TF} = 6,100 \text{ psig.}$$

Usando el nivel medio de fluido en la línea de acero, un estimado de fluido bombeado requerido para substituir el volumen de gas en la cabeza del pozo es:

$$Vol_{KCL} = Cap_{Pantón} \cdot long = 23 \text{ barriles}$$

Basado en la relación del balance de la presión hidrostática, el reemplazo del volumen de gas de 1,800 pies con salmuera de KCl al 3% reducirá la presión superficial de la cabeza del pozo aproximadamente a:



$$P_{TF} = P_{fondo} + \Delta P_{TF} + \Delta P_{tob} - 0.052 * (\rho_{KCL} * (\log_{10}) + \rho_g * (\text{prof} - \log_{10}))$$

$$P_{TF} = 4,300 \text{ psig.}$$

Con una correspondiente caída en la presión de la bomba cerca de 5,600 psig.

La figura VI.20, ilustra las presiones de la estrangulación y de la bomba esperadas durante el despliegue de la TF a la profundidad respectiva dentro del pozo. La evaluación de la estrangulación y de las predicciones de bombeo de la presión en la superficie a 14,000 pies encuentra que las disminuciones son dominadas por el diferencial de presión hidrostático creciente del fluido bombeado, con las disminuciones mínimas atribuidas a la parte enderezada de la TF desplegado.

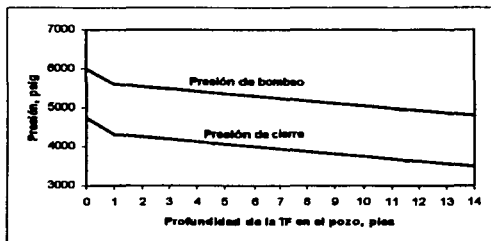


Fig. VI.20 Disminuciones de presiones de la estrangulación y de la bomba en función de la profundidad de TF en el pozo (0.55 bpm de gasto de bombeo).¹⁸

De acuerdo con medidas de la línea de acero, la cima de la arena es esperada a 14,300 pies. Para obtener adicionalmente puntos de referencias de la ΔP en el sistema de bombeo antes de iniciar el programa establecido de limpieza, el despliegue de TF se debe parar en aproximadamente 14,000 pies para conducir un análisis del prelavado. Para esta prueba, el gasto de bombeo de 0.55 bpm se mantiene para establecer una presión de la bomba de la línea base (estimada para ser 4,650 psig) antes de aumentar el gasto de la bomba al gasto deseada de lavado. El gasto de lavado seleccionada es 0.912 bpm, aumentando la presión del sistema de bombeo a cerca de 6,450 psig. Este aumento 1,800 psig en la presión de sistema es dominado perceptiblemente por el incremento de la ΔP en la TF, con influencia leve del aumento en la ΔP en el anular.

Para los 75 pies de altura del intervalo de la terminación, cercano a la concordancia con un gasto de la producción de 3,000-bopd en una presión del fondo fluyendo de 500 psig fue obtenido usando una permeabilidad media de 145 md un factor de daño de 5.0. Asumiendo que el factor de daño de la terminación no cambia, la relación de la pérdida de fluido por psig de presión sobrebalance aplicada se muestra en la figura VI.21, con la viscosidad para el kCl al 3% y las salmueras $CaCl_2/CaBr_2$ ajustadas para reflejar la temperatura de fondo de 250°F.



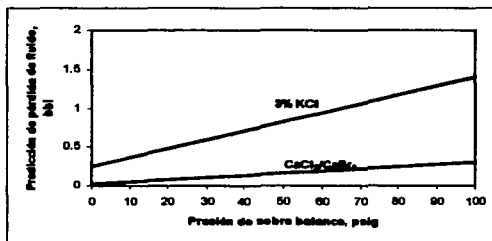


Fig. VI.21 Comparación de las pérdidas de fluido debidas al sobrebalance de la presión.¹⁸ En el gasto de circulación de 0.912 bpm, la predicción de la ΔP en le anular es aproximadamente 80 psig.

Ejecución del programa de circulación del fluido de control con TF.

La posición preferente para el AF del sustituto de inyección de lavado durante la circulación inicial del fluido es directamente sobre la parte superior de las perforaciones a 14,875 pies PM (13,275 pies PVV). Esta posición proporciona los medios convenientes para obtener las lecturas de flujo estacionario de la presión para observar los gastos flujo-entrando/flujo-saliendo. Durante el programa de desplazamiento de poslavado, la circulación de la salmuera de limpieza de KCl al 3% también ayuda como la primera circulación de las "perforaciones" en un programa estándar del control con TF. Una vez que el volumen establecido de salmuera de KCl se desplace, la sarta de TF y el agujero del espacio anular contendrán una densidad uniforme del fluido, provee un medio para confirmar la densidad del fluido pesado de control y los cálculos previos de la ΔP .

Según lo mencionado anteriormente, el fluido de control seleccionado es una salmuera $\text{CaCl}_2/\text{CaBr}_2$ con una densidad superficial de 13.50 ppg debido a la incompatibilidad de los sistemas de la salmuera. Durante el programa de circulación del fluido de control, el volumen capturado en la succión del fluido y de la reserva del KCl (aproximadamente 250 barriles) se debe aislar a partir tanques de mezclado del fluido de control.

Referido a la figura VI.21, la salmuera $\text{CaCl}_2/\text{CaBr}_2$ tiene un reporte de la viscosidad aparente divulgada cerca de ocho veces mayores que el fluido de KCl a 250°F, reduciendo substancialmente el gasto de flujo a través del intervalo de la terminación para la misma cantidad de presión sobrebalance. Por lo tanto, puede haber pérdidas relativamente altas de líquido del KCl observadas durante el programa inicial de la circulación, con relativamente poca pérdida de la salmuera de $\text{CaCl}_2/\text{CaBr}_2$ durante la circulación de "control".

Para este ejemplo, el volumen mínimo necesario de fluido pesado de control para llenar la tubería expuesta se calcula para ser:

$$\text{vol}_{\text{control}} = \text{cap}_{\text{anular}} \cdot \text{prof} + \text{cap}_{\text{TF}} \cdot \text{long}_{\text{TF}} = 186 \text{ barriles}$$

el volumen requerido para llenar la tubería de la sarta de TF y la tubería superficial es:

$$\text{vol}_{\text{TF}} = \text{cap}_{\text{TF}} \cdot \text{long}_{\text{TF}} = 27 \text{ barriles}$$

Referido a las figuras VI.15 y VI.16, la predicción final de pérdidas de presión en el espacio anular para un gasto de bombeo de 0.266 bpm es 45 psig, con respecto a 91 psig para el gasto de bombeo de 0.55 bpm. En la revisión de la figura VI.21, la predicción de pérdida de fluido para la salmuera $\text{CaCl}_2/\text{CaBr}_2$ en una presión del sobrenivelar de 41 psig es aproximadamente 0.07 bpm, con 0.15 bpm para una presión del sobrebalance de 91 psig. Puesto que es probable que la presión de estrangulación fluctúe el ajuste deseado durante el programa de control, las pérdidas de fluido deben ser esperadas. Como tal, un récord exacto del volumen de los ciclos se debe mantener durante las etapas 4 - 8 para identificar y compensar para deficientes desplazamientos de los volúmenes de fluido pesado de control dentro del pozo. En la revisión del tiempo de bombeo, el programa de circulación de control para el gasto de 0.55-bpm se proyecta para ser:

$$\text{Tiempo de bombeo} = \text{Vol}_{\text{control}} / \text{Q}_{\text{bombeo}} = 332 \text{ minutos}$$

Con respecto a 11.58 horas para el gasto de 0.26-bpm.

Nomenclatura.

Altura del piso de perforación, PP.

Aparejo de fondo, AF.

Diámetro exterior, DE.

Diámetro interior, DI.

Factor de daño a la formación, S.

Factor de volumen de la formación, B.

Limpieza hidráulica, LH.

Mantenimiento constante la presión de fondo, CPF.

Permeabilidad del yacimiento y del espesor de la formación, *kh*.

Presión de cierre del anular, PCA.

Presión de cierre estabilizada de la sarta de trabajo, PCEST.

Presión de cierre del pre-control, PCPC.

Presión de circulación, PC.

Presión de circulación inicial, PCI.

Presión de circulación final, PCF.

Presión superficial máxima dentro del pozo, PSMP.

Profundidad medida, PM.

Profundidad vertical verdadera, PVV.

Tubería flexible, TF.

Viscosidad, μ .

CAPITULO VII.

CONCLUSIONES.

El desarrollo en la tecnología de fabricación de la tubería flexible, de las herramientas y de los equipos de control superficial dentro de la industria petrolera ha venido a facilitar y mejorar la realización de algunas operaciones.

En la actualidad la tubería flexible permite realizar la mayoría de las operaciones a los pozos, de una forma eficiente, rápida y segura.

El diseño de la tubería concéntrica para el servicio de pozo brinda los medios para llevar a cabo operaciones de intervención, al mismo tiempo que se mantienen las barreras requeridas para el control de la presión y el flujo de fluidos en la superficie.

La tecnología de tubería flexible tiene significantes ventajas, en comparación con la tecnología convencional, a continuación se mencionan algunas de ellas:

- Transporte rápido a pozos lejanos del centro de operación.
- No se pierde tiempo uniendo tramos de tubería para completar una sarta de trabajo.
- Se opera con un mínimo de personal.
- Puede operarse sobre el árbol de válvulas de pozos de producción o sobre mesa rotaria de equipos de reparación o perforación.
- La existencia de diámetros pequeños de TF permite su empleo a través de tuberías de terminación o producción de diámetros reducidos.
- Se reducen tanto costos económicos de las operaciones, así como los tiempos para la realización de las operaciones.

El avance en la tecnología de fabricación de TF de mayor diámetro, desarrollo de herramientas de fondo, equipos de mayor capacidad y la utilización de programas de cómputo especializadas, aseguran la factibilidad de poder realizar un mayor número de operaciones en los pozos con un alto grado en la posibilidad de tener éxito, cumpliendo con los requerimientos de protección al medio ambiente.

En el diseño de una TF para cualquier servicio de intervención de pozos, los componentes del aparejo de fondo (BHA) deben seleccionarse con base en el desarrollo del servicio que se desee realizar al pozo en particular.

Los conectores empleados en las operaciones de TF juegan un papel muy importante debido a que deben brindar la carga mecánica necesaria y las funciones del confinamiento de presión planeados para el servicio en particular. Los conectores deben ser capaces de brindar seguridad mecánica a los componentes del BHA y de la sarta de TF dentro de los límites de carga axial esperados. Además, los conectores deben brindar un aislamiento de presión entre el cuerpo de la TF y el conector empleado.

Empleando la técnica de control con TF, se pueden realizar operaciones de control de pozos dentro de la tubería de producción existente, con presión superficial presente, provocando el mínimo daño inducido a la formación productora.

Para poder asegurar al equilibrio de presión en el sistema de control con TF, se emplean los mismos principios físicos utilizados en las operaciones de control convencional.

La caída de presión (ΔP) total en la operación de control de pozo disminuirá debido a la reducción en la resistencia al flujo a través de la porción enderezada de la tubería, cambios en las propiedades del fluido por temperatura y reducción en la presión superficial llevados a cabo una reducción en la estrangulación como resultando de aumentos en la presión hidrostática anular dentro del espacio anular.

Al planear el programa de circulación del fluido de control, se debe poner atención en el cálculo del volumen del pozo para asegurarse de que el suficiente volumen está preparado para el desplazamiento completo de toda la tubería de TF y del pozo, teniendo en cuenta las pérdidas de fluido a la formación y de la succión del tanque de reserva.

El programa de circulación para el control de pozos con TF, permite lograr un buen control en la colocación del fluido de control dentro del pozo y la presión esperada durante la operación de control del pozo, rige las decisiones que se deben de tomar para el diseño de los componentes del equipo de control necesario.

La evaluación de la vida útil y de los ciclos de servicio de la tubería flexible, son indispensables realizar para poder garantizar la integridad de la tubería durante las operaciones de control de pozos.

La experiencia obtenida día a día durante el desarrollo de las operaciones con TF, sirven para retroalimentar y mejorar las consideraciones de diseño con el afán de optimizar tiempos en operaciones a futuro.

BIBLIOGRAFÍA.

1. Adams, L. S., "coiled Tubing velocity string set at record 20,500 ft," Oil and Gas Journal (OGJ), abril 1992.
2. Advanced Coiled Tubing. <http://www.advancedcoiledtubing.com/>.
3. Ackert, D., Beardsell, M., Corrigan, M. y Newman, K., The coiled tubing revolution, Oilfield Review 1, octubre 1989.
4. American Petroleum Institute, Recommended Practice for Coiled Tubing Operations in Oil and Gas Well Services, API RP 7C, primera edición, Diciembre, 1996.
5. Baker Hughes Incorporated. <http://www.bakerhughes.com/>.
6. BJ Services Company. <http://www.nowasco.com/>.
7. Coiled Tubing Technical Data, Precision Tube Technology, Houston Texas.
8. Coiled Tubing Technical Data, Quality Tubing Inc., Houston Texas.
9. Crouse, P.C. y Lunan, W.B., " Coiled tubing drilling-expanding application key to future," paper SPE 60706, presentado en el 2000 SPE/ICOTA Coiled Tubing Roundtable, Houston TX, 5-6 abril 2000.
10. CTES, L.C., Conroe, Texas. <http://www.CTES.com>.
11. Pemex Exploración Producción. Cien Años de la Perforación.
12. Precision Tubing. <http://www.precisio.com>.
13. Quality Tubing, Houston, Texas. <http://www.QualityTubing.com>
14. Sas_Jaworsky, A., "well control during well intervention, part 1 Considerations for desing and placement of kill weight fluids," World Oil, Enero, 2001.
15. Sas_Jaworsky, A., "well control during well intervention, part 2 Practical application of through-tubing well control operations," World Oil, marzo 2001.
16. Sas_Jaworsky, A., "well control during well intervention, part 3 " world Oil, 2001
17. Sas_Jaworsky, A., "well control during well intervention, part 4 Selecting proper coiled tubing well control equipment ," World Oil, 2001
18. Sas_Jaworsky, A., "well control during well intervention, part 5 Planning a pumped fluid hydraulics program for CT well intervention ," World Oil, 2001
19. Sas_Jaworsky, A. y Ali Ghalambor, "Considerations for conducting coiled tubing well control operations to minimize formation impairment," SPE paper 58792, presentado en el 2000 SPE International Symposium on Formation Damage Control, Lafayette, L.A, febrero,2000.
20. Sas_Jaworsky, A., "Practical Considerations for enhancing coiled tubing well control operations, " SPE paper 60739, presentado en el 2000 SPE/ICOTA Coiled Tubing Roundtable, Houston, TX, abril, 2000.
21. Schlumberger Dowell. Coiled Tubing Engineering Manual.
22. Schlumberger Dowell. Coiled Tubing Operator's Manual.

23. Schlumberger. <http://www.connect.slb.com/>.
24. Southwestern Pipe Inc., "CYMAX Coiled Tubing Technical Data"
25. Stewart and Stevenson company. <http://www.ssss.com/petroleum/coiled>.
26. Teel, Mark E.: Coiled Tubing Handbook, World Oil , Houston, Texas U.S.A. (1993).
27. The International Coiled Tubing Association. [http:// www.icota.com](http://www.icota.com).
28. Tulsa University. <http://www.coiledtubingutulsa.org/>.
29. Viñas R., R., "usan tubería flexible," Petróleo Internacional, julio-agosto 1994.
30. Weeson, H.R., y Shursen, J.L., " Coiled tubing velocity strings keep wells unloaded," World Oil, julio, 1989.