

11
29.



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO**

FACULTAD DE INGENIERIA

ESTUDIO DE LA TECNOLOGIA DE LA PERFORACION
DE POZOS MULTILATERALES

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A N

DAVID DURAN GAMA
MARCO ANTONIO JIMENEZ ATZIN

DIRECTOR DE TESIS: M.I. JOSE MARTINEZ PEREZ



MEXICO, D.F.

1997

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



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.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-1-003

SR. MARCO ANTONIO JIMENEZ ATZIN
Presente

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

ESTUDIO DE LA TECNOLOGIA DE LA PERFORACION DE POZOS MULTILATERALES

	RESUMEN
	INTRODUCCION
I	DESCRIPCION DE LA TECNOLOGIA DE PERFORACION DE POZOS MULTILATERALES
II	DISEÑO Y PLANEACION DE POZOS RAMIFICADOS
III	SISTEMAS DE PERFORACION
IV	HERRAMIENTAS ESPECIALES PARA LA PERFORACION Y TERMINACION DE POZOS
V	SISTEMAS DE RE-ENTRADAS
VI	SISTEMAS DE TERMINACION PARA POZOS DE VARIAS RAMAS
	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"
Ciudad Universitaria, a 6 de enero de 1997
EL DIRECTOR



ING. JOSÉ MANUEL COVARRUBIAS SOLÍS

JMCS*RLR* gfg.

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

TEMA DE TESIS:

ESTUDIO DE LA TECNOLOGIA DE LA PERFORACION DE POZOS
MULTILATERALES

REALIZADO POR:

DURAN GAMA DAVID 8405063-2
JIMENEZ ATZIN MARCO ANTONIO 8415578-2

FIRMA DE CONFORMIDAD DEL JURADO:

PRESIDENTE: ING. WALTER FRIEDEBERG MERZBACH

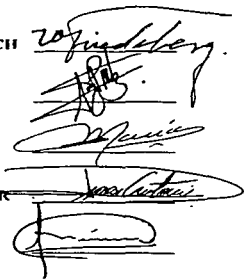
VOCAL: M.I. JOSE MARTINEZ PEREZ

SECRETARIO: ING. SALVADOR MACIAS HERRERA

1ER. SUPTE.: ING. JUAN A. MORALES DIAZ DE VIVAR

2DO. SUPTE.: M.I. NESTOR MARTINEZ ROMERO

CIUDAD UNIVERSITARIA



The block contains five handwritten signatures, each written over a horizontal line. From top to bottom, the signatures correspond to the President, the Vocal, the Secretary, the 1st Deputy, and the 2nd Deputy. The signatures are written in dark ink and vary in style, with some being more cursive and others more blocky.

AGRADECIMIENTOS

A DIOS GRACIAS POR LA VIDA

A MI PADRE: Sr. Juan Durán Martínez

Gracias por el amor y cariño que me has dado. Gracias por haberme dado tus consejos, tu sabiduría, y por enseñarme el camino correcto hacia el bien. Gracias a ti por darme una educación, por tus sacrificios y por tu lealtad.

Ahora este trabajo te lo dedico con todo mi cariño y respeto hacia ti, pues es el resultado de la dedicación y confianza que tuviste hacia mí. Espero que sigas junto a mí en los siguientes éxitos de mi vida tanto profesional como social. Sobre todo darte las gracias porque aparte de ser mi padre eres mi mejor amigo.

Te quiero mucho.

A MI MADRE: Sra. Dimna Gama de Durán

A ti madre te doy gracias por haberme traído al mundo, por tus desvelos, por haberme cuidado en mi infancia, y por que siempre te preocupas por mí. A ti también te agradezco por los consejos que me has dado, ya que me han conducido por el camino del bien.

A ti madre, al igual que a mi padre, este trabajo te lo otorgo con mucho cariño, amor y respeto, espero que todos los sacrificios que hiciste por mí, se vean ahora reflejados positivamente; pues este trabajo es la culminación de todo tu amor hacia mí, nunca te defraudaré.

Te amo mucho.

A MI ABUELO: Francisco Gama

A ti abuelito Pancho, un especial reconocimiento por ser el pilar de la familia.

Te quiero.

A MIS HERMANOS: Alberto e Israel

Este trabajo también es de ustedes, ya que también han compartido todos los sacrificios que han hecho nuestros padres por nosotros. También a ustedes les doy las gracias por compartir una parte de mi vida y también por los momentos que hemos pasado como familia.

Espero que este trabajo los aliente a salir adelante y también poder yo compartir sus triunfos y éxitos junto a ustedes. Espero verlos pronto como profesionistas y que también se vea culminada una etapa más de sus vidas.

Los quiero.

A MI TIA: Judith Gama Palacios

A usted tía gracias por haber confiado en mí y sobre todo porque a parte de una tía a sido como una madre para mí. También le doy las gracias por todos sus consejos, preocupaciones, y por el cariño que siempre me ha tenido.

Este trabajo también es un logro de usted, pues ha estado conmigo en los momentos difíciles. Este trabajo refleja todo lo bueno que me ha enseñado y me ha dado y se lo dedico con mucho respeto y cariño.

La quiero.

A LA SRITA: Minerva Moreno Rodríguez

Minerva tu también has sido parte de este éxito, pues estuviste a mi lado siempre alentandome para seguir adelante y concluir esta etapa de vida; siempre compartimos momentos agradables, además de estar en las buenas y en las malas conmigo. Nunca olvidaré todo el tiempo que convivimos en la universidad.

Siempre ocuparas un lugar muy especial dentro de mí; sé que el día que necesite de alguien puedo contar contigo incondicionalmente, al igual que tú de mí.

Te quiero mucho.

A MIS TIOS Y TIAS:

Un apreciable agradecimiento por el apoyo que me han dado durante todo este tiempo.

Los quiero.

A LOS SERES QUE POR ALGUNA CAUSA YA NO SE ENCUENTRAN CONMIGO, PERO LOS RECUERDO CON RESPETO:

Aunque ya no están aquí físicamente, aún los recuerdo con respeto.; ya que cuando estuvieron conmigo también me alentaron a seguir adelante.

Siempre los recordaré.

A LA FAMILIA RODRIGUEZ MORENO:

Mi más sincera gratitud por brindarme su confianza y también por haberme alentado a seguir adelante, en especial a la Sra. Lucía a quién le tengo un gran respeto y cariño.

Los aprecio mucho.

A MI COMPAÑERO DE TESIS: Marco Antonio Jiménez Atzín

Gracias por ser un gran amigo y por compartir juntos vivencias,éxitos y fracasos, y ante todo por ser mi compañero de tesis, sé que podre contar contigo incondicionalmente. También un apreciable agradecimiento a tu familia, por haberme brindado su amistad y confianza.

Gracias.

DAVID DURAN GAMA

AGRADECIMIENTOS

A MIS PADRES:

Gracias por estar juntos y enseñarme el significado de la libertad de pensamiento y saber elegir mi destino en esta vida, por la paciencia en esta carrera y sobre todo por su amor hacia mí y todo lo que nos rodea, pero sobre todo por ser más que mis padres mis amigos.

A MI MADRE:

Gracias por darme la vida orientarme siempre durante todo este tiempo y por querer lo mejor para mí, nunca son suficientes las palabras para expresarle a una mamá lo que por ella se siente, sin embargo a ti te puedo decir que te amo y te dedico mi carrera y este pequeño trabajo.

Mami sabes cuánto te quiero

A MI PADRE:

Por enseñarme la responsabilidad y la preocupación de siempre dar lo mejor de sí por todo lo que me has dado sin cuestionarme sobre mi vida, Papá sabes que eres buena persona (gracias en especial por aquello del pozo en primavera).

Papi sabes cuanto te quiero

A MIS HERMANOS :

MIGUEL Y ANGELINA:

A ti "the bibens" por siempre escucharme y orientarme en alguna mala decisión. Por ser el primero en tomar la iniciativa de independencia y siempre superarse para no vivir en lo común y por el apoyo a ésta carrera.

A ti cuñada por ser la vitalidad de mi hermano y por haber decidido pertenecer a nuestra familia gracias. Les ofrezco este pequeño trabajo.

Los quiero.

A MIS HERMANOS

JAVIER Y LAURA

Por enseñarme y compartir su vida de amor con todos ; bueno! a ti Pancha que puedo decirte si me has apoyado incondicionalmente en mi carrera, en mi vida sentimental y deportiva gracias por saberme escuchar .A ti Laura por estar a lado de Javier y por en verdad querer a nuestra familia y ya ser de ella.

Los quiero

A MIS ABUELITOS :

MARTIN, TACHITA , PETRA, HERMINIO

Por ser la tradición de mi vida y la parte esencial de toda una generación.

A TODA MI FAMILIA PATERNA Y MATERNA :

Por complementar la felicidad de estar vivo y espero que sirva de motivación para las siguientes generaciones, en especial a mi primos por su hermandad.

A LA FAMILIA DURAN GAMA

Por brindarme la oportunidad de compartir éste trabajo y carrera con ellos y por darnos a todos nuestros amigos su incondicional apoyo y en especial a mi brody **David Duran Gama** por entenderme siempre estos últimos años en que compartimos fracasos y victorias de la vida en general.

GRACIAS

MARCO ANTONIO JIMENEZ ATZIN

RECONOCIMIENTOS

A NUESTRA ALMA MATER:

A la Universidad Nacional Autónoma de México y a la Facultad de Ingeniería por habernos dado la oportunidad de haber ingresado a sus aulas y darnos una formación como profesionistas.

A NUESTROS PROFESORES:

Por habernos transmitido sus conocimientos y su dedicación, así como su experiencia para formar una sólida educación que nos dará las armas para enfrentarnos a la vida profesional que nos aguarda.

A NUESTRO DIRECTOR DE TESIS: M.I. José Martínez Pérez

Un apreciable reconocimiento por habernos transmitido su experiencia y sus conocimientos para la realización de éste trabajo, así como el tiempo que nos dedicó, además de todas las facilidades que nos otorgó para que esta tesis se llevara a cabo.

Muchas gracias.

**A NUESTROS AMIGOS: Miguel Ángel Jiménez García
Noé Gutiérrez Martínez
Jesús Hugo Rivera Guerrero
Alejandro Trejo Sánchez
Miguel Ángel Rocha Rivas
Miguel Hidalgo Millán**

Con ustedes compartimos nuestros estudios universitarios en la Facultad de Ingeniería. Además compartimos muchas experiencias, vivencias, emociones, derrotas y éxitos, así como los reventones en Cuautla. Esperamos que esta amistad que comenzó en las aulas se fortalezca cada día más.

Gracias.

**A NUESTRAS AMIGAS: Nayme Chehaibar
Yesmín Chehaibar
Lourdes Mancilla
Lorena Angel
Verónica Lara**

Gracias por compartir parte de nuestras vidas de estudiantes, y por el apoyo para concluir nuestros estudios. Esperamos que esta amistad continúe por siempre.

Las apreciamos mucho.

**A LOS INGENIEROS: José Simón Cabrera
José Manuel Castañeda Ortega**

Por las facilidades que nos otorgaron para recopilar información para la realización de este trabajo, así como de sus conocimientos y experiencias que nos brindaron, además del tiempo y la dedicación que tuvieron hacia nosotros.

Muchas gracias.

CONTENIDO

	Pag.
RESUMEN.	1
INTRODUCCION.	3
I. DESCRIPCION DE LA TECNOLOGIA DE LA PERFORACION DE POZOS MULTILATERALES.	7
I.1 TECNOLOGIA DE POZOS MULTILATERALES	8
I.2 YACIMIENTOS CANDIDATOS PARA LA PERFORACION DE POZOS MULTILATERALES	9
I.3 APLICACION DE LA TECNOLOGIA MULTILATERAL	10
I.4 RAZONES POR LAS QUE SE EMPLEA LA PERFORACION MULTILATERAL	13
I.5 CONCEPTO DE LA PERFORACION MULTILATERAL	14
I.6 DESCRIPCION DEL SISTEMA MULTILATERAL	18
I.7 BENEFICIOS DE LA PERFORACION MULTILATERAL	24
I.8 VENTAJAS DE LA PERFORACION MULTILATERAL	25
I.9 DESVENTAJAS DE LA PERFORACION MULTILATERAL	26
II. DISEÑO Y PLANEACION DE POZOS RAMIFICADOS.	27
II.1 CRITERIO DE DISEÑO PARA UN POZO MULTILATERAL	27
II.2 GEOMETRIA Y TRAYECTORIA DEL POZO	28

II.3 EFECTO DE LA CURVATURA DEL AGUJERO EN LA TRAYECTORIA DEL POZO	29
II.4 SITUACION DEL POZO	29
II.5 LOCALIZACION ESTRUCTURAL DE LA FORMACION PRODUCTORA	31
II.6 TIPO DE POZOS MULTILATERALES	31
II.7 ELEMENTOS DEL DISEÑO DE PERFORACION Y TERMINACION	34
II.8 FLUIDOS DE PERFORACION Y TERMINACION	39
II.9 SELECCION DE LA BARRENA	42
II.10 ESTRATEGIA DE TERMINACION	46
II.11 REQUERIMIENTOS DE ESTIMULACION	48
II.12 REQUERIMIENTOS DE INSTALACION	49
II.13 REPARACION Y SERVICIOS	49
II.14 DISEÑO DE BOMBEO ARTIFICIAL EN POZOS MULTILATERALES	49
III. SISTEMAS DE PERFORACION.	51
III.1 SISTEMA DE RADIO ULTRACORTO	52
III.2 SISTEMA DE RADIO CORTO	53
III.3 SISTEMA DE RADIO MEDIO	57
III.4 SISTEMA DE RADIO LARGO	63
III.5 SISTEMA LATERAL TIE-BACK (LATERAL TIE-BACK SYSTEM "LTBS")	66
III.6 PERFORACION CON TUBERIA FLEXIBLE EN POZOS MULTILATERALES	73

III.7 PERFORACION BAJOBALANCE EN POZOS MULTILATERALES	79
III.8 PROBLEMAS QUE SE TIENEN CON MAYOR FRECUENCIA EN LA PERFORACION DE POZOS MULTILATERALES	85
III.9 HIDRAULICA DE LA PERFORACION PARA POZOS MULTILATERALES	86
III.10 DISEÑO DE TUBERIAS DE REVESTIMIENTO PARA POZOS HORIZONTALES, ALTAMENTE DESVIADOS, LATERALES O RAMIFICADOS	97
III.11 ANALISIS DE UN POZO HORIZONTAL	99
III.12 PRESION INTERNA	102
III.13 PRESION EXTERNA (COLAPSO)	105
III.14 CARGA AXIAL	110
III.15 CORRECCION POR CARGAS	114
III.16 DISEÑO DE LAS RANURAS DE LAS TUBERIAS CORTAS	118
IV. HERRAMIENTAS ESPECIALES PARA LA PERFORACION Y TERMINACION DE POZOS.	121
IV.1 BARRENAS	121
IV.2 ESTABILIZADORES AJUSTABLES DE FONDO	123
IV.3 PERCUSORES "JARS"	123
IV.4 SISTEMAMWD	123
IV.5 MOTORES DE FONDO	125
IV.6 SUSTITUTO DESVIADOR O SUSTITUTO CURVO	128
IV.7 CAJA DESVIADORA	128
IV.8 PRINCIPIO DEL APAREJO DE FONDO (BHA)	128

IV.9 ESTABILIZADORES	128
IV.10 SISTEMA DE MOTOR ELEVADO (TOP DRIVE)	129
IV.11 CUCHARA DESVIADORA (WHIPSTOCK)	130
IV. 12 MOLINO DE VENTANA Y MOLINO "WATERMELON"	134
IV.13 GIROSCOPIO	135
IV.14 REGISTRO DE ADHERENCIA DEL CEMENTO (CBL)	136
IV.15 HERRAMIENTAS PARA AISLAR ZONAS PRODUCTORAS CON TUBERIA FLEXIBLE	140
IV.16 NIPLE DE ASENTAMIENTO RANURADO DE FONDO. MODELO BPL	146
IV.17 VALVULA DE AISLAMIENTO CON ESTRANGULADOR. MODELO BKI	148
IV.18 EMPACADOR ENSAMBLADO RECUPERABLE DE ELEVACION DE GAS	148
V. SISTEMAS DE RE-ENTRADAS.	151
V.1 APLICACION DE LA RE-ENTRADA	152
V.2 VENTAJAS DE LA RE-ENTRADA EN POZOS	152
V.3 DESVENTAJAS DE LA RE-ENTRADA EN POZOS	153
V.4 TAMAÑOS DE LAS RE-ENTRADAS MAS USADAS	153
V.5 COSTO DE LA RE-ENTRADA	154
V.6 PROCEDIMIENTOS DE RE-ENTRADA	154
V.7 DESVIANDO EL AGUJERO CON TAPON DE CEMENTO	155
V.8 POSIBLES PROBLEMAS DURANTE LAS RE-ENTRADAS	158

V.9 RE-ENTRANDO CON CUCHARA DESVIADORA	159
V.10 DESVIACION EN AGUJERO DESCUBIERTO	161
V.11 APERTURA DE LA RE-ENTRADA	162
V.12 METODO COMMUNLY-USE SIDETRACKING TECHNOLOGIC "CST" PARA DESVIAR AGUJEROS ENTUBADOS	162
V.13 RE-ENTRANDO EN POZOS DE DIAMETRO REDUCIDO	169
VI. SISTEMAS DE TERMINACION PARA POZOS DE VARIAS RAMAS.	175
VI.1 CONSIDERACIONES DEL YACIMIENTO EN LA TERMINACION	176
VI.2 TIPOS DE TERMINACION EN POZOS HORIZONTALES O ALTAMENTE DESVIADOS	177
VI.3 SISTEMAS DE TERMINACION	198
VI.4 PRINCIPALES CARACTERISTICAS PARA TERMINACIONES MULTILATERALES	199
VI.5 PRINCIPALES OPCIONES DE TERMINACION MULTILATERAL	199
VI.6 SISTEMA LATERAL NO ACCESIBLE (Non- Access Lateral System "NALS") GUIVERSON AVA	201
VI.7 SISTEMA MULTILATERAL NO ACCESIBLE (Non-Accessible Multilateral System "NAML")	202
VI.8 SISTEMA DE RE-ENTRADA LATERAL(Lateral Re-enty System "LRS") 203	
VI.9 SISTEMA MULTILATERAL DE DOBLE SARTA (Dual String Multilateral System "DSML")	209
VI.10 CLASIFICACION DE LAS APLICACIONES DE RE-ENTRADAS MULTILATERALES DISPONIBLES EN LOS SISTEMAS DE TERMINACION	211
VI.11 APLICACIONES FUTURAS	223

VI.12 TERMINACIONES HECHAS BAJOBALANCE EN POZOS MULTILATERALES	224
VI.13 CASOS HISTORICOS	225
VI.14 COSTO DE LOS POZOS MULTILATERALES	242
VI.15 INYECCION DE AGUA A TRAVES DE POZOS MULTILATERALES PARA REALIZAR EL BARRIDO DEL HIDROCARBURO, COMO ALTERNATIVA DE LA TECNOLOGIA MULTILATERAL	243
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	249
BIBLIOGRAFIA.	251

RESUMEN

El presente trabajo trata de dar un amplio panorama de la tecnología de pozos multilaterales, así como sus aplicaciones que se puede tener.

El capítulo I da una descripción de la tecnología, las razones por las que se perforan pozos multilaterales, además menciona que tipo de yacimientos son candidatos para perforar pozos multilaterales. También se mencionan los beneficios, ventajas y desventajas de la perforación multilateral.

El capítulo II se refiere al diseño y planeación de los pozos multilaterales, cuáles son los criterios que se toman para el diseño, la geometría y trayectoria que debe tomar el pozo, así como los elementos de diseño que se requieren en la perforación y terminación.

Otros aspectos que se tratan en este capítulo, es el tipo de pozos multilaterales que se pueden tener, así como los requerimientos de estimulación, reparación y diseño de bombeo artificial.

En el capítulo III se mencionan los sistemas de perforación; aquí se puntualizan los diferentes sistemas de radios de curvatura que se utilizan en la perforación. También se describe el sistema lateral tie-back "LTBS", perforación con tubería flexible y perforación bajobalance.

En este mismo capítulo se describe la hidráulica, el diseño de las tuberías de revestimiento y los problemas que se han tenido en la perforación.

Referente al capítulo IV, se trata de dar una descripción de las diferentes herramientas que se utilizan en la perforación y terminación de los pozos multilaterales, ya que algunas de éstas son básicas para iniciar la desviación de los pozos laterales.

El capítulo V desarrolla los sistemas de re-entradas con que se cuenta, las aplicaciones de éstas, sus ventajas y desventajas, procedimientos de re-entrada y el costo de las mismas. También se dan a conocer los posibles problemas que se pueden tener durante las re-entradas.

Por último, en el capítulo VI se describen los sistemas de terminación con que se cuenta para pozos horizontales o altamente desviados, así como los siguientes sistemas:

Sistema lateral no accesible "NALS"; Sistema multilateral no accesible "NAML"; Sistema lateral de re-entrada "LRS"; Sistema multilateral de doble sarta "DSML". De igual manera se mencionan las aplicaciones a futuro, la terminación bajo balance en estos pozos, los casos históricos que se tienen a nivel mundial y los costos de los pozos multilaterales.

INTRODUCCION

A medida que transcurre el tiempo se torna cada vez más difícil la extracción de los hidrocarburos y por supuesto, más costoso ya que los yacimientos se encuentran cada vez más profundos y con menor frecuencia.

A pesar de los avances tecnológicos recientes en explotación, perforación y producción; todavía el 75% del aceite permanece sin recuperarse en algunos campos donde se ha alcanzado el límite económico y fueron abandonados. Estas pérdidas de aceite son muy comunes en yacimientos de pequeñas cantidades de hidrocarburos rodeados por rocas no productoras.

El desarrollo de la tecnología de perforación horizontal y direccional ha producido un gran aumento en opciones para la penetración de yacimientos, además la perforación horizontal ha revolucionado la economía del desarrollo del campo y nuevas técnicas de perforación horizontal pueden incrementar el regreso de inversiones de capital sobre la vida del yacimiento.

El cambio más obvio, causado por los pozos horizontales, es que éstos aumentan dramáticamente el impacto de la perforación y terminación. En pozos verticales, la típica terminación sólo cubre del 1 al 3% de la longitud total del pozo y los costos de terminación representan una fracción menor de los costos del pozo. En pozos horizontales, la longitud horizontal podría representar arriba del 80% de la longitud total del pozo y el resultado en la terminación representaría el mayor elemento en el costo del mismo.

Sin embargo, en los últimos años se ha desarrollado una nueva tecnología en la perforación y terminación de pozos, la cual consiste en perforar un solo pozo y hacer múltiples perforaciones a través de la tubería de revestimiento principal, a esta técnica se le llama perforación multilateral.

El perforar y producir pozos multilaterales da grandes oportunidades para aprovechar proyectos anteriores que no eran económicos, si se perforaban vertical u horizontalmente.

Los pozos multilaterales pueden ser usados para drenar un solo yacimiento más eficientemente o para drenar múltiples yacimientos; los pozos multilaterales pueden reducir también el número de equipos superficiales, lo que reduce el impacto ambiental y disminuye costos en el conjunto del proyecto.

Los pozos multilaterales permiten explotar con mayor eficiencia yacimientos delgados, yacimientos con baja permeabilidad, yacimientos con problemas de conificación de agua y/o gas, yacimientos con casquetes de gas y yacimientos con separaciones por fracturas verticales.

Aunque la aplicación tecnológica está aún desarrollándose, esta tecnología se utilizará en los cinco años siguientes como un método para optimizar la producción y bajar el costo por barril sobre la vida del yacimiento.

En terminaciones multilaterales, dos o más secciones horizontales son perforadas desde un solo pozo central para habilitar múltiples estratos de yacimientos, entre otros retos para la técnica de terminación multilateral está la integración de la perforación multilateral y métodos de terminación que permitan operar y realizar futuras intervenciones mientras se mantiene el control de secciones individuales. La selección apropiada de los sistemas de terminación dependen de la producción y requerimientos de intervención del pozo durante su vida.

Producir a través de ramificaciones reduce también los costos de bombeo. En pozos marinos, se requieren pocos equipos de perforación y además plataformas de producción menos caras. Esta economía será importante tomando en cuenta que se ha desarrollado paquetería en tercera dimensión (3-D), en la cual ahora se pueden descubrir depósitos de hidrocarburos que no habían sido detectados en campos que ya se habían desarrollado.

En campos terrestres donde se encuentran pozos con sistema de bombeo mecánico o bombeo neumático; las operaciones se están tomando a multilaterales para que el aceite llegue al primer agujero y pueda ser sacado con el equipo de bombeo ya instalado.

Los pozos multilaterales pueden reducir el tamaño de la plataforma de producción y además se puede reducir algunas veces el número de pozos adicionales requerido para un programa de perforación.

De acuerdo a las investigaciones y la experiencia en pozos multilaterales, la conectividad, el aislamiento y los accesos son características importantes para la expansión de las aplicaciones en el yacimiento para la tecnología multilateral.

El objetivo principal de este trabajo, es proporcionar una información amplia y detallada a los alumnos de la carrera de ingeniería petrolera sobre la nueva tecnología de perforación de pozos multilaterales que se emplea actualmente en el mundo, en este trabajo se pretende realizar una secuencia completa a seguir en la aplicación de la perforación y terminación de pozos multilaterales, así como las ventajas y desventajas que puede acarrear esta nueva tecnología.

Para realizar este trabajo se recopiló información de trabajos realizados en perforaciones multilaterales, que se han llevado acabo al rededor del mundo, además de información recopilada en textos. Es importante aclarar que los temas que se mencionan en este trabajo son lo bastante extensos, por lo cual sólo se tratará de dar un enfoque global, esperando que en el futuro se realicen trabajos sobre algunos puntos específicos y se desarrollen ampliamente.

La idea principal de realizar este trabajo es la de dar a conocer la tecnología que va a la vanguardia en la perforación y los logros obtenidos con ésta a nivel mundial.

Esperamos que este trabajo ayude a comprender la tecnología de perforación multilateral y reafirmar los conocimientos a las nuevas generaciones de ingenieros petroleros y que sea de utilidad en su vida profesional.



DESCRIPCION DE LA TECNOLOGIA DE PERFORACION DE POZOS MULTILATERALES

Uno de los desarrollos más importantes en la perforación de pozos horizontales es el incremento que se ha tenido en la perforación y terminación de pozos multilaterales. Los soviéticos fueron los primeros en perforar un pozo multilateral con 10 ramificaciones, éste pozo fue perforado en 1950.

En 1968 los soviéticos perforaron un pozo doble lateral en el campo Marcovo. Este pozo costo 1.23 veces más que un pozo convencional y produjo 10.5 veces más.

Para el año de 1975, los soviéticos habían perforado más de 30 pozos horizontales y multilaterales. Perforaron típicamente pozos verticales solo arriba de la zona productora y con el uso de turbo perforadoras o electroperforadoras, para perforar de 5 a 6 ramificaciones horizontales de 100 a 200 pies en la zona productora. Estos pozos multilaterales costaron de un 30% a un 80% más que los pozos verticales, pero produjeron 17 veces más aceite y gas.

De 1953 a 1980, los soviéticos perforaron 111 pozos multilaterales, incluyendo:

- Pozos de desarrollo.
- Pozos exploratorios.
- Pozos de alivio.
- Pozos inyectoros.

Un total de 329 ramificaciones inclinadas y horizontales se perforaron en estos pozos con una penetración acumulativa en la zona productora de 575,000 pies. Esto incluyó 210 ramales curvados altamente desviados para agujeros descubiertos (sin tapones de cemento) con una extensión total de 70,000 pies. Se empleo un ritmo de desviación arriba de 10°/100 pies en estos pozos. Un total de 34 ramificaciones horizontales se perforaron con una longitud máxima de 2,100 pies y una longitud total de 15,500 pies.

1.1 TECNOLOGIA DE POZOS MULTILATERALES.

El concepto de la perforación y terminación multilateral desde un pozo común es un gran logro en la aprobación de técnicas, en muchos escenarios, de producción de yacimientos, esto se logra teniendo una plataforma para iniciar la perforación de más de un pozo desviado u horizontal a partir de un pozo vertical. Una vez que se ha comenzado la desviación, se utiliza la misma técnica que en pozos direccionales normales o mediante la aplicación de las técnicas de perforación de un pozo horizontal.

Con la perforación multilateral a partir de un pozo vertical sencillo se ha incrementado el potencial de los pozos y mejorando su rentabilidad, además el uso de la perforación multilateral en un solo yacimiento incrementa la formación expuesta y permite una mayor área de drenado.

Las técnicas de perforación y terminación multilateral pueden aumentar el área de contacto de yacimientos altamente fracturados. Entre los retos para la técnica de terminación multilateral está la integración de la perforación y métodos de terminación que permitan operar y realizar futuras intervenciones mientras se mantiene el control de secciones individuales.

El éxito de un pozo multilateral se mide por la productividad de estos yacimientos y su economía. Uno de los beneficios más atractivos de los pozos multilaterales es la facilidad para explotar yacimientos delgados.

También la tecnología multilateral trajo nuevos retos para la perforación, así como la tubería de revestimiento y el tipo de terminación en este clase de pozos, pero ahora es posible realizar la perforación, entubar y realizar el sistema "tie-back" en la sarta de la tubería de revestimiento principal para dar una integridad mecánica completa al pozo.

Se debe tomar en cuenta que, para obtener buenos resultados en la perforación y terminación de pozos multilaterales hay que tener una buena planeación. Esto es importante, ya que si se cuenta con una buena planeación desde el comienzo de la perforación se minimizarán los problemas en la terminación del pozo.

Durante los siguientes años se tendrá una gran actividad en la perforación de pozos multilaterales, para los próximos cinco años se incluirán campos para perforar pozos multilaterales en el Golfo de México, la Costa Oeste de U.S.A., Latinoamérica, el Mar del Norte, la Costa Norte de Alaska, el Sudeste de Asia, Italia y el medio Oriente, en todos estos campos se tendrá un solo objetivo: incrementar la producción.

Los perfiles de los pozos incluirán arenas ligeras y formaciones fracturadas. Los pozos serán relativamente profundos y altamente desviados, con más de 40° a 60° de inclinación en los puntos del inicio de desvío en un rango de 12,000 pies.

I.2 YACIMIENTOS CANDIDATOS PARA LA PERFORACION DE POZOS MULTILATERALES.

Debido a que la perforación de los pozos multilaterales es un avance tecnológico de la perforación horizontal, en la cual el pozo mantiene una trayectoria aproximadamente paralela a la formación (con un alto ángulo), con lo cual se tendrá una mayor área de producción expuesta y por consiguiente una mayor recuperación; los yacimientos candidatos para la aplicación de pozos multilaterales son aquellos yacimientos irregulares, yacimientos con problemas de conificación de agua y/o gas, formaciones con fracturas verticales, formaciones con baja permeabilidad, yacimientos de poco espesor, zonas de cuerpos productores múltiples, yacimientos depresionados y estructuras en forma de domo. Por lo tanto el número y geometría de los pozos multilaterales depende en la forma y características que tenga el yacimiento.

- **Yacimientos irregulares.** Donde se encuentran formaciones productoras lenticulares; este tipo de formaciones son muy difíciles de localizar con precisión con mediciones sísmicas. Una vez que se han localizadas estas formaciones, pueden ser fácilmente alcanzadas por pozos multilaterales.
- **Conificación de agua.** Cuando en las zonas productoras existe agua y particularmente cuando la viscosidad del aceite es significativamente más alta que la del agua, si se perfora un pozo vertical se tendrán problemas de conificación, ya que se produce agua y aceite, con el transcurso del tiempo, aumenta la producción de agua. Si se perfora un pozo multilateral que atraviese únicamente la formación productora, se reducirá la conificación del agua.
- **Conificación del gas.** Debido a que el gas tiene una menor viscosidad que el aceite, la conificación del gas es mucho más severa que la del agua. Si la conificación del gas no se puede controlar, el gas que se extrajo debe inyectarse nuevamente al yacimiento para evitar un depresionamiento prematuro en el yacimiento. Si se perfora un pozo multilateral ayudaría a prevenir problemas de conificación del gas, asegurándose que los pozos sean terminados en las zonas productoras de aceite y alejados del gas, obteniendo con esto gastos económicos de producción sin excesivos gradientes de presión los cuales inducen a la conificación.
- **Yacimientos fracturados verticalmente.** En yacimientos con fracturas verticales con zonas productoras orientadas en planos verticales, un pozo vertical podría fallar en alcanzar alguna zona, pero con pozos multilaterales y perpendiculares a los planos de las zonas productoras aumenta la probabilidad de intersección y drenado para diferentes sistemas de fracturas y así obtener una mayor producción.
- **Formaciones de baja permeabilidad.** En formaciones con baja permeabilidad, perforar un pozo multilateral a través de la zona productora produce excelentes resultados, si se perforan varios cientos de pies, el pozo se comportará como una fractura, incrementando la permeabilidad y mejorando la productividad.

- **Yacimientos con poco espesor.** Donde se tienen zonas productoras con poco espesor (delgados) se puede abatir este problema realizando perforación doble lateral en forma de "Y", con lo cual se tendrá una mayor área expuesta y mayor área de drenaje, incrementando la productividad del pozo.
- **Zonas con cuerpos productores multicapas.** Si se tienen zonas productoras multicapas con pozos multilaterales, se pueden abarcar todas las capas productoras con lo que se tendrá una mayor productividad del pozo.
- **Estructuras en forma de domo.** Cuando se tienen estructuras en forma de domo y si se cuentan con pozos existentes, éstos pueden ser desviados y perforados arriba de la estructura para recuperar el aceite volátil a lo largo de los flancos del domo.

1.3 APLICACION DE LA TECNOLOGIA MULTILATERAL.

Esta nueva tecnología ofrece acceso al yacimiento que una vez fue considerado improductivo o que estuvo marginado, ahora muchos de estos yacimientos pueden volverse a considerar, perforando pozos multilaterales en los pozos ya existentes o en pozos nuevos y comenzar a producir en éstos. Esta nueva tecnología de pozos multilaterales es también ideal para pozos nuevos en áreas geográficas con características particulares. Como en cualquier operación de perforación, la información comprensiva y precisa del yacimiento es esencial para obtener mejores resultados y un gran éxito.

Para que se obtengan buenos resultados en la perforación y terminación de los pozos multilaterales, hay que tomar en cuenta el tipo de formación, ya que ésta deber ser suficientemente densa para aceptar el radio de curvatura y permitir dos secciones como mínimo de agujero abierto simultáneamente. Es importante tener datos confiables de presión de poro, porque el primer lateral estará abierto por un buen tiempo mientras se perforan las demás secciones laterales.

Generalmente los pozos multilaterales son una opción viable bajo cualquiera de las siguientes condiciones:

- Si se tiene una o más barreras verticales impermeables.
- Si el desplazamiento planchado es largo.
- Si el terreno tiene una forma irregular.
- Si la localización está en un sitio sensible a la contaminación.
- Si se planea un pozo que ya existía, para que sea re-entrado.

- Si la plataforma tiene un limitado número de ranuras.
- Si las zonas son laminadas y el yacimiento tiene varias características.
- Si el yacimiento es heterogéneo y estratificado.

Los siguientes ejemplos mencionan las ventajas de los pozos multilaterales con respecto a la conectividad, aislamiento y acceso.

1.3.1 Acumulaciones aisladas o pequeñas.

Con una buena planeación y el detallado conocimiento de la configuración del yacimiento, los pozos laterales de gran longitud pueden perforar varios bloques de fallas desde un solo pozo. Esto es ahora posible para localizar y tener acceso a acumulaciones aisladas o pequeñas tales como bloques con fallas o domos salinos. Estas acumulaciones históricamente han sido ignoradas por el costo económico.

Esto podría no ser siempre económico si se planearon realizar la perforación de nuevos pozos verticales, pero perforando pozos multilaterales desde los pozos existentes es posible hacer la extracción de esas acumulaciones más pequeñas, ya que la presión puede variar dentro de las diferentes zonas del yacimiento, especialmente si estos son discontinuos y pequeños, por eso cada uno de los laterales debe ser aislado y este aislamiento se logra con tecnología multilateral.

Otra aplicación ideal es la recuperación de aceite volátil. El aceite volátil es una acumulación del aceite situado arriba de las perforaciones más altas que ya existen en el yacimiento. Esto ofrece una gran oportunidad, ya que los puntos de drenado adicionales pueden ser situados directamente en la acumulación del aceite volátil.

1.3.2 Yacimientos complejos.

Los yacimientos complejos, tales como los yacimientos lenticulares, y los yacimientos fracturados, también representan una situación única donde la tecnología multilateral es más ventajosa. Los yacimientos lenticulares que tienden a ser heterogéneos y anisotrópicos, pueden ser depositados en varios caminos y son usualmente compuestos de múltiples zonas de yacimientos aislados. Las zonas son, con frecuencia, ordenadas de tal manera que un solo pozo vertical u horizontal, no penetrarán muchos de los lentes individuales. Con la tecnología multilateral se puede intersectar más lentes mientras se está tratando cada zona independientemente.

1.3.3 Yacimientos segregados verticalmente.

Otra aplicación de la tecnología multilateral es en la terminación de pozos verticales y yacimientos de baja transmisibilidad. Esta tecnología es de gran beneficio en múltiples zonas delgadas y de alta permeabilidad o zonas espesas y de baja permeabilidad. Los multilaterales ofrecen mejor conductividad que en terminaciones de un solo pozo, ya que varios laterales pueden perforarse paralelo a zonas individuales. Cada uno de los laterales puede también tener una serie de perforaciones o fracturas conectadas, lo que proporciona un aumento sobre la producción dentro de cada zona.

1.3.4 Aplicaciones de inyección.

En los yacimientos donde se necesita inyección o tratamientos de agua los pozos multilaterales. Las terminaciones multilaterales pueden ser usadas como inyectores mientras se esta produciendo desde los nuevos laterales o viceversa. Para problemas de inyección con baja permeabilidad, los laterales pueden ser perforados en dos direcciones, terminado sobre intervalos substanciales y usados como inyectores. Una ventaja adicional del uso de los pozos multilaterales como inyectores es que esta técnica optimiza la presión de control.

A continuación se mencionan los siguientes puntos que pueden servir como una guía para la aplicación de la tecnología multilateral.

- Si los conocimientos que se tienen de los yacimientos son suficientes, varios bloques fallados pueden ser perforados desde un pozo principal, con un costo más económico que si se perforaran varios pozos verticales en yacimientos pequeños o aislados.
- El pozo multilateral puede ser perforado directamente en el aceite volátil (parte superior).
- Teniendo una adecuada y cuidadosa planeación de los pozos multilaterales, se puede aumentar la recuperación en el yacimiento, (donde se tienen yacimientos naturalmente fracturados o altamente permeables en una sola dirección).
- Los pozos multilaterales pueden correrse paralelos a zonas individuales (columnas laterales) en segregaciones verticales, y de baja transmisibilidad del yacimiento.
- Terminaciones originales pueden ser usadas como inyectores de agua y nuevos laterales como productores o al contrario.
- Perforando un pozo lateral en cada zona de inyección y ajustando la longitud de acuerdo a la calidad de cada estrato, se puede remediar el problema de penetración de agua.

1.4 RAZONES POR LA QUE SE EMPLEA LA PERFORACION MULTILATERAL.

Se han mencionado cuales son los yacimientos candidatos para realizar la perforación multilateral; además se debe tomar en cuenta que los yacimientos que anteriormente no eran económicamente atractivos para su explotación o yacimientos que fueron explotados y llegaron a la finalización de su vida económica y fueron abandonados, ahora con la tecnología de perforación multilateral éstos vuelven a ser económicamente atractivos para su explotación.

Otra razón por la que se emplea la tecnología multilateral, es que debido a las ramificaciones se tiene una mayor área expuesta de la zona productora, por lo tanto el área de drenaje será mucho mayor, además, con la perforación multilateral se tiene un ahorro de tiempo y dinero, ya que para un doble lateral se puede tener hasta un ahorro del 21% en el costo total del pozo, sobre los costos de un pozo horizontal convencional de un solo agujero.

1.4.1 Uso de la perforación multilateral.

La perforación multilateral se emplea para:

- Evitar re-perforar la sección vertical del agujero.
- Proporcionar más exposición de la zona productora.
- Transformar campos marginales a campos más productivos económicamente, a través de costos reducidos.
- Permitir el drenaje de franjas/secciones separadas de yacimientos de pozos existentes.
- Menor número de cabezales y equipos superficiales.
- Mejora para el medio ambiente.
- Menos problemas de recortes y desechos de lodos debido a menor metraje de perforación.
- Menor costo por barril de producción.

Además, la tecnología multilateral ofrece las ventajas de terminaciones horizontales mientras se recuperan costos y tiempo sobre instalaciones de pozos individuales, se reducen equipos superficiales, lo cual beneficia en el impacto ambiental. Las terminaciones multilaterales ofrecen un número de opciones que dependerán de los requerimientos de producción del pozo.

Se puede decir que la selección de la terminación que se le da al pozo, será lo que proporcione la operación más rentable de un pozo a lo largo de su vida productiva. Un diseño pobre elevará los costos de producción y propiciará un abandono del pozo anticipado, quedando aceite sin recuperar.

Todo esto trae como consecuencia que el costo por barril de producción sea mucho menor, ya que uno de los objetivos de la ingeniería es obtener un producto de calidad con el menor costo posible para el beneficio de la sociedad y esto se refleja en un gran avance tecnológico.

1.5 CONCEPTO DE PERFORACION MULTILATERAL

Después de que se perforó el primer pozo multilateral en Rusia en 1953, la tecnología de pozos multilaterales se comienza aplicar con un mayor auge a partir de 1992, dos compañías de servicios y producción empezaron a experimentar. Actualmente se está trabajando en el desarrollo de esta tecnología, así, como en las instalaciones de los sistemas multilaterales.

Un pozo multilateral consiste de dos o más ramales perforados desde un pozo vertical común, ya sea como un pozo nuevo o uno de re-entrada, estas re-entradas se hacen a través de la tubería de revestimiento principal, las ranuras hechas a través de la tubería de revestimiento se les llaman ventanas, para poder abrir estas ventanas se tiene que molar la tubería de revestimiento con un molino para comenzar la perforación de los laterales.

Existen varios procedimientos para abrir una ventana a partir de un pozo vertical, ya sea de un pozo nuevo o de uno existente, el más común es colocar un tapón de cemento en el punto de interés, bajar una cuchara desviadora, mediante un motor de fondo orientado hacia la dirección que se desea. Cuando se utiliza el motor de fondo, éste se acopla con un molino para cortar la tubería de revestimiento o abrir una ventana directamente a través de la formación sin revestir y así continuar con la perforación de la sección desviada del lateral.

Cuando se utiliza la cuchara desviadora, el desvío de la perforación se realiza empleando técnicas y herramientas más sofisticadas, las cuales se pueden instalar en un solo viaje.

Esta técnica comienza con la perforación de laterales desde el pozo principal, donde se corre y se coloca una tubería corta lateral, después se sella la tubería corta lateral con una junta entre el lateral y el pozo principal. Después los pozos son terminados para conseguir la conectividad, el aislamiento y el acceso en cada una de las juntas de los laterales. Aunque técnicamente no hay limitaciones en el número de laterales que pueden ser perforados desde un solo pozo principal existente, se recomienda perforar de dos a cinco laterales para limitar el factor de riesgo.

Por ejemplo, un pozo multilateral en un arreglo común, es un sistema de un pozo central con una tubería de revestimiento principal de $9\frac{1}{4}$ pg. con tubería corta de 7 pg. en los laterales. Se coloca un empacador y un desviador en el pozo principal de la sarta de la tubería de revestimiento como la base para la terminación. El sistema utiliza una cuchara desviadora para iniciar la desviación del molino y poder abrir la ventana en la tubería de revestimiento de $9\frac{1}{4}$ pg. Después se perfora la sección del lateral con un diámetro de $8\frac{1}{2}$ pg., en seguida se baja una tubería corta de 7 pg. la cual cuenta con una sección de fabricación especial de material compuesto para ser perforada y ser cementada. La conexión con el pozo principal es restablecida perforando a través de la junta de la tubería corta compuesta y la cuchara desviadora hueca.

Cuando se decide perforar laterales a partir de un pozo antiguo, se debe de hacer un reconocimiento del estado en que se encuentra el pozo, es decir, hay que tener conocimiento de las condiciones en que se encuentra la tubería de revestimiento, la cementación, además, se deben de correr registros para detectar fugas en la tubería de revestimiento, el estado que guardan los cabezales, para saber si se puede aplicar directamente la técnica de perforación multilateral, con todo esto se puede saber cuantos laterales se pueden perforar, además si alguno de éstos en el futuro podrán ser estimulados, fracturados o ser convertidos en inyectoros, etc.

El sistema tiene tres mecanismos críticos identificados por los operadores, estos son: conectividad, aislamiento y accesos.

I.5.1 Conectividad.

La tubería corta es mecánicamente conectada a la tubería de revestimiento del pozo principal por un centrador, se coloca hidráulicamente con un sistema de colgado desde el lateral dentro de la tubería de revestimiento principal (fig. I.1). Un avance significativo de esta nueva técnica es que la tubería corta necesita solo ser una tubería de revestimiento de tamaño más pequeño que la del pozo principal.

Cuando la tubería corta cuenta con una longitud mayor, se tendrá mayor flexibilidad y permitirá que herramientas más largas puedan ser usadas dentro del pozo. Una junta compuesta es colocada en la unión entre el lateral y el pozo principal. Una vez que todos los laterales son terminados, el pozo principal es reabierto para proporcionar conectividad entre el pozo principal y otros laterales. Conectando la tubería corta lateral a la tubería de revestimiento principal puede ayudar a reducir el riesgo de colapso del agujero y otras operaciones de riesgo asociadas, es por eso que los pozos son entubados.

1.5.2 Aislamiento.

Entre el lateral y el pozo principal se sella la junta con cemento para proporcionar un aislamiento a cada uno de los laterales con el pozo principal. La tubería corta puede ser cementada con dos etapas de trabajo (fig. 1.2). La primera etapa usa cemento convencional. La segunda etapa usa alto impacto de resistencia al cemento. Una vez que el pozo principal ha sido reabierto, la junta puede ser probada a presión para asegurar un sello efectivo. Cada lateral o parte del lateral puede controlar independientemente las operaciones, como si cada uno de éstos fuera un solo pozo. Los laterales aislados permiten el control indeseado de agua y gas. La tubería de producción podría también ser instalada en la tubería de revestimiento principal a través de juntas laterales para favorecer el control de la producción.

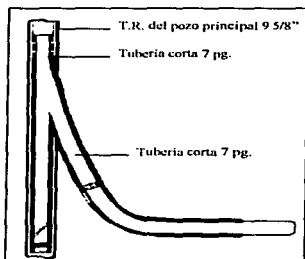


Fig. 1.1 Tubería corta lateral conectada a la tubería corta del pozo principal.

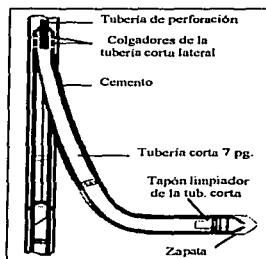


Fig. 1.2 Tubería corta cementada del pozo lateral.

1.5.3 Accesos.

El sistema permite re-entrada dentro de secciones laterales individuales con tubería flexible o línea de acero. Tratamientos de empaques, equipos de perforación, terminación, registros geofísicos y otras herramientas pueden ser instaladas en cualquiera de los laterales, (fig. 1.3). Teniendo el pozo lateral completamente desviado se coloca un emparador con el pozo principal para dar acceso lateral. A través de la tubería desviada se puede correr línea de acero o tubería flexible para ganar acceso al lateral.

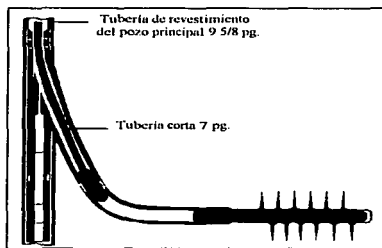


Fig. 1.3 Acceso de herramientas al pozo lateral.

Es por tal razón que la tecnología multilateral comienza a ser una gran opción, donde se deben evaluar los grandes procesos donde se incluyen las siguientes consideraciones:

- Expectativas de la vida de producción del pozo.
- Seleccionar la mejor geometría del pozo para optimizar la producción.
- Contar con los diferentes tipos de sistemas de terminación disponibles.
- Contar con la tubería de revestimiento lateral, cementación y sistemas de "tie-back" disponibles.
- Tener en cuenta el tiempo programado.

1.6 DESCRIPCION DEL SISTEMA MULTILATERAL.

El sistema consiste de los siguientes componentes que son permanentemente instalados en el pozo, desde el fondo hasta la superficie (fig. 1.4).

1. Sección de aterrizaje.
2. Sección de ventana (con tubería corta).
3. Sección de orientación y cementación.

El sistema también consiste de los siguientes componentes que son removidos y re-instalados en el pozo en varias etapas en la perforación y procesos de servicio:

4. Desviador.
5. Instalación del desviador y recuperación de herramientas.

1.6.1 Sección de aterrizaje.

La sección de aterrizaje está compuesta de un cilindro exterior, que es del mismo diámetro que la tubería de producción y de un cilindro concéntrico interior fijado al cilindro exterior. Dentro del cilindro interior está un seguro, o una vía de acceso que permite la orientación del desviador recuperable. Después se llena el cilindro interior con grasa o algún otro fluido viscoso, se tapa la parte superior del cilindro interior con un tapón de aluminio. El espacio anular entre el cilindro interior y exterior está abierto, lo que permite el paso del lodo y cemento durante las operaciones de cementación. Abajo de la sección de aterrizaje se instalan juntas adicionales en la tubería de revestimiento y una zapata flotante, que se utilizan para cementar y centrar la tubería.

1.6.2 Sección de ventana.

La sección de ventana consiste de una pieza de tubería de producción o tubería de revestimiento de explotación con el mismo diámetro que la junta de tubería de producción. Se pueden cortar una o dos ventanas, dependiendo del arreglo deseado de los ramales. La construcción de las ventanas, es diseñada de tal manera que la barrena intercepte el objetivo, dentro de un radio imaginario predeterminado al perforar el pozo direccional. Cuando se planean dos pozos direccionales opuestos, las ventanas son posicionadas con un ángulo de separación de 180°.

1.6.3 Configuración de la herramienta con respecto al diseño del pozo.

Los pozos multilaterales trabajan mejor cuando los tamaños relativos de la tubería de producción, el cilindro interior en la sección de aterrizaje y el diámetro del pozo lateral son tales que, el cilindro interior es dos veces menor que el tamaño nominal de tubería de revestimiento de explotación, y el diámetro del pozo lateral es del tamaño nominal de la barrena o del cilindro interior. Por ejemplo, si la tubería de revestimiento es de 7" de diámetro exterior, el cilindro interior debe ser de 5.5" de diámetro exterior y el pozo lateral deberá ser perforado usando una barrena de 4.75". Similarmente, si el tamaño de la tubería de producción es de 8.625" de diámetro exterior, el cilindro interior deberá ser de 7" diámetro exterior y el pozo lateral deberá ser perforado usando una barrena de 6.125".

Una característica atractiva de este diseño es que la barrena podrá ser corrida a través de la sección de aterrizaje para perforar un pozo vertical en el objetivo de producción, para perforar un tercer pozo lateral, o para tener un área de recolección profunda con un equipo de bombeo artificial.

1.6.4 Sección de orientación y cementación.

La sección de orientación y cementación consiste, desde el fondo hasta la parte superior, de un collarín flotante estándar, un perfil para asentar el giroscopio y un sustituto para el aterrizaje del tapón limpiador. El perfil de asentamiento del giroscopio es un pasador cilíndrico estándar que permite la inserción de una herramienta direccional con giroscopio para determinar la orientación del pasador. Este pasador es alineado con el pasador en la sección de aterrizaje y la ventana pre-cortada. Todos estos componentes son perforables.

1.6.5 Cuchara desviadora.

La cuchara desviadora es una herramienta recuperable en forma de una cuña con punta, su cara es cóncava para adaptarse al diámetro exterior de las herramientas de perforación, así como del diámetro exterior y de igual manera al diámetro interior de la tubería de producción. La punta es determinada por la forma del radio deseado del pozo lateral. Por ejemplo, para un radio de curvatura medio del pozo, el ángulo está en el rango de 1.5° a 3°.

La parte inferior del desviador se reduce a un cilindro del mismo diámetro que el diámetro interior del cilindro concéntrico interior de la sección de aterrizaje. Si se corta una pata de mula y un candado ranurado tipo "J" en la sección inferior para permitir una autoalineación y que coincida con el candado en la sección de aterrizaje. Un acanalado se construye en la reducción entre la sección superior e inferior del desviador para permitir un re-alineamiento de la cara del desviador relativo a la sección inferior del candado (fig. 1.5).

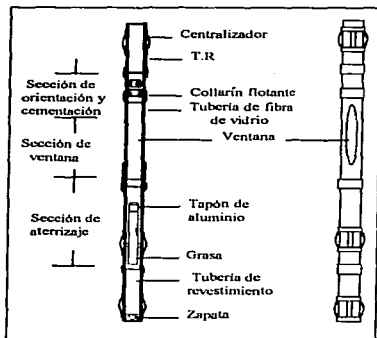


Fig. I.4 Componentes del sistema multilateral.

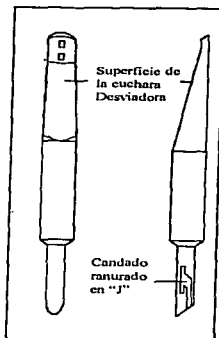


Fig. I.5 Cuchara desviadora.

Ya que la diferencia en el tamaño entre el diámetro de la tubería de producción y el diámetro del pozo lateral se describe arriba, la parte superior del desviador es punteada a una sección con un espesor de material igual a la diferencia entre el diámetro de la tubería de revestimiento y el diámetro del pozo lateral. Si se amplía y se corta una ranura en la sección superior del desviador proporcionará un método de conexión de la herramienta recuperada.

En el caso de que se coloque un candado en el cilindro concéntrico interior de la sección de aterrizaje, un pasador plegable se activará con carga en la sección inferior del desviador. Estas modificaciones son importantes si un lateral adicional va a ser perforado fuera de la sección de aterrizaje, o si la sección de aterrizaje, va a ser usada como un recolector de aceite para la bomba (fig. I.6).

I.6.6 Instalación de la cuchara desviadora.

La instalación de la cuchara desviadora se asegura en la parte superior del desviador y se baja con la sarta de perforación. Para soltar el desviador de la herramienta se cortan los seguros, mediante peso o levantamiento de la sarta.

La cuchara desviadora recuperable está diseñada para alinearse por sí misma y que coincida con las ranuras en la parte superior del desviador. La herramienta recuperable se engancha al desviador por medio de dos seguros de resorte, que son comprimidos durante el acoplamiento y se extienden dentro de las ranuras cortadas en la sección superior del desviador. Para ayudar al acoplamiento y el autoalineamiento, se muele la superficie de la herramienta recuperable en una forma cóncava para que se acople a la superficie cóncava del desviador. Se colocan toberas en la herramienta recuperable para remover los recortes de las ranuras en la sección superior del desviador por circulación a través de la sarta de trabajo (fig. 1.7).

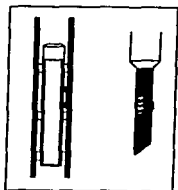


Fig. 1.6 Sección de aterrizaje.

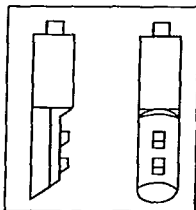


Fig. 1.7 Herramienta desviadora.

1.6.7 Procedimiento del sistema.

Después de perforar el agujero, colocar y cementar la tubería de revestimiento, el pozo es perforado a una profundidad ligeramente debajo del punto de inicio de desvío deseado. Si se coloca la tubería de producción en el agujero con la sección de aterrizaje, la sección de la ventana, la sección de orientación y cementación se colocan en el fondo de la tubería de producción como se muestra en la (fig. 1.8).

La herramienta giroscopio se instala dentro de la tubería de revestimiento con línea de acero y se asienta en la sección de orientación. La tubería de revestimiento se gira para orientar las ventanas con el azimut deseado del pozo desviado. Una vez que la herramienta giroscopio es sacada del pozo, la tubería de revestimiento es cementada. El cemento es circulado a través de tubería de fibra de vidrio dentro de la sección de la ventana y baja por el espacio anular entre el cilindro exterior e interior en la sección de aterrizaje, después sale por la parte inferior de la tubería de producción y la zapata flotadora y regresa por el espacio anular entre la tubería de producción y el agujero descubierto, asegurando una buena cementación a través de la sección de la ventana y

rodeando la tubería de producción. El tapón limpiador aterriza en la sección de orientación y cementación arriba del perfil de aterrizaje del giroscopio, en tanto que el collarín flotante evita el regreso del flujo del cemento dentro de la tubería de revestimiento (fig. 1.9).

1.6.8 Perforación del cemento.

Después de haber fraguado el cemento, se baja una barrena del mismo tamaño del diámetro de la tubería de producción para perforar el tapón limpiador, el perfil donde aterriza el giroscopio y el collarín flotante. Se continúa con la perforación a través de la sección de la ventana, moviendo la tubería de fibra de vidrio y exponiendo las ventanas a la sección de aterrizaje, donde se localiza una tapa de aluminio en el cilindro concéntrico interior. La tapa de aluminio es una marca para confirmar las profundidades relativas. Esta tapa se perfora para permitir el acceso al cilindro. Se circula fluido limpiador por la tubería de revestimiento y la sarta de perforación se retira del agujero (fig. 1.10).

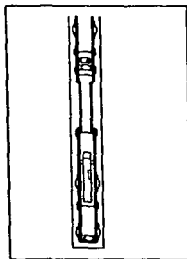


Fig. 1.8 Se corre la T.P. con la sección de aterrizaje de ventana.

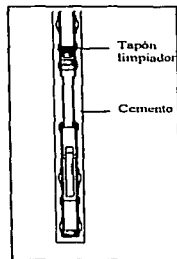


Fig. 1.9 El collarín flotante previene el regreso del cemento.

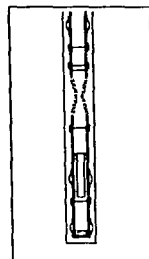


Fig. 1.10 Circulación de fluido limpio en la T.R.

1.6.9 Instalación de la cuchara desviadora.

Si se instala una cuchara desviadora recuperable en la sarta de perforación y se coloca en la sección de aterrizaje, con el pasador puesto se asegura la orientación adecuada de la cara de la cuchara desviadora a una de las ventanas pre-cortadas en la sección de la ventana. El peso de la sarta de perforación es aplicado para liberar la herramienta deslizador de la cuchara desviadora y la sarta de perforación se saca del agujero (fig. 1.11).

Se corre un aparejo de fondo de perforación direccional, para iniciar la desviación del pozo a través de la ventana pre-cortada. El pozo direccional es perforado con perforación direccional convencional. El fluido necesitará ser circulado para remover cualquier recorte (fig. 1.12).

1.6.10 Recuperación del desviador.

La herramienta recuperadora se baja en la sarta de perforación, se engancha con el desviador y se saca del pozo. Se re-orienta la cara del desviador a 180° con respecto a la sección de aterrizaje del candado con la unión de la ranura localizada entre el desviador y la sección de alineamiento inferior. El desviador se vuelve a instalar en el pozo permitiendo la perforación para continuar el segundo pozo lateral. Finalmente, el desviador es recuperado para permitir la producción de ambos pozos laterales (fig. 1.13).

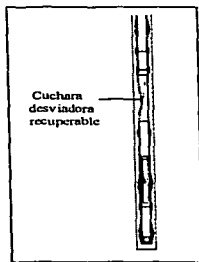


Fig. 1.11 La herramienta se separa de la sarta al aplicarle peso.

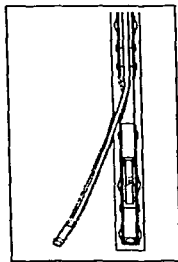


Fig. 1.12 La desviación del pozo se hace con equipo de perforación direccional

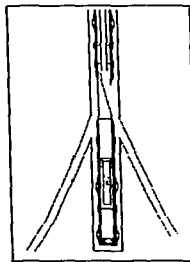


Fig. 1.13 El desviador es retirado para producir por ambos laterales.

Los accesos para cualquiera de los pozos laterales para futuros trabajos de reparación podrán ser realizados volviendo a correr el desviador recuperable con la orientación deseada. Esto podrá hacerse con la sarta de trabajo y conjuntamente con ayuda de herramientas o con línea de acero.

El sistema permite perforar pozos direccionales a la misma profundidad en direcciones opuestas, aun permitiendo que el desviador pueda ser sacado del pozo después de la perforación. El desviador podrá ser re-instalado más tarde para actuar como una guía para un acceso rápido, controlado y fácil para la dirección deseada del pozo. Los costos iniciales para la perforación de pozos direccionales son reducidos por la ventana de la tubería de revestimiento pre-cortada.

1.7 BENEFICIOS DE LA PERFORACION MULTILATERAL.

Cuando se logra la optimización de la conectividad, el aislamiento y el acceso, la tecnología de pozos multilaterales a permitido que el costo de las operaciones disminuyan y aumente la producción. A continuación se mencionan las siguientes ventajas:

- **Reducción del costo del desarrollo de los pozos.**

Los costos son reducidos porque la longitud por pie perforado alcanzan la profundidad de la zona objetivo perforando una sola vez. Los laterales son añadidos a la perforación y terminación de las secciones cortas construidas y las secciones laterales desde el pozo principal.

- **Reducción del costo de la plataforma para nuevos desarrollos.**

Para nuevos desarrollos, los pozos multilaterales ofrecen la oportunidad de reducir el costo de la plataforma. Por ejemplo, dependiendo de la características del yacimiento, una plataforma de 15 ranuras puede ser usada en lugar de una plataforma de 30 ranuras para drenar 30 objetivos. Cada una de las ranuras de la plataforma representa miles de libras de acero e igual un ahorro en el costo de éstas.

- **Aumento de la producción por plataforma ranurada existente.**

Las plataformas ranuradas existentes y los pozos existentes pueden ser expandidos para drenar múltiples objetivos usando tecnología de perforación multilateral. La producción es potencialmente aumentada por plataforma ranurada, ya que los multilaterales son de gran alcance, permitiendo un rango más amplio para utilizar las herramientas en el fondo de los laterales. Esta ventaja es particularmente significativa para plataformas más viejas fuera de la costa.

- **Económicamente viable en campos marginales.**

En yacimientos pequeños o aislados que pudieron haber sido dejados atrás en los drenados originales de un yacimiento podrían ahora ser explotados. La extensión de los laterales desde los pozos existentes aumentan el control y acceso de estos yacimientos marginados.

- **Incremento en el control.**

El aislamiento dado por la tecnología multilateral ofrece un mejoramiento en el control, ya que cada uno de los pozos laterales puede ser tratado independientemente. El control individual de los laterales mejora la presión. En suma, es más fácil abandonar yacimientos agotados sin afectar la producción principal o la producción de otros laterales.

- **Menor impacto ambiental.**

Un solo lugar puede ser preparado para perforar múltiples objetivos. Esta ventaja es particularmente crítica en los ambientes sensibles, áreas remotas o lugares cercanos a ciudades. Menos pies por longitud se perforaran y se tiene mayor control de los laterales, por lo que menos recortes y menos lodo será puesto en la superficie y por consiguiente el impacto ambiental será menor.

1.8 VENTAJAS DE LA PERFORACIÓN MULTILATERAL.

Las principales ventajas de la perforación multilateral son:

- Mejorar la productividad del pozo y la recuperación de los hidrocarburos con una menor inversión monetaria, comparado a un solo pozo horizontal o vertical.
- Reducir costos, ya que solo un pozo vertical es perforado (reduce tiempo de perforación, costos de tubería de revestimiento e instalaciones superficiales)
- Drenar una mayor área desde un pozo vertical, debido a que tiene mayor contacto de longitud del yacimiento.
- Incrementar la capacidad para drenar más de un horizontal o explotar eficientemente yacimientos de capas múltiples.
- Aumentar la capacidad para explotar yacimientos irregulares, usando menos pozos verticales.
- Reducir el costo de perforación por unidad de longitud del pozo contactando el yacimiento.

- Reducir en el número de plataformas, equipos superficiales.
- Reducir la inversión de capital en equipo superficial como bombeo artificial.
- Reducir en el número de pozos necesarios para explotar un yacimiento y por lo tanto una reducción en el impacto ambiental en áreas sensitivas.
- Facilidad de buscar fuera de los límites de la frontera del yacimiento en múltiples direcciones.

1.9 DESVENTAJAS DE LA PERFORACION MULTILATERAL.

Las desventajas de la perforación multilateral son:

- Complicaciones del potencial durante el control del pozo porque dos o más pozos perforados son abiertos.
- El equipo para dar servicio a un pozo o repararlo es complejo.
- A veces se tiene problemas en el control del pozo al estar abiertos dos o más ramas.
- En yacimientos de grandes espesores no es recomendable la aplicación de esta técnica de multilaterales, ya que resulta antieconómico, debido que al aplicar ésta se trata de exponer un canal de flujo a lo largo del yacimiento, y si éste se asemeja en longitud horizontal a la vertical, es preferible perforar y terminar el pozo vertical y no horizontal, ya que la perforación horizontal es mucho más cara debido a que se utilizan herramientas y equipos más sofisticados y más caros.
- Falta de un manejo apropiado de las presiones en cada lateral cuando estos se localizan en diferentes estratos productores.



DISEÑO Y PLANEACION DE POZOS RAMIFICADOS

Antes de comenzar la perforación de los pozos multilaterales, se tiene que tomar en cuenta el diseño y planeación del pozo para tratar de minimizar las posibles fallas durante la perforación y terminación de los pozos multilaterales, además, si se hace un correcto diseño y una planeación adecuada del pozo se tendrán grandes ahorros de tiempo y dinero, lo cual es un punto importante en la industria petrolera.

II.1 CRITERIO DE DISEÑO PARA UN SISTEMA MULTILATERAL.

El propósito principal de un sistema multilateral es tener una plataforma para comenzar más de un pozo direccional u horizontal desde un pozo central. Los ramales del pozo se perforan con técnicas de perforación direccional convencional que, pueden ser usadas para terminar los ramales horizontales.

Los principales criterios de diseño para un sistema multilateral son los siguientes:

1. Obtener un método seguro para comenzar desde un pozo convencional un ramal horizontal o direccional.
2. Obtener un medio seguro para seleccionar y re-entrar en cualquiera de los ramales a partir del pozo común con el propósito de extender, hacer pruebas, tomar registros, hacer estimulaciones, hacer trabajos o servicios de recuperación, aislamiento y abandono de cualquier ramal independientemente del pozo común o cualquiera de las otras ramas.

Los criterios secundarios son los siguientes:

1. Obtener un medio de aislamiento de los pozos ramificados de uno a otro desde el pozo común.
2. Obtener un medio para instalar tuberías cortas, cementadas o sin cementar en cualquier ramal del pozo para mantener la estabilidad del pozo, control de arenas, o para la selectiva producción a lo largo del ramal del pozo, sin accesos de obstrucción para cualquiera de los otros ramales o el pozo común.

3. Obtener un medio que permita coleccionar el aceite con equipo de bombeo neumático para incrementar la separación de gas/aceite o para deshidratar el gas de los pozos.

Criterios económicos que deben también ser considerados en el diseño son:

1. El sistema deberá ser de bajo costo.
2. Minimizar la cantidad del tiempo del equipo requerido para el uso del sistema.

Finalmente, el criterio de diseño de operaciones debe ser también considerado:

1. Obtener un sistema flexible que pueda ser fácilmente adaptado a radios de perforación cortos, medios o largos y una variedad de tuberías de revestimiento y tamaños de agujeros.
2. Obtener un sistema seguro y fuerte que pueda perdurar a perforaciones convencionales y servicios de operaciones.
3. No tratar de poner límites de la tecnología y materiales existentes.

II.2 GEOMETRÍA Y TRAYECTORIA DEL POZO.

La geometría del pozo es un aspecto muy importante en el diseño de los pozos multilaterales. El diámetro, la longitud y la forma del pozo dentro del yacimiento tiene un gran impacto en el costo y en el éxito total del pozo.

El número y geometría de los laterales dependerá de la forma y características del yacimiento, su diseño se basa en la geología, la perforación que se realizará e información de la terminación y la toma de decisiones a lo que se refiere en dónde, cuándo, por qué y cómo debe ser examinado para obtener un mayor rendimiento del pozo.

El diámetro de la sección horizontal es el elemento más fácil de identificar de la geometría del pozo. Este diámetro debe permitir:

1. El uso de aparejos de perforación controlables y "pescables" y programas hidráulicos para llevar a cabo la colocación de objetivos y estabilidad del pozo.
2. Suficiente espacio para correr las herramientas de evaluación necesarias.

3. Suficiente espacio para las terminaciones requeridas, las estimulaciones, producción y equipos de reparación.
4. Suficiente diámetro para economizar la producción dada la pérdida de presión y fluidos y la expectación de la producción de sólidos.

La parte inicial de la sección horizontal del pozo en un campo de desarrollo deberá ser diseñada con un gran diámetro para que permita correr una sarta de tuberías de revestimiento extra en caso de un problema inesperado (entrada de agua o gas). El diámetro del pozo puede ser posiblemente reducido una vez realizada la perforación y terminación y de acuerdo a las condiciones que hayan sido evaluadas en el primer pozo.

Para las re-entradas, la selección del diámetro del pozo está restringida por el diámetro del pozo vertical existente a ser re-entrado. El diámetro restringido podría limitar la longitud del pozo, las opciones de operaciones de terminación y producción. Estas consecuencias deben ser consideradas con anticipación en el diseño del pozo. Teniendo un correcto diseño de la geometría del pozo se puede optimizar la producción y obtener mejores resultados.

II.3 EFECTO DE LA CURVATURA DEL AGUJERO EN LA TRAYECTORIA DEL POZO.

La curvatura del agujero, es la variación de la inclinación y del azimut en la trayectoria de un pozo. Cuando se está diseñando o planeando el aparejo de fondo y monitoreando el progreso actual de la perforación, los efectos de la curvatura del agujero deben ser considerados. La solución de la compleja variación de la trayectoria de un agujero para un aparejo dado, requiere de programas de cómputo de gran velocidad.

Los efectos de curvatura del agujero pueden ayudar a explicar el porqué de la presencia de ciertos fenómenos semejantes a la oscilación en la inclinación, que siguen a la trayectoria después de corre un aparejo diferente.

II.4 SITUACION DEL POZO.

Uno de los criterios más importantes en el diseño de los pozos multilaterales es la situación del pozo dentro del yacimiento. Existen dos elementos para la colocación del pozo, estos son:

1. La capacidad del ingeniero geólogo y de yacimientos para definir el objetivo.
2. La capacidad del perforador para controlar y monitorear la trayectoria del pozo en el área objetivo.

En muchas aplicaciones, esto podría ser conveniente para perforar un pozo vertical o un pozo desviado para confirmar la posición del contacto de los fluidos, estructura del yacimiento y otros parámetros del yacimiento.

En yacimientos naturalmente fracturados, los pozos horizontales son usualmente perforados perpendicularmente a las fracturas verticales. En el caso donde las fracturas naturales actúen como conductor del agua confinada, los pozos horizontales se perforan con frecuencia paralelos a las fracturas naturales para drenar el aceite y el gas desde los largos bloques entre las fracturas (fig. 11.1).

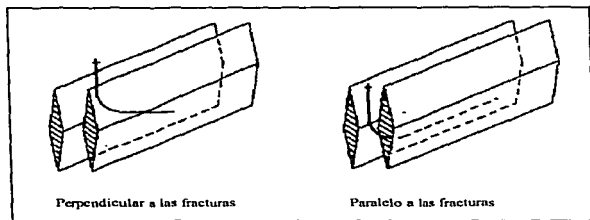


Fig. 11.1 Pozo horizontal orientado en el yacimiento naturalmente fracturado.

Con fracturamiento hidráulico, los pozos horizontales son usualmente perforados en la dirección del mínimo esfuerzo para que la fractura hidráulica sea perpendicular al pozo (fig. 11.2). Si los pozos son perforados en ángulo recto a esta dirección, una fractura hidráulica larga será desarrollada paralela al pozo horizontal.

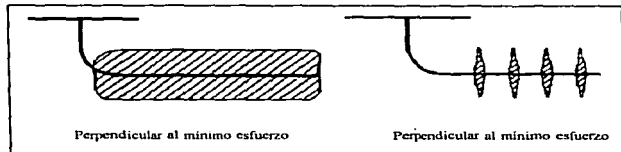


Fig. 11.2 Pozos horizontales fracturados hidráulicamente.

En yacimientos homogéneos, la orientación del pozo es usualmente determinada por los límites de frontera, futuras aplicaciones de EOR o por la localización de pozos verticales existentes (fig. II.3).

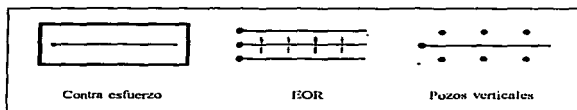


Fig. II.3 Pozo horizontal orientado en yacimientos homogéneos.

II.5 LOCALIZACION ESTRUCTURAL DE LA FORMACION PRODUCTORA.

Es importante para las etapas de planeación de un pozo multilateral, determinar el buzamiento de la formación, ya que un buzamiento impreciso puede causar que el drenaje se desvíe completamente de su objetivo. Por ejemplo, un error de 0.5° en el buzamiento en una sección de drenaje de 5,000 pies propiciará un error de 44 pies en la profundidad vertical verdadera.

Durante la fase de diseño es importante determinar, si primero se va a perforar un lateral superior o un inferior, ya que el ritmo de incremento del ángulo del segundo estará afectado por la forma en que se construya el primero. Si es posible primero se deberá perforar el lateral inferior, con esto el incremento del ángulo para el segundo lateral superior será menor (fig. II.4)

La sección de drenaje de los pozos multilaterales se debe diseñar con objetivos realistas. Se pueden utilizar modelos para predecir las cargas de superficie (torque, arrastre e hidráulica) para evitar sorpresas durante la perforación.

II.6 TIPO DE POZOS MULTILATERALES.

Actualmente los pozos multilaterales se pueden clasificar en varios tipos como: multilateral superior/inferior, pozos opuestos a 180° , pozos multilaterales en "Y", pozos trilaterales, pozos cuadrilaterales, además de estos tipos básicos, se pueden hacer combinaciones de una con otras e incluso con la tubería de revestimiento asentada a un determinado ángulo. Las secciones multilaterales no están limitadas por el radio de curvatura; por lo que es posible aplicar cualquier método de radio de curvatura, ya sea radio ultracorto, radio corto, radio medio o radio largo.

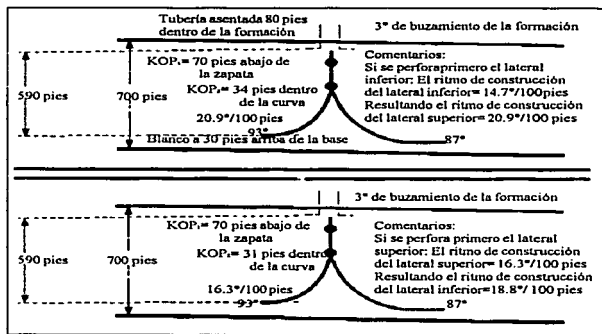


Fig. II.4 Localización de los laterales en la formación productora.

• Pozo doble lateral superior/inferior.

Se tienen más casos de drenes multilaterales superior/inferior que cualquiera de los otros tipos. La principal aplicación de este tipo de pozos es rodcar un barrera impermeable vertical.

Típicamente, el lateral superior se perfora primero para facilitar la perforación del lateral inferior. El ángulo de incremento del lateral superior puede o no ser igual al incremento del lateral inferior, además, puede o no necesitar una sección tangente. El ángulo y el azimut del lateral superior e inferior no tienen que ser el mismo.

• Pozos opuestos.

Los pozos opuestos son una buena opción, si sólo existe un pozo vertical en la zona y el área de multicapas es grande.

Generalmente, el incremento del ángulo del lateral inferior es menor al del lateral superior. El ángulo de la sección inferior frecuentemente es mayor de 90°, y el ángulo del superior frecuentemente es menor de 90°, se puede tener un desplazamiento mayor de 10,000 pies con este tipo de pozos.

Por ejemplo, se diseñó un pozo multilateral del tipo opuesto, con el ala inferior hacia el noreste, donde se tuvo un desplazamiento horizontal de 4,000 pies y la ala superior con dirección sudeste, también tuvo un desplazamiento de 4,000 pies. La fig. II.5 muestra una perforación de pozos opuestos.

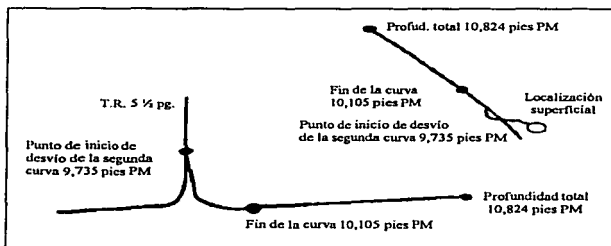


Fig. II.5 Pozo perforado en dirección opuesta.

• Pozos tipo "Y".

En los pozos multilaterales tipo "Y", las alas son perforadas fuera de la fase (la diferencia en la dirección no es igual a 180°).

Este tipo de pozos se perforan en terrenos con forma irregular. Cualquiera de las alas, superior o inferior se puede perforar primero, todo depende del incremento del ángulo calculado.

La fig. II.6 muestra un pozo originalmente planeado como un pozo cuadrilateral, con dos alas inferiores con dirección hacia el sudeste y otras dos alas superiores con dirección noreste.

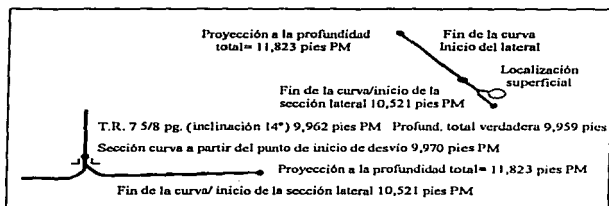


Fig. II.6 Pozo con laterales perforados en "Y".

II.7 ELEMENTOS DE DISEÑO EN LA PERFORACION Y TERMINACION.

El diseño y la planación en la perforación y terminación de los pozos multilaterales es esencial para tener buenos resultados en la perforación y terminación de los pozos multilaterales. Si se llegan a tener fallas, éstas serán el resultado de un mal diseño y una inadecuada planación.

Se deben de conocer donde están las fallas que existen en el yacimiento, cuál es la orientación predominante de la falla, cuales son las heterogeneidades que existen en los yacimientos horizontales, etc. Además, durante la perforación surgen preguntas tales como si la barrena que está saliendo de perforar se encuentra en la parte superior o en la parte inferior de la zona de interés, si la dirección de la perforación lleva el rumbo adecuado, si se tendrá algún problema con la re-entrada, si se tendrá algún brote durante la perforación del pozo, etc.

Si se tiene un diseño y una planación adecuada y cuidadosa antes de perforar un pozo, esto puede reflejarse en un ahorro y mejorar la eficiencia de la perforación del pozo y puede facilitar la colocación de la tubería de revestimiento y de la terminación.

Durante el diseño y la planación se incluyen varios pasos, los cuales son:

II.7.1 Revisión de datos sobresalientes del pozo.

El primer paso en la planeación de un pozo horizontal o multilateral es la evaluación de los reportes de los registros de perforación, registros de lodo, mapas geológicos y secciones transversales. Los pozos horizontales pueden ser perforados más eficientemente conociendo con que técnicas de perforación se han trabajado y cuales no, como las diferentes formaciones responden a los sistemas de lodo.

II.7.2 Selección del perfil del pozo.

El perfil del pozo, la trayectoria del pozo, es dictada por la geometría del yacimiento, la localización de la plataforma, el máximo rango de curvatura, la estructura del yacimiento (ángulo de inclinación y dirección) y la distribución de los fluidos en la zona de interés. Todo esto nos indica cuantos pozos piloto son necesarios, determina la localización del equipo, los puntos de inicio de desvío, la construcción del radio, el ángulo de giro (cambio en el azimut del pozo con respecto al norte magnético) requerido por el perfil, el número y tangentes del ángulo, longitud de la sección horizontal y tolerancia en el alcance del objetivo manteniendo el perfil planeado.

II.7.3 Torque y análisis de arrastre.

La diferencia entre el torque en la parte superior del pozo y la parte inferior del pozo y el arrastre son fundamentales en la eficiencia de la perforación. Programas planeados ayudan a optimizar el perfil del pozo y minimizar la fricción por el torque superficial y las cargas del gancho (incluyendo el arrastre) durante la perforación y viajes por los factores de fricción dados. El procedimiento tiene dos pasos. El primero es para determinar la excentricidad, donde se tienen dos coeficientes por fricción durante la perforación en pozos desviados, estos son: fricción rotacional (que afecta al torque) y fricción por deslizamiento (que afecta la carga del gancho). Estos coeficientes, que dependen de la litología y el diseño del lodo, son calculados con el torque superficial, la carga del gancho, el diseño de la sarta de perforación, programas de tubería de revestimiento y condiciones del pozo.

El segundo paso es para usar el factor de fricción y el aparejo de fondo (BHA) planeado, tuberías de revestimiento y sistemas de lodo para predecir la carga del gancho y el torque para los diferentes perfiles del pozo. El perfil de arrastre ideal mínimo esta dado para un pozo que cambia de vertical a horizontal con un solo y continuo doblez, sin secciones tangentes. Ya que un pozo requerirá de un excesivo número de cambios de BHA, el perfil ideal será entonces ajustado con ritmos de construcción realistas y secciones tangentes para minimizar los cambios de BHA.

Además la reducción en el torque y el arrastre quizás es hecha considerando diferentes diseños de BHA. El resultado, con un rendimiento teórico del torque y arrastre, es usado para especificar la potencia del equipo y el equipo de perforación. Estas especificaciones podrían ser apropiadamente acondicionadas para simular el torque y el arrastre esperado para las patas de perro con diferentes severidades.

II.7.4 Predicción de la respuesta del aparejo de fondo, BHA "Bottom Hole Assembly" (para la transmisión rotatoria y los aparejos de motor de fondo).

Esto optimiza el diseño del BHA para la estimación del tipo de tubería de perforación, número y colocación de lastra barrenas pesadas y convencionales, diseño de motores y forma, tamaño y colocación de los estabilizadores.

El diseño ideal del BHA dirigido maximiza el tiempo empleado en la perforación rotatoria, contraria a la realizada por deslizamiento y minimiza las correcciones hechas por la perforación hecha por deslizamiento. La perforación rotatoria es más atractiva ya que permite una transferencia más alta de pesos sobre barrena. Esto da velocidades de penetración muchas veces más grandes que en la hecha por deslizamiento, ya que la rotación de la sarta de perforación completa reduce significativamente el arrastre axial. En la perforación por deslizamiento, el arrastre puede limitar el desplazamiento horizontal total.

La fig. II.7 muestra algunos aparejos usados para realizar y mantener la perforación horizontal. En la perforación por deslizamiento, solo los motores de fondo están operando, ya que la barrena gira pero la sarta de perforación no. En la perforación rotatoria, la transmisión superficial es usada para rotar la sarta de perforación completa. En los sistemas dirigidos y deslizables, se tiene el mayor doblamiento en la caja, el mayor ángulo y el mayor rango de desviación del pozo.

Una solución del costo efectivo para incrementar la versatilidad del BHA es el uso de un estabilizador ajustable de fondo como el que se muestra en la fig. II.8. Se coloca en el BHA rotatorio estándar o arriba del sistema dirigido, esto permite al perforar modificar la desviación o la tendencia de la inclinación del BHA. Esto minimiza el tiempo consumido en las correcciones de la trayectoria del pozo, en la cual el perforador debe de parar la perforación rotatoria, re-orientar la barrena, perforar por deslizamiento, hasta que la trayectoria del pozo alcance la inclinación deseada, entonces continuar perforando de la manera rotatoria.

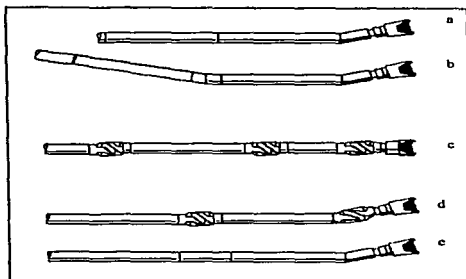


Fig. II.7 Ensamblajes usados para realizar y mantener la perforación horizontal. Las figuras "a y b" muestran el sistema de deslizamiento, donde solo el motor de fondo está operando, ya que la barrena gira, pero la sarta de perforación no. La figura "c" muestra el sistema rotatorio, la transmisión superficial es usada para dar rotación a la sarta de perforación. Las figuras "d y e" muestran el sistema dirigido, donde varios doblesces en la caja pueden realizar un ritmo de construcción mayor en el pozo.

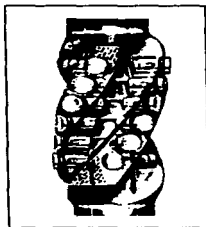


Fig. II.8 Estabilizador ajustable de fondo. Permite al perforador construir agujeros y desenso de ángulo sin sacar el BHA del agujero. Los pads o almohadillas pueden ser removidos para cambiar el tamaño del estabilizador de 11 3/4 a 12 1/2 pg.

II.7.5 Requerimientos de determinación del MWD.

El principal requerimiento es la exactitud. Una consideración del equipo de medición MWD (Measurement While Drilling) es la velocidad de la entrada de datos durante el curso crítico de las correcciones. El tiempo en que los datos de la superficie de la herramienta son actualizados, por ejemplo varía desde cada 3.6 seg. hasta cerca de un minuto. El tiempo rápido se hace crítico para la dirección correcta cuando se usan barrenas PDC, que generan un mayor torque reactivo en el motor. Este torque hace que la barrena esté propensa a desviarse de la colocación planeada de la superficie de la herramienta más rápido que una barrena convencional.

II.7.6 Selección de las herramientas para la perforación de pozos horizontales o altamente desviados.

Esto incluye estabilizadores ajustables de fondo y especialmente estabilizadores diseñados que evitan el excesivo arrastre y colgamiento, motores de doble-doblamiento y motores con silueta de aleta estabilizadora para realizar una tendencia de desviación específica, tuberías de perforación que no sean magnéticas y tan pesadas para evitar el arrastre y los grandes esfuerzos de la tubería de perforación (compresión).

II.7.7 Colocación de los percusores.

Se ha observado que en pozos horizontales, dos percusores pueden ser usados, uno en la sección vertical y un segundo en la sección horizontal. El arreglo de los dos percusores es usado ya que el percusor vertical no tendría suficiente poder para liberar el BHA pegado.

II.7.8 Evaluación de la estabilidad del pozo horizontal o lateral.

Los pozos pueden fallar por fracturamiento o derrumbamiento. El fracturamiento ocurre cuando la fuerza de tensión de la roca es excedida. El derrumbamiento, el más común, ocurre cuando el esfuerzo cortante de la roca es excedido. Ya que los esfuerzos impuestos por los fluidos de perforación son diferentes de los esfuerzos intrínsecos en la roca y además por los cambios químicos se pueden producir interacciones del lodo/formación, deformaciones o fallas en la pared del pozo causadas durante la perforación.

La estabilidad mecánica del pozo puede ser estimada con modelos de fallas de roca, que pronostican el máximo o mínimo peso del lodo entre el cual la perforación puede ser segura sin ocasionar fallas por tensión al pozo por el peso del lodo excedido o derrumbamiento por insuficiente peso del lodo.

II.8 FLUIDOS DE PERFORACION Y TERMINACION.

El papel que desempeñan los fluidos de perforación es dramáticamente modificado en la aplicación de pozos horizontales o altamente desviados. En la sección curva del pozo horizontal, el control del pozo, la estabilidad de la formación y la limpieza del agujero son los requerimientos más críticos, además en secciones horizontales, la reducción en el daño a la formación debe ser la prioridad más grande.

El diseño del fluido y la hidráulica es complicada en la sección horizontal, debido a la geometría de la tubería y al régimen del flujo. La dirección de la perforación y las restricciones de los componentes del MWD podrían también limitar la flexibilidad en el diseño de la hidráulica.

Diferentes tipos de fluidos de perforación han sido desarrollados para diferentes condiciones de fondo del agujero, temperatura, presión, litología y química de los fluidos de formación. Las tabla II.1 y la tabla II.2 muestran los lodos básicos y propiedades generales.

BENEFICIOS			
BASE ACEITE	BASE AGUA	BASE SALMUERA	FLUIDOS DE BAJA DENSIDAD
Buena inhibición en lutitas	Baja base para revestir	Baja base para revestir	Baja densidad, reduce el daño a la formación
Buena lubricación	Buena compatibilidad con cementación	Buena compatibilidad con cementación	Buena inhibición en lutitas
Buena compatibilidad con fluidos de formación	Bajo impacto ambiental y manejo de costos	Buena inhibición en lutitas	Muchos tipos
Reducen la erosión del pozo	Resistencia al flujo de agua	Resistencia al flujo de agua	
Buen control de erosión	Muchos tipos	muchos tipos	
Buena temperatura y rango de densidad	Aditivos disponibles para características similares tales como OBM	Aditivos disponibles para características similares tales como OBM	

TABLA II.1 PROPIEDADES DE LOS LODOS (BENEFICIOS)

LIMITACIONES			
BASE ACEITE	BASE AGUA	BASE SALMUERA	FLUIDOS DE BAJA DENSIDAD
Seguridad, manejo y eliminación en el impacto ambiental	Reactivo con la lutita	Impacto ambiental	Pobre en el manejo del flujo de agua
Alto costo	Aditivos con mayores propiedades	Aditivos con mayores propiedades	Propiedades reológicas limitadas
Posible emulsionador	La erosión en el pozo es alta a ritmos altos	La erosión en el pozo es alta a ritmos altos	La erosión en el pozo es alta a ritmos altos
Incompatible con el cemento	Incompatible con fluidos de formación	Incompatible con fluidos de formación	Corrosión con la sarta de perforación y la T.R.
Perdida en flujos de agua	Temperatura	Temperatura	Limitaciones en erosión y temperatura
Consideraciones de operación			Consideraciones de operación
			Requerimientos de equipo superficial y costos

TABLA II.2 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS (LIMITACIONES)

Las consideraciones de diseño especial para fluidos de perforación base espumas se basan en:

- Máxima profundidad de la barrena.
- Tamaño de la sarta de perforación/tubería flexible.
- Tamaño del pozo y de la tubería de revestimiento.
- Densidad de la espuma.
- Régimen de flujo.
- Ritmo de penetración.

- Densidad de los sólidos.
- Volumen de gas.
- Volumen de la fracción líquido.
- Presión superficial.
- Ritmos de producción del fluido/gas.

El perfil del pozo generalmente determina que propiedad o propiedades de los fluidos son críticas y cuales son de baja prioridad. Las diferentes propiedades de los fluidos y las características reológicas son necesarias para los pozos horizontales o direccionales. La fig. II.9 muestra los regímenes de flujo basado en el perfil del pozo.

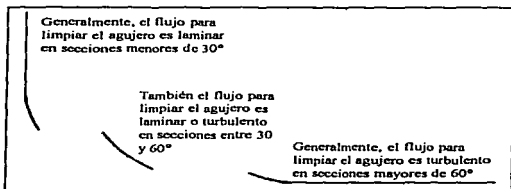


Fig. II.9 Régimenes de flujo basado en el perfil del pozo.

La selección de las propiedades de los fluidos de perforación, tanto físicas como reológicas son esenciales por lo que se deberán señalar los siguientes problemas que ocurren en el pozo.

- **Erosión del pozo:** Limita la velocidad del fluido cerca del pozo y los esfuerzos de corte resultantes en la pared de la formación para minimizar la erosión del pozo.
- **Estabilidad del pozo:** Limita la química desfavorable y los efectos de presión en la formación para minimizar la inestabilidad del pozo.
- **Cementación:** Controlar el enjarre de formación, propiedades químicas y densidad del lodo para maximizar la eficiencia del desplazamiento del lodo, resistencia del cemento y la adherencia del cemento.

- **Transporte de recortes:** Controlar la densidad del lodo y la viscosidad para tener una eficiente remoción de los recortes debajo de la barrena y sacarlos fuera del pozo.
- **Ritmo de perforación:** Maximizar el transporte de los recortes que genera la barrena, minimizar el sobrebalance hidrostático en la superficie de la formación y da una adecuada potencia hidráulica para los motores de fondo.
- **Control del filtrado:** Crear una capa delgada resistente, un enjarre efectivo para minimizar las pérdidas por filtrado en zonas permeables y controlar la composición química del filtrado para minimizar las reacciones químicas con los fluidos de formación.
- **Daño a la formación:** Limita las reacciones químicas con los fluidos de perforación, mineralización e invasión de sólidos en la formación.
- **Lubricación:** Añadir lubricantes líquidos o sólidos para reducir la fricción entre la sarta de perforación y la formación o la tubería de revestimiento.
- **Control de la presión:** Manteniendo la apropiada densidad del lodo y la presión hidrostática para controlar la presión de poro; minimiza la resistencia del gel para reducir la presión de fondo durante el viaje.
- **Pérdida de presión por fricción:** Controlar la reología para reducir la pérdida de presión por fricción del sistema.
- **Retención de sólidos:** Mantener la resistencia del gel y la viscosidad para suspender los recortes de perforación y los aditivos cuando la circulación es detenida.

II.9 SELECCION DE LA BARRENA.

Los pozos horizontales y los pozos altamente desviados han generado nuevas demandas en el diseño de las barrenas. Las barrenas de arrastre (diamantes, PDC y TSD) están siendo desarrolladas para los procesos de perforación en pozos horizontales. Ahora se tienen dos grandes inquietudes en la selección de la barrena.

1. El alto ángulo de penetración, la abrasividad puede causar excesivo desgaste en la barrena, efecto en el ángulo de construcción y la capacidad de agarre.
2. La penetración prolongada de una zona de interés particular puede justificar el costo extra del diseño de las barrenas, especialmente las barrenas PDC o TSD.

La selección de la barrena debe de tomar en cuenta la compatibilidad con el ángulo construido/requerimientos de agarre, hidráulica del MWD, especificaciones de operación y especificaciones de operación del motor-lodo.

Slimdril International ha desarrollado un arreglo especial de los cortadores de la barrena para usarse en motores de alta velocidad (400 a 1000 r.p.m.) en pozos horizontales o altamente desviados. Se encontró que las barrenas que se utilizan en perforaciones horizontales, tiende a incrementarse el desgaste del calibre, hombro y nariz, como se muestra en la fig. II.10, debido a las grandes cargas de los costados causados por la caja desviadora y la gravedad.

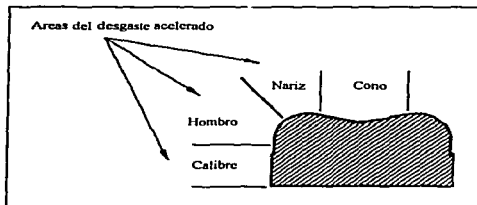


Fig. II.10 Áreas de alto desgaste en el cortador de barrenas utilizadas en perforaciones horizontales.

Para el diseño de barrenas en la perforación horizontal o altamente desviada se debe de tomar en cuenta los siguientes problemas:

- **Desgaste del calibre:** Con frecuencia es alto debido a las cargadas de los costados y a las altas velocidades de rotación.
- **Torque de la barrena:** Alto y variable el torque causado por los problemas de orientación de la superficie de la herramienta.
- **Dirección:** Alta dirección requerirá en la curva, menos dirección requerirá en la sección horizontal.

La eficiencia de la barrena requerida en la sección curva incluye:

- Buena dirección.
- Resistencia al desgaste del calibre.
- Mínima vibración.
- Buen ritmo de penetración.

Se ha visto que en barrenas TSD con forma redonda, conos poco profundos, calibre reforzado de diamante natural y densa, el punto de colocación de los cortadores de las TSD son óptimos en la sección curva (fig. II.11).

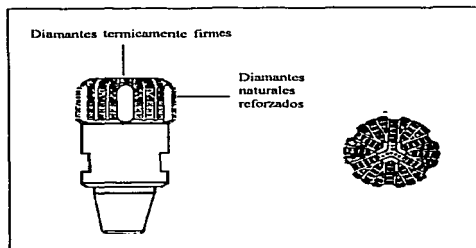


Fig. II.11 Barrena TSD.

Con respecto a las barrenas PDC (fig. II.12), se ha visto que las barrenas PDC con ocho hojas también son buenas para las secciones horizontales. Estas barrenas utilizan un cortador agresivo (0.315 pg. diámetro ext.) que da una buena velocidad de penetración en la reducción del peso sobre barrena. El calibre reforzado con diamante natural para reducir el desgaste del calibre y la reducción en el número de cortadores en las áreas de calibre para reducir la capacidad de los recortes de los costados. Estas barrenas permiten de 5° a 6°/100 pies de rango de desviación en la sección horizontal. Las barrenas TSD y las PDC han sido usadas para ritmos de construcción arriba de 35°/100 pies debido a su excelente capacidad de recortes de los costados.

Smith International ha desarrollado barrenas PDC de matriz especial para utilizarse en motores dirigidos. Se ha observado que estas barrenas son ideales para secciones horizontales, ya que: 1) éstas requieren un ligero peso sobre barrena, 2) la construcción es de una sola pieza, es más durable y más confiable para la desviación del ángulo, 3) el arreglo de los cortadores elimina los problemas de chumaceras, 4) éstas permiten corridas largas y reducen los viajes y 5) el cuerpo matricial reduce problemas de erosión.

Una limitación de las barrenas PDC es que estas tienden a correr irregular y causar más vibración que las barrenas de conos. Estas vibraciones reducen la eficiencia del MWD y la vida de la herramienta direccional y causa otros problemas.

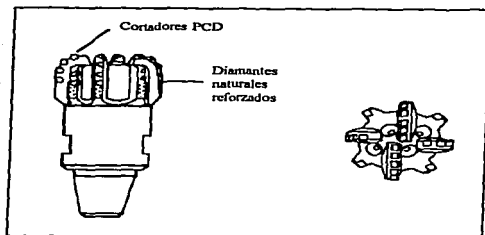


Fig. II.12 Barrena PDC para secciones horizontales.

Las barrenas que se utilizan en la perforación horizontal son con frecuencia sujetas a cargas de impacto, lo cual daña y rompe los cortadores de las barrenas PDC. Smith utiliza un nuevo sistema de montaje donde el cortador de la barrena PDC es encajado a profundidad en una cavidad para proteger y reforzar éste, como se muestra en la fig. II.13. La cavidad resulta una mejor retención del cortador y reduce problemas de fracturamiento de la cavidad.

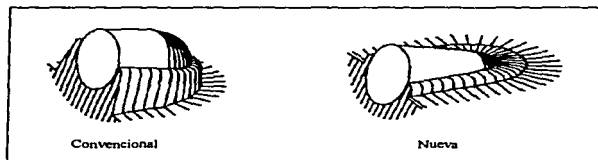


Fig. II.13 Diseño de la cavidad de la barrena PDC.

II.10 ESTRATEGIA DE TERMINACION.

La estrategia de terminación, es uno de los elementos más importantes en el diseño de los pozos multilaterales, que incluyen agujero descubierto, tuberías cortas ranuradas, tuberías cortas ranuradas con empacadores, tuberías cortas cementadas, etc. El diseño de la terminación está basado en los procesos de producción o de los mecanismos que ocurren en el yacimiento.

El programa de perforación multilateral deberá considerar los procesos de terminación. La selección de la terminación que se emplee deberá estar basada en algunas consideraciones específicas, tales como:

- Costos.
- Requerimientos de aislamiento de la zona.
- Producción de sólidos.
- Facilidades de instalación.
- Requerimientos de estimulación.
- Requerimientos de operaciones de producción.
- Requerimientos de reparación y servicios.
- Conectividad mecánica de la tubería corta lateral del pozo principal.
- La unión del pozo principal con el lateral debe ser aislado por un sello hidráulico para requerimientos regulatorios y futuros aislamientos de los laterales.
- El acceso de re-entrada para cualquier lateral seleccionado debe ser posible.
- El sistema debe ser capaz para adaptar múltiples laterales desde un pozo común.
- El sistema debe de tener la versatilidad para adaptar nuevas terminaciones y recuperaciones de pozos existentes.
- El sistema debe ser compatible con operaciones de cementación para tuberías cortas
- El sistema debe ser compatible con métodos de lavado.

- El sistema debe aislar completo al lateral o las partes laterales para controlar la producción en beneficio del flujo.

La selección de la estrategia de terminación es complicada cuando se disponen de muchas opciones para diseñar el equipo del pozo. Para esto se debe de tomar en cuenta lo siguiente:

1. Tener conocimiento de los objetivos del pozo.
2. Considerar los requerimientos de operaciones de producción.
3. Considerar todas las circunstancias específicas del lugar.
4. Tener una terminación tan sencilla como sea posible.

Además, durante el proceso de planeación de la terminación multilateral, se deben considerar varios factores, tales como:

1. El tiempo estimado de vida productiva del pozo.
2. La mejor geometría del pozo para optimizar la producción.
3. Los tipos de terminación disponibles.
4. El diseño de las tuberías cortas laterales, técnicas de cementación y sistemas de tie-back disponibles.
5. El tiempo de operación de cada etapa de perforación y terminación.
6. Entradas laterales, éstas deben tener la facilidad de re-entrar con herramientas acopladas a la tubería flexible o tubería de perforación.

II.10.1 Costos.

La diferencia más grande entre un pozo vertical y los pozos horizontales o altamente desviados es el alto costo de las terminaciones en los pozos horizontales o altamente desviados. Con la estrategia de terminación, los pozos multilaterales deben minimizar el daño a la formación y tener terminaciones sencillas y baratas como sea posible.

Además, el costo del pozo multilateral se va ir abatiendo entre mayor sea el número de laterales que se perforan desde el pozo principal.

II.10.2 Requerimientos de la zona de aislamiento.

La razón más obvia para entubar los pozos es aislar el intervalo productor de fluidos indeseados. Se ha desarrollado tecnología para aislar zonas con tuberías cortas ECPs, cementadas, perforadas y estimulaciones a lo largo de las secciones horizontales. En el diseño se debe identificar el nivel de la zona de aislamiento que se requiere y entonces seleccionar el método más efectivo para las especificaciones del lugar.

II.10.3 Estabilidad de la formación.

La mayoría de los pozos horizontales o altamente desviados son además entubados para prevenir el colapso del pozo durante la perforación o los ciclos de producción. En el diseño del pozo se debe evaluar las condiciones para revestir el pozo, para tal caso se debe considerar el costo, riesgo, facilidades de servicios, e impedimentos de producción donde la estabilidad de la formación es un problema. Las tuberías cortas ranuradas pueden proporcionar suficiente protección para pozos horizontales o altamente desviados con problemas de colapso.

II.10.4 Producción de arenas.

La producción de arenas es usualmente un problema menor en pozos horizontales o altamente desviados que en los pozos verticales, debido a las velocidades de flujo menores dentro de los pozos horizontales. Se ha visto que en los pozos horizontales o altamente desviados terminados con tuberías cortas se tienen menos problemas de control de arenas. En áreas de producción de arenas donde los empacadores de grava son requeridos en pozos horizontales, los cedazos pre-empacados han sido exitosamente empleados en pozos horizontales o altamente desviados.

II.11 REQUERIMIENTOS DE ESTIMULACION.

Si se emplea la acidificación selectiva, el fracturamiento hidráulico o la estimulación con vapor, el diseño deberá considerar terminaciones con tuberías de revestimiento cementadas o empacadores externos (ECP). Los ECP pueden ser usados para aislar intervalos específicos para perforación/estimulación mientras se deja el resto del agujero horizontal produciendo.

La estabilidad es un factor crítico cuando se estimulan pozos horizontales, ya que la estimulación puede causar problemas mayores al pozo si la terminación no es compatible.

II.12 REQUERIMIENTOS DE INSTALACION.

En el diseño del pozo debe asegurarse que la estrategia de terminación seleccionada sea compatible con otros elementos de diseño. Cada tipo de estrategia de terminación es acompañada por un mínimo de especificaciones (rango de desviación, pata de perro, severidad, longitud, espacio anular, excentricidad, etc.). Una tubería corta ranurada provee mejor control de arenas mientras que la tubería corta taponada permite circulación durante y después de la instalación.

II.13 REPARACION Y SERVICIOS.

Las reparaciones y servicios en los pozos multilaterales deben ser considerados en el diseño del pozo. Los factores de reparación y servicio que se deben de considerar durante el diseño del pozo son los siguientes:

- **Requerimientos e instalación de tubería de producción.** (Diseño de hidráulica, colocación de empacadores, fluidos de terminación, etc.).
- **Diseño de bombeo artificial.** (Tipo, tamaño, colocación, facilidades de servicio, etc.). Consideraciones especiales para el diseño del bombeo artificial incluyen la selección, fluidos a producir y características del flujo, instalación y localización.
- **Requerimientos de servicio del pozo.** Los pozos horizontales tienen menos problemas que los pozos verticales en algunas áreas (control de arenas), se ha visto que esto podría incrementar los problemas en otras áreas.

II.14 DISEÑO DEL BOMBEO ARTIFICIAL EN POZOS MULTILATERALES.

Los métodos de bombeo artificial disponibles para pozos horizontales o altamente desviados pueden ser utilizados en los pozos multilaterales. Hay cinco métodos básicos que se diferencian en el tipo de potencia o el mecanismo de elevación; éstos son:

- **Mecánico.** Donde el origen de la potencia es mecánicamente conectado a la bomba en el fondo del pozo.
- **Bombas eléctricas semisumergibles (Electrical Submersible Pumps "ESPs").** Donde la potencia eléctrica es transmitida a la bomba del fondo del pozo.
- **Hidráulico.** Donde el origen de la potencia es hidráulicamente conectado a la bomba en el fondo del pozo.

- **Bombeo neumático.** El gas es inyectado a diferentes profundidades y permitirá que se expanda para reducir la presión hidrostática de los fluidos en el pozo, permitiendo que el gas mueva los fluidos hasta la superficie.
- **Bombeo por émbolo.** Utiliza el gas del yacimiento para elevarse y expandirse en el espacio anular, hasta que se alcanza una presión, entonces usando la energía almacenada se impulsa un émbolo para elevar los fluidos fuera del pozo.

Para diseñar el bombeo artificial para pozos horizontales se debe de tomar en cuenta que método se va a utilizar, que modificaciones de diseño se necesitaran, cuales son las limitaciones que existen y que recomendaciones de operación se debe realizar.

II.14.1 Consideraciones para la selección del sistema de bombeo artificial para pozos horizontales o altamente desviados.

La selección del diseño del sistema de bombeo artificial para pozos horizontales o altamente desviados, depende de muchas variable, las cuales incluyen:

- **Colocación.-** Localización de la bomba.
- **Tamaño.-** Limitaciones basadas en el tamaño del pozo y las patas de perro.
- **Perfil del pozo.-** Perfil general del pozo horizontal, tamaño del ángulo, buzamiento arriba, buzamiento abajo, longitud de alcance, etc., todo esto afectara la selección inicial del bombeo artificial. Actualmente las ondulaciones de la profundidad vertical verdadera del pozo podrían requerir cambios en el tipo y colocación del bombeo artificial.
- **Rango de desviación.-** Cuando se tienen altos ritmos de construcción se incrementan las limitaciones en la colocación y selección del bombeo artificial.
- **Frecuencia de inspección.-** Una baja frecuencia de inspección podría no revelar la verdadera pata de perro que quizás se presente. 30 pies de frecuencia son suficientes, excepto que se tengan altos rangos de desviación.
- **Producción de fluidos y sólidos.-** Define otro diseño de limitaciones.
- **Separación de los fluidos en el fondo del pozo.-** Podría dañar o ayudar a algún tipo de bombeo artificial.



SISTEMAS DE PERFORACION EN POZOS MULTILATERALES

Hoy en día, la perforación multilateral tiene una gran importancia y una apropiada aplicación, proporcionando los siguientes beneficios: incrementa la recuperación del yacimiento, los costos de producción son más bajos, reduce el número de plataformas y de pozos por campo. Estos beneficios pueden ser obtenidos en pozos nuevos o re-entrando en los pozos que ya existen.

Los sistemas de perforación que se pueden aplicar a los pozos multilaterales se pueden clasificar en las siguientes categorías:

- Sistema de radio ultracorto.
- Sistema de radio corto.
- Sistema de radio medio.
- Sistema de radio largo.
- Sistema Lateral "Tie-Back" (LTBS).

Los cuatro primeros sistemas van a depender del radio de curvatura, esto dependerá de que tan pronunciada se quiera construir la sección curva para comenzar la desviación del pozo vertical e iniciar la perforación de los pozos laterales (fig. III.1)

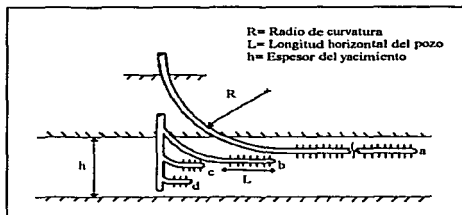


Fig. III.1 Radios de curvaturas para pozos horizontales: a) Radio de curvatura largo, b) Radio de curvatura medio, c) Radio de curvatura corto, d) radio de curvatura ultracorto.

III.1 SISTEMA DE RADIO ULTRACORTO.

Para el sistema de radio ultracorto se han desarrollado sistemas de perforación que utilizan jets de alta presión (10,000 psi) para perforar 100 a 200 pies de longitud horizontal, el diámetro del agujero de drenaje varía de $1\frac{1}{2}$ a $2\frac{1}{2}$ pg. (fig. III.2).

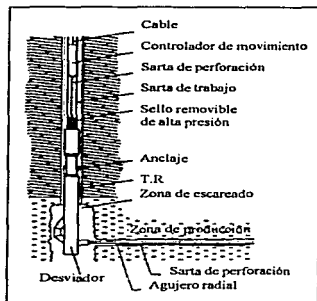


Fig. III.2 Sistema de radio ultracorto Petrophysics.

III.1.1 Sistema de radio ultracorto Petrolphysics.

Se ha desarrollado el sistema de radio ultracorto Petrolphysics, el cual también utiliza jets de alta presión (10,000 psi), además se utiliza tubería flexible para perforar agujeros de 4 pg. de diámetro y alrededor de 1 a 2 pies de radio de curvatura. Este sistema es capaz de perforar de 100 a 200 pies de longitud de drenaje en formaciones suaves.

Un desviador permite perforar múltiples agujeros de drenaje sin la necesidad de tener que realizar viajes.

También se ha desarrollado un perforador electroquímico para utilizarse en la perforación de pozos de radio ultracorto. Esta herramienta se utiliza para :

- Cortar fuera de la barrena al final de la tubería.
- Perforar la tubería.
- Cortar fuera de la tubería en el pozo vertical, para que éste pueda ser dejado en un pozo horizontal.

Esta herramienta también se corre con un cable eléctrico, utilizando una reacción electroquímica para cortar el acero de la tubería. Después de que los tubos son perforados estos se dejan terminados en agujero descubierto o empacador de grava.

III.2 SISTEMA DE RADIO CORTO.

En esta técnica de perforación, el radio de curvatura es de 20 a 40 pies y la longitud del agujero de drenaje es de 200 a 1200 pies. El diámetro del agujero de drenaje varía de 4½ a 6¾ pg. Los pozos de radio de curvatura corto se perforan a partir de pozos verticales ya existentes. Esta técnica se aplica a yacimientos con baja permeabilidad, naturalmente fracturados y para formaciones irregulares. Tiene la ventaja de perforar varias secciones horizontales desde un mismo pozo ya existente, a diferentes profundidades.

III.2.1 Sistema de radio corto Wiggie.

Este sistema de radio corto es un sistema de perforación de ensamble curvado, el radio de curvatura es de 20 a 60 pies (fig. III.3) y tiene una longitud de drenaje de 200 a 800 pies, El diámetro del pozo puede ser de 4½ pg. a 6¾ pg.

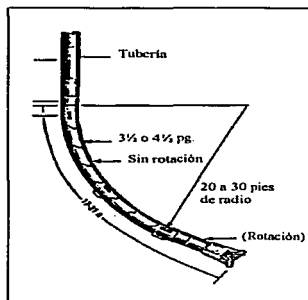


Fig. III.3 Sistema de radio corto Wiggie.

El sistema de perforación de ensamble curvado consiste de un cuerpo flexible, curvado, sin rotación y una transmisión de la flecha interna para que mueva la barrena de perforación, además cuenta con dos paquetes de chumaceras que conectan el cuerpo sin rotación y la transmisión de la flecha interna. La transmisión de la flecha interna es accionada por la potencia de la unión giratoria en la superficie que ejerce movimiento a la sarta de perforación.

III.2.2 Sistema de radio corto Eastman Christensen.

El sistema de perforación de radio corto Eastman Christensen, utiliza motores cortos articulados PDM. Este sistema puede tener un radio de curvatura de 40 a 60 pies y puede tener una longitud de 800 a 1200 pies. El diámetro del pozo puede ser $4\frac{1}{2}$ pg. a 6 pg.

El sistema de perforación de radio corto con motor utiliza una sección con motor de transmisión que se encuentra en un ensamble articulado del ángulo construido y otras dos secciones con motores en el ensamble horizontal (fig. III.4).

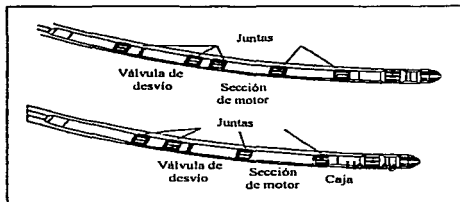


Fig. III.4 Sistema de radio corto Motor Eastman Christensen

III.2.3 Sistema de radio corto Preussag.

Otro sistema de perforación que se ha desarrollado es el sistema de radio corto Preussag, este consiste de un sistema de sarta de perforación articulada (Articulated Drill String "ADS"), el cual utiliza motores PDM en el fondo del agujero para poder rotar una flecha flexible sin juntas articuladas (fig. III.5).

El motor en el fondo del agujero se localiza en la parte vertical del pozo, solo arriba del punto de inicio de la desviación. Una herramienta giroscopio se utiliza para orientar la sarta de perforación articulada en el punto de inicio de la desviación. Herramientas convencionales guiadas con línea de acero son utilizadas para alcanzar una inclinación del agujero de 30°. Herramientas especiales son utilizadas para ángulos mayores.

El sistema ADS utiliza tres pequeñas aletas guía para forzar a la barrena a perforar a lo largo de la trayectoria curva (fig. III.6).

Los motores convencionales actualmente usados deben ser colocados cerca de la sección vertical del pozo debido a su longitud. Motores más cortos flexibles se necesitaran para poder utilizar sargas cortas articuladas.

Ya que se ha perforado la desviación del agujero se toman registros con una herramienta especial dirigida de rayos gamma. El pozo puede ser terminado en agujero descubierto o tubería corta cementada. El pozo puede ser entubado con 3½ pg. Se puede llegar a tener un radio de curvatura de 85 pies.

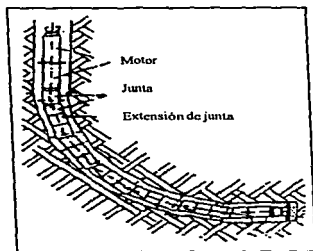


Fig. III.5 Sistema de radio corto Preussag ADS.

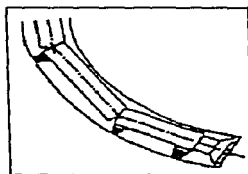


Fig. III.6 Ensamblaje de construcción Preussag.

III.2.4 Sistema de radio corto Sperry Sun.

El sistema de perforación de radio corto Sperry Sun, utiliza un motor de desplazamiento positivo en el fondo del agujero "PMD" para poder rotar la flecha en un cuerpo flexible sin rotación (fig. II.7). Este sistema es similar al sistema de radio corto ADS.

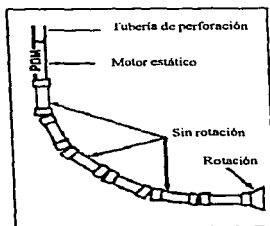


Fig. III.7 Sistema de radio medio Sperry Sun.

El cuerpo flexible utiliza juntas articuladas con un plano de doblez de preferencia. El torque es transferido a través de la transmisión de la flecha articulada que se encuentra centralizada por el doblamiento de las juntas flexibles. Una vez que la curva es perforada, el ensamble completo es rotado por la potencia de la unión giratoria en la superficie. Lastrabarreras equipadas con centradores rotacionales son usados en la sección construida para reducir el torque. El control direccional es mantenido en la sección horizontal, cambiando la longitud y diámetro del centralizador de la barrena.

La ventaja de los sistemas de perforación de radio corto es que se pueden perforar varias secciones en el mismo pozo, por lo que para los pozos multilaterales es de gran ayuda.

La desventaja de estos sistemas se encuentra en el tamaño del agujero y además de que no se tiene la opción de terminaciones selectivas por lo cual no es posible aislar ciertas zonas productoras.

III.3 SISTEMA DE RADIO MEDIO.

En esta técnica de perforación, el radio de curvatura es de 300 a 500 pies y la longitud del agujero de dreno es de 1000 a 1500 pies. Esta técnica puede ser más económica cuando se emplea en yacimientos fracturados, con problemas de conificación de agua y/o gas, en formaciones de baja permeabilidad, en yacimientos con poca energía y en formaciones de poco espesor.

III.3.1 Sistema de radio medio Guida Horizontal Drilling "GHD".

El sistema de radio medio llamado perforación horizontal guiada (Guided Horizontal Drilling "GHD") utilizan motores de alta velocidad (600 a 800 r.p.m.) en la sarta de perforación (fig. III.8).

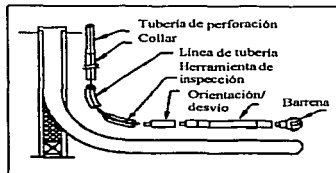


Fig. III.8 Sistema de radio medio perforación horizontal guiada.

El sistema típico de perforación de radio medio es de 4.5 pg. a 8.5 pg. de radio (11° a 23°/100 pies) con una sección horizontal de 1000 a 2000 pies. Este sistema de perforación utiliza motores de fondo de alta velocidad equipados con varias combinaciones de sustitutos de desviación, caja desviadora y almohadillas desviadoras localizadas inmediatamente debajo del sustituto de desviación en la caja del motor (fig. III.9).

Las barrenas de diamantes casi siempre son utilizadas para iniciar la desviación con los motores de alta velocidad de desplazamiento positivo (600 a 800 r.p.m.).

Un sustituto orientador de desviación especial se utiliza arriba del motor. Este sustituto contiene un pasador orientador, un flotador y un desviador que puede ser activado dejando caer un bola de acero en la tubería de perforación (fig. III.10).

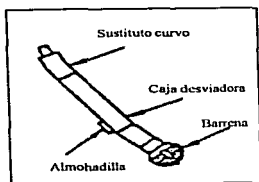


Fig. III.9 Ensamblaje de construcción de radio medio Slim Drill.

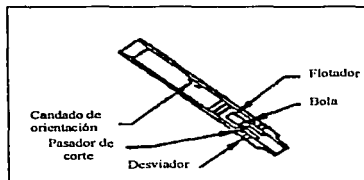


Fig. III.10 Sistema de orientación/desviador Slim Drill.

Una vez que el pozo alcanza la horizontal, la sección horizontal es perforada usando un motor de caja desviadora guiada (fig. III.11). Estas herramientas son generalmente usadas para perforar pozos de radio medio en formaciones naturalmente fracturadas.

Con las barrenas de diamantes de alta velocidad generalmente los recortes son casi polvo, por lo que son fácilmente bombeados dentro de las fracturas naturales.

III.3.2 Sistema de radio medio Drilex.

El sistema de perforación de radio medio Drilex utiliza un motor dirigido estabilizado completamente, en los pozos de radio medio se tiene un rango menor de 8°/100 pies (fig. III.12) y para motores orientados con doble desviador y almohadillas se tienen rangos mayores de 8 a 20°/100 pies (fig. III.13).

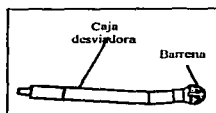


Fig. III.11 Aparaje de fondo.

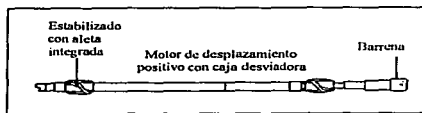


Fig. III.12 Sistema de radio medio Drilex (menor de 8°/100 pies).

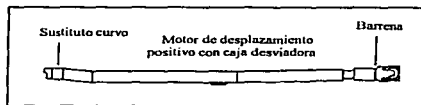


Fig. III.13 Sistema de radio medio Drilex (8-20°/100 pies).

Para realizar la desviación un desviador es colocado hidráulicamente a la profundidad convenida usando un giroscopio para orientar el ensamble. Luego se muele una venta en la tubería de revestimiento usando un molino, un desviador para el molino y un molino "watermelon" (opcional), para asegurarse de abrir completamente la tubería de revestimiento. El desviador proporciona un inicio de desviación mecánico de 3° para iniciar la desviación de la sección. Los recortes de la sección molida pueden ser acarreados fuera del pozo usando una mezcla de aire-espuma en zonas reducidas que no soportan la columna del lodo. Una vez que la sección molida es terminada, la perforación puede continuarse con un sistema de aire-espuma.

III.3.3 Sistema de radio medio Eastman Christensen.

El sistema de perforación de radio medio Eastman Christensen, utiliza motores de fondo. El diseño especial de los motores contienen desviadores, estos motores se utilizan para construir rangos de curvatura de 250 a 1000 pies y rangos mayores de 20°/100 pies.

La parte horizontal del pozo se perfora usando una doble curvatura del motor ensamblado (fig. III.14). La tubería de perforación y el motor son rotados cuando la perforación se encuentra alineada. La rotación de la sarta de perforación es parada y el motor es orientado cuando se hace la corrección de la orientación en la parte horizontal del agujero.

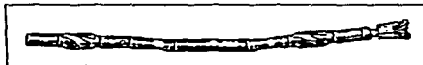


Fig. III.14 Sistema de radio medio Eastman Christensen.

III.3.4 Sistema de radio medio Ensco.

También se cuenta con el sistema de perforación de radio medio Ensco, éste sistema de radio medio utiliza un ensamble de motores de desplazamiento de baja o alta velocidad equipado con chumaceras, estabilizadores removibles y ajustable al sustituto desviador (fig. III.15).

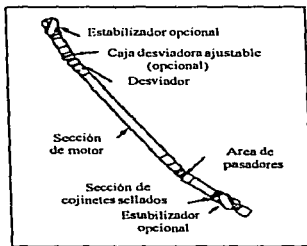


Fig. III.15 Sistema de radio medio Ensco.

III.3.5 Sistema de radio medio Smith International.

Además se cuenta con el sistema de perforación de radio medio Smith International, este sistema de perforación de radio medio usa motor con caja desviadora de baja velocidad y secciones estabilizadoras en la caja desviadora (fig. III.16).

Este ensamble utiliza un motor de 6½ pg. para perforar un agujero de 9⅞ pg. El rango de la sección del ángulo construido puede ser variado, cambiando el ángulo del desviador o el tamaño del estabilizador en la caja del desviador.

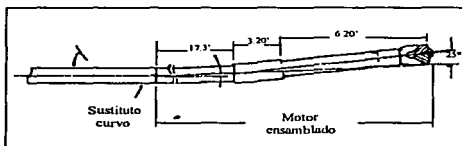


Fig. III.16 Sistema de radio medio Smith International.

Una ventaja de este ensamble es que el rango de curvatura es cercanamente independiente de la inclinación de agujero.

Este sistema utiliza un estabilizador en el motor para producir un punto de palanca constante. Esta sección alargada produce varias ventajas incluyendo:

1. Sirve como un punto de palanca para la barrena.
2. Actúa como un estabilizador para empujar la barrena contra el lado del agujero.
3. Aumenta la estabilidad estructural del motor.

III.3.6 Sistema de radio medio Sperry Sun.

El sistema de perforación de radio medio Sperry Sun, este sistema de perforación de radio medio utiliza motores de desplazamiento positivo de baja y alta velocidad equipados con cajas desviadoras, sustitutos desviadores y estabilizadores (fig. III.17).

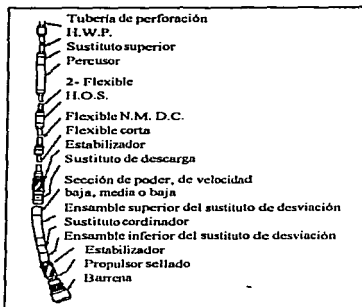


Fig. III. 17 Sistema de radio medio Sperry Sun.

Los pozos direccionales son perforados utilizando motores de alta velocidad equipados con barrenas PDC y motores de baja velocidad con barrenas de conos. Los motores de baja velocidad producen un alto ritmo de penetración (70 a 90 pies/h.).

Las ventajas del sistema de perforación de radio de curvatura medio son:

- Reduce las limitaciones de la profundidad vertical necesaria para alcanzar el yacimiento.
- Se tiene menos longitud abierta al flujo en comparación con los pozos de radio largo.
- Se pueden perforar zonas problemáticas en la sección vertical y ser revestidas antes de perforar la zona crítica de curvatura y empezar el horizontal.
- Con este tipo de sistema de perforación se puede llevar a cabo la mayoría de los sistemas artificiales de producción.

Los pozos de curvatura de radio medio se pueden perforar en pozos verticales ya existentes, la ventaja es que reducen los costos con respecto a perforar un pozo nuevo y si el yacimiento es de poco espesor donde el control de la desviación es crítico, se tiene un conocimiento exacto de la sección horizontal perforada.

III.4 SISTEMA DE RADIO LARGO.

En esta técnica de perforación se emplean radios de curvatura de 600 a 2000 pies. Se utiliza para perforar pozos nuevos con longitudes horizontales de 500 a 9000 pies. Se emplea cuando se quieren alcanzar objetivos alejados de la localización superficial, por ejemplo en plataformas marinas, localizaciones remotas y/o abruptas.

III.4.1 Sistema de radio largo Elf Aquitaine.

El sistema de perforación de radio largo Elf Aquitaine, ha desarrollado un sistema de perforación con un rango de curvatura de 2000 a 9000 pies, el cual se utiliza en campos de aceite con tecnología de perforación direccional.

El crédito merecido para desarrollar esta tecnología es el interés de la perforación horizontal, ya que gracias al desarrollo de herramientas para la perforación horizontal es posible perforar pozos con sistemas de curvatura largo.

Se han desarrollado perforaciones de curvatura de radio largo con el empleo de tubería flexible, para desviar el pozo con la utilización de tubería flexible se emplea un sustituto orientador de fondo, un motor de caja de desvío, barrenas PDC o TSD y línea de acero dirigida (fig. III.18). Para desviar el pozo se utiliza una cuchara desviadora y un molino para abrir la ventana.

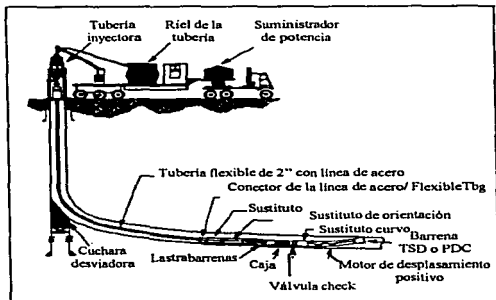


Fig. III.18 Sistema de perforación con tubería flexible.

Los problemas que se pueden encontrar con la perforación de radio de curvatura largo con el empleo de tubería flexible son:

- Fallas del motor en la sección curva.
- Fallas en la herramienta guía.
- Dificultad para orientación inicial del motor debido al torque.
- El inadecuado ángulo de azimut del inicio de la desviación.

Como resultado de algunas pruebas con tubería flexible se tiene:

1. La tubería flexible puede ser usada actualmente como guía de los pozos horizontales.
2. La tubería flexible permite viajes más rápidos y perforaciones bajo presión.
3. Trabajos más detallados serán necesarios para aumentara la vida de la tubería y capacidades de profundidad.
4. Las herramientas de orientación serán mejoradas.
5. La experiencia será necesaria para evaluar completamente el potencial de la perforación horizontal con tubería flexible.

Las ventajas que se pueden tener con el sistema de perforación de radio de curvatura largo son:

- Los pozos pueden ser nucleados, registrados y estimulados.
- Pueden ser cementados y disparados selectivamente.
- Se puede realizar una terminación selectiva, para permitir la selección únicamente de las zonas de interés y cerrar zonas que produzcan altas fracciones de agua o gas.
- Se pueden realizar terminaciones en grandes extensiones, ya sea terminaciones en agujero descubierto, con tubería corta ranurada, con tubería corta cementada y tubería de revestimiento con empacadores externos.
- Se pueden emplear todos los sistemas artificiales de producción.

La tabla III.1 muestra las ventajas y desventajas de los diferentes sistemas de radio de curvatura empleados en la perforación.

RADIOS DE CURVATURA	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Radio ultracorto	<ul style="list-style-type: none"> • Se utiliza en yacimientos de baja permeabilidad. • Donde hay problemas de confiticación de agua o gas. 	<ul style="list-style-type: none"> • No se pueden correr registros. • Su longitud es mínima. • Solo se puede realizar en agujero descubierto.
Radio corto	<ul style="list-style-type: none"> • Desplazamiento vertical más preciso del drene horizontal que en pozos de radio medio y largo. • Se pueden perforar varias secciones horizontales desde el mismo pozo a diferentes profundidades. • Ya que el punto de inicio de la desviación se encuentra usualmente abajo del contacto aceite, hay menos riesgo con aislamientos pobres entre la zona de fluidos. 	<ul style="list-style-type: none"> • No ofrece terminación selectiva. • Requiere motores articulados especiales y aparejos de fondo de agujero. • No hay control sobre el azimut del agujero, ya que no hay herramientas MWD. • Cortos drenes horizontales. • Solo terminación en agujero descubierto. • No se pueden correr registros.
Radio medio	<ul style="list-style-type: none"> • Menos torque y arrastre, que en pozos de radio largo. • Se cuentan con herramientas MWD y sistemas SLIMI MWD. • Pueden usarse motores de fondo y sistemas dirigidos. • Se pueden perforar extensiones hasta de 2000 pies. • Normalmente puede ser entubado y terminado. • Este sistema puede llevar a cabo la mayoría de los sistemas artificiales de producción. 	<ul style="list-style-type: none"> • Debido al alto ritmo de construcción, quizás se podría tener mayor pérdida de torque y arrastre y mayores esfuerzos en el equipo de perforación. • Algunas veces limita las opciones de terminación y reparación. • Limitación es la longitud de la sección horizontal.
Radio largo	<ul style="list-style-type: none"> • Fácil de perforar, usa equipo de perforación convencional y tubería de revestimiento estándar. • El costo por día de servicio a veces es mucho menor que en pozos de radio medio y corto. • Permite perforar grandes secciones horizontales, hasta 9000 pies. • Se emplea todo tipo de terminaciones, estimulaciones, correr registros y los pozos pueden ser nucleados. • Se pueden emplear todos los sistemas de producción artificial. 	<ul style="list-style-type: none"> • Con frecuencia requiere un sistema Top Drive, bombas mas grandes, y se tienen que manejar capacidades de lodo y recortes mas grandes. • Menor control de la profundidad vertical de desplazamiento. • Debido a la gran longitud horizontal, se atraviesan grandes cantidades de formaciones sin aislar, pudiendo asociar problemas en formaciones inestables o problemáticas.

TABLA III.1 RADIOS DE CURVATURA

III.5 SISTEMA LATERAL TIE-BACK (LATERAL TIE-BACK SYSTEM "LTBS")

Desde que se comenzó a utilizar la tecnología de perforación horizontal se ha mejorado la exposición del yacimiento. Ahora una nueva tendencia se ha desarrollado en la aplicación de la perforación multilateral, con esto se ha incrementado la producción de hidrocarburos. Hasta hace poco, las terminaciones multilaterales típicas no eran revestidas ni se colocaba el sistema tie-back, lo cual se requería para realizar reparaciones u operaciones de limpieza, además con las re-entradas se tuvieron problemas y las terminaciones eran casi imposibles. Ahora con el desarrollo de la tecnología multilateral los laterales pueden ser revestidos y colocar el sistema tie-back.

El Sistema Lateral Tie-Back (LTBS) permite a laterales múltiples ser entubados, colocar el sistema tie-back y sellar la sarta de la tubería de revestimiento principal, sin la necesidad de moler la tubería de revestimiento.

El sistema lateral tie-back consiste de un sistema de ventana en la tubería de revestimiento con una compuerta, una herramienta desviadora y un sistema de gancho en la tubería de revestimiento, además se corren herramientas especiales. Los laterales pueden ser terminados con tubería corta o agujero descubierto. Cada uno de los laterales puede ser individualmente sellado desde el pozo principal y se puede re-entrar selectivamente para múltiples servicios. Además, ventanas adicionales pueden ser colocadas en la sarta de la tubería de revestimiento para que laterales adicionales puedan ser perforados cuando se deseen durante la vida del pozo. El diseño del sistema también permite equipo de producción para que sea colocado en el fondo de la parte vertical del pozo para la separación natural de la producción de aceite y gas.

El "LTBS" se ha diseñado y desarrollado para resolver la compleja interconexión de tuberías cortas de producción individuales, con lo que se crea una integridad total del pozo. Además minimiza la distancia de los hidrocarburos que deben fluir al pozo, esto es un punto importante. Con el "LTBS", una instalación superficial de agujero puede ahora incorporarse a un sistema integral de drenado de la tubería de revestimiento.

El sistema desarrolló los siguientes puntos:

- Un aumento en la exposición del pozo con el yacimiento.
- Se tienen métodos para perforar, entubar y conectar múltiples pozos laterales.
- Se tiene un sistema para minimizar el flujo no deseado de arena durante la producción.
- Mantiene un diámetro interno sin restricción a través de los pozos entubados.
- Mecanismos de desviación recuperables.

- Elimina operaciones de apertura de la tubería de revestimiento.
- Hay control de la orientación de la posición de la salida lateral desde el pozo principal.

III.5.1 Cuchara desviadora recuperable.

Un subsistema del "LTBS" incluye una cuchara desviadora recuperable, éste es un mecanismo de desviación que permite a la barrena salir por la junta de la ventana especialmente diseñada por el "LTBS" que es instalada en la sarta de la tubería de revestimiento. Este mecanismo de desviación se coloca en la junta de la ventana para permitir la entrada inmediatamente dentro de la formación, sin la necesidad de moler la tubería de revestimiento. La junta de la ventana del "LTBS" puede asegurar el espaciamiento óptimo de los laterales.

III.5.2 Perforación lateral.

La misma dirección del agujero es usada para iniciar la desviación de la perforación o realizar la construcción del ángulo del pozo lateral. Una vez que el pozo lateral ha sido perforado, una tubería corta secundaria y un sistema de colgador se colocan dentro del nuevo pozo perforado y mecánicamente es colocado el sistema tie-back en la sarta de la tubería de revestimiento principal, permitiendo re-entradas a futuro dentro de la nueva pata. El mecanismo de desviación puede inmediatamente ser removido a la siguiente junta de la ventana en la instalación de la sarta lateral.

Cada ciclo de perforación puede comenzar en el próximo lateral, o el mecanismo de desviación puede ser recuperado en la superficie, permitiendo el acceso de toda la sarta de la tubería de revestimiento. El mecanismo de desviación puede alternativamente ser dejado en el fondo, esto se hace con la finalidad de que se encuentre disponible para perforar laterales si se requiere en un tiempo futuro, para mejorar la recuperación del yacimiento basado en el mejoramiento del pozo original y esto añade a los laterales.

Los beneficios adicionales son que el sistema crea una separación natural para la producción de aceite y gas en aplicaciones verticales y esto crea la oportunidad para perforar, terminar y producir desde varias formaciones diferentes unidas a una sola sarta de tubería de revestimiento a la superficie.

El LTBS consta de cuatro componentes que son los siguientes:

- La junta de la ventana en la tubería de revestimiento con una entrada móvil y una camisa de presión interna.
- Una herramienta desviadora (cuchara desviadora recuperable).

- Un colgador lateral.
- La instalación de la herramienta se corre en la sarta y herramienta de cierre de la entrada.

El diseño del sistema da una integridad total al pozo, creando una serie de opciones para las terminaciones de los pozos, permitiendo re-entrar dentro de un pozo entubado individual.

III.5.3 Junta de la ventana en la tubería de revestimiento.

Se corta una ventana en la tubería de revestimiento y se instala una entrada de ventana móvil. La terminación en la junta de la ventana de la tubería de revestimiento es cubierta con materiales compuestos (similar a fibra cristalina) para mantener la integridad hidráulica de la sarta de la tubería de revestimiento principal. Este material compuesto es fácilmente perforado, permitiendo inmediatamente la entrada dentro de la formación, eliminando el tiempo de operación requerido para moler la tubería de revestimiento. El sistema de la ventana de la tubería de revestimiento usa un pasador orientador que permite la orientación y aterrizaje de la herramienta desviadora y no restringe el acceso a los pozos laterales o la tubería de revestimiento principal.

Se instala una camisa de presión interna dentro de la junta de la ventana. La camisa resiste la presión, con lo cual se asegura la resistencia al reventón y al colapso, y permite que el sistema de fuerza mantenga la integridad de la presión diferencial de la tubería de revestimiento principal. En la parte final arriba del agujero la camisa de presión tiene una pata de mula que permite aterrizar instrumentos de inspección para tener la determinación de la dirección de la ventana.

Los instrumentos de inspección se bajan con línea de acero para determinar la orientación de la ventana en la tubería de revestimiento antes de la instalación y construcción. Al ensamblar la sarta de la tubería de revestimiento con el acoplamiento de la ventana, se tiene que tener cuidado de que no se tenga un barrido de cuerdas al aplicar el torque.

Después de que los laterales son perforados estos puede ser terminado con tubería corta o agujero descubierto. El pozo principal y los laterales pueden ser cementados para tener una aislamiento hidráulico. Si el lateral se deja en agujero descubierto, el mecanismo de entrada de ventana puede ser cerrado para controlar la producción de arenas.

III.5.4 Herramienta desviadora.

Una vez que la junta de la venta en la tubería de revestimiento ha sido bajada dentro del pozo y orientada correctamente, la herramienta desviadora recuperable puede ser selectivamente posicionada en cualquiera de las juntas de la tubería de revestimiento. Un soldador de pescado con cable se utiliza para recuperar la camisa de presión, después un desviador especial (herramienta de desviación) se baja dentro de la junta de la ventana de la tubería de revestimiento. Esta es bajada en el agujero hasta que se registra una pérdida de peso en la superficie.

Cuando esta pérdida de peso se presenta, y si el desviador es apropiadamente orientado dentro de la junta de la ventana, tres juegos de retenes en el fondo del agujero, harán que el desviador se acople a una serie de ranuras en la junta de la ventana. Si el desviador no es correctamente orientado, las ranuras y los retenes no se acoplarán, el desviador viajara más allá de las ranuras y los indicadores superficiales indicaran que el peso se ha incrementado. Las operaciones de superficie determinaran que el desviador no fue correctamente orientado, por lo que se tendrá que jalar hacia atrás y dar vuelta a la tubería para re-orientar el desviador y tratar de nuevo de acoplar los retenes en las ranuras. Cuando se ha acoplado correctamente, las operaciones superficiales pueden confirmar esto por rotación de la sarta de perforación y observar un gran aumento en el torque.

Posteriormente, una vez que la sarta de la tubería de revestimiento principal se ha instalado y la herramienta desviadora es aterrizada en la junta de la ventana, el aparejo de la perforación horizontal se baja al pozo; entonces la barrena es desviada correctamente por el desviador hacia la ventana, donde el material compuesto y el pozo lateral es perforado.

Después de que el aparejo de perforación direccional es removido y el lateral es terminado, la herramienta desviadora es removida utilizando una instalación hidráulica, después se recupera la herramienta que reincorpora la circulación para remover los escombros. Esto puede ser selectivamente posicionado en cualquiera de las juntas de las ventanas de la tubería de revestimiento.

III.5.5 Ensamblado del colgador lateral.

El sistema del ensamble del colgador lateral conecta hidráulicamente a la tubería corta lateral a la sarta de la tubería de revestimiento principal. Esta conexión permite acceso a la tubería corta lateral sin restricción del diámetro interior de la tubería de revestimiento principal. Ahí se encuentran varias juntas flexibles articuladas incorporadas dentro del diseño del colgador lateral, además permite la rotación independiente del colgador de la tubería corta durante la operación de instalación. Una entrada móvil se utiliza para asegurar el colgado de la tubería corta a la sarta de la tubería de revestimiento principal. Espacios libres son controlados dentro de la entrada del sistema del colgador de

la tubería corta para impedir el flujo de arena o recortes de la formación. La herramienta desviadora es usada cuando el acceso a los laterales es requerido.

III.5.6 Herramienta para instalar la sarta.

La herramienta en la sarta se usa para transportar la tubería vertical y orientar el sistema del colgador dentro de la junta de la ventana de la tubería de revestimiento y cerrar la entrada móvil. El mecanismo de desviación interactúa con la corrida de la herramienta para orientar y posicionar el colgador. Una vez que el colgador es propiamente colocado, éste se indicará en la superficie.

Después de anclar el colgador correctamente, una herramienta activada hidráulicamente se usa para cerrar la entra móvil. Un brazo de la herramienta de cierre se acopla arriba del agujero al final de la entrada y debajo de la ventana para atrapar el colgador ensamblado. Luego el colgador ensamblado es transportado dentro del pozo y posicionado dentro de una junta de la ventana en una condición libre de carga.

Una vez que la entrada ha conectado la parte superior del final del ensamble del colgador, las herramientas son movidas mecánicamente con una carrera descendente de 6 pg. para asegurar que el candado del plato (parte del colgador) se acople al asentamiento del área de la tubería de revestimiento (parte de la ventana). El cierre de la entrada de la herramienta es hidráulico, y el ciclo en cada carrera cierra la entrada.

III.5.7 Secuencia de la instalación del LTBS.

Los cuatros componentes del "LTBS" juegan roles importantes durante la siguiente secuencia de instalación, la fig. III.19 muestra el proceso de instalación de la tubería corta.

1. Las juntas de la ventanas de la tubería de revestimiento son colocadas en la sarta de la tubería de revestimiento del pozo principal y rotadas para precisar su localización, para predeterminar una adecuada orientación, para permitir la perforación de secciones multilaterales a través de la trayectoria determinada.
2. La sarta de la tubería de revestimiento principal es cementada usando técnicas de cementación primaria. Alternativamente esta podría ser colgada como una terminación de tubería corta ranurada.
3. La junta de la ventana contiene una camisa de presión interna, sostenida por anillos en "O", esto permite resistir más peso y además mantener la presión interna, también previene que los recortes entren a la ventana abierta.

4. Después de cementar la sarta de la tubería de revestimiento principal, la camisa de presión interna es recuperada usando un pescador estándar. El espacio creado entre la camisa interna y el material compuesto es rellenado con un fluido incompresible y balanceado en el espacio anular externo.
5. La herramienta de desviación recuperable, se coloca y se instalada dentro de la junta de la ventana de la tubería de revestimiento.
6. La sección lateral es perforada usando técnicas de perforación direccional convencional con ensambles rotatorios para articular ensambles de radios cortos, dependiendo de la trayectoria deseada del pozo.
7. A la profundidad total de la sección lateral, el aparejo de perforación es recuperado (mientras el desviador es dejado en el lugar) y el agujero se limpia para asegurar que la tubería corta lateral y el equipo de terminación puedan ser instalados.
8. Se corre una tubería corta lateral en el agujero en la parte superior del colgador lateral, se bajan herramientas especiales y se sujetan. Se corre el ensamble completo dentro del pozo en la parte final de la sarta de perforación.
9. Las herramientas son corridas a una cierta profundidad y el colgador lateral es colocado dentro de la junta de la ventana.
10. Se activa hidráulicamente una compuerta para cerrar la entrada automáticamente alrededor del colgador, proporcionando un sello automático. La presión generada, por la activación de la compuerta y los procesos de cierre se registran en el equipo superficial de monitoreo.
11. Después, se activa un collarín hidráulico para liberar y recuperar las herramientas en la superficie.
12. Con la recuperación de la herramienta desviadora, el lateral es cementado usando una herramienta guía para cementar la re-entrada que permite a la tubería corta ser cementada usando un procedimiento de un doble tapón de cemento.
13. La herramienta desviadora recuperada es movida a la siguiente ventana para ayudar en la perforación del siguiente lateral.
14. Si es necesario, la sección lateral puede ser re-entrada colocando una cuchara desviadora en la junta de la ventana para operaciones subsiguientes.

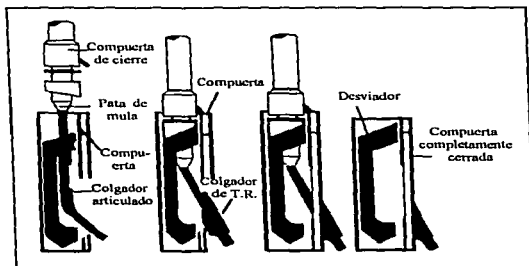


Fig. III. 19 Proceso de instalación de la tubería corta con el sistema LTBS.

III.5.8 Especificaciones del LTBS.

El "LTBS" esta disponible actualmente en tres tamaños. Estos son:

1. Un sistema de 7 pg. de diámetro (ventana de la tubería de revestimiento nominal); laterales secundarios de 4½ pg. de diámetro pueden ser perforados, con una tubería corta secundaria de 3½ pg.
2. Un sistema de 9½ pg. de diámetro; laterales secundarios de 6½ pg. pueden ser perforados, con tuberías cortas secundarias de 4½ o 5 pg.
3. Un sistema de 10¼ pg. de diámetro; laterales secundarios de 7½ pg. pueden ser perforados, con tuberías cortas de 5½ pg.

Es importante señalar que los problemas que se tenían anteriormente se han resuelto. Estos son:

- Los sistemas de colocación y orientación han sido modificados para mayor seguridad.
- Se tiene un sistema de liberación de emergencia en las salidas.
- Se encuentran indicadores superficiales del cierre de la entrada.

- El "LTBS" puede trabajar con un diseño de tubería de revestimiento principal vertical.
- Usando el "LTBS", el aislamiento hidráulico a través de toda la sarta de la tubería de revestimiento, los laterales y la tubería de revestimiento principal pueden ser ahora implementados con el uso de cemento o empacadores inflables.
- Aplicaciones para incrementar la recuperación del aceite, pueden ser eficaces para un solo pozo.
- En áreas de superficie limitada, como en costa afuera es posible aumentar el yacimiento expuesto.
- Las pruebas continúan para mejorar los sistemas de integridad. Por ejemplo, los exitosos desarrollos de terminación recientemente hechos para correr los empacadores externos en la tubería de revestimiento (ECPs "External Casing Packers") y empacadores de grava a través del "LTBS".

Otro ejemplo, recientemente disponible es la tubería de revestimiento en carbono-acero, grado L-80 API estándar, usada en aplicaciones estándar, el "LTBS" está disponible en aleaciones resistentes a la corrosión (CRAs "corrosion-resistant alloys"), como 13% de cromo para aumentar la resistencia a la corrosión.

III.6 PERFORACION DE POZOS MULTILATERALES CON EL EMPLEO DE TUBERIA FLEXIBLE.

La perforación horizontal o altamente desviada con tubería flexible es una tecnología que está creciendo rápidamente y que se está utilizando para re-entrar en los pozos. La motivación para perforar a través de la tubería con tubería flexible es el bajo costo del equipo y se tiene una perforación segura con árbol de navidad.

Los bajos costos de la movilización de la unidad de tubería flexible en plataformas marinas o en tierra comparado con equipos rotatorios, muestran lo económico que es contar con las unidades de tubería flexible. Otra ventaja es la facilidad de perforar pozos de 4 1/4 pg. y pozos más pequeños con tubería flexible, donde se tienen problemas en regiones donde no se tiene una estabilidad y además se pueden realizar perforaciones de diámetro reducido.

III.6.1 Empleo de tubería flexible en perforación multilateral.

El empleo de la tubería flexible, puede ser otra gran ventaja en la perforación multilateral, ya que si se combinan estas dos tecnologías no convencionales adecuadamente, se pueden obtener magníficos resultados tanto en la perforación como en

la terminación del pozo. Estas son algunas de las ventajas que se tienen al perforar con tubería flexible:

- **Perforación bajobalance.**

Mientras los costos de perforación podrían ser más altos, un daño mínimo particularmente en formaciones sensibles deberán permitir que los costos más altos sean recuperados en varios pliegues.

- **No hay juntas.**

El tiempo de viaje es reducido dramáticamente. La circulación puede continuar mientras se está corriendo adentro o se está haciendo el viaje afuera del pozo.

- **Control de dirección y monitoreo.**

La continuidad de la tubería flexible permite usar línea de acero eléctrica en la tubería.

- **Equipos pequeños.**

Cuando se cuenta con perforaciones de diámetro reducido, una unidad de tubería flexible es significativamente más pequeña que una unidad de reparación convencional, permitiendo la reducción de la preparación del sitio del pozo, movilización y desmovilización del equipo y los costos del equipo. La transportación en helicóptero se hace particularmente atractiva.

Las mayores desventajas que se tiene con la tubería flexible como una sarta de perforación son:

- **Perforación deslizada.**

La rotación desde la superficie no es posible.

- **Limitaciones en la presión.**

Las altas presiones dramáticamente afectan la vida de fatiga de la tubería flexible.

Con la tecnología de tubería flexible se tiene la facilidad de perforar a través de la tubería y la capacidad para desviar en la tubería de revestimiento debajo de la cola de la tubería de revestimiento. Las tres tecnologías que han sido desarrolladas para la desviación con tubería flexible son:

1. Desviación hecha a través del cemento empleando tubería flexible.
2. Cuchara desviadora asentada en el tapón de cemento.
3. Cuchara desviadora en la tubería de producción.

III.6.2 Desviación hecha a través del cemento empleando tubería flexible.

La técnica de desviación cementada es la más sencilla. Esto consiste en colocar un tapón de cemento especial en la tubería de revestimiento y la perforación direccional se realiza con un motor con caja desviadora para cortar la ventana y perforar el lateral (fig. III.20). La parte superior del cemento se coloca con un escareador, y hay que tener cuidado que no se deje un revestimiento delgado de cemento en la pared de la tubería de revestimiento.

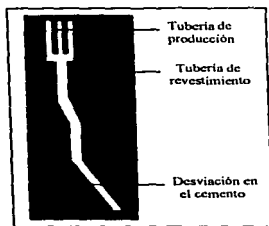


Fig. III.20 Desviación en el cemento.

Las ventajas de esta técnica incluye que no se deja acero en el pozo (el cemento puede ser fácilmente perforado). Si el pozo existente debe ser tapado o abandonado, el inicio de la desviación del tapón del cemento puede estar efectivamente libre, haciendo esta la técnica más económica.

Las desventajas de esta técnica son las ventanas cortas y la relativa fragilidad de la rampa del cemento. Ya que la cuchara desviadora es cementada, todas las operaciones subsecuentes a través de la ventana deben ser hechas cuidadosamente y preferiblemente sin rotación. Si la barrena es rotada en la ventana, el pozo podría ser accidentalmente desviado debajo de la tubería de revestimiento.

A pesar de estas desventajas, esta técnica es la más popular, y esto quizás se deba a la importancia de sus ventajas. Esta técnica ha sido exitosamente utilizada en pozos desviados de 3¼ y 4½ pg., en ambos casos con tuberías de revestimiento de 7 pg. y 9¼ pg. y con desviaciones de 11° a 90°.

ARCO ha tenido un rango del 70% de éxito en operaciones de desviaciones cementadas. Los problemas que se encontraron en los primeros dos pozos que se perforaron con la técnica de desviación cementada fueron 4. Las fallas que se tuvieron fueron las siguientes: se tuvo una falla en el molido a través de la pared de la tubería de revestimiento debido al vacío del tapón en el inicio de la desviación. La otra falla que se tuvo fue la de perder la primer ventana que se corto cuando una junta flexible fallo y no pudo ser pescada. Otro pozo fue dañado durante las operaciones de colocación, pero no se perdió, hasta después de que la curva fue perforada y el BHA fue corrido para perforar la sección horizontal a través de la rampa de cemento. Una ventana fue abandonada cuando el BHA no paso por la pata de perro en el pozo piloto.

Además, han sido utilizadas dos técnicas para iniciar la desviación cementada. Si el pozo piloto y la salida están en el mismo costado de la tubería de revestimiento, esta técnica se referirá como "CSS" (Cement Sidetrack same Side) desviación cementada del mismo costado.

Si el agujero piloto está en un costado de la tubería de revestimiento y el BHA es entonces orientado para perforar hacia el costado opuesto de la tubería de revestimiento, a esta técnica se le llamará "CSO" (Cement Sidetrack Opposite Sides) desviación cementada del costados opuestos.

La técnica CSS tiene la ventaja de la aplicación directa de la carga elástica del BHA en una profundidad conocida. La técnica CSO tiene la ventaja que en la apertura de la tubería de revestimiento, se requerirá cortar menos tubería de revestimiento (por la misma severidad de la pata de perro) y el cemento es mucho más espeso en la parte superior de la ventana.

III.6.3 Cuchara desviadora asentada en el tapón de cemento.

La técnica para desviar el pozo, usando una cuchara desviadora asentada en el tapón de cemento es un poco más complicada que la técnica de desviación hecha a través del cemento. En esta técnica, la tubería de revestimiento se llena con cemento (preferiblemente hasta la cola de la tubería) y a través de la tubería un ensamble direccional se utiliza para perforar el pozo dentro de la tubería de revestimiento en el propio ángulo de la cara de la herramienta. El pozo se perfora con suficiente pendiente horizontal adyacente a la tubería de revestimiento para hacer un hueco de descanso (rathole) para la cuchara desviadora (fig. III.21).

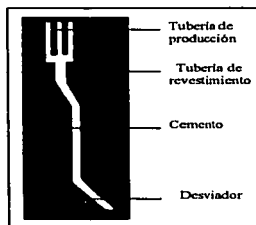


Fig. III.21 Desviador en el cemento.

Esta técnica puede ser usada si el pozo es teóricamente desviado más de 3° en el punto donde la cuchara desviadora va a ser colocada.

Un viaje desde el fondo con la cuchara desviadora se corre con un ensamble de fondo del agujero (BHA), este ensamble consta de:

- Cuchara desviadora.
- Molino de arranque.
- Herramienta direccional.
- Herramienta de orientación.
- Tubería flexible.

Un diferente BHA será requerido si hidráulicamente se coloca la cuchara desviadora.

La cuchara desviadora es orientada usando herramientas de gravedad, herramientas direccionales y una previa medición del giroscopio. La herramienta de orientación se acciona hasta que la cara de la superficie esta dentro de 10° a 15° descaos. Si se hace un viaje desde el fondo con la cuchara desviadora, entonces se aplica peso en la cuchara desviadora para actuar como un anclaje deslizado. Después se aplica peso adicional para romper el pasador de corte en el molino de arranque. Después prosigue la apertura de la ventana de una manera similar a las operaciones convencionales de molido de la ventanas.

III.6.4 Cuchara desviadora en la tubería de producción.

Consiste de un anclaje que soporta todas cargas axiales y de torsión y está diseñado para pasar por el diámetro pequeño a través de la tubería de producción para tramos donde la parte superior y la parte inferior de la tubería de revestimiento es de mayor diámetro interior (fig. III.22).

La cuchara desviadora y el anclaje pueden estar en un sólo ensamble, en el caso de que la cuchara desviadora pueda ser orientada con el uso de una unión giratoria, la masa excéntrica de la cuchara desviadora permitirá la orientación por gravedad. Obviamente esta técnica requiere significantes ángulos en el pozo. Una vez que las lecturas en superficie indican la apropiada colocación de la herramienta, la cuchara desviadora puede ser colocada con la herramienta dirigida con línea de acero.

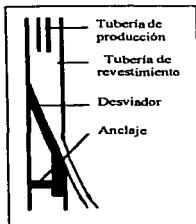


Fig. III.22 Desviador a través de la tubería..

Si la cuchara desviadora es separada del anclaje, el procedimiento de operación es el siguiente:

- Colocar el anclaje con línea de acero o tubería flexible con hidráulica o carga.
- Correr la herramienta direccional (giroscopio si es vertical) para determinar la orientación de la pata de mula en el anclaje.
- Ajustar el indicador de la ranura en la cuchara desviadora ya que la cuchara desviadora tendrá su propia orientación en la superficie de la cara cuando el agujón de la pata de mula este dentro del anclaje.

- Correr en el pozo la cuchara desviadora y poner peso al pasador en el anclaje y colocar la cuchara desviadora.
- Soltar la cuchara desviadora de la tubería flexible (usualmente con un jalón).
- Correr en el pozo el motor de fondo y el molino de arranque y perforar.
- Correr en el pozo el motor de fondo y el molino de velocidad de diamantes para terminar la apertura de la ventana.
- Perforar el hueco de descanso (rathole) debajo de la ventana.

III.7 PERFORACION BAJOBALANCE EN POZOS MULTILATERALES.

La perforación bajobalance de los pozos multilaterales representa un significativo avance tecnológico sobre la tecnología de la perforación horizontal convencional, ya que minimiza el impacto ambiental, mejora la eficiencia de producción, maximiza el incremento de la producción debido a la gravedad del drenado y el barrido areal, el potencial para recuperar un gran porcentaje de las reservas en un lugar, especialmente en el agotamiento de la presión y/o yacimientos fracturados; lo que reduce la perforación y los costos de ésta.

Combinando las técnicas de perforación bajobalance multilateral/horizontal, hace que se tenga un gran mejoramiento en los ritmos de producción e incremente el porcentaje de hidrocarburos a través de la formación expuesta, además de que el drenado del yacimiento es mejor, sobre todo los costos se reducen debido al incremento en los ritmos de penetración, eliminando las pérdidas de circulación, reduciendo la pegadura de la tubería, e incrementando la vida de la barrena.

El contacto con las fracturas horizontales y verticales y la gravedad del drenado permiten una máxima recuperación de aceite en el lugar, igual en el agotamiento de presión de los yacimientos. Este sistema puede ser apropiado para usarse con todos los aspectos del incremento de la recuperación del aceite. La producción del sistema completo es generado con una sola bomba y es aplicable en operaciones en tierra y en costa afuera.

Esta tecnología multilateral penetra al yacimiento en un número de lugares con pozos radialmente excéntricos todos a lo largo de esta longitud. Esto es realizado a través del uso de una técnica de perforación de dos sartas micro anular, junto con un desviador.

El desviador puede ser orientado y activado tan frecuente como sea requerido a lo largo de la longitud horizontal para permitir un número de radiales sin la necesidad de sacar este del pozo y de ese modo mantener una condición de bajobalance para que sea mayor del 90 % durante la perforación y la fase de terminación.

II.7.1 Beneficios.

La unión de las tecnologías de la perforación bajobalance y la perforación multilateral para desarrollar nuevos o existentes yacimientos han ganado una gran atención. Una nueva racionalización para pozos multilaterales es la reducción del riesgo económico asociado con la pobre caracterización del yacimiento en formaciones anisotrópicas, mientras aumenta el incremento del valor de la red presente (Net Present Value "NPV") sobre pozos horizontales sencillos.

Combinado con la perforación y terminación bajobalance, los pozos multilaterales son capaces de proteger las formaciones productoras de los efectos de daño asociado con la pérdida de fluidos durante la perforación y terminación. Esto también elimina excesivas pérdidas de los costosos fluidos de perforación y terminación.

En la perforación multilateral tradicional, pasa con frecuencia que las formaciones de arcilla, sean incompatibles con los fluidos de perforación y terminación, lo que hinchará y reducirá la eficiencia de la permeabilidad.

Otro tipo de daño de la formación consiste con los métodos convencionales de perforación y terminación, lo que incluye:

- Emulsificación de los fluidos de perforación con los fluidos de la formación.
- Precipitación de sólidos.
- Reducción de la permeabilidad relativa al gas por la presencia de un tercer fluido inmiscible.
- Reducción de la permeabilidad relativa al aceite debido al incremento irreductible de la saturación del agua.

La perforación bajobalance, con un apropiado diseño bien ejecutado, minimiza o elimina problemas asociados con la invasión de partículas de material dentro de la formación. Los daños por invasión con frecuencia reducen la productividad de los yacimientos, particularmente en aplicaciones de pozos horizontales en agujero descubierto.

La perforación bajobalance puede minimizar el número de otros problemas, tales como reacciones adversas de arcillas, taponamientos, precipitaciones y emulsificaciones. Estos problemas pueden ser causados por la invasión del filtrado del lodo incompatible en una condición de sobrebalance. Este sistema vence estos problemas y permite una productividad mayor.

III.7.2 Componentes del sistema.

La técnica de perforación bajobalance permite la condición de bajobalance para ser implementada durante las fases de perforación y terminación. Este procedimiento provee una primera tubería de revestimiento exterior, una segunda tubería de revestimiento interior, llamada sarta conductora, que se utiliza como una segunda sarta interior. Entonces, tubería flexible o tubería de perforación convencional se usa como sarta de perforación interior. Un desviador se baja por la sarta conductora dentro del pozo ademado o sin ademar.

La sarta se baja dentro de la tubería de revestimiento exterior, se cuelga en el cabezal o en la mesa rotaria. Después el ensamble de la perforación se baja dentro de la sarta conductora y es orientada en la dirección del desviador previamente orientado. Cuando la barrena hace contacto con la superficie desviada o la cuchara desviadora, hay un agujero perforado a través de la pared de la tubería de revestimiento o en el agujero descubierto, dependiendo del tipo de material de la tubería de revestimiento usada o del tipo de pozo a ser perforado.

En el proceso de perforación bajobalance, el primer fluido es circulado bajo del espacio anular de la tubería flexible. Este fluido puede ser aire, nitrógeno y fluidos de perforación convencional. Este fluido maneja el motor ensamblado y la rotación de la barrena. Simultáneamente, un segundo fluido y diferente, tal como la combinación de nitrógeno aireado y algún fluido de perforación que no cause daño a la formación, es circulado bajo el espacio anular entre la sarta conductora y la sarta de perforación interior.

Los dos fluidos mezclados en el punto de salida de la sarta de perforación interior son regresados como un fluido mezclado en el espacio anular entre la sarta conductora y la sarta del pozo. Estos fluidos mezclados son regresados al separador. Esto permite a la presión hidrostática ser controlada a través de la fase de perforación y terminación.

El pozo de alivio en la sarta exterior es controlado por el peso del fluido que es bombeada debajo de la sarta conductora. El pozo esta siendo esencialmente perforado como un pozo de alivio dentro del pozo principal.

La tubería flexible se vuelve a bajar dentro del pozo para perforar el siguiente radial. La perforación de los radiales adicionales y las orientaciones son consumadas, mientras que el pozo es mantenido como un pozo de alivio tan grande como la presión del fluido sea bajo balanceada dentro del pozo a través de la combinación del fluido en la sarta de perforación y la sarta conductora.

III.7.3 Empleo de perforación bajobalance en pozos multilaterales.

- **Minimiza daños a la formación:**

Se reduce o se elimina el daño del agujero permitiendo al yacimiento que fluya mientras se esta perforando, el cual reduce o elimina la estimulación y la limpieza normalmente requerida con equipo convencional.

- **Minimiza los problemas de perforación y reduce los riesgos asociados con perforación en yacimientos maduros:**

La pérdida de circulación y los problemas de pegadura asociados con la declinación de la producción de un yacimiento se reduce en yacimientos maduros.

- **Mantiene la competitividad a través del bajo costo de producción de hidrocarburos:**

Los costos de perforación se reducen a través de altos gastos de penetración, mejorando la vida de la barrena, reduciendo los problemas de perforación y reduce los costos en los fluidos de perforación comparados con la perforación convencional.

Los costos de terminación se reducen debido a la eliminación de la fase de limpieza y los fluidos producidos fluyen igualmente que con la perforación convencional. El aceite recuperable se incrementa a través de un menor daño a la formación.

- **Reduce el impacto ambiental:**

La necesidad del arreglo de fluidos de perforación se minimiza o se elimina.

- **Tener la información necesaria del yacimiento para tomar decisiones en situaciones críticas cuando se está perforando:**

Toma de registros mientras se esta perforando.

Mediciones influjo en el pozo.

Mejorar la calidad de los recortes.

Información de la desviación.

Presiones de tiempo real en el fondo del agujero.

III.7.4 Empleo de tubería flexible en perforación bajobalance de pozos multilaterales.

- **Optimiza las condiciones de la perforación bajobalance, ya que elimina la necesidad de hacer conexiones:**

Las unidades de tubería flexible están diseñadas para la intervención de pozos vivos.

La tubería flexible provee el único sistema verdadero de bajobalance continuo.

La sarta de perforación es más segura, rápida y el costo del sistema es más efectivo para el manejo de presiones superficiales y las afluencias asociada con la intervención de la vida del pozo.

Las presiones de fluctuación del pozo son minimizadas.

Se mantiene un régimen de flujo homogéneo.

La pérdida de nitrógeno se debe a la purga de la presión cuando se eliminan las conexiones.

- **Se tiene un ambiente de trabajo seguro en la perforación bajobalance:**

Elimina la necesidad de personal cerca del cabezal durante las operaciones.

Debido a que es una tubería continua (sin coples) se tiene un mecanismo de sello más efectivo y simple, capaz de soportar presiones en el cabezal arriba de 5000 psi.

- **Minimiza el área de localización:**

Reduce el área requerida para equipos y unidades.

El derramamiento mientras se hacen las conexiones es reducido o eliminado.

Los sistemas cerrados aseguran todo el tratamiento y los fluidos del yacimiento se manejan en un ambiente seguro.

- **Se tiene un sistema con costos más efectivos para la recopilación de datos de desviación a través de la línea de acero telemétrica:**

La línea de acero instalada dentro de la tubería flexible provee un conducto para la recopilación de datos de desviación para tiempos reales, las presiones de fondo y los datos del LWD a ritmos superiores para sistemas telemétricos inalámbricos, actualmente se dispone de estos.

- **Se tiene un control de la desviación más precisa para el acceso del yacimiento:**

Se usan registros de rayos gamma mientras se está perforando para controlar la recalibración de la profundidad cerca del yacimiento reduciendo el margen de error.

La línea de acero telemétrica provee datos de tiempo real, lo cual proporciona la capacidad para dirigir la cara de la herramienta mientras se está perforando.

La capacidad de orientar continuamente el BHA minimizando los efectos de torque.

- **Reducción del tiempo y costos:**

Los ahorros de tiempo son realizados a través de las continuas operaciones de perforación, incrementando la velocidad de viaje e incrementando el ritmo de perforación.

- **Aplicaciones tecnológicas:**

Herramienta desviadora con empacador.

Herramienta desviadora.

Molido de la ventana.

Perforación de la sección construida.

Perforación de la sección horizontal.

Perforación de multilaterales.

- **Equipo:**

Unidad de tubería flexible de potencia hidráulica con cabina hidráulica.

Riel para tubería flexible e inyector de 60.3 mm. (2 $\frac{1}{4}$ ") ó 73 mm. (2 $\frac{7}{8}$ ").

Ensamble del fondo del agujero.

150,000 lbs de carga en el gancho.

Subestructura terminada con puerta en "V", pasillos y racks para tubería.

Equipo de preventores con lubricante.

Bomba para los fluidos de perforación.

Bomba para nitrógeno.

Unidad de almacén de nitrógeno.

III.8 PROBLEMAS QUE SE TIENEN CON MAYOR FRECUENCIA DURANTE LA PERFORACION DE POZOS MULTILATERALES.

Los problemas que se tienen con mayor frecuencia durante la perforación multilateral, son los siguientes:

- Control de la presión de formación.
- Control de los fluidos de perforación como en el caso de los fluidos a base de CaCl₂.
- Presencia de altas temperaturas mayores de 150°C.
- Existencia de grandes fallas geológicas.
- Control adecuado de la trayectoria del pozo por presencia de fracturas e intercalaciones y grandes inclinaciones de la formaciones productoras.
- Fallas de los motores y el MWD.
- Dificil control del deslizamiento de re-entradas en los laterales.
- Dificil control del deslizamiento en las secciones curvas cuando se perforan dobles laterales a la misma profundidad o en pozos apilados en estratos delgados y cercanos.
- Dificil control de las operaciones de aislamiento de laterales cuando se requiere estimular una rama y estimular en las otras, o inyectar por un lateral y producir por los otros.
- Disponibilidad del gasto de bombeo para mantener la presión adecuada en los motores de fondo y en la barrena.
- Limitación en el empleo de sistemas artificiales de producción cuando la desviación del pozo a los laterales se localizan a profundidades someras.
- Bajos ritmos de penetración.
- La vida de las barrenas es corta, sobre todo en los laterales de radio corto y ultracorto.

- Problemas con la recuperación de la herramienta desviadora.

III.9 HIDRAULICA DE LA PERFORACION PARA POZOS MULTILATERALES.

En las operaciones de perforación, la hidráulica a tenido un papel importante, y desde los inicios de la perforación con barrenas de conos dentados, se ha vuelto más importante aún. El término de la hidráulica designa aquella rama de la mecánica que trata de las leyes que gobiernan el equilibrio y movimiento de los fluidos.

La mecánica de fluidos es muy importante para el estudio y desarrollo de la perforación. Uno de los estudios es el análisis de las altas presiones que se generan en toda la extensión del pozo y de los aparejos de tubería por la presencia de lodos y cementos.

Un diseño inadecuado de la hidráulica puede generar problemas como:

- Disminución del ritmo de perforación.
- Mala limpieza del pozo.
- Brotes o pérdidas de flujo.

La importancia de tener un adecuado sistema hidráulico dará como resultado lo siguiente:

- Control de las presiones subsuperficiales
- Aportar efectos de flotación a la sarta de perforación y tubería de revestimiento.
- Minimizar la erosión del agujero debido a la acción del lodo durante su movimiento.
- Remover los recortes del pozo.
- Incrementar el ritmo de perforación.
- Determinar el tamaño del equipo superficial de bombeo.
- Controlar las presiones al sacar o meter tubería.
- Prevé el control del pozo durante brotes o pérdidas de circulación.

El estudio de la hidráulica de la perforación para pozos multilaterales se basa en la aplicación de la hidráulica para pozos horizontales o altamente desviados. La hidráulica para los pozos multilaterales es muy compleja debido a la alta inclinación de los pozos, debido a los componentes que se emplean en el aparejo de perforación; sobre todo cuando se emplean motores de fondo en combinación con el MWD y herramientas especiales, las cuales absorben parte de la energía hidráulica disponible de la bomba al tratar de optimizar la parte mecánica en la perforación.

Debido a esto, la optimización de las dos condiciones (mecánica e hidráulica), son difíciles de evaluar. Por lo tanto se trata de mencionar un procedimiento de cálculo de la hidráulica para pozos horizontales o altamente desviados, donde se tomen en cuenta los ensambles de fondo y secciones críticas del pozo; donde a su vez, el fenómeno de transporte de recortes se hace más difícil de determinar.

III.9.1 Pérdidas de presión en el sistema circulatorio del pozo.

Cuando se tiene un fluido circulando a través del sistema circulatorio, se presenta una fricción entre las paredes de la tubería o las paredes del agujero. Esto hace que se pierda energía.

Es importante determinar las pérdidas por fricción en el pozo, ya que ayudara a conocer:

- Presiones de fondo a condiciones dinámicas.
- La hidráulica óptima.
- Determinar las presiones superficiales y de fondo durante la circulación de un brote.
- Determinar las presiones generadas por movimiento de tuberías.

Para calcular las pérdidas de presión en un sistema circulatorio se puede partir de las ecuaciones elementales, las pérdidas de presión por fricción pueden determinarse aplicando alguno de los modelos reológicos ya conocidos como son:

- Modelo Plástico de Bingham
- Modelo Ley de potencias
- Modelo Ley de potencias con punto de cedencia, entre otros.

Los modelos reológicos satisfacen las siguientes características:

- Se basan directamente en mediciones obtenidas en el campo.

- Se aproximan en buena exactitud a la relación esfuerzos de corte-velocidad de recorte.
- Son sencillos, pues son aplicables en el campo, los cálculos y resultados que se obtienen son de utilidad para diseñar la hidráulica que satisfaga la necesidad del pozo.

III.9.2 Datos de entrada.

- Características de la bomba.
- Condiciones de bombeo.
- Propiedades reológicas de lodo.
- Características de la formación.
- Geometría del pozo.
- Programa de barrenas.
- Sistema MWD.
- Características del motor.
- Características de los recortes.
- Constantes de la barrena.
- Condiciones de operación (Peso sobre barrena y R.P.M.)

III.9.3 Límites de operación (gasto, presión, peso sobre barrena y r.p.m.)

El gasto mínimo de bombeo puede estar limitado por:

- Transporte de recortes.
- Motor de fondo.

El gasto máximo de bombeo puede estar limitado por:

- El rendimiento de la bomba.
- Motor de fondo.

III.9.4 Cálculo de las caídas de presión en el sistema circulatorio.

- Caídas de presión en el sistema circulatorio.

Las conexiones superficiales se componen de:

- Tubería vertical (standpipe).
- Manguera.
- Unión giratoria.
- Tubo lavador.
- Fecha o Kelly.

La caída de presión en el sistema circulatorio esta dada por:

$$\Delta P = E(S_f)^{0.8} Q^{1.8} \mu_p^{0.2} \quad (1)$$

Donde E esta en función de la combinación de las conexiones superficiales empleadas en el campo, (tabla III.2).

COMPONENTES DE LAS CONEXIONES SUPERFICIALES			COMBINACIONES TÍPICAS					
			CASO 1		CASO 2		CASO 3	
			D _{int.} (pg.)	Long. (m)	D _{int.} (pg.)	Long. (m)	D _{int.} (pg.)	Long. (m)
TUBERÍA DE PIE			3.50	12.2	4.00	13.7	4.00	13.7
MANGUERA			2.50	16.8	3.00	16.8	3.00	16.8
TUBO LAVADOR DE LA UNIÓN GIRATORIA Y CUELLO DE GANSO			2.50	1.5	2.50	1.5	3.00	1.8
FLECHA			3.25	12.3	3.25	12.2	4.00	12.2
TUBERÍA DE PERFORACIÓN			LONGITUD EQUIVALENTE DE LAS CONEXIONES SUPERFICIALES EN METROS DE TUBERÍA DE PERFORACIÓN					
D _{int.} (pg.)	PESO	D _{int.} (pg.)						
3.50	13.30	2.764	49.10		-----		-----	
4.50	16.30	3.826	232.00		146.00		103.70	
5.00	19.50	4.276	-----		248.80		176.50	

TABLA III.2 CONEXIONES SUPERFICIALES

Para efecto de cálculo de las caídas de presión por fricción se estableció incluir las conexiones superficiales en secciones de tubería equivalente, como se muestra en la tabla III.2. Los cálculos se realizan tomando una longitud equivalente de acuerdo al tipo de

equipo; aplicando las caídas de presión para la sección correspondiente al interior de la sarta.

III.9.5 Caídas de presión en el interior de la sarta.

Las caídas de presión en el interior de la sarta se producen en:

- Tubería de perforación.
- Juntas (tool-joint).
- Lastrabarrenas.
- Tubería extrapesada.
- Estabilizadores.

Calcular las velocidades medias y críticas en cada sección del pozo, a fin de determinar el régimen de flujo del fluido de perforación (laminar o turbulento).

$$\bar{v} = \frac{q}{2.448d_i^2} \quad (2)$$

$$v_c = \frac{1.08\mu_p + 1.08\sqrt{(\mu_p^2 + 12.35\delta_f d_i^2 \tau_y)}}{\delta_f d_i} \quad (3)$$

si $\bar{v} < v_c$ el flujo es laminar, entonces:

$$\Delta P = \frac{\mu_p L \bar{v}}{1500d_i^2} + \frac{\tau_y L}{225d_i} \quad (4)$$

si $\bar{v} > v_c$ el flujo es turbulento, entonces:

$$\Delta P = \frac{\delta_f^{0.75} (\bar{v})^{1.75} \mu_p^{0.25} L}{1800d_i^{1.25}} \quad (5)$$

III.9.6 Caídas de presión por fricción en el espacio anular .

Las caídas de presión por fricción en el espacio anular se producen entre la superficie externa de la sarta y la superficie interior de la tubería de revestimiento ó del diámetro del agujero según sea el caso.

Estos cálculos se realizan en forma similar al punto anterior, solo que se emplean las siguientes ecuaciones:

$$\bar{v} = \frac{Q}{2.448(d_{\text{ext}}^2 - d_e^2)} \quad (6)$$

$$v_c = \frac{1.08\mu_p + 1.08\sqrt{(\mu_p + 9.26(d_{\text{ext}} - d_e)^2 \tau_y \delta_f)}}{(d_{\text{ext}} - d_e)^2} \quad (7)$$

si $\bar{v} < v_c$ el flujo es laminar, entonces:

$$\Delta P_{\text{fr}} = \frac{\mu_p L \bar{v}}{1000(d_{\text{ext}} - d_e)^2} + \frac{\tau_y L}{200(d_{\text{ext}} - d_e)} \quad (8)$$

si $\bar{v} > v_c$ el flujo es turbulento, entonces:

$$\Delta P_{\text{fr}} = \frac{\delta_f^{0.75} (\bar{v})^{1.75} L \mu_p^{0.25}}{1396(d_{\text{ext}} - d_e)^{1.25}} \quad (9)$$

III.9.7 Caídas de presión por fricción en el MWD.

Las caídas de presión por fricción en el MWD se obtiene de manera análoga a un espacio anular, ya que la sonda va colocada en el interior de un tubo. Sin embargo, para fines prácticos, se recomienda usar los datos de caídas de presión a cualquier gasto de operación que el fabricante ofrece para cada tipo de motor en combinación con el MWD.

III.9.8 Caídas de presión por fricción en el motor.

Las caídas de presión por fricción en el motor están en función de las características del motor (relación de lóbulos del rotor/estator, volumen específico, número de etapas y desplazamiento por etapa del rotor).

Teniendo conocimiento de las características de la formación, tipo de barrena y las condiciones de operación (peso sobre barrena y velocidad de rotación), Warren y Winters aportaron la siguiente correlación matemática para determinar el ritmo de penetración.

$$N = \frac{231Q}{S} \quad (10)$$

$$\frac{1}{R} = \frac{a\sigma^2 d_b^3 \epsilon}{NW^2} + \frac{\phi \sigma d_b^2}{N\sqrt{\epsilon}} + \frac{b}{Nd_b} \quad (11)$$

El torque impuesto por el rotor a la barrena se calcula:

$$M = \left[C_3 + C_4 \sqrt{\frac{R}{Nd_b}} \right] Wd_b \quad (12)$$

Las caídas de presión por fricción en el motor se determinan por:

$$\Delta P_m = 0.3263 \frac{MN}{Q\eta} \quad (13)$$

Las pérdidas de presión en el motor permanecen constantes a cualquier gasto, debido a que la relación torque-rotación se incrementa o disminuye con el gasto. Sin embargo las caídas de presión y la potencia en el motor cambia bruscamente con el cambio en el peso sobre barrena.

Para facilitar los cálculos en la determinación de las caídas de presión en el ensamble de fondo motor-MWD, se recomienda utilizar los datos que los fabricantes recomiendan en tablas para los diferentes tipos de motores, ya que las constantes involucradas en las ecuaciones requeridas para determinar la forma confiable las caídas de presión en el motor es muy difícil de obtenerlas o determinarlas.

III.9.9 Determinación de la velocidad crítica de transporte de recortes.

De acuerdo a los experimentos realizados en laboratorio, se observó que los recortes viajan por la parte baja del espacio anular. Mediante un análisis del método de balance de fuerzas (fig. III.23) se puede definir las diferentes fuerzas que actúan en un recorte, las cuales son:

- Fuerzas de fricción.
- Fuerzas de flotación.

- Fuerzas debido al peso efectivo del recorte.
- Fuerzas de interacción entre las partículas.
- Fuerzas de arrastre.

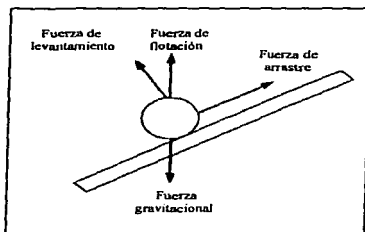


Fig. III.23 Balance de fuerzas en una sola partícula.

Las fuerzas de interacción están en función del ángulo de inclinación del intervalo en estudio, de la excentricidad de la tubería, la relación de densidades fluido-recorte (fig. III.24) y (fig. III.25), la rología y del comportamiento del flujo del fluido, la geometría del recorte, el ritmo de penetración, la relación de diámetros entre tuberías, etc.

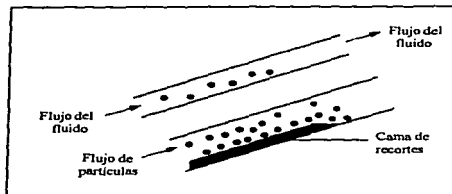


Fig. III.24 Comportamiento del volumen de sólidos en la sección curva.

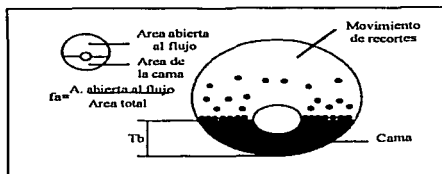


Fig. III.25 Predicción de la geometría para la concentración de recortes.

Las fuerzas que actúan en un recorte pueden ser calculadas mediante las siguientes ecuaciones:

$$F_i = F_r + F_f + F_c \quad (14)$$

$$F_f = \mu_r F_r = (F_r - F_b) \text{sen} \theta - \mu_r V_x (\rho_r - \rho_f) \text{sen} \theta \quad (15)$$

$$F_c = f_c (F_r - F_b) \text{sen} \theta - f_c V_x (\rho_r - \rho_f) \text{sen} \theta \quad (16)$$

$$F_r = (F_r - F_b) \cos \theta - V_x (\partial_r - \partial_f) \cos \theta \quad (17)$$

A una velocidad crítica de transporte, la fuerza resistiva total (F_i) puede ser vencida por la fuerza de arrastre del fluido (F_d) ejercida sobre el recorte.

$$F_d = \frac{1}{2} C_d \rho_f A V_f^2 \quad (18)$$

Las velocidades críticas pueden ser determinadas en función del Número de Reynolds (NRe).

$$NRe = \frac{770248_f d_p^3 (\delta_r - \delta_f)}{\mu_r} \quad \text{si } NRe < 3 \quad (19)$$

$$NRe = \frac{26978_f^{0.666} d_p^2 (\delta_r - \delta_f)}{\mu_r^{0.73}} \quad \text{si } 3 < Nre < 300 \quad (20)$$

$$NRe = \frac{14338 f_j^{0.5} d_s^{1.5} (\delta_s - \delta_f)^{0.5}}{\mu_w}, \quad \text{si } NRe > 300 \quad (21)$$

Cuando $NRe < 3$,

$$c = \left[\frac{40C_w (d_{ext} - d_s) g (\delta_s - \delta_f)^{1.5} d^{1.5} \text{sen}\theta}{0.27358 f_j^{0.5} \mu_w} \right]^{0.5} \quad (22)$$

Cuando $3 < Nre < 300$

$$c = \left[\frac{40C_w (d_{ext} - d_s) g (\delta_s - \delta_f)^{1.167} d^{0.5} \text{sen}\theta}{7.8118 f_j^{0.833} \mu_w^{0.33}} \right]^{0.5} \quad (23)$$

Cuando $NRe > 300$

$$c = \left[\frac{40C_w (d_{ext} - d_s) g (\delta_s - \delta_f) \text{sen}\theta}{14.78 f_j} \right]^{0.5} \quad (24)$$

La concentración volumétrica total de sólidos en el espacio anular se obtiene de la siguiente ecuación:

$$C_w = (1 - f_w)(1 - f_f) \quad (25)$$

III.9.10 Caídas de presión por fricción en la barrena.

Las caídas de presión por fricción en la barrena se deben principalmente al cambio en la velocidad (energía cinética) del fluido fluyendo a través de una restricción corta (toberas).

Considerando que la mayor pérdida en la circulación del fluido existe en las toberas se tiene la siguiente expresión:

$$\Delta P = \frac{\delta_f v_{noz}^3}{1238} \quad (26)$$

Donde la velocidad en las toberas es igual a:

$$v_{inh} = \frac{Q}{3.117 A_{inh}} \quad (27)$$

III.9.11 Potencia en la barrena.

La potencia en la barrena se puede obtener con la siguiente expresión:

$$HP_b = \frac{Q P_b}{1714} \quad (28)$$

Nomenclatura de hidráulica.

A_{inh}	Areas de toberas	(pg ²)
C_3, C_4	Constantes empíricas del tipo de barrena	(lbs)
C_d	Coefficiente de arrastre	(adim)
C_w	Concentración volumétrica total de recortes en el espacio anular	(%)
d_{og}	Diámetro del agujero	(pg)
d_h	Diámetro de la barrena	(pg)
d_e	Diámetro exterior	(pg)
d_i	Diámetro interior	(pg)
E	Combinación de conexiones superficiales	(adim)
F_i	Fuerza resistiva total	(pg)
F_n	Relación del área del peso específico	(lbs)
F_c	Fuerza crítica	(lbs)
f_c	Factor de corrección	(adim)
F_d	Fuerza de arrastre del fluido	(lbs)
F_n	Componentes del peso específico	(lbs)
HP	Potencia	(HP)
L	Longitud	(pies)
M	Torque	(lb/ft/pie)
N	Velocidad de rotación	(adim)
NRe	Número de Reynolds	(adim)
η	Eficiencia	(%)
P	Presión	(lb/ pg ²)
Q	Gasto de la bomba	(gpm)
R	Ritmo de perforación	(pies/hr)
S	Volumen específico	(gpm)
\bar{v}	Velocidad	(pies/seg)
v_c	Velocidad crítica	(pies/seg)

V_f	Velocidad del fluido	(pies/min)
v_{mab}	Velocidad en las toberas	(pies/seg)
W	Peso sobre barrena	(1000xlbs)
ΔP	Caída de presión	(lb/ pg ²)
ΔP_b	Caída de presión en la barrena	(lb/ pg ²)
δ_f	Densidad del fluido	(lb/gal)
ϕ, a, b	Constantes empíricas de la barrena	(adim)
τ	Ductilidad de la roca	(%)
τ_v	Punto de cedencia	(lb/100 pies ²)
σ	Resistencia a la compresión de la formación	(psi)
μ_p	Viscosidad plástica	(cp)

III.10 DISEÑO DE TUBERIAS DE REVESTIMIENTO PARA POZOS HORIZONTALES, ALTAMENTE DESVIADOS, LATERALES O RAMIFICADOS.

Las tuberías de revestimiento son los elementos más importantes en los pozos, toda vez que son:

- La base para instalar los cabezales y preventores para mantener bajo control la perforación del pozo.
- Aíslan zonas de pérdida de circulación y formaciones problema a la perforación.
- Protegen a los yacimientos productores, confinando su producción.

Es por eso que las tuberías desde que se introducen a los pozos, se someten a esfuerzos, corriendo el riesgo de deformarse y provocar problemas indeseables, ya sea durante la perforación o vida productora del pozo.

El diseño de las tuberías de revestimiento para pozos altamente desviados, laterales o ramificados esta basado en el diseño de los pozos horizontales, para ambos tipos se requieren consideraciones estructurales adicionales a las convencionales para pozos verticales. En esta sección se establece el procedimiento de diseño para ambos tipos de pozos, partiendo de lo establecido para pozos horizontales, donde se toman en cuenta las cargas axiales originadas por fricción y flexión.

Dado el reciente auge que he tomada la perforación de pozos horizontales o altamente desviados, ha sido necesario la generación e implementación de nuevas tecnologías que permitan analizar el comportamiento que tendrán en cada una de las condiciones a las que se puede encontrar los pozos.

Uno de los aspectos más importantes es sin duda el comportamiento que representan las tuberías al estar sometidas a esfuerzos y cargas por flexión aunadas a las existentes y analizadas comúnmente en pozos verticales.

Las tuberías de revestimiento han sido desde siempre un aspecto fundamental para el éxito o fracaso de un pozo, por lo tanto el diseño, análisis y selección de los tubos que fungirán como ademe se convierte en un enfoque especial para obtener la adecuada geometría, la estructura que permita la explotación y el medio a través del cual se tendrá contacto con el pozo.

Las cargas y los esfuerzos a que se encontrara sometida una tubería de revestimiento en un pozo horizontal o altamente desviado son las mismas a las de un convencional, la diferencia la marca la magnitud de estas. Por lo tanto, es necesario calcular cada una de ellas a lo largo de las condiciones que se esperan para poder elegir el tubo adecuado que las soporte sin exceder sin exceder resistencia (esto implica costos).

Son básicamente tres aspectos fundamentales de análisis, los que se toman en cuenta para el diseño de la tuberías de revestimiento:

1. Presión interna.
2. Presión externa (colapso)
3. Carga axial (tensión y compresión).

Lógicamente considerando la interacción de unos con otros. En función de estos tres aspectos se realiza la selección del tubo.

Por convención se lleva a cabo el análisis y selección de tubos comenzando con la presión interna y colapso, posteriormente se escoge la conexión adecuada que resista el peso de los tubos.

Para un pozo convencional (vertical) es más importante los conceptos de presión interna y externa debido a su magnitud, para las decisiones del tubo, quedando en segundo termino los efectos por cargas axiales, con los cuales se selecciona el tipo de conexión y se verifica el diseño.

Para un pozo horizontal o altamente desviado la presión interna y externa son importantes, pero el aspecto fundamental del diseño son las cargas axiales. Es necesario tener el grado de flexión que sufrirá la tuberías y el efecto que esto le acarreará y aspectos colaterales como fricción, compresión y tensión.

III.11 ANALISIS DE UN POZO HORIZONTAL.

Antes de iniciar el cálculo sobre presión interna, externa y carga axial, conviene analizar la forma direccional del agujero. Un pozo horizontal puede ser dividido en tres secciones principales (fig. III.26), estas son:

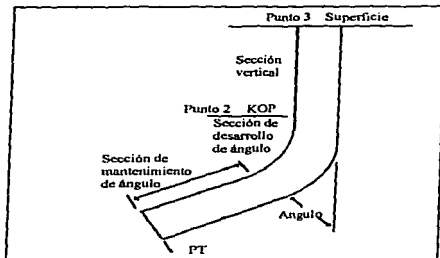


Fig. III.26 Secciones del pozo horizontal.

1. Sección de mantenimiento de ángulo.

Inicia en el punto de fin de incremento de ángulo y finaliza en el fondo del pozo, es una sección recta a una inclinación igual al ángulo total desarrollado (también conocido como sección tangente).

2. Sección de desarrollo de ángulo.

Comienza en el punto de inicio de incremento de ángulo y termina en el punto de fin del incremento de ángulo, será la parte flexionada del pozo.

3. Sección vertical.

Irá de la superficie a la profundidad de inicio de desvío.

Un pozo horizontal puede tener formas más sofisticadas, diferentes intervalos de desarrollo de ángulo, de mantenimiento de ángulo, etc. Si es el caso, es conveniente dividirlo en tantas partes como sea necesario.

III.11.1 Sección de un pozo horizontal.

- **Sección vertical.**- De la superficie al punto de inicio de desvío. Siendo la parte vertical recta del pozo es la más sencilla de analizar, las profundidades verticales corresponden a las longitudes desarrolladas del pozo y por lo tanto su estudio es idéntico a las de un pozo convencional.
- **Sección de desarrollo de ángulo.**- Comienza en el punto de inicio de incremento de ángulo (Punto 1) o de desvío, formada por toda la parte del desarrollo de ángulo. Es la más sofisticada, mientras se desarrolla la trayectoria se mantiene un incremento de desvío por cierta longitud recorrida (usualmente 100 pies): "IA", lo cual genera un arco de circunferencia con radio de curvatura RC, lo cual esta dada por la siguiente expresión:

$$RC = \frac{1}{IA} \frac{180}{\pi} \quad (29)$$

Será necesario conocer la longitud perforada y su correspondiente profundidad vertical a lo largo de la trayectoria, la cual estar dada por (fig. III.27):

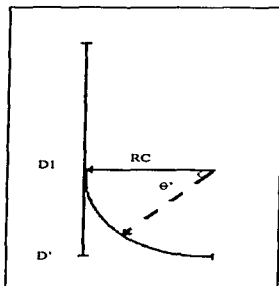


Fig. III.27 Trayectoria del arco.

$$L' = D_1 + RC \text{sen} \theta' \quad (30)$$

Donde θ' es la sección de ángulo considerada y el desplazamiento horizontal correspondiente (con respecto al eje vertical del pozo) es:

$$X' = RC - RC \cos \theta' = RC(1 - \cos \theta') \quad (31)$$

Mientras que la sección perforada es:

$$D' = \frac{D_1 + \theta'}{IA} \quad (32)$$

Al finalizar el incremento de ángulo termina la sección 2, y se tendrá:

a) Profundidad vertical en el punto 2:

$$D_2 = D_1 + RC \operatorname{sen} \theta \quad (33)$$

b) Longitud perforada:

$$L_2 = \frac{D_1 + \theta}{IA} \quad (34)$$

c) Desplazamiento horizontal:

$$X_2 = RC(1 - \cos \theta) \quad (35)$$

- **Sección de mantenimiento de ángulo.**- Esta sección inicia en el punto de fin de desarrollo de ángulo (Punto 2) y finaliza en la totalidad del pozo. Es una porción recta con inclinación igual al ángulo total desarrollado. Si se trata de un pozo horizontal (estrictamente) el ángulo total generado debe ser 90° y las longitudes totales perforadas están siempre a la profundidad del punto 2 (fin de incremento). Como se están considerando pozos altamente desviados, puede ser que no alcancen los 90° y por tanto deben calcularse las profundidades verticales.

Para el inicio del intervalo (Punto 2) se tiene una profundidad vertical verdadera de D_2 , al final de la etapa se tendrá:

$$D_3 = D_2 + CB \operatorname{sen} \theta \quad (36)$$

La distancia CB es la longitud perforada, la cual se determina en el programa de perforación. Con lo cual se tendrá un desplazamiento horizontal de:

$$X_3 = X_2 + CB \cos \theta \quad (37)$$

Si se busca un punto intermedio entre los puntos 2 y 3 con variar la longitud CB se obtiene el valor deseado.

De esta manera tenemos determinado el pozo como una función de la profundidad vertical, así las cargas y esfuerzos son determinados a su vez como función de la profundidad vertical y pueden ser trasladado a su correspondiente longitud perforada.

Cabe aclarar que si la trayectoria del pozo es más compleja habrá que incluir más secciones y determinar su función correspondiente.

III.12 PRESION INTERNA.

La máxima presión interna que puede presentarse en un tubo de revestimiento dentro del pozo es en el caso de que presente una menor presión en el pozo con respecto a la de formación, esta se manifestara al introducirse un fluido invasor (brote); lo cual generara una alta presión en el interior del pozo siendo más severa a medida que el fluido invasor sea más ligero (viaja con mayor velocidad).

Esta presión puede ser estimada en función de las características del fluido proveniente de la formación a la profundidad de interés:

$$P_{mi} = P_S \cdot e^{(48.32 \times 10^{-3} \cdot C_{R^*} \cdot L^*)} \quad (38)$$

Donde:

$$P_S = \frac{(0.1eLe)}{e^{(48.32 \times 10^{-3} \cdot C_{R^*} \cdot L^*)}} \quad (39)$$

La expresión (38) considera que todo el fluido del pozo va siendo desalojado por el fluido de la formación, lo cual es una consideración externa. En realidad, cuando se manifiesta un brote en un pozo inmediatamente se comienza a trabajar para evitar invasión de más fluido.

Por lo tanto, es más conveniente considerar que existirá parte de fluido de control y parte de fluido invasor dentro del pozo, en caso de que llegue a presentarse un brote. E incluso si consideramos que el fluido más ligero (invasor) se alojara en la parte superior y el de control o lodo en la inferior, será más riguroso el análisis.

Al presentarse un brote, puede también desalojar fluido del espacio anular, aunque no en su totalidad se considera así, es importante tener en cuenta que si esto llega a suceder el espacio anular no quedara vacío, puesto que la formación ejerce una presión constante la cual es menor a la presión normal de formación (o poro) de la zona. Esta presión ofrece un contra efecto a la existente en el interior del tubo, disminuyendo. Con lo cual podemos establecer la presión interna más realisticallyamente como una función de la profundidad.

$$P_{int} = P_{int}(D) \quad (40)$$

La resistencia que presenta un tubo a esfuerzos internos puede ser obtenida mediante un balance de fuerzas.

Con un diagrama de cuerpo libre, considerando solo una diferencial de tubo: ds , (fig. III.28) tenemos que la fuerza interna en el tubo es función de la presión ejercida al área en cuestión:

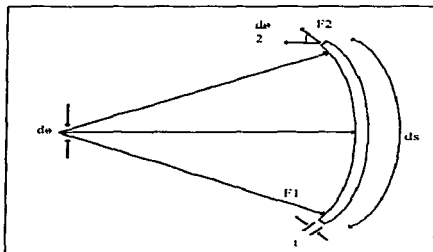


Fig. III.28 Diagrama de cuerpo libre, considerando solo una diferencial de tubo.

$$F_i = P_i \cdot L \cdot ds = \frac{P_i \cdot L \cdot d}{2d\theta} \quad (41)$$

A esta fuerza se contrapone una f_2 con doble magnitud, la cual esta dada por:

$$F_l = \sigma_s \cdot t \cdot L \cdot \sin\left(\frac{d\theta}{2}\right) = \sigma_s \cdot t \cdot L \cdot \left(\frac{d\theta}{2}\right) \quad (42)$$

Entonces:

$$F_i = 2F_l$$

o bien:

$$F_i - 2F_l = 0 \quad (43)$$

Sustituyendo las ecuaciones (41) y (42) en (43) y despejando P_i se obtiene:

$$\left(\frac{P_i \cdot L \cdot d}{2d\theta}\right) - \left(\frac{2\sigma_s \cdot t \cdot L \cdot d\theta}{2}\right) = 0$$

$$\left(\frac{L \cdot d\theta}{2}\right)(P_i \cdot d - 2\sigma_s \cdot t) = 0$$

$$P_i = \left(\frac{2 \cdot \sigma_s \cdot t}{d}\right) \quad (44)$$

La cual representa la resistencia a presión interna de un tubo de diámetro "d" y espesor "t". Según API (American Petroleum Institute) la resistencia a la presión interna real, es de 87.5% del valor calculado con la ecuación (44), esta medida un tanto conservadora ha sido tomada como la máxima resistencia que puede soportar un tubo.

Barlow adecuo la ecuación (44) para poder usarla colocando la resistencia mínima de cedencia σ_{yield} y el diámetro nominal del tubo d_n :

$$P_i = 0.875 \left(\frac{2 \cdot \sigma_{yield} \cdot t}{d_n} \right) \quad (45)$$

La cual es conocida como la formula de Barlow y permite determinar la resistencia de un tubo sometido a presión interior.

Es necesario tener siempre que:

$$P_{int}(Prof) < P_i \quad (46)$$

Con lo cual no se tendrá problemas.

Para un pozo horizontal o altamente desviado, las longitudes desarrolladas no concuerdan con la profundidad vertical, por lo que en cada punto de análisis se debe estimar.

III.13 PRESION EXTERNA (COLAPSO).

La presión externa a la que se puede encontrar una tuberías dentro de un pozo es la generada por la columna de fluido existente en el espacio anular entre el tubo y la formación, en el diseño se debe considerar la mayor magnitud posible, puede ser la del cemento que se empleara para adherir la tuberías, la del fluido de perforación de la siguiente etapa o combinación de estas. Esta expresión se puede calcular como:

$$P_{col} = \frac{\rho \cdot D}{10} \quad (47)$$

Esta carga será ejercida en su totalidad siempre y cuando el pozo se encuentre vacío, lo cual solo puede llegar a ocurrir en una pérdida total de circulación (en condiciones someras y debe considerarse así en diseños de tuberías superficiales), o bien si se desaloja el interior del pozo en una inducción con gas (considerarlo en diseño de tuberías de explotación). Para otras condiciones, si se presenta una pérdida de circulación la columna hidrostática que genero la fuga disminuirá hasta que en magnitud sea igual a la presión ejercida por la formación.

Esta columna hidrostática ejercerá una contrapresión a la ejercida en el espacio anular, el balance de estas fuerzas será la carga real, la cual debe ser desarrollada como una función de profundidad:

$$P_{col} = P_{col}(D) \quad (48)$$

La carga de la ecuación (48) será la condición a presión externa que la tubería de revestimiento debe satisfacer.

La resistencia a colapso de una tubería es un concepto más sofisticado, dependerá de su geometría, de las cargas externas, del comportamiento de materiales y de las relaciones entre unas y otras. Analizando a un tubo, mediante un diagrama de cuerpo libre sometido a presión externa e interna (fig. III.29), aplicando la teoría clásica de la elasticidad en dos dimensiones, a una distancia r del centro a cierta parte del interior del tubo, los esfuerzos radiales y tangenciales están dados como:

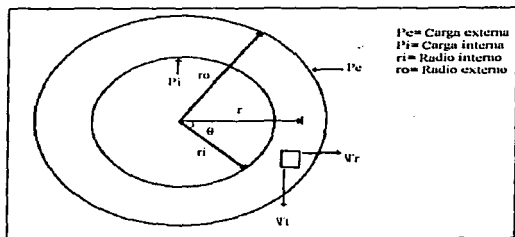


Fig. III.29 Diagrama de cuerpo libre de un tubo sometido a presión externa e interna.

$$\sigma_r = \frac{P_i \cdot r_i^2 (r_o^2 - r^2) + P_e \cdot r_o^2 (r^2 - r_i^2)}{r^2 (r_o^2 - r_i^2)} \quad (49)$$

$$\sigma_t = \frac{P_i \cdot r_i^2 (r_o^2 + r^2) - P_e \cdot r_o^2 (r_i^2 + r^2)}{r^2 (r_o^2 - r_i^2)} \quad (50)$$

Al considerar solo la presión externa (colapso), se tiene que $P_i=0$ y $r=r_i$. Los esfuerzos serán máximos en la dirección tangente, entonces:

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

Como $r_o = r_i + t$

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

Ya que $D=2r_i+2t$, entonces:

$$\sigma_t = -\frac{2 \cdot P_e \cdot r_o^2}{t(r_o + D - r_i - 2t)} = -\frac{2 \cdot P_e \cdot r_o^2}{t(D = t - 2t)} = -\frac{2 \cdot P_e \cdot r_o^2}{t(D - t)} = -\frac{2 \cdot P_e \cdot r_o^2}{t(D - t)} = -\frac{2 \cdot P_e \cdot r_o^2}{r_i^2 \left(\frac{D}{r_i} - 1 \right)}$$

$$\sigma_t = -\frac{2 * P_e \left(\frac{r_o}{t}\right)^2}{\left(\frac{D}{t} - 1\right)} = -\frac{2 * P_e \left(\frac{D}{2t}\right)^2}{\left(\frac{D}{t} - 1\right)} = -\frac{P_e \left(\frac{D}{t}\right)^2}{2\left(\frac{D}{t} - 1\right)} \quad (51)$$

Despejando Pe:

$$P_e = -2\sigma_t \frac{\left(\frac{D}{t} - 1\right)}{\left(\frac{D}{t}\right)^2} \quad (52)$$

Considerando a σ_t como el esfuerzo mínimo de cedencia del tubo se transforma a la resistencia de colapso:

$$P_c = 2\sigma_{yul} \frac{\left(\frac{D}{t} - 1\right)}{\left(\frac{D}{t}\right)^2} \quad (53)$$

La cual representa la resistencia al colapso de una tubería de un esfuerzo mínimo de cedencia, como se menciona la capacidad de una tuberías esta en función no solo de su geometría y las condiciones a las que esta sometida, sino también de la relación entre estas, la ecuación (53) solo será válida para relaciones de D/t bajos, esto es cuando D/t < R, donde:

$$R_1 = \frac{\left[(A - 2)^2 + 8 \left(\frac{B + C}{\sigma_{\min}} \right) \right] \frac{1}{2} + (A - 2)}{2 \left(\frac{B + C}{\sigma_{\min}} \right)} \quad (54)$$

A, B y C son coeficientes empíricos adimensionales, los cuales están en función del esfuerzo mínimo de cedencia, posteriormente se presenta a su cálculo.

Para valores de D/t mayores al de R_1 , la tubería ya no se comporta como lo predice la ecuación (53). considerando un colapso tipo elástico, a partir de la teoría de la estabilidad elástica, se tiene:

$$P_c = \frac{2E}{(1-\mu^2) - \left(\frac{D}{t}\right)\left(\frac{D}{t}-1\right)^2} \quad (55)$$

Sustituyendo los correspondientes valores de E y μ :

$$P_c = \frac{46.95 \times 10^6}{\left(\frac{D}{t}\right)\left(\frac{D}{t}-1\right)^2} \quad (56)$$

La cual representa la resistencia de una tubería a colapso, siempre y cuando se comporte en la etapa de colapso elástico. Esto será para valores de $D/t > R_2$, donde:

$$R_2 = \frac{\left(\frac{2+B}{A}\right)}{\left(\frac{3B}{A}\right)} \quad (57)$$

Si D/t se encuentra en un valor intermedio, esto en el intervalo $D/t \in (R_1, R_2)$, se encontrará en una etapa de transición, el API en base a una serie de experimentos y pruebas a adoptado dos ecuaciones subdividiendo esta etapa en dos zonas, una llamada de colapso plástico y la otra de colapso transitorio, para la primera se propone:

$$P_c = \sigma_{\min} \left(\frac{A}{D} - B \right) - C \quad (58)$$

Para el colapso transicional:

$$P_c = \sigma_{\text{yield}} \left(\frac{F}{D} - G \right) \quad (59)$$

El límite superior del colapso plástico lo marca R_3 :

$$R_3 = \frac{\sigma_{\min}(A-F)}{C + \sigma_{\min}(B-G)} \quad (60)$$

Donde los valores de F, G son coeficientes adimensionales.

Concluyendo:

INTERVALO DE DIAMETRO/ESESOR	TIPO DE COLAPSO	EMPLEAR LA ECUACION
$D/t < R_1$	MINIMO ESFUERZO	(24)
$R_1 < D/t < R_2$	PLASTICO	(29)
$R_2 < D/t < R_3$	TRANSICIONAL	(30)
$D/t > R_3$	ELASTICO	(27)

TABLA III.3 TIPO DE COLAPSO

Donde:

$$A = 2.8762 + 1.0679 \times 10^{-6} \sigma_{\min} + 2.130 \times 10^{-11} \sigma_{\min}^2 - 5.3132 \times 10^{-17} \sigma_{\min}^3$$

$$B = 0.026213 + 5.0609 \times 10^{-7} \sigma_{\min}$$

$$C = -465.93 + 0.30867 \sigma_{\min} - 1.0483 \times 10^{-4} \sigma_{\min}^2 + 3.6989 \times 10^{-14} \sigma_{\min}^3$$

$$F = 46.95 \times 10^8 H \cdot 3 \left[\left\{ \sigma_{\min} \left(H - \frac{B}{A} \right) (1 - H)^2 \right\} - 1 \right]$$

$$G = \left(\frac{F \cdot B}{A} \right)$$

$$H = \left(\frac{3 \cdot B}{A} \right) \left(\frac{2 + B}{A} \right) - 1$$

Sea cual sea la zona, se podrá obtener un valor de P_c , la cual debe satisfacer siempre:

$$P_{col}(D) < P_c \dots\dots\dots(61)$$

Recordemos que la presión o colapso ejercida en la tubería es una función de la profundidad vertical verdadera, no de la longitud desarrollada, por lo tanto cada cálculo debe corresponder a su adecuada profundidad.

III.14 CARGA AXIAL.

El efecto generado en un tubo debido a cargas tensionantes o compresivas toma un aspecto fundamental en un pozo horizontal o altamente desviado. La magnitud e incluso el sentido de esta fuerza axial puede variar si movemos la tuberías hacia arriba, hacia abajo o bien la bajamos sin movimiento (neutra).

Como se menciono, es conveniente dividir el pozo en secciones, para el análisis de las cargas axiales se iniciara de abajo hacia arriba.

Sección: Mantenimiento de ángulo.

Inicia en el fin de desarrollo da ángulo y finaliza en la totalidad del pozo. Esta parte es recta e inclinada a un ángulo θ , máximo ángulo desarrollada, como se observo en la fig. III.29. Al estar inclinado el pozo, parte del peso de la tubería queda soportado por el costado inferior del pozo, si es exactamente horizontal todo el peso lo soporta el pozo. El peso restante será el que la tubería debe cargar el cual es:

$$W = L \cdot w \cdot F_f \cdot \cos \theta \quad (62)$$

Si la tubería se encuentra ya colocada en su posición y no tiene ningún movimiento, la ecuación (61) da la carga a soportar.

Al introducir la sarta al pozo existen movimientos descendentes y al acomodarla y durante el proceso de lavado y cementación habrá movimientos ascendentes, además como el tubo estará en contacto continuo con la formación se generan fuerzas de arrastre que se contraponen al movimiento, el sentido de esta fuerza dependerá de la dirección en que se mueva el tubo, si es ascendente será positivo (tensión) y si es descendente será negativo (compresión), la magnitud de este efecto de arrastre esta dada por:

$$F_A = \pm \mu \cdot w \cdot F_f \cdot \sin \theta \cdot L \quad (63)$$

La suma de las fuerzas de las ecuaciones (61) y (62) aportan la carga a la tensión a cierta longitud L de tubo. La carga total en el punto 2, será:

$$F_2 = L_r \cdot w \cdot F_f (\cos \theta \pm \mu \cdot \sin \theta) \quad (64)$$

La fuerza de arrastre o fricción se considera positiva ($F_A > 0$), si se mueve el tubo hacia arriba es negativa, si se mueve hacia abajo ($F_A < 0$) y cero si no hay movimiento ($F_A = 0$).

Para el caso de tuberías combinadas (en grados de acero y pesos unitarios de tubo) puede variar el coeficiente de fricción, el peso unitario w y la longitud, para este caso debe calcularse en subintervalos y sumar el efecto total.

La variación de la carga F es lineal a lo largo de esta sección, partiendo de cero en el extremo inferior y llegando hasta F_2 al inicio del intervalo. Se tendrá una función de F con respecto a la longitud del pozo $F=F(L)$.

Sección: Desarrollo de ángulo.

Comprendida del punto de inicio de desvío al punto de fin de desarrollo de ángulo. Esta es la sección del pozo flexionada, mediante el diagrama de un análisis de cuerpo libre (fig. III.30) esta dada por:

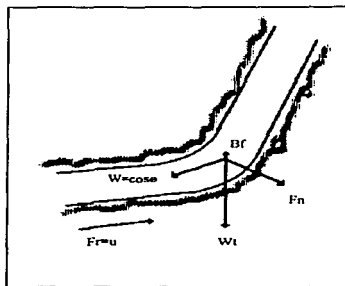


Fig. III.30 Sección de desarrollo de ángulo.

$$dF_f = (w \cdot \cos \theta) F_f \pm (\mu \cdot F_n) \quad (65)$$

La fuerza normal, se encuentra a su vez en función de la carga a tensión total F , además de la inclinación y dirección del pozo:

$$F_n = \left[(F_f \cdot da \cdot \sin \theta)^2 + (F_f \cdot da \cdot \cos \theta + w \cdot F_f)^2 \right]^{0.5} \quad (66)$$

Como se mencionó al principio, se ha considerado al pozo dentro de un plano, y no se consideran variaciones en el azimut, por lo tanto $da=0$ y la ecuación (66) se transforma a la siguiente expresión:

$$F_n = F_c \cdot d\theta \cdot \sin\theta \cdot w \cdot F_f \quad (67)$$

El hecho de mantener la tubería flexionada genera en esta sección un esfuerzo compresivo en la parte cóncava del tubo y de tensión en la sección convexa.

El doblar una tubería genera una elongación ΔL como se muestra en la siguiente.

$$\Delta L = (R_c + r)\Delta\theta - (R_c \cdot \Delta\theta) = \Delta\theta(R_c + r - R_c) = \Delta\theta \cdot r \quad (68)$$

Expresando en función del diámetro nominal:

$$r = \frac{D}{2} \quad (69)$$

$$\Delta L = \frac{D}{2}(\Delta\theta) \quad (70)$$

La deformación $\Delta \epsilon$ del cuerpo estará dado por:

$$\Delta \epsilon = \frac{\Delta L}{L} = \frac{D}{2} \left(\frac{\Delta\theta}{L} \right) = \left(\frac{D}{2} \right) \left(\frac{\Delta\theta}{L} \right) \quad (71)$$

se tiene que:

$$IA = \left(\frac{1}{R_c} \right) \left(\frac{180}{\pi} \right) \quad (72)$$

Para un intervalo de 100 pies y como D_n esta en pulgadas, la deformación por la flexión queda:

$$\Delta \epsilon = \left(\frac{D_n}{2 \cdot 12} \right) \left(\frac{IA}{100} \right) \left(\frac{\pi}{180} \right) = 7.2722 \times 10^{-6} D_n \cdot IA \quad (73)$$

Por lo que el esfuerzo por flexión es:

$$\Delta \sigma_b = E \Delta \epsilon \quad (74)$$

Se puede expresar:

$$\Delta\sigma_b = (30 \times 10^6)(7.2722 \times 10^{-6})Dn \cdot IA = 218.16Dn \cdot IA \quad (75)$$

o bien $\Delta\sigma_b = Sb$:

$$Sb = \pm 218 \cdot Dn \cdot IA \quad (76)$$

Se tomara el signo positivo si es tensión y negativo compresión, con lo que la fuerza por doblez generada por Fb bastara con multiplicar Sb por el área de sección transversal del tubo:

$$Fb = Sb \cdot A_p \quad (77)$$

Esta fuerza por doblez debe ser sumada algebraicamente a la fuerza F, de cada punto a lo largo de cada sección.

Como la parte de la tubería correspondiente a la sección anterior cruza a través de la zona flexionada durante su introducción, se encontró en un momento sometida al esfuerzo Sb, el cual se genera cierta merma en su resistencia, la magnitud de este efecto es difícil de calcular dado a que se retira el esfuerzo, pero queda sentida la tubería.

Conviene agregarle el efecto total Sb también a la sección de mantenimiento de ángulo, aunque parezca conservador es riesgoso menospreciarlo.

Sección : Vertical.

Inicia en la superficie y termina en el punto de inicio de desvío. La carga por tensión correspondiente a esta sección es calculada en forma idéntica a la de un pozo convencional.

A la carga ya calculada al inicio de la sección 2, se le agregara el peso de los tubos (considerando flotación) de esta sección lo cual aportara la carga axial total en la superficie.

$$F_1 = F_3 + D_1 \cdot w \cdot Ff \quad (78)$$

Analizando las cargas a través de los tres secciones (o más si es necesario) se puede obtener una función de tensión o carga axial dependiente de la profundidad:

$$F = F(D) \quad (79)$$

La resistencia a la tensión que presenta una tubería puede ser determinada a partir de esfuerzo mínimo de cedencia del material (o grado de acero) y del área transversal del tubo:

$$T = \sigma_{\min} Ap \quad (80)$$

Lo que representa soportar el cuerpo de un tubo sin sufrir alteración, los fabricantes generalmente reportan en sus tablas de especificaciones 10% menos de este valor como medida de seguridad.

Por otro lado, la conexión entre los tubos puede ser realizada mediante enroscados maquinados sobre el cuerpo mismo del tubo, lo cual adelgaza y por ende disminuye la resistencia a carga axial.

El porcentaje en reducción se presenta como:

PARA ROSCAS	RESISTENCIA A LA TENSION CON RESPECTO DEL TUBO	TIPO
RECALCADAS	95 AL 100%	EXTREMO RECALCADO
ACOPLADAS	85 AL 95 %	EXTREMO LISO EXTREMO RECALCADO
FORMADAS	65 AL 80%	EXTREMO LISO

TABLA III.4 RESISTENCIA ALA TENSION CON RESPECTO DEL TUBO

Reportes de una importante compañía manufacturera de tubos y enroscados que opera en México. Para un diseño, la resistencia a considerar será la de menor magnitud que presente el tubo completo (considerando su conexión), ya que en ciertas ocasiones puede ser que el cuerpo del tubo presenta menor resistencia que el enroscado, cuando se agregan coples se tiene mayor cantidad de acero.

Con lo anterior se obtiene una resistencia a la tensión T la cual debe satisfacer:

$$F(D) < T \quad (81)$$

III.15 CORRECCION POR CARGAS

Una vez seleccionados los tubos y conexiones, debemos corregir las propiedades a colapso y a presión interna debido a esfuerzos axiales.

Al estar sometido un tubo a cargas axiales estas le generan un efecto a su resistencia a presión interna y externa. los estudios realizados por Holmquist y Nadia (1939) aportan el comportamiento del tubo. Aplicando al teoría clásica de distorsión, una

tubería de revestimiento en función de su esfuerzo radial, tangencial y vertical presentan en función al esfuerzo mínimo de cedencia el siguiente comportamiento:

$$2\sigma_{\min}^2 = (\sigma_t - \sigma_z)^2 + (\sigma_r - \sigma_t)^2 + (\sigma_z - \sigma_r)^2 \quad (82)$$

La cual puede ser acomodada:

$$\sigma_{\min}^2 = (\sigma_t - \sigma_r)^2 - (\sigma_z - \sigma_r)(\sigma_t - \sigma_r) + (\sigma_z - \sigma_r)^2 \quad (83)$$

o bien :

$$\sigma_{\min}^2 = \frac{3}{4}(\sigma_t - \sigma_r)^2 + \left(\sigma_z - \frac{(\sigma_t + \sigma_r)}{2}\right)^2 \quad (84)$$

Como se vio en el inciso anterior los esfuerzos radial y tangencial están dadas por las ecuaciones (49) y (50), el máximo esfuerzo ocurrirá en el interior de la pared del tubo.

Sustituyendo r por r_{in} en σ_r y para $-P_i$, de la ecuación (75) se tiene:

$$\left(\frac{\sigma_r + P_i}{\sigma_{\min}}\right)^2 = \left(\frac{\sigma_z + P_i}{\sigma_{\min}}\right)\left(\frac{\sigma_t + P_i}{\sigma_{\min}}\right) + \left(\frac{(\sigma_z + P_i)^2}{\sigma_{\min}^2} - 1\right) \quad (85)$$

y resolviendo

$$\left(\frac{\sigma_r + P_i}{\sigma_{\min}}\right) = \pm \left(1 - \frac{3}{4}\left(\frac{\sigma_z + P_i}{\sigma_{\min}}\right)^2\right) + \left(\frac{1}{2}\left(\frac{\sigma_z + P_i}{\sigma_{\min}}\right)\right) \quad (86)$$

Esta es la ecuación para una elipse conocida como elipse de plasticidad.

Analizando la ecuación 85 se puede apreciar que el efecto a carga axial positivo (tensión) genera una disminución en la resistencia al colapso mientras que es benéfica a la resistencia o presión interna, al contrario si la carga es negativa (compresión) disminuye la resistencia a presión interna y aumenta a colapso.

Acomodando la ecuación anterior en una forma más sencilla y práctica (aprobado por API) para su manejo se puede colocar como:

$$Y = (1 - 0.75X^2)^{0.5} - 0.5X \quad (87)$$

Donde X representa el efecto axial ejercido en el tubo y puede ser calculado :

$$X = \left(\frac{F_t / A_p}{\sigma_{\min}} \right) \quad (88)$$

"Y" es el porcentaje de alteración en el tubo por efecto de la carga Ft. Si estamos considerando resistencia al colapso, y Ft es una carga de tensión, en el cálculo de X deberá tener signo positivo; si es carga compresiva al signo debe ser negativo.

Como el efecto es inverso en resistencia a presión interna, si Ft es tensión deberá calcularse X con signo negativo y positivo si es compresión.

En los extremos de cada sección de grados y pesos unitarios de tubería de la sarta previamente seleccionada debe calcularse la alteración por carga axial Y, y multiplicarla por la resistencia del tubo para corroborar si se hizo la selección correcta; en el caso de que no sea así (esto es que la nueva resistencia sea menor a los esfuerzos esperados) se elige otro tubo y se realiza nuevamente el diseño.

Este efecto toma mayor importancia en la resistencia al colapso de los tubos, debido a que las cargas axiales de mayor magnitud son tensionantes y es más significativo en las partes someras del pozo (siendo su mayor efecto en la superficie).

NOMENCLATURA

Ap	Area de la sección transversal del tubo	(pg)
B	Coefficiente empírica	(adim)
C	Coefficiente empírica	(adim)
CB	Longitud desarrollada de la sección 1	(pies)
D	Coefficiente empírica	(adim)
D'	Sección perforada	(pies)
d	Diámetro de la longitud desarrollada a 0 de ángulo	(pg ²)
D ₁	Profundidad del punto de inicio de desvío	(pies)
D ₂	Profundidad vertical en el punto 2	(pies)
D ₃	Profundidad vertical total del pozo en el punto 3	(pies)
da	Variación del ángulo en azimut	(grados)
dFt	Diferencia de la fuerza axial	(lbs)
ds	Diferencia de sección de tubo	(pies)
dθ	Diferencia de ángulo	(grados)
d0	Diferencia de ángulo de la vertical	(grados)
E	Coefficiente empírica	(adim)
F	Fuerza axial	(lbs)

F_3	Carga axial en el punto 3	(lbs)
F_A	Fuerza de arrastre	(lbs)
F_f	Factor de flotación	(adim)
F_i	Fuerza interna	(lbs)
F_l	Fuerza lateral	(lbs)
F_n	Fuerza normal	(lbs)
F_t	Fuerza axial total	(lbs)
G	Coefficiente empírica	(adim)
Gg	Gradiente de gas de formación	(lb/ pg ³ /pie)
H	Coefficiente empírica	(adim)
IA	Incremento del ángulo	(grados/100 pies)
L	Longitud	(pies)
L	Profundidad del pozo	(pies)
L'	Longitud vertical a un incremento de ángulo	(pies)
Le	profundidad de la siguiente etapa	(pies)
Lg	Longitud del tubo	(pies)
Lz	Longitud perforada	(pies)
LT	Longitud de la sección l igual a CB	(pies)
Pe	Resistencia a la presión externa	(lb/ pg ²)
Pcol	Presión de colapso	(lb/ pg ²)
Pi	Resistencia a la presión interna	(lb/ pg ²)
Pmi	Presión interna máxima	(lb/ pg ²)
Pint	Presión interna del pozo	(lb/ pg ²)
Po	Presión externa	(lb/ pg ²)
Ps	Presión interna superficial	(lb/ pg ²)
RC	Radio de curvatura	(pg)
r	Radio de tuberías	(pg)
ri	Radio interno	(pg)
ro	Radio externo	(pg)
Sb	Esfuerzo de flexión	(lb/ pg ²)
T	Tensión en la sarta de revestimiento	(lb)
t	espesor de pared	(pg)
W	Peso	(lbs)
w	Peso unitario de las tuberías	(lb/pie)
X'	Desplazamiento horizontal del ángulo	(pies)
X ₂	Desplazamiento vertical del punto 2	(pies)
X ₃	Desplazamiento horizontal total del pozo	(pies)
ρ_f	Densidad del fluido	(lb/gal)
σ_{min}	Esfuerzo mínimo de cedencia	(lb/1000 pies ²)
σ_r	Esfuerzo radial	(lb/ pg ²)
σ_t	Esfuerzo tangencial	(lb/ pg ²)
θ	Angulo total desarrollado	(grados)
θ'	Angulo desarrollado a L'	(grados)
μ	Coefficiente de arrastre	(adim)

III.16 DISEÑO DE LAS RANURAS DE LAS TUBERÍAS CORTAS.

El tipo de terminación requiere el uso de tuberías de revestimiento cortas ranuradas, es importante que la tubería lleve ranuras tipo puente, ya que esto asegura una sección uniforme de extremo a extremo, sin distorsiones, causadas por soldaduras intermedias, variaciones en su diámetro o en el espesor de pared. Deberá afectarse al mínimo el tubo, al realizar la ranuración, para tratar de conservar su resistencia a la tensión. Las ranuras tienen la posibilidad de ser rectas (normales o la pared del tubo) u oblicuas (mayor abertura en la pared interior del tubo) y la ubicación puede ser alternada, afilada o agrupada (fig. III.31) y (fig. III.32).

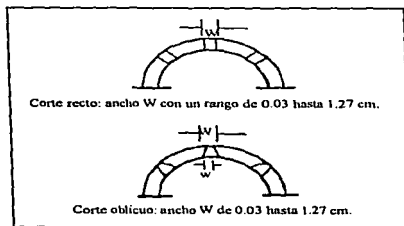


Fig. III.31 Corte de ranuras.

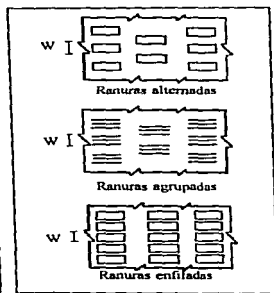


Fig. III.32 Tipo de ranuras.

Para obtener el número óptimo de ranuras con las que puede contar un tubo, se tiene una serie de fórmulas.

El número de ranuras por metro cuadrado de tubo se obtiene con la siguiente fórmula:

$$NR = N * F \quad (89)$$

Para determinar el número de ranuras individuales en el caso de tubos con ranuras individuales y tubos con ranuras agrupadas se tiene:

$$S = NG * NR \quad (90)$$

Para obtener el área de infiltración por metro de tubo, ya sea para ranuras aisladas o agrupadas se utiliza la siguiente fórmula:

$$a = I \cdot W \cdot NR$$

$$a = I \cdot W \cdot S \quad (91)$$

Para determinar la distancia entre centros de ranuras o entre centros de grupos de ranuras en el sentido circular se tiene:

$$C = \frac{\pi \cdot D_e}{F} \quad (92)$$

El valor de C es la distancia entre centros de ranuras para el caso de que estén alineados. Si se requiere obtener la distancia entre ranuras alternas esta será igual a 2C. La longitud recomendada de las ranuras es de 5.08 cm. y la distancia entre centros de ranuras en el sentido longitudinal del tubo es de 15.24 cm.

NOMENCLATURA DE TUBOS RANURADOS.

a	Área de infiltración por metro de tubo	(cm ²)
C	Distancias entre centros de ranuras o centros de grupos en el sentido circular al tubo	(cm)
De	Diámetro exterior	(cm)
F	Número de filas de ranuras al rededor del tubo	(adim)
I	Longitud de las ranuras	(cm)
N	Número de ranuras en una sola fila por metro de tubo	(adim)
NG	Número de ranuras que forman un grupo	(adim)
NR	Número de ranuras por metro de tubo	(adim)
S	Número de ranuras por metro de tubo, en el caso de los tubos con ranuras agrupadas	(adim)
W	Ancho de las ranuras	(cm)

IV

HERRAMIENTAS ESPECIALES PARA LA PERFORACION Y TERMINACION DE POZOS

Para la perforación de los pozos multilaterales se pueden utilizar los equipos convencionales que se utilizan en la desviación de pozos horizontales o altamente desviados, además se puede combinar con la tecnología de tubería flexible, perforación de diámetro reducido y perforación bajobalance, en este capítulo se describirán las herramientas que se utilizan para la perforación y terminación de pozos multilaterales. A continuación de describen las herramientas que se utilizan durante la perforación y terminación de los pozos multilaterales.

IV.1 BARRENAS.

Las barrenas tricónicas estándar y las barrenas policristalinas de diamantes compactos (PDC) son utilizadas en pozos desviados. Las barrenas PDC pueden ser ventajosas en pozos desviados, ya que en los últimos años, estas han sido utilizadas en formaciones de lutitas aportando buenos resultados. Bajo esfuerzos de cedencia a la fragilidad, hacen a estas menos apropiadas para formaciones de arenas. Las barrenas PDC son también atractivas en pozos desviados ya que carecen de partes móviles, con lo cual se elimina el riesgo de tener pescados por la pérdida de conos. Las barrenas PDC tienden a generar un alto torque reactivo en el motor de fondo, la fig. IV.1 y fig. IV.2 muestran barrenas PDC.

Las barrenas de conos tienen una gran tendencia a caminar usualmente en dirección recta, la dirección de la rotación de la sarta de perforación. Las barrenas PDC con un calibre pequeño y a bajas velocidades de rotación tienden a perforar en dirección recta o caminar derecho. Las barrenas PDC con un calibre grande y a altas velocidades de rotación, se ha visto que no tienden a caminar en la dirección recta.

Las barrenas de diamantes que se utilizan con los motores de fondo deben ser diseñadas especialmente para estas aplicaciones, más que para la perforación convencional con diamante.

Deben haber suficientes diamantes para cubrir adecuadamente el fondo del agujero, pero a la vez, pocos para asegurar la penetración a la formación considerando el peso reducido y las altas velocidades que envuelven al motor de fondo. Los diamantes que se van a correr en estos motores, frecuentemente son más pequeños que los usados en la perforación convencional para la misma formación.

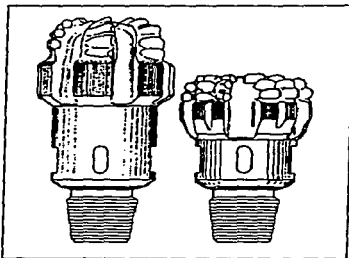


Fig. IV.1 Barrenas PDC para secciones horizontales.

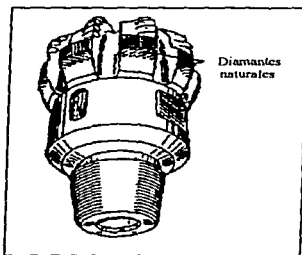


Fig. IV.2 Barrena PDC.

El diseño de las barrenas de diamantes para los motores de fondo, generalmente tienen un comportamiento ligeramente diferente a las convencionales, las más exitosas hasta ahora, son las que se diseñan para incluir estabilización. La otra diferencia es que normalmente están diseñadas para volúmenes específicos de fluido más que para una caída de presión total.

Debido a que la velocidad de rotación es considerablemente más alta en los motores de fondo, es sumamente importante enfriar los diamantes, por esta razón, es deseable lograr mayor exposición del diamante, aumentando el flujo del fluido a través de la formación y de la matriz de la barrena. La caída de presión disponible se debe usar para dirigir el flujo entre los diamantes más que en otras direcciones. Esto es esencial, en el caso de formaciones suaves, ya que la luita se quema entre los diamantes bajo malas condiciones de hidráulica.

IV.2 ESTABILIZADORES AJUSTABLES DE FONDO.

Estos son usualmente utilizados en secciones rectas (tangentes) de una desviación del pozo. Esto permite la perforación direccional para cambiar la tendencia de la construcción de un BHA sin hacer un viaje completo para cambiar el diseño del BHA. La medida del estabilizador es modificada en el fondo del agujero, variando el peso en la barrena.

IV.3 PERCUSORES "JARS".

Estos dispositivos mecánicos son comúnmente incluidos en los BHAs para soltar una varilla ensamblada. Cuando un tensión presente es alcanzada, los percusores viajan automáticamente, liberándose un mecanismo de martillo. El impacto puede golpear la varilla ensamblada y soltarla. Los percusores pueden ser colocados para impulsar la sarta arriba o abajo.

IV.4 SISTEMA MWD.

El sistema MWD incluye pulso telemétrico del lodo, navegación y datos de mecanismos de perforación, temperatura de fondo del agujero, rayos gamma y resistividad de la formación. El estado de navegación usa dos sistemas triaxiales, acelerómetros para determinar la inclinación y magnetómetros para determinar el azimut. Las mediciones del MWD son usadas para la perforación dirección, correlaciones geológicas, predicción de la presión de poro e interpretación de los mecanismos de perforación para ayudar en las decisiones de la perforación y aumentar la seguridad.

Los sistemas MWD más comúnmente usados son el sistema pulso-presión y el sistema modulado pulso-presión-transmisión. El sistema pulso-presión puede ser subdividido en sistemas de pulso-presión positivo y negativo. El sistema típico MWD cuenta con una unidad de censor en el fondo del pozo, el censor para la unidad de señal, la sección de pulso y la sección de potencia. En la superficie, las señales son recibidas por un transductor de presión y es transmitido a una computadora que procesa y convierte los datos de inclinación, dirección y ángulo de la superficie de la herramienta. Esta información es transmitida a una terminal, donde se imprime esta información, y una pantalla en el equipo del piso de perforación similar a la unidad superficial de herramientas direccionales, muestra los datos de inclinación, dirección y ángulo de la superficie de la herramienta.

La mayoría de los empacamientos de los sensores usan una herramienta MWD que consiste de tres inclinómetros (acelerómetros) y tres magnetómetros de entrada de flujo. En ángulos pequeños, la inclinación puede ser leída con un inclinómetro de gravedad. En ángulos más grandes aproximadamente 90° otro eje (otro inclinómetro) es necesario para obtener valores correctos. Las mediciones de dirección son obtenidas de los tres magnetómetros de las entradas de flujo. Las lecturas del acelerómetro son necesarias para corregir las mediciones de dirección por la inclinación y la posición de los magnetómetros con el costado inferior del pozo. El ángulo de la superficie de la herramienta es derivada de la relación de la dirección del pozo en el costado inferior del pozo, que es medido por los inclinómetros.

Una vez que las lecturas son medidas, estas son codificadas a través de unos empacamientos electrónicos en el fondo del pozo en 1) una serie de señales binarias son transmitidas por una serie de presión de pulsos o 2) una señal modulada que es cambiada para indicar un 1 o 0 lógico.

El pulso negativo trabaja por un impulsor que abre y cierra una válvula pequeña, la cual descarga una pequeña cantidad del fluido de perforación al espacio anular. El fluido causa una pequeña presión aumentando en la tubería de perforación (100 a 300 psi), causando un pulso de presión negativo. La duración del pulso de presión esta relacionada a que tan rápido la válvula se abre y se cierra.

El pulso positivo trabaja con una válvula para restringir el flujo del fluido de perforación y crear un pulso de presión positivo. El pulso de presión positivo puede ser más grande que el pulso negativo y es más fácil de detectar. El tiempo requerido para transmitir un juego de datos por el sistema de pulso positivo es más o menos parecido como el del sistema de pulso negativo de 3 a 5 minutos.

La sirena de lodo esta basada en una turbina impulsora de lodo que gira un generador, el cual da potencia a un motor, su velocidad varia de 200 a 300 ciclos/seg. El motor impulsa el rotor de la turbina, que en conjunto con el estator generará una carrera de onda, que es modulado por el rotor de la turbina, ya sea rápidamente o lentamente. La fase de cambio es detectada en la superficie y es interpretada en 1 o 0.

Todos los MWD comerciales cuentan con baterías o una turbina impulsora de lodo. Las baterías de litio limitan el tiempo de operación, dependiendo de las temperaturas en el fondo del pozo, pueden durar más o menos 300 horas. Debido a que la mayoría de las barrenas perforan más o menos 100 horas, el empaque de la batería puede ser reemplazado durante el cambio de barrena.

IV.4.1 Sistema LWD.

Los datos del LWD son usados principalmente para correlaciones de formación en tiempo real y predecir la presión de poro con mayor detalle en la evaluación de la formación. La herramienta doble compensador de resistividad (Compensated Dual Resistivity "CDR") y el compensador de densidad de neutrón (Compensated Density Neutron "CDN") dan mediciones de profundidad y resistividad poco profunda, factor fotoeléctrico, rayos gamma, volumen de densidad y un cálculo de la calibración basada en la densidad.

Alternadores de potencia de impulsores de lodo de las herramientas MWD y LWD proporcionan datos que se transmiten a la superficie por pulsaciones. El equipo LWD es capaz de coleccionar más información que puede ser transmitida a la superficie en tiempo real, algunos datos son almacenados en la memoria para leerlos cuando la herramienta es removida del pozo.

IV.5 MOTORES DE FONDO.

Debido al éxito que se ha tenido con el motor de fondo en la perforación de pozos direccionales y multilaterales, se ha tenido un gran incremento en el uso de estos.

Los motores más atractivos para la perforación de pozos multilaterales son el de turbina y los motores de desplazamiento positivo. Los motores probaron ser económicos y técnicamente eficientes como herramientas direccionales, primero se usaron para remplazar la herramienta desviadora al inicio de la desviación o para cambiar la dirección del agujero, además, presentaron la ventaja de conducir la barrena sin rotar la tubería de perforación, desviando el agujero por el sustituto curvo, introducido arriba del motor.

Actualmente los motores de fondo se usan, no solo para iniciar la desviación sino también para controlar el ritmo de incremento del ángulo y la dirección del agujero. También en esta aplicación, es suave el incremento de ángulo de la curva y el control de la dirección es más exacta que si se hubiera perforado convencionalmente con perforación rotacional. La fig. IV.3 muestra la desviación del lateral con el uso de MWD, motor y barrena.

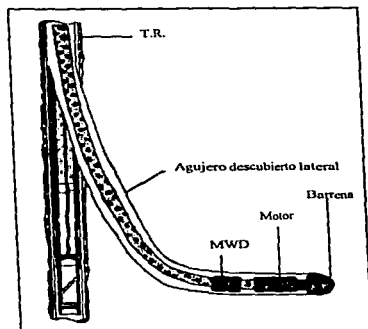


Fig. IV.3 Desviación del lateral utilizando las herramientas MWD, motor y barrena.

Para determinar si el motor de fondo es útil para la perforación de un pozo lateral, se toman en cuenta varios factores y se deben cumplir ciertas condiciones, entre las cuales se encuentran:

- La formación a perforar debe ser susceptible a las barrenas de diamantes.
- El sistema hidráulico debe proveer un buen gasto y que las características de presión en el funcionamiento del motor sean óptimas.
- Las características del agujero deben ser tales que, no eleven el costo al correr el motor de fondo.

IV.5.1 Motores de desplazamiento positivo.

Un motor de desplazamiento positivo (Positive Displacement Motor "PDM") se localiza inmediatamente arriba de la barrena en un BHA. Este tiene la suficiente potencia para desplazar el lodo con una flecha helicoidal que rota dentro de una caja de hule y regresa a la barrena a cientos de revoluciones por minuto.

Los motores de desplazamiento positivo tienen una válvula de descarga que se utiliza para desviar el fluido cuando este fluye dentro y fuera del agujero. Cuando la circulación comienza, las fuerzas del fluido bajan el pistón, y de ese modo se cierran los puertos y el fluido va directo a través del estator. Debido a la excentricidad del rotor en el estator, el fluido que circula da un torque al rotor, causando que el rotor gire y pase el fluido de cámara a cámara. La rotación del estator es transmitida a la barrena por una junta universal para una rotación del substituto donde la barrena es conectada. Un cojinete de empuje y un cojinete radial, se utilizan para oponerse a la carga axial y la carga normal en la barrena y la rotación del substituto. Un cojinete de empuje superior guarda las cargas hidráulicas cuando la barrena esta fuera del fondo y cuando hay circulación.

La vida de operación de los motores de fondo de desplazamiento positivo esta limitada principalmente por el desgaste del estator, los cojinetes de empuje los componentes de transmisión. El estator es la parte vulnerable del motor, ya que este es sujeto a continua fricción y deformación por el rotor. Es estator debe ser elástico para dar un sello hidráulico efectivo alrededor del rotor, mientras se permite girar al rotor libremente. Es esencial que el rotor conste de un componente elastómetro correctamente formulado que estará seguramente vinculado con el motor desviador. El estator esta sujeto ocasionalmente a ataque quimicos por los hidrocarburos aromáticos en la fase diesel o los sistemas de lodos base aceite.

IV.5.2 Motores de fondo articulados (Articulated Downhole Motor "ADM").

Recientemente el desarrollo de motores de fondo articulados (Articulated Downhole Motor "ADM") permiten la perforación de multilaterales de radio corto. Un motor articulado el es corazón de la nueva tecnología. Una articulación es como un codo que puede ser doblado en una dirección. Usando dos o tres articulaciones permite que el motor gire rápidamente creando un radio corto. Cada articulación puede ser ajustada para doblesces de 0 a 4°. Se utilizan tres articulaciones para construir la curva y dos son usados cuando se perfora horizontalmente. Una curva de radio corto puede ser construida en 45 pies de profundidad vertical verdadera, pero típicamente es girado de la vertical a la horizontal en 65 a 90 pies de profundidad vertical verdadera.

Los motores articulados permiten "girar" o rotar la sarta de perforación de 5 -15 r.p.m., durante la perforación horizontal. Girando la tubería da un mayor control de dirección, incrementando el ritmo de penetración, mejorando la limpieza del agujero y reduciendo el torque y el arrastre.

IV.6 SUSTITUTO DESVIADOR O SUSTITUTO CURVO (BENT SUB).

El bent sub o sustituto curvo es un elemento de orientación estándar, con una junta maquinada para dar un ángulo exacto, no hay rotación por arriba del sustituto, la desviación se controla manteniendo la herramienta y la barrena en un ángulo exacto en relación con el lastra barrena de dirección y la tubería de perforación. Esto produce una curva sin cambios bruscos, evitando las severas patas de perro asociadas normalmente con la cuchara desviadora convencional.

IV.7 CAJA DESVIADORA (BENT HOUSING).

Esta herramienta da un permanente pandeo en el BHA, este pandeo por lo regular es de $\frac{1}{4}$ a $1\frac{1}{2}$ grados. Esta herramienta se utiliza para hacer la desviación del pozo y controlar la trayectoria horizontal.

IV.8 PRINCIPIO DEL APAREJO DE FONDO (BHA).

El BHA es la parte de la sarta de perforación que afecta la trayectoria de la barrena y consecuentemente, del pozo. Esta construcción podría ser simple, teniendo solo una barrena de perforación, lastrabarreras y tubería de perforación o esto podría ser complicado, teniendo, una barrena de perforación, estabilizadores, collar magnéticos, unidad telemétrica, sustituto, escariadores, percutores, sustitutos superiores, tubería de perforación extrapesada y tubería de perforación regular.

Todos los BHA causan una fuerza de lado en la barrena que hace que la construcción de la barrena caiga o hace que esta agarre un ángulo y gire a la derecha o izquierda. Además, los estabilizadores y las partes del BHA que conectan el pozo ejercen fuerzas de lado en la formación o la tubería de revestimiento. Algunas de estas fuerzas son tan grandes que el contacto del equipo sufre un desgaste, ya sea un desgaste mecánico o desgaste en las tuberías y las aletas estabilizadoras.

La inclinación es otro factor en el mecanismo del BHA que es influenciado por la dirección de la barrena y la inclinación, especialmente donde se perforan formaciones suaves. La curvatura de la línea central del BHA es transmitida a la barrena, causando algo de inclinación y movimiento en la dirección de la línea central.

IV.9 ESTABILIZADORES.

Los estabilizadores son usados en los BHAs para controlar la trayectoria del pozo y evitar el BHA arriba de la barrena donde toca la pared del agujero, reduciendo los riesgos de pegadura.

IV.10 SISTEMA DE MOTOR ELEVADO (TOP DRIVE).

En la perforación de los pozos multilaterales se tiene un incremento en la longitud de las secciones laterales perforadas, por lo cual se tiene la necesidad de utilizar el sistema top drive.

Con el sistema top drive se pueden eliminar dos tercios de las conexiones. Cuando no es posible realizar un viaje normal, es decir, levantar y correr una lingada completa, se aplica rotación para vencer la fricción por arrastre y se van sacando los tubos. En la sección lateral se tiene mayor fricción por arrastre, por esta razón, se requiere atomillar, debido a que la rotación reduce la fricción por arrastre, en este momento se hace evidente el ahorro de tiempo con el top drive.

El tiempo que se emplea normalmente en realizar una conexión para luego deslizar la flecha en la mesa rotaria puede llevar 45 min. Esta maniobra involucra asentar cuñas y levantar la flecha, para conectar un tubo y posteriormente la sarta de perforación. El trabajo comienza realmente cuando la flecha se desliza por la mesa rotaria. El ciclo de conexión que consiste en sacar, poner cuñas, conectar e introducir, se repite hasta que la mesa rotaria detiene el avance de la flecha, ya que están manejando tubos individuales.

Con el uso del sistema top drive las conexiones se realizan en un tiempo de 3 a 4 minutos sin necesidad de detener la rotación y la circulación; de esta manera se tiene una parada de 90 pies, sin manejar tubos individuales. Cuando se saca la sarta del pozo se podrá tener la capacidad de circular y rotar o descender en cualquier punto sin detener el viaje, o levantar la flecha y trabajar con tubos individuales. El sacar y meter la tubería son los mayores beneficios al utilizar el sistema top drive en la perforación de los pozos multilaterales.

IV.10.1 Ventajas del sistema top drive.

En el momento en que se inicia la desviación, el sistema top drive tiene las siguientes ventajas:

- Se mantendrá la verdadera orientación direccional para una lingada de 90 pies en una sección 100% deslizable, sin detener el avance para hacer conexiones, re-orientar la cara de la herramienta o re-alinear dentro de la curva inicial; esto es válido para incrementos de ángulo altos o bajos.
- Se incrementa el control de la cara de la herramienta con el empleo del sistema top drive.
- Se tienen límites en el torque para cada sarta de perforación.

- Se mejora el control del azimut por la habilidad de detener la rotación con el freno del top drive y/o iniciar la rotación en cualquier punto. No se necesitan las cuñas o los candados mecánicos en la mesa rotaria.
- Se reduce mucho la necesidad de cuñas debido a que se eliminan las conexiones obligadas en la perforación convencional. Esto reduce la posibilidad de accidentes en el piso del equipo.

IV.11 CUCHARA DESVIADORA (WHIPSTOCK).

En los años recientes, se ha vuelto una necesidad re-entrar en los pozos para perforar un extensión horizontal o altamente desviada. Para comenzar un lateral se debe de moler o cortar una sección de ventana a través de la tubería de revestimiento. El método frecuentemente usado para desviar estas re-entradas incorpora una cuchara desviadora convencional para iniciar la desviación del molino y empezar a cortar la ventana. Una cuchara desviadora convencional que será usada en aplicaciones multilaterales, debe ser recuperable para facilitar la producción. La sección que se va a cortar para abrir la ventana, se realiza moliendo una parte de la tubería de revestimiento de producción y se coloca un tapón de cemento. Este método no fue considerado una opción viable por el riesgo que se tenía al colocarlo en la zona inferior del yacimiento.

Con el paso del tiempo, nuevos diseños de cucharas desviadoras fueron requeridas. Hay dos tipos de cucharas desviadoras convencionales disponibles, estas son: el "packstock" y el "bottom trip".

IV.11.1 Cuchara desviadora packstock.

La cuchara desviadora packstock es una combinación de un desviador y un conjunto de empacadores que forman una unidad integral simple en el fondo del agujero. El ensamble de empacadores es orientado, normalmente con una herramienta giroscopio y se coloca en el lugar deseado. La cuchara desviadora es entonces corrida y asegurada con la pata de mula alineada con el empacador. Pero el packstock fue rechazado por dos razones:

- 1) Para recuperarla se requería cortar la cuchara desviadora fuera del empacador, con lo cual se tenía dificultad por los recortes de la ventana molida.
- 2) Se podría dificultar sacar el elemento empacador a través de la ventana ya que este se corta arriba del ensamble del packstock.

IV.11.2 Cuchara desviadora bottom trip.

La cuchara desviadora del bottom trip tiene un embolo pegado en el fondo de la herramienta, que cuando es colocado en la posición de aterrizaje, viaja un resorte de carga con cuñas para colocarse a propósito, de aquí el nombre de bottom trip (fig. IV.4). Esta es una cuchara independiente del punto de carga donde es colocado, lo cual significa que no habrá nada que cortar cuando sea recuperado. Un empacador inflable podría utilizarse para el punto de aterrizaje, debido a que es de diámetro exterior pequeño cuando se desinfla. Esto ayudaría a su recuperación.

El principal requerimiento de diseño para nuevas cucharas desviadoras, es que deben de ser fáciles de recuperar sin afectar las características del rendimiento normal relativo a la cuchara desviadora convencional. Otra característica de diseño sería maximizar el área de flujo a través y alrededor de la cuchara desviadora, para propósitos de producción. La cuchara desviadora debe ser diseñada para el punto de inicio de desvío en el costado inferior del agujero (fig. IV.4a).

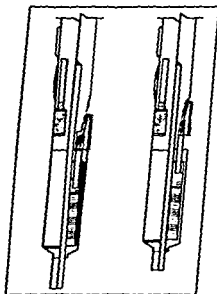


Fig. IV.4 Cuchara desviadora
Bottom trip.

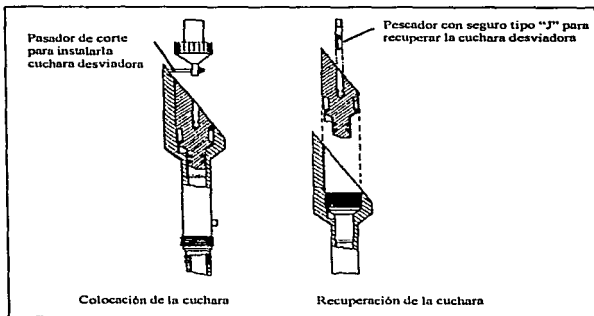


Fig. IV-4a Instalación y recuperación de la cuchara desviadora.

IV.11.3 Recuperación de la cuchara desviadora.

Hay tres conceptos investigados para recuperar la cuchara desviadora, estos son:

1. Un collarín de dado convencional.
2. Un pescador de cuello con un dispositivo de ensamble con seguro en "J".
3. Una herramienta recuperadora tipo gancho para acoplarse a la ranura receptáculo en la cuchara desviadora.

El collarín de dado convencional tiene tres desventajas, que lo hacen incompatible como un método principal para la recuperación. Primero, es difícil liberar cuando se engancha. Segundo, las cucharas desviadoras convencionales son de tamaño bastante cercano al diámetro interior de la tubería de revestimiento, lo que permite un mínimo enganchamiento y resulta limitado para sacarlo. Un tercer problema es la posibilidad de sacar la parte superior de la cuchara desviadora fuera de la pared de la tubería de revestimiento con un muy delgado gancho guía.

La herramienta recuperable pescador de cuello consiste de un tubo de pared delgada y una guía con una agarradera interna que será enganchada a la ranura tipo "J" maquinada dentro de la parte trasera de la curva del desviador. Una vez más, el mayor

problema es la separación de la parte superior de la cuchara desviadora de la pared de la tubería de revestimiento, ya que la ranura puede ser enganchada por la agarradera tipo "J". También, el tamaño del desviador no permite mucha resistencia en la herramienta recuperadora. Se hicieron consideraciones para reducir el diámetro exterior de la cuchara desviadora para permitir el uso del método tipo "J", pero este fue descartado debido a la posibilidad del efecto desfavorable en el rendimiento normal de la cuchara desviadora.

La herramienta recuperadora tipo gancho, es parecido aun gancho pescador; este engancha una ranura en la cara de la parte cóncava de la cuchara desviadora (fig. IV.5). Este sistema requiere orientación del gancho para un adecuado acoplamiento de la ranura. Considerando los problemas asociados con las alternativas, este método fue seleccionado como el principal para recuperar y el collarín de dado convencional fue seleccionado como un sistema de apoyo.

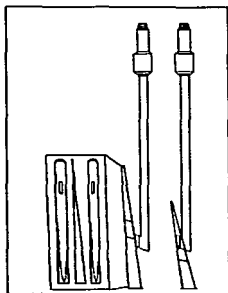


Fig. IV.5 Se muestra la herramienta de pesa que se engancha a la ranura de la superficie cóncava de la cuchara desviadora.

IV.11.4 Cuchara desviadora hueca.

La cuchara desviadora hueca aparte de tener la función de desviar el pozo lateral, puede servir para conectar la tubería de producción del pozo que se encuentre inmediatamente debajo de la cuchara desviadora, ya que esta cuchara puede ser perforada con facilidad. Después de que el lateral es desviado, se conecta la tubería de producción a la cuchara. La fig. IV.6 muestra la cuchara desviadora hueca.

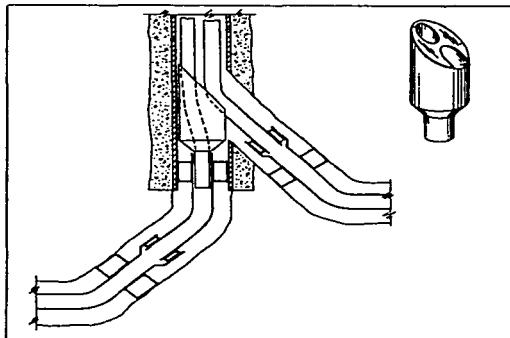


Fig. IV.6 Cuchara desviadora hueca.

IV.12 MOLINO DE VENTANA Y MOLINO "WATERMELON".

El molino de ventana sirve para moler la tubería de revestimiento, y así iniciar la apertura de la ventana, por donde se desviarán los laterales para comenzar la perforación de éstos. Estos molinos deben ser de un cuerpo muy resistente, ya que el molido de la tubería de revestimiento desgasta a éstos molinos.

El molino "watermelon" se utiliza para ampliar la ventana que se ha cortado o abierto con el molino de ventana, es importante ampliar la entrada de la ventana para que las herramientas pueden pasar con facilidad y no se tengan problemas durante la perforación de los laterales. La fig. IV.7 muestra el molino de ventana y el molino "watermelon".

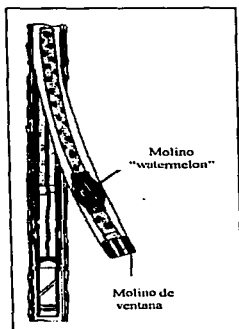


Fig. IV.7 Molino de ventana y molino "watermelon" para abrir y ampliar la ventana.

IV.13 GIROSCOPIO.

El compás giroscopio es usado cuando instrumentos de agrimensura magnéticos no pueden ser usados por la interferencia magnética de la cercanía de la tubería de revestimiento o cuando el pozo con tubería de revestimiento ya colocada esta siendo medido.

Hay varios tipos de instrumentos de giroscopios, estos son: el giroscopio simple y multidisparo, el giroscopio de registro superficial, el giroscopio de ritmo o búsqueda de norte. De los instrumentos giroscopios usados para realizar las mediciones en agujeros entubados, el más común es el multidisparo.

La fig. IV.8 ilustra un giroscopio horizontal Cardan-suspendido. Una frecuencia de corriente AC alta impulsa un rotor en circuito corto a una velocidad de 20,000 a 40,000 r.p.m.

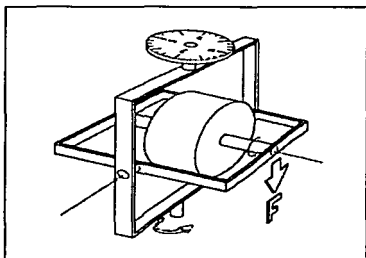


Fig. IV.8 Giroscopio horizontal.

Aún cuando el giroscopio no es influenciado por interferencia magnética, el giroscopio podría ser apoyado exactamente en el centro de gravedad, este estaría libre de influencias por fuerzas externas. Sin embargo, tal precisión es particularmente imposible de realizar. Consecuentemente un giroscopio un poco descentrado tendera a mostrar una fuerza F , causada por la gravedad, en la dirección indicada en la fig. IV.8. El giroscopio compensa las fuerzas de gravedad y de fricción causadas por los rumbos por rotación de éste en el eje vertical en una dirección equivalente con el lado derecho o izquierdo de la fuerza descendente en el eje horizontal del balancín de la brújula. La fig. IV.8 muestra un reloj contador en dirección de las agujas del reloj de movimiento para la fuerza en el lado derecho). La cantidad de estas rotaciones determina la precisión del giroscopio. La inclinación horizontal del balancín de la brújula es corregido por un sensor que detecta cualquier salida del giroscopio del eje horizontal y manda una señal a un motor auxiliar. La corrección del giroscopio es hecha rotando el eje vertical hasta que el eje horizontal es apropiadamente ajustado. El giroscopio no es fuerte como los instrumentos magnéticos, por lo cual debe ser manejado con mucho cuidado.

IV.14 REGISTRO DE ADHERENCIA DEL CEMENTO (CBL).

El posicionamiento contra la pared de seis brazos con transmisores y receptores acústicos de la herramienta para la toma de registros, elimina problemas de centralización de la herramienta y de la interferencia ocasionada por el fluido del pozo. Esto mejora las condiciones de integridad del cemento, especialmente en pozos desviados, horizontales o laterales.

Los problemas de adherencia del cemento en pozos laterales, se ha identificado utilizando una herramienta de adherencia sementada (SBT), que determina la integridad del cemento.

IV.14.1 Descripción de la herramienta.

El registro de adherencia del cemento mide la calidad de la cementación vertical y radialmente. Las medidas cuantitativas son hechas en segmentos de 60° alrededor de la tubería de revestimiento empleando un arreglo de 12 transductores dirigidos de alta frecuencia, montados en cojinetes (fig. IV.9). Cada uno de los seis brazos motorizados coloca un transmisor y un receptor contra la pared interior de la tubería de revestimiento y debido al reducido espacio entre el transmisor y el receptor proporciona medidas compensadas de debilitamiento, que son esencialmente independientes de las rápidas señales provenientes de la formación, que comúnmente causan confusión en el análisis del registro de cementación convencional (CBL).

El contacto del cojín con la pared de la tubería de revestimiento elimina la interferencia ocasionada por las señales de los fluidos contenidos en el pozo y permite una ligera excentricidad de la herramienta, la cual es una causa común de problemas en la evaluación de la cementación.

Para mejorar la respuesta de la herramienta, se emplea una configuración envolvente de los transductores para hacer mediciones compensadas que determina la integridad de la adherencia del cemento a la tubería de revestimiento (fig. IV.24). Un transductor en cada uno de los cuatro cojinetes adyacentes se usa en cada medición, dos para la transmisión del sonido de frecuencia y dos como receptores.

Se incluye con el sistema un registro de densidad variable y/o de forma onda con 5 pies de espaciamiento, con el objeto de evaluar la adherencia del cemento a la formación. Los transmisores de onda dirigidos envían energía acústica de manera que resalta los efectos en la superficie entre el cemento y la formación. Los datos en la formación de onda se procesan digitalmente en el fondo y se envía a la superficie con cable.

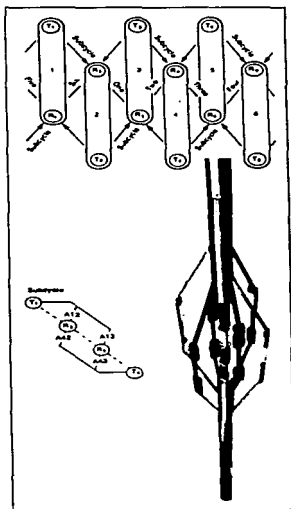


Fig. IV.9 Herramienta para medir la calidad de la cementación.

IV.14.2 Presentación del registro.

En este paquete de registro se incluye una presentación primaria similar a la de otros registros de evaluación, en el cual se incluye el segmento del debilitamiento mínimo de cualquiera de los seis segmentos y un debilitamiento promedio de los seis segmentos.

Para corroborar los resultados, se hace una correlación con otros registros como el de rayos gamma o el neutrón; incluyendo un registro localizador de coples (CCL) para el control de la profundidad. El registro de densidad variable se despliega en la pista 3 para determinar la presencia o ausencia de adherencia del cemento a la formación.

Una presentación del arreglo segmentado despliega los seis segmentos con debilitamiento compensado y el registro de debilitamiento variable ("VAL" Variable Attenuation Log), que es un "mapa del cemento" en la circunferencia de la tubería de revestimiento contra la profundidad. Se usan dos acelerómetros para determinar el apoyo relativo del instrumento en la parte baja. La orientación de las huellas se sobrepone al lado inferior del segmento en pozos desviados. En condiciones horizontales o casi horizontales, estas huellas se convierten en parte importante de las mediciones de la herramienta.

El mapa de cemento se divide en 5 tonos; el más oscuro presenta una adherencia mayor del 80 %, disminuyendo hacia el blanco que representa tubería libre sin soporte. Tres intermedios de gris representan condiciones diferentes de adherencia entre los extremos, generalmente una adherencia pobre o parcial del cemento.

Especificaciones de la herramienta.

- Servicio único de evaluación del cemento.
- Mediciones cuantitativas de debilitamiento compensado pueden detectar efectivamente canalizaciones.
- No se afecta por las señales de alta velocidad de la formación.
- Infiere la preferencia direccional de la adherencia alrededor de la tubería de revestimiento.
- No se afecta por el tipo de fluido utilizado en el pozo, incluyendo lodo contaminado por gas.
- Se puede tolerar una excentricidad moderada mientras los cojinetes se mantengan en contacto con la tubería de revestimiento.
- Es aplicable a tamaños de tuberías de revestimiento de 4½ pg. hasta 16 pg.
- No se afecta por la redondez o rugosidad interior de la tubería de revestimiento.
- La presencia de arreglo segmentado permite tomar decisiones de cementaciones forzadas con mayor confianza.
- Si es necesario, los datos del registro de adherencia segmentada puede ayudar a resolver problemas que resulten en la herramienta de pulsos compensados CBL.

IV.15 HERRAMIENTAS PARA AISLAR ZONAS DE PRODUCCIÓN CON TUBERÍA FLEXIBLE.

La zona de aislamiento de los intervalos productores en pozos direccionales o altamente desviados se considera ahora una de las áreas más críticas para hablar durante la fase de diseño de la terminación del pozo.

En muchos pozos horizontales, el intervalo de producción se considera como un yacimiento homogéneo que no necesitaría zona de aislamiento a lo largo de la superficie de las arenas. En muchos de estos pozos en agujero descubierto, el equipo de terminación consiste de una tubería corta ranurada hasta el final del intervalo productor, la cual deja una pequeña flexibilidad para el aislamiento de zonas afectadas cuando el avance de la conificación de agua o gas ocurre en la vida del pozo. Sin un medio de aislamiento de los flujos indeseables de agua y gas, se tendrá un problema con los pozos potencialmente productores que comenzaran a bajar su producción.

Ahora se puede disponer de los equipos de terminación que pueden dar ciertas opciones en la zona de aislamiento y regular el flujo, contando con un número de configuraciones para varias condiciones de producción o inyección en los pozos horizontales o altamente desviados. Muchos de estos diseños son versiones modificadas de equipos existentes que han sido usados en pozos por muchos años. También se cuenta con la tubería flexible que ofrece un comprobable método de costo efectivo para operaciones de control de flujo en pozos horizontales o altamente desviados. La nueva tubería flexible es más resistente con 2 pg. de diámetro exterior o más grande y puede llegar más lejos dentro de las secciones horizontales del pozo, y puede aumentar los servicios de operación.

Se puede tener un pozo horizontal en agujero descubierto o agujero ademado, en ambos casos es deseable controlar el flujo del sistema de fracturas verticales a lo largo del intervalo vertical. En agujeros descubiertos, empacadores inflables externos de tubería de revestimiento o una cementación del intervalo corto podrían ser usados para aislar los sistemas de fracturas (fig. IV.10).

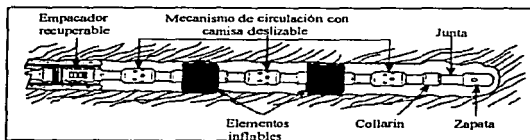


Fig. IV.10 Camisa de circulación/ Terminación con empacador inflable.

La fig. IV.11 muestra empaques de alta presión que están disponibles para aislar las perforaciones en agujeros adermados. Los mecanismos de camisas deslizables dan una comprobación del método para controlar selectivamente los fluidos del yacimiento.

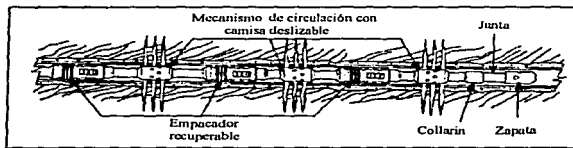


Fig. IV.11 Camisa de circulación/Terminación con empaador recuperable.

IV.15.1 Descripción de los sistemas.

Un número de mecanismos de camisas deslizables de circulación con características de diseño único son actualmente disponibles. La selección de la camisa y la herramienta deslizadora asociada afectara los costos iniciales de la terminación.

Las camisas deslizables caen dentro de tres categorías, estas son:

IV.15.2 Camisas deslizables convencionales.

Las camisas convencionales ofrecen un diseño simplificado y las herramientas deslizadoras son igualmente probadas (fig. IV.12). Los elementos deslizables en la camisa son diseñados para operaciones libres de dificultades en muchas condiciones del fondo del pozo. Un perfil de niple es provisto en la parte superior del sustituto para localizar y cerrar los mecanismos de control de flujo a través de los puertos de flujo de la camisa, si el control preciso del flujo a través de la camisa es deseado. La camisa y la herramienta deslizadora son diseñadas para líneas aisladoras convencionales; la última camisa es abierta y cerrada por manipulación de la sarta de herramientas.



Fig. IV12 Mecanismo de circulación con camisa deslizante convencional y herramienta de deslizamiento.

En terminaciones horizontales o altamente desviadas el funcionamiento de las herramientas desplazadoras de la línea aisladora-desplazada podría ser dañada por el arrastre de la sarta de herramientas contra la tubería. Esto es particularmente verdadero cuando la dirección de la herramienta deslizadora es descendente, y los escombros se presentan en el pozo.

Cuando se usa tubería flexible para desplazar a la herramienta deslizadora, es posible tener ciertos servicios en el pozo, ya que la tubería de producción es más rígida. En avances recientes en servicios de herramientas con tubería flexible permite una considerable fuerza hidráulica a ser aplicada para operar el equipo de terminación en el fondo del agujero con un "generador de fuerza".

Un generador de fuerza en el fondo del agujero, el cual es desplegado en la tubería flexible y es hidráulicamente operada, y podría ser usada para contra los requerimientos para manipular mecánicamente la herramienta deslizadora para operar la camisa (fig. IV.13). El generador de fuerza en el fondo del agujero esta compuesta de varios componentes básicos, los cuales tienen funciones específicas. Estas son, de arriba hacia abajo:

- **Cuerpo.-** Expandible, pistón deslizante hidráulicamente operado, el cual actúa con presión interna. La vía de comunicación se realiza con sarta de tubería flexible. El anclaje contra el diámetro interno de la tubería de producción y las fuerzas superiores o inferiores, son generadas por el sistema. Este se libera quitando presión.
- **Cilindro de arrastre.-** Actúa con presión interna. Este se contrae cuando es impulsado desde la posición extendida.
- **Cilindro de empuje.-** Actúa con presión interna. Este se contrae cuando la posición es colapsada.

Debajo de éste sistema, una herramienta deslizadora en la línea aisladora estándar es sujeta para acoplarse a la camisa. El generador de fuerza en el fondo del agujero da la capacidad de circular fluidos para remover sedimentos fuera de áreas críticas abajo de la camisa.

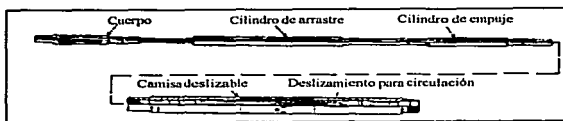


Fig. IV.13 Generador de fuerza con herramienta de deslizamiento convencional y mecanismo de circulación con camisa deslizable.

El generador de fuerza en el fondo del agujero da manipulación hidráulica para el control del flujo subsuperficial con tecnología convencional de la herramienta deslizadora y trabajara efectivamente en estos pozos que ya han sido terminados con mecanismos de camisas deslizables de circulación convencionales.

Hay unas inherentes desventajas en seleccionar una camisa deslizable en la cual se utiliza una herramienta deslizadora con tecnología avanzada. La longitud de la sarta de la herramienta es reducida, la herramienta deslizadora es sencilla, ya que el mecanismo de localización es diseñando para el acoplamiento de la camisa, y el procedimiento de operación es simplificado. La configuración más simple es una camisa deslizable convencional con un perfil de posición de acoplamiento en la parte superior del substituto.

IV.15.3 Camisa convencional con perfil de posición.

El uso de una camisa deslizable convencional conectada a un niple de perfil de posición, como el que se muestra en la (fig. IV.14), es el siguiente paso en la progresión de las camisas deslizables diseñadas para usarse en pozos horizontales o altamente desviados. La herramienta de deslizamiento hidráulica especial, mostrada en la fig. IV.15, da un mayor método positivo del deslizamiento de la camisa que la herramienta deslizable convencional con el generador de fuerza en el fondo del agujero. La sección de la posición de la herramienta tiene pasadores con resortes sesgados que se acopla con el perfil de posición arriba de la camisa convencional, y por diseño, alinea los pasadores de deslizamiento sin la ultima camisa. Como se puede ver en la tabla IV.1, la fuerza de deslizamiento disponibles es una función del área del pistón. Las fuerzas producidas por la herramienta son diseñadas para exceder la fuerza de deslizamiento requerida para un margen considerable. El perfil de posición es colocado arriba de la camisa deslizable convencional para tener un espacio adicional para la operación del pistón entre la posición de los seguros y la ultima camisa en la herramienta deslizadora.

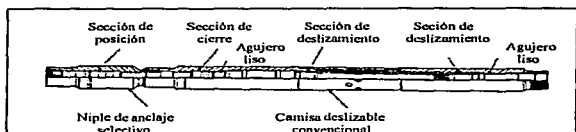


Fig. IV.14 Mecanismo de circulación con camisa deslizable convencional y con niple de anclaje.

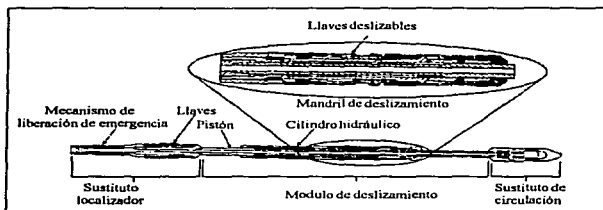


Fig. IV. 15 Herramienta de deslizamiento hidráulica.

Esta herramienta no requiere manipulación mecánica de la tubería de producción para deslizarla camisa y cuando el ciclo deslizable es completado, los puertos de flujo son abiertos en la herramienta para dar una indicación superficial del recorrido completo del deslizamiento. La tabla IV.1 muestra las especificaciones de la herramienta.

HERRAMIENTA DESLIZADORA HIDRAULICA			
FUERZA DESLIZADORA DISPONIBLE			
Tamaño de la tubería de revestimiento (pg.)	Diámetro exterior del deslizador (pg.)	Area del pistón (pg. ²)	Fuerza disponible (lbf.)
2 1/8	1.84	1.57	7,800
2 7/8	2.23	1.90	9,500
3 1/2	2.72	2.32	11,600
4 1/2	3.50	2.98	14,900
5	3.89	3.31	16,500

TABLA IV.1 ESPECIFICACIONES DE LA HERRAMIENTA

IV.15.4 Mecanismo de circulación con camisa deslizante horizontal.

A veces, es deseable seleccionar una camisa deslizante con características de diseño particulares para aplicaciones horizontales. Para encontrar estas necesidades un diseño especial de mecanismo de camisa deslizante de circulación horizontal ha sido desarrollado como una alternativa para un mecanismo de camisa de circulación convencional (fig. IV.16). El diseño más robusto de este sistema fue generado para operaciones TFL en el cual las operaciones de presión diferencial son más altas. La curvatura, el diseño de sello moldeado en esta camisa han sido operados para periodos extensos, abiertos contra presiones diferenciales de 5,000 psi. La caja de la camisa tiene un acanalado superior e inferior para su centralización. Adicionalmente, ranuras de flujo en el cuerpo de la camisa dan una mayor tolerancia de escombros en la trayectoria del flujo que en los puertos que salen directamente del cuerpo. Las características e diseño particularmente benefician una instalación en agujero descubierto.

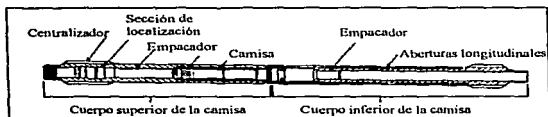


Fig. IV.16 Mecanismo de circulación con camisa deslizante para pozos horizontales.

La camisa es movida arriba de los puertos de flujo en la posición abierta y de ese modo mejora la tolerancia de escombros de la camisa durante la producción del pozo. Esta camisa fue el primer diseño para trabajar en conjunto con los diseños especiales avanzados de la herramienta deslizadora hidráulica. En cualquiera de los mecanismos de camisas deslizables de circulación mencionados arriba, la última camisa podría ser deslizada con cualquiera de los avances diseñados de la herramienta deslizadora con el generador de fuerza en el fondo del agujero.

IV.15.5 Mecanismo de circulación con camisa deslizante de multiposición.

Las operaciones hidráulicas de la herramienta deslizadora ha facilitado los avances tecnológicos de diseño. La camisa deslizante con multiposiciones se muestra en la fig. IV.17, y es uno de los nuevos diseños realizados. Se cuenta con orificios o puertos en el cuerpo de la camisa para alojar la producción del pozo, estos son seleccionados antes de la instalación de la camisa y después, la posición de la última camisa determina el número de orificios descubiertos. Esto permite el área de flujo a través de la camisa para ser controlado por el posicionamiento de la última camisa. Esto es igualmente útil en

pozos de inyección cuando el control preciso del fluido de inyección es requerido. Ya que los ritmos de flujo pueden ser controlados variando el área de flujo a través del cuerpo de la camisa. Los flujos de control interno que actúan para limitar la producción del agujero no son requeridos. Esto simplifica los requerimientos para que los servicios del pozo crezcan en operaciones.

La posición de la última camisa es determinada por la distancia en el pistón hidráulico en los viajes de la camisa deslizadora. Una modificación a la herramienta deslizadora para determinar esta distancia puede ser hecha en la superficie antes de que la herramienta deslizadora sea desplegada.

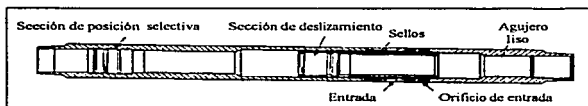


Fig. IV.17 Mecanismo de circulación con camisa deslizable multiposición.

IV.16 NIPLE DE ASENTAMIENTO RANURADO DE FONDO. MODELO BPL.

El BPL, es un niple de asentamiento con tres agujeros sellados y puertos de gran tamaño, el cual se corre en la sarta de la tubería de perforación, y proporciona una vía de comunicación entre la tubería de producción, y el espacio anular con la ayuda de línea de acero. Se tienen dos ranuras de cierre arriba y abajo de los puertos que retienen varias herramientas recuperables con la línea de acero que permite el control del flujo a través del niple y los puertos.

IV.16.1 Aplicaciones.

El niple de asentamiento ranurado está específicamente diseñando para terminaciones con altos ritmos de flujo a través de la tubería de producción y la tubería de revestimiento. Una instalación típica sería una sarta simple, con terminación en zonas múltiples. Instalando el niple entre los empacadores, permite el acceso a zonas alternas usando línea de acero en vez de costosas operaciones de reparación, sin tocar la tubería de producción y los empacadores colocados o matar a las formaciones.

El niple de asentamiento ranurado desempeña las siguientes funciones:

1. Cerrar la comunicación entre el espacio anular y la tubería de producción a través de la instalación de un BPL.

2. Producir en zonas múltiples o inyectar, (mezclarlo) entre el espacio anular y la tubería de producción de los puertos de gran tamaño con erosión minimizada a través de la instalación de una válvula de mezclado.
3. Producción selectiva de una zona superior mientras se aísla una zona inferior con la instalación de una válvula de circulación con un tapón obturador de desvío.
4. Estrangula una zona ladrona en pozos de inyección en zonas múltiples.
5. Pruebas de presión en la tubería de producción sobre el niple ranurado son hechas con línea de acero para instalar la válvula.

IV.16.2 Características.

Area de flujo grande en los puertos: El área de flujo grande en el puerto minimiza la caída de presión y la erosión.

1. Sellos del agujero estándar compatibles con otros nipples de asentamiento y otros tamaños.
2. Anillo removible que permite una fácil conversión en el campo de un BPL a un TPL.
3. Sellos plegables en los accesorios, son estándar en todos estos. Los sellos plegados son fácilmente reemplazables.
4. Disponibilidad estándar, H₂S y CO₂ (13% Cr.).

IV.16.3 Operación.

El niple de asentamiento ranurado BPL se corre como parte de la sarta de la tubería de producción. Su localización debe ser cuidadosamente determinada para las futuras operaciones con línea de acero para que estas sean más fáciles. Se deben revisar los diámetros exteriores e interiores antes de correrlo. También el armado de los accesorios debe cuidarse.

Los nipples de asentamiento se corren con línea de acero abajo del niple ranurado para permitir que sus accesorios sean corridos a través de la válvula de aislamiento sin tener que recuperarlo.

IV.17 VALVULA DE AISLAMIENTO CON ESTRANGULADOR. MODELO BKI.

La válvula de aislamiento es un mecanismo con línea de acero para el fondo del pozo que permite el control de la producción de una zona superior a través de una tubería de producción sencilla.

IV.17.1 Aplicaciones.

Maximiza la producción en una zona múltiple para una terminación de sarta sencilla, con diferentes presiones e índices de productividad.

Permite el control del flujo en una zona de alta presión, mientras que esta permitiendo que el flujo fluya sin restricción de una zona más baja.

Previene la comunicación entre zonas.

IV.17.2 Características.

1. Construcción sencilla.
2. Orificio reemplazable de cerámica.
3. Válvula check corriente arriba del estrangulador.
4. Area de flujo de desvío para zonas de producción más bajas.
5. Todos los sellos son recuperados con línea de acero y se pueden adaptar fácilmente sellos plegables.
6. Sellos de presión balanceados. Las presiones en la tubería de producción o el espacio anular no tiene efecto en la posición de la válvula de aislamiento.

IV.17.3 Equipo y accesorios.

1. Sello de fondo lubricante. Se cuenta con una grasa a base de silicon para altas temperaturas (-40° hasta 400° F) (-40° hasta 240° C) especialmente seleccionados para proteger a los elastómetros.
2. Herramienta plegable de anillos sellos. Esta herramienta se utiliza para la instalación de sellos plegables.

IV.17.4 Operación.

La válvula de aislamiento BKI tiene un cuello interno de pesca, la herramienta esta diseñada para liberarse por una sacudida.

IV.18 EMPACADOR ENSAMBLADO RECUPERABLE DE ELEVACION DE GAS.

El empacador recuperable tipo ahorcadas es usado para efectuar un sello arriba y abajo en la tubería de revestimiento o tubería de producción.

El empacador ensamblado es colocado en su lugar por un sistema de deslizamiento doble, el cual retiene este en su lugar aunque existan fuerzas desde abajo o desde arriba.

El empacador ensamblado se corre en el pozo con cable eléctrico y se coloca a presión. La fuerza de asentamiento es retenida en los elementos empacadores con un anillo de seguridad.

El empacador es recuperado con una herramienta empacadora recuperable (Packer Retrieving Tool "PRT"). Se dispone de dos modelos:

- Para evaluar el rendimiento del empacador en la tubería de revestimiento/tubería de producción.
- El empacador de elevación de gas se incorpora a un mandril lateral de bolsa para convertir los pozos no fluyentes en pozos de elevación de gas, perforando la tubería de producción e instalando el número requerido de estaciones de elevación de gas.

IV.18.1 Características.

1. Se corre y se coloca bajo presión de un cable eléctrico.
2. Un anillo de diámetro exterior pequeño permite que los empacadores colocados bien a través del niple superior.

Mayor diámetro interior de 3" para tubería de revestimiento. de 5½" y 2.340" para el empacador de elevación de gas.

IV.18.2 Operaciones.

Amar el conjunto adaptador de línea WAK al empacador ensamblado y colocarlo a presión.

1. Correr el ensamble a la profundidad deseada de colocación.
2. Cuando se coloca el ensamble a presión actúa el liberador en el WAK automáticamente libera el empacador ensamblado.
3. Se saca la herramienta fuera el agujero.
4. Si el empacador ensamblado se corre para las operaciones de elevación del gas, las válvulas deben ser corridas en su lugar o instaladas en su propia bolsa.

IV.18.3 Recuperación del empacador ensamblado.

1. Si el empacador ensamblado va a ser recuperado, hay que asegurarse de que exista suficiente lubricación disponible para cubrir las herramientas, así como el empacador ensamblado.
2. Armar la herramienta empacadora recuperable. Correr suficientes barras de plomo para obtener buenos resultados en el fondo del pozo, particularmente en pozos desviados.
3. Correr el ensamble recuperable en el agujero a la profundidad del empacador y solo antes de sellar el empacador verificar el peso de la herramienta.
4. Sellar el empacador y colocarlo abajo un par de veces para asegurarse que el collar ha sido enganchado debajo del anillo de soporte.
5. Jalar con suficiente tensión en la línea de viaje, hasta que los cuatro tornillos de corte se rompan y se libere el anillo de soporte.



SISTEMAS DE RE-ENTRADAS

La tecnología de re-entrada horizontal permite la producción de yacimientos que de otra manera no hubiese sido conveniente su recuperación económica. Para tener éxitos en proyectos de re-entrada se requiere de un aprovechamiento multidisciplinario que incluye análisis de yacimientos, tuberías de revestimiento, perforación direccional, fluidos, evaluación de la formación y tecnología de terminación.

Uno de los principales propósitos de los laterales son las operaciones de re-entrada para los trabajos de reparación, re-terminación o poner en contacto nuevos objetivos en los yacimientos ya conocidos, ahorrando los costos de la sección vertical de un pozo nuevo, tuberías por pozo, cabezales y conexiones superficiales.

Cuando apropiadamente se implementan los programas de re-entrada pueden extenderse a yacimientos que de otra manera serían inalcanzables, además de aumentar la vida económica de campos marinos y otras áreas.

Los factores que contribuyen al incremento en perforaciones multilaterales son:

- **Productividad.** La productividad de los pozos multilaterales provee de 2 a 5 veces más que la que se da en pozos direccionales en cualquier dirección. La sección horizontal más larga tiene mayor contacto con el yacimiento, además de que proporciona una permeabilidad de 5 a 20 veces mayor. Los pozos multilaterales son además ideales candidatos por su bajo costo en terminaciones en agujeros descubiertos, ya que no requiere cementaciones de tubería de revestimiento.
- **Recuperación.** Los pozos multilaterales pueden maximizar esencialmente la recuperación, ya que se incrementa la exposición del yacimiento con el pozo. Una razón para que esto ocurra, es que los radios de drenaje que se tienen en pozos multilaterales tienen muy pocas o casi nulas caídas de presión, ya que la presión del yacimiento y del pozo son casi iguales, esto es una gran ventaja en comparación con pozos convencionales. Esta pequeña caída de presión da como resultado reducción de problemas de conificación, además de mejorar en el pozo un mantenimiento económico debido a los ritmos de producción, aun después de que el yacimiento se haya depresionado significativamente.

V.1 APLICACION DE RE-ENTRADAS.

Actualmente, las aplicaciones más novedosas para la tecnología de re-entrada es para producir yacimientos adicionales, para aumentar la forma de drenado y aumentar el contacto de la fractura.

La re-entrada de pozos se utiliza, cuando se cuenta con plataformas de producción ya existentes, donde el pozo ya está hecho desde la superficie hasta el punto del inicio de la desviación, con lo cual se reduce considerablemente el costo del proyecto que si se perforara un nuevo pozo.

Debido a que el agujero es más pequeño, en tamaño, una re-perforación puede requerir un equipo más pequeño y más barato, tal como un equipo de reparación. La re-perforación también es benéfica para un control geológico. Los datos originales del pozo, tendrán una nueva interpretación sísmica en 3D y modelos del yacimientos, pueden ser usados para identificar nuevos objetivos y limitar el riesgo de la perforación en la re-entrada de un pozo seco.

Por ejemplo, técnicas de re-entrada horizontal pueden ser usadas para zonas productoras que no fueron objetivos en programas de desarrollo originales. Esto puede ser utilizado para zonas poco profundas que se encuentran atrás de la sarta de la tubería de revestimiento. En viejas estructuras de domos, pozos existentes pueden ser desviados y perforados arriba de la estructura para recuperar el aceite volátil a lo largo de los flancos del domo.

Una desviación horizontal puede evitar el daño cerca de la pared del pozo (tal como invasión de lodo, precipitaciones o migraciones de finos) más eficientemente que un simple tratamiento convencional o un caro fracturamiento hidráulico. Las desviaciones horizontales pueden redirigir el pozo alrededor de zonas conificadas de agua o gas para incrementar la producción de aceite. Una desviación horizontal también puede ser menos riesgosa y más económica que la mayoría de los trabajos de recuperación de pescados en el pozo.

En todos estos casos, el incremento de la producción puede significativamente mejorar el regreso en inversiones para estructuras existentes (plataformas, líneas de tubería, facilidades de producción, etc.) ahorrándose así grandes capitales de inversión.

V.2 VENTAJAS DE LAS RE-ENTRADAS EN LOS POZOS.

Las ventajas de las operaciones de re-entrada en pozos multilaterales son:

- Reduce costos (ahorrando de un 40% hasta 60%).
- Menor impacto ambiental.

- Conocimiento geológico.
- Uso de pozos existentes.
- Incremento en la producción.
- Eficiencia de los tubos ranurados en plataformas marinas.

El incremento en la eficiencia de las ranuras ayuda en tener un menor costo del pozo, además, la reducción del uso de ranuras adicionales permite un mejor desempeño de los pozos existentes.

Utilizando la tecnología de perforación con diámetro reducido, el costo en los nuevos laterales puede ser disminuido en el futuro, debido al decremento del costo del lodo, así como de los recortes.

V.3 DESVENTAJAS DE LAS RE-ENTRADAS EN POZOS.

Las desventajas asociadas con la tecnología de pozos multilaterales radica principalmente en la complejidad del sistema. No importa como sea empleado el pozo, esta complejidad se incrementa a medida que el número de laterales crece. Otras de las desventajas son las limitaciones en cuanto a los diámetros interiores, impuestas por el programa de tuberías de revestimiento existentes. Por ejemplo una tubería de revestimiento de 7 pg., el diámetro máximo exterior de desviador hueco estará restringido a un diámetro interior de 2 $\frac{1}{2}$ pg.

Hoy en día se tiene otra desventaja en la sección del agujero abierto que existe en el punto de salida de la tubería de revestimiento. Esta sección puede ser reducida en su longitud al colocar un empacador externo en la tubería de revestimiento en el punto justo fuera de la salida.

V.4 TAMAÑO DE LAS RE-ENTRADAS MAS USUALES.

La tabla V.1 muestra los tamaños de re-entradas en las tuberías de revestimiento más usuales durante la perforación de los pozos multilaterales, así, como el tamaño de barrena con que se perfora el lateral .

RE-ENTRADA EN EL TAMAÑO DE BARRENA	
DIAMETRO DE T.R. (pg.)	DIAMETRO DE BARRENA (pg.)
7	6 a 6 1/8
5 1/2	4 a 4 3/4
4 1/2	3 5/8 a 3 1/8

TABLA V.1 RE-ENTRADAS EN TUBERIAS DE REVESTIMIENTO

V.5 COSTO DE LA RE-ENTRADA.

La tabla V.2 muestra el costo de la re-entrada para un pozo de 4 1/2 pg. Además se muestra el costo de la re-entrada cuando se hace en un pozo nuevo o en uno ya existente.

COSTO DE LA RE-ENTRADA
• Para un pozo de 4 1/2 pg.
• Para un desplazamiento de 2500 pies
• Para un pozo nuevo: \$500,000 a \$1,000,000 (Dólares)
• Para un pozo ya existente \$250,000 a 350,000 (Dólares)

TABLA V.2 COSTO DE LA RE-ENTRADA

V.6 PROCEDIMIENTOS DE RE-ENTRADA.

Hay procedimientos que son usados para la desviación de pozos existentes, estos son:

- Sección a perforar.
- Cuchara desviadora.
- Agujero descubierto.

Cuando se planea perforar 40 a 60 pies de la sección lateral se utilizan unas cuchillas extendidas (fig. V.1). Se suministra rotación por la tubería de perforación o por motores de fondo. Cuando se cuentan con motores con frecuencia estos perforan más rápido debido a su alta velocidad de rotación. Los motores reducen la torsión debido al bajo torque. Varios problemas pueden originarse durante las operaciones de perforación, incluyendo desenrosque de la tubería de revestimiento si es débil o no esta cementada debajo de la tubería de revestimiento. Se deben de tomar registros para ver si la calidad de la cementación es buena o pobre.

Cuando se perfora una sección de 60 pies se generan de 1000 a 3000 lbs de recortes de acero. Estos recortes de acero son difíciles de acarrearlos fuera del pozo debido a su alta densidad y también a que los recortes son grandes. Se han desarrollado nuevos molinos para generar recortes de acero más pequeños para reducir este problema.

Los grandes volúmenes de recortes de acero son con frecuencia difícil de remover del lodo en la superficie. Los recortes de acero pueden dañar los motores, la barrena y otras herramientas en el fondo del agujero, algunos operadores descargan el lodo después de la perforación, limpian los tanques y comienzan a perforar con nuevo lodo.

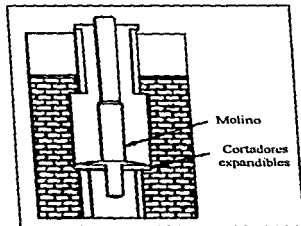


Fig. V. 1 Sección de ventana.

V.7 DESVIANDO EL AGUJERO CON TAPON DE CEMENTO.

El procedimiento para perforar una sección y colocar un tapón de cemento en el inicio de la desviación es el siguiente:

Procedimiento de re-entrada con tapón de cemento para una T.R. de 5½ pg.

- Perforar una sección de 40 a 60 pies (perforar con 6½ pg.).
- Escariar el agujero con 8½ Pg.
- Colocar el tapón de cemento (arena - 5 a 10 lbs/saco).
- Tiempo para perforar 10 pies (2½º de dobles) (2 pies/hora).
- Se observa aproximadamente de un 60-80% de recortes de la formación.

- Observar la ΔP del motor (aumenta en rocas).
- Aumenta lentamente la ΔP del motor por cada 10 pies.
- Velocidad de perforación completa (control de ΔP).

Después de perforar la tubería de revestimiento, se corre usualmente un escariador en el agujero para remover el revestimiento del cemento viejo, para permitir que el tapón del cemento pueda ser colocado en roca sólida (fig. V.2). Con frecuencia se adhiere arena (5-40 lbs/saco) al tapón del cemento para aumentar la resistencia, especialmente en rocas duras donde la desviación es más difícil. Esto es importante para permitir que el cemento se endurezca el tiempo suficiente, ya que si el cemento es insuficientemente resistente, la barrena no se desviará y se tendrá que colocar un segundo tapón de cemento.

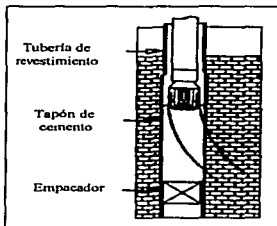


Fig. V.2 Desviación de la ventana.

El pozo es inicialmente desviado usando un ligero peso sobre barrena y "tiempo de perforación" a un bajo ritmo (1 pg. por cada 3 min.) para permitir que la barrena se desvíe hacia las rocas que son con frecuencia más duras que el tapón del cemento (fig. V.3).

Las barrenas de perforación (baleros, PDC ó TSP) tienen un ritmo de perforación axial R_A que se incrementa con el aumento del peso sobre barrena. Estas barrenas tienen también un ritmo de perforación lateral R_L que es directamente relacionado a la fuerza lateral F_L aplicada a la barrena por el substituto curvo o el motor de caja desviadora. Este ritmo de perforación lateral es cercanamente independiente del peso sobre barrena. Se utilizan motores de fondo para altos ángulos de desviación ($2\frac{1}{2}$ grados) durante las operaciones de desviación para aumentar la fuerza lateral F_L y el ritmo de perforación lateral R_L .

Cuando se tienen grandes pesos sobre barrena, el ritmo de perforación axial es mucho más grande que el ritmo de perforación lateral ($R_A \gg R_L$). Con bajos pesos sobre barrena, los ritmos de perforación son casi iguales ($R_A \approx R_L$) y la barrena se desvía hacia un lado rápidamente, hacia la roca dura. Esto hace esencialmente que la desviación de las barrenas tengan una excelente capacidad de recorte en orden al máximo ritmo de perforación R_L durante la desviación. El ritmo de la forma del punto de inicio de la desviación puede por lo tanto ser controlado variando el peso sobre barrena y usando el apropiado diseño de la barrena.

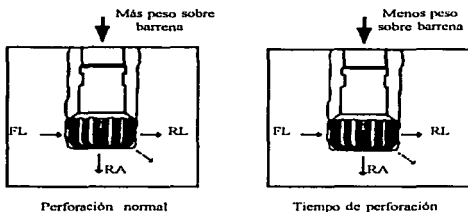


Fig. V.3 Tiempo de perforación

Durante la desviación, el pozo es perforado a 2 pies/h. Inicialmente, parte de la barrena está perforando el cemento y parte esta perforando la roca, el porcentaje de roca aumenta conforme progresa la perforación. Cuando el perforador o registros del lodo registran de un 60% a 80% de recortes de roca que vienen a través de la temblorina del lodo, el peso sobre barrena está lentamente incrementándose casi cada 10 pies. Aumentando el torque del motor se observa que la barrena está quedándose en la roca sobre éste intervalo.

Una vez que la barrena está entrando en la roca, el perforador puede incrementar el peso sobre barrena. Esto hace esencialmente que el perforador no precipite el procedimiento del punto de inicio del desvío, porque un excesivo peso sobre barrena puede causar que la barrena se desvíe de regreso al pozo original y perforar recto. En éste caso, un segundo tapón de cemento tiene que ser colocado y el procedimiento tiene que repetirse y se consume tiempo y el proceso es caro.

V.8 POSIBLES PROBLEMAS DURANTE LAS RE-ENTRADAS.

Las herramientas MWD y guiadoras usan magnetómetros para medir la dirección del azimut. Los magnetómetros no operarán en tubería de revestimiento de acero por la interferencia magnética y por lo tanto no puede ser usado para orientar el BHA cuando se hace la desviación desde pozos entubados, ya que los magnetómetros están en el interior de la tubería de revestimiento (fig. V.4).

La herramienta de reconocimiento giroscopio, la cual no es afectada por la tubería de revestimiento, es típicamente usadas para la orientación de BHA antes del punto de inicio de la desviación. El giroscopio no es suficientemente robusta para ser usada durante la perforación, hasta que los sensores de la herramienta guía o el MWD están de 10 a 15 pies debajo de la tubería de revestimiento (fig. V.5). Los sensores magnéticos, "actuarán arriba" o no trabajará si éstos vienen cerca del sustituto de la tubería corta debajo del tapón de cemento.

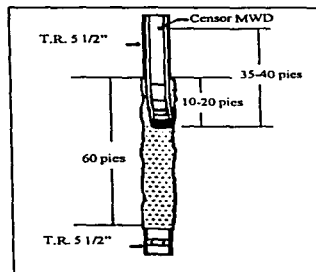


Fig. V.4 Problemas de medición durante la re-entrada.

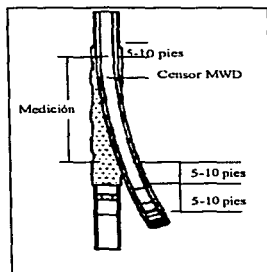


Fig. V.5 Problemas de medición durante la re-entrada.

Las herramientas guiadoras y el MWD usan acelerómetros para medir la inclinación del pozo. Si el pozo tiene más de 2 o 3 grados de inclinación y la dirección del azimut del agujero es conocida, el "costado superior" del agujero puede ser usado para orientar el BHA, si es que el magnetómetro no está funcionando (fig. V.6).

El costado superior puede ser usado cuando la inclinación del pozo continuamente aumenta con forme el pozo se esta perforando (pozo A), como se muestra en la fig. V.7. Si la inclinación del pozo horizontal disminuye con el proceso de la perforación (pozo B), la técnica de orientación del costado superior no puede ser usada por el intervalo donde la inclinación es menor de 2 grados (cuando el pozo va directamente vertical).

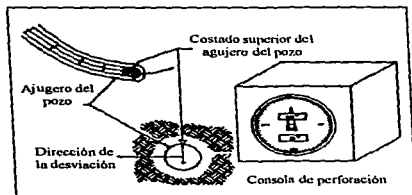


Fig. V.6 Herramienta de medición.

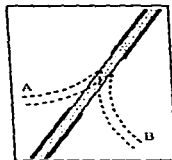


Fig. V.7 Medición de la herramienta

V.9 RE-ENTRADO CON CUCHARA DESVIADORA.

Las re-entradas pueden ser hechas usando técnicas de molinos desviadores como se muestra en la fig. V.8. La mayor ventaja de perforar la ventana es la eliminación del tiempo esperado en el cemento para endurecerse y así reduciendo el tiempo del inicio del punto de la desviación.

El procedimiento para desviar el pozo con una cuchara desviadora es el siguiente:

- Colocar un empacador con línea de acero (conteniendo una pata de mula).
- Correr un giroscopio para determinar la orientación de la pata de mula.
- Orientar el agujón en la cuchara desviadora.
- Corter y colocar la cuchara desviadora.
- Cortar una ventana con "arrancando" molino.
- Correr el molino telescopiado y ensamblar el molino "watermelon".
- Correr una barrena con molino "watermelon" (20 a 30 pies).

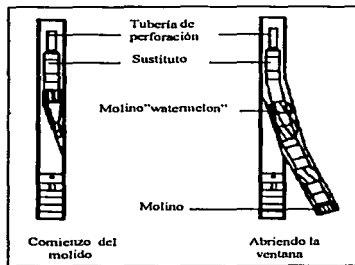


Fig. V.8 Procedimiento del molido de la re-entrada.

En éste caso, un empacador con línea de acero contiene una llave de pata de mula que se coloca en el pozo y se utiliza la herramienta giroscopio para medir la orientación de la llave de la pata de mula.

El agujón contiene una pata de mula ranurada que se utiliza en el fondo del desviador. Éste agujón es orientado para que la cuchara desviadora sea apropiadamente orientada cuando ésta es asentada en el empacador.

Enseguida, la cuchara desviadora se corre con el comienzo del molino. Una vez que la cuchara desviadora es orientado y asentada en el empacador, se corta un pasador y el proceso de apertura de la ventana se inicia. Después de perforar algunos pies, el comienzo del molido es arrastrado y un molino ensamblado y un molino "watermelon" se corre, el cual es usada para desviar el pozo a una distancia de 20 a 30 pies. Un motor convencional es entonces usado para perforar la sección construida.

Problemas asociados con la ventana perforada incluyen:

1. Herramientas golpeando la ventana cuando se corre dentro o fuera del pozo.
2. Empacadores apropiados y rotación.
3. Dificultades en empacadores recuperables.

V.10 DESVIACION EN AGUJERO DESCUBIERTO.

La desviación del agujero descubierto llega a ser con una práctica común, especialmente en pozos multilaterales que deben ser desviados en el agujero descubierto. La desviación del agujero descubierto es hecha lentamente alternando la sarta de perforación sobre una distancia de 10 pies para 0.5 a 1 hora para cortar de 0.5 a 2 pg. de la saliente en la roca (fig. V.9).

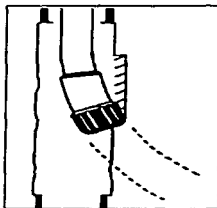


Fig. V.9 Procedimiento de re-entrada en agujero descubierto.

Una vez que esta saliente es formada, la barrena perfora con un ligero peso sobre barrena hasta que el torque del motor y los recortes indican que la barrena se está volviendo a empotrar en la roca. El peso sobre barrena es entonces incrementado lentamente hasta que la barrena esta completamente empotrada en la roca.

El procedimiento para la desviación del agujero descubierto es el siguiente:

1. Localizar la sección de pata de perro en el pozo.
2. Correr un ensamble doblado de 2 grados (opcional).
3. Orientar el ensamble 180 grados hacia la pata de perro.
4. Alternar el BHA de 10 a 15 pies (0.5 a 1 hora).
5. De 0.5 a 2 grados en la pata del perro.
6. Terminar con perforación normal.

V.11 APERTURA DE LA RE-ENTRADA.

Dependiendo de las aplicaciones, la desviación puede ser iniciada a través de la sarta de la tubería de revestimiento existente, moliendo una sección o cortando una ventana usando un desviador en la tubería de revestimiento.

En la operación de la sección de apertura, la entrada en la tubería de revestimiento es molida a lo largo de 60 a 100 pies. El tapón de cemento es entonces colocado a través de esta sección para ser usado como un tapón positivo del punto de desvío a la salida de la tubería de revestimiento.

Cuando se corta una ventana, la cuchara desviadora se coloca en el punto de inicio de la desviación deseada, usando un empacador permanente. Un molino ensamblado puede cortar una sección afuera de uno de los lados de la tubería de revestimiento en la dirección deseada (éste método se ha usado frecuentemente en pozos del Golfo de México).

Después de haber hecho la salida por la tubería de revestimiento, se corre un aparejo de perforación dirigida con un sistema de medición MWD, para construir la sección curva y perforar la sección horizontal. Barrenas triconicas o PDC son seleccionadas para el intervalo de la formación.

El sistema MWD puede incluir sensores para la evaluación de la formación, tales como rayos gamma y herramientas de resistividad. Estas lecturas son importantes en perforaciones horizontales porque éstas son usadas para la geología del pozo. Si se cuenta con trabajos que se realizaron anteriormente de registros responden a la facilidad de modelos del equipo de perforación direccional para detectar los límites del yacimiento o el contacto de los fluidos antes de que estos sean atravesados por la barrena.

En radios cortos de re-entrada, el ensamble del fondo del agujero incluye un motor articulado y un sistema flexible MWD, para perforar radios de 40 a 100 pies.

V.12 METODO COMMUNLY-USED SIDETRACKING TECHNOLOGIES "CST" PARA DESVIAR AGUJEROS ENTUBADOS.

Algunas veces los pozos entubados requieren que sean desviados para reparar fallas mecánicas, tales como tuberías de revestimiento colapsadas y revisar objetivos geológicos. Para tales aplicaciones se utiliza la tecnología de desviación de ventana molida. Para la desviación de la ventana molida se hará mención del método CST, que se ha utilizado para desviar más de 800 pozos, muchos abajo de 20,000 pies y con frecuencia a través de dos sarts de tubería de revestimiento.

La secuencia del Método CST generalmente envuelve:

- Colocación de un empacador permanente modificado en una línea de acero, y si se requiere, determinar la orientación del pasador guía del empacador para que la cuchara desviadora pueda ser orientada antes que entre al pozo.
- Bajar y anclar un desviador de tubería de revestimiento permanente en el empacador.
- Correr una barrena de velocidad de diamantes y un watermelon para terminar la ventana.
- Extender y escarar la ventana con molinos adicionales.
- Seguir perforando el lateral con ensamble de perforación convencional.

V.12.1 Beneficios de la apertura de la ventana.

Con frecuencia se tienen problemas cuando se están moliendo las ventanas, especialmente con tuberías de revestimiento P-110. La sección molida puede consumir tiempo y además ser costosa. Viajes extras son con frecuencia requeridos para reemplazar las cuchillas en el molino. Taponamientos podrían también ser la causa de la adherencia de recortes magnetizados a la pared de la tubería de revestimiento. Después de que la sección es cortada, hay con frecuencia problemas para colocar un buen tapón de cemento y desviar afuera el tapón.

El método CST también presenta ventajas, tales como que éste método es más rápido y requiere menos viajes. Hay menor cantidad de metal para moler y remover del pozo. Los recortes son más pequeños para mejorar la limpieza del pozo. Los requerimientos de torque son más bajos, lo que ayuda a prevenir el degollado de la tubería de perforación. El método CST también elimina la necesidad de un tapón de cemento y del motor de lodo, además no se requiere de un desviador recuperable.

El método CST ofrece varias ventajas, por ejemplo, el desviador es seguramente anclado en el empacador permanente y no regresará. El empacador puede también actuar como un tapón conector. También, el empacador puede ser colocado en una línea de acero solo arriba del collar de la tubería de revestimiento, evitando colocarlo en el collar.

La orientación del giroscopio del empacador también permite operar en profundidad, alto ángulo y altas temperaturas. Los costos de los recortes son reducidos, ya que un molino de diamantes es usualmente suficiente para terminar la desviación.

Con el empacador colocado en la línea de acero hay menos posibilidades de precolocación. El empacador puede ser colocado con la tubería de perforación y orientado con el giroscopio antes de ser colocado si es que se tiene una dirección preferida.

V.12.2 Optimización de la desviación en la tubería de revestimiento.

Basado en los procedimientos mejorados y las herramientas, además de la experiencia en desviaciones exitosas, las siguientes recomendaciones harán óptima la desviación en la tubería de revestimiento, utilizando el método CST.

V.12.3 Antes de colocar la cuchara desviadora en el empacador.

La tubería de revestimiento necesita ser bien cementada a través del intervalo deseado a desviar. Si la cementación es defectuosa, hay que realizar una cementación forzada. Después se baja una barrena y se escarea para asegurarse que el empacador colocado éste limpio y libre de incrustaciones o materiales indeseados. Finalmente, el lodo necesita ser acondicionado al peso requerido para perforar el pozo con seguridad.

V.12.4 Colocación de la cuchara desviadora en el empacador.

Se corre la cuchara desviadora en el empacador permanente (fig. V.10) con una línea de acero desde el principio con un collar localizador. Se registra lo más cerca del collar de la tubería de revestimiento y el punto de inicio de la desviación (KOP), y se coloca encima del empacador 8 pies arriba del collar.

Colocar el empacador con línea de acero, dando el diámetro completo de la tubería de revestimiento para correr un giroscopio con un protector de calor cuando las temperaturas en el fondo del agujero son altas.

V.12.5 Orientación de la cuchara desviadora.

Si hay una dirección del objetivo deseada o una inclinación de 2° o mayor al punto de inicio de la desviación, una inspección direccional deberá correrse para determinar la dirección del alineamiento del pasador del empacador. Usando los resultados de la medición, la cuchara desviadora puede ser orientado en el piso del equipo antes de correrlo dentro del pozo (fig. V.11).

Si la inclinación del agujero en el punto inicial de la desviación (KOP) es mayor de 2°, la cuchara desviadora deberá ser orientado 45° a la derecha o a la izquierda del costado superior usando un mecanismo de orientación o un giroscopio, asegurándose que el pozo principal no sea interceptado a una profundidad mayor. Si el pozo es casi vertical con una inclinación menor de 2° y el control de la dirección es requerida, se corre un giroscopio para orientar la cuchara desviadora. Sin embargo, si el control de la dirección no es requerida, los procedimientos de orientación no se necesitarán.

Completar el anclaje con la cuchara desviadora y unirlos. La superficie de la cuchara desviadora será alineada en la dirección del objetivo, y la ranura del anclaje ensamblado será alineada con la orientación del pasador guía del empacador de la cuchara desviadora. Finalmente se asegurará alineándose automáticamente la cara de la cuchara desviadora cuando el ensamble es acoplado con el empacador.

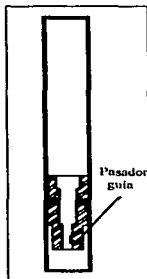


Fig. V.10 Colocación del empacador con desviador.

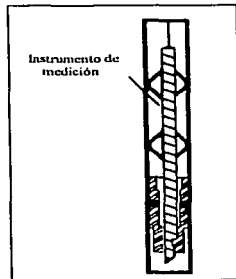


Fig. V.11 Orientación del desviador. Una medición direccional es usada para encontrar la orientación del pasador guía.

V.12.6 Preparación y colocación la cuchara desviadora en la tubería de revestimiento.

Después de colocar la cuchara desviadora en el empacador, se retira la cuchara desviadora con el ensamble sujetador del anclaje y el sujetador del molino de arranque en la parte superior de la agarradera de la cuchara desviadora (fig. V.12). Dentro del agujero se corre un ensamble que incluye una junta de la tubería de perforación debajo de los lastra barrenas y de un precursor mecánico en la posición superior.

Se baja la cuchara desviadora dentro del empacador hasta que hay 6,000 lb de peso en éste, después se retira el peso hasta que hay 6,000 lb de peso arriba de la sarta de perforación. Este peso extra que se retira da una indicación en la superficie de que la cuchara desviadora es asegurado dentro del empacador.

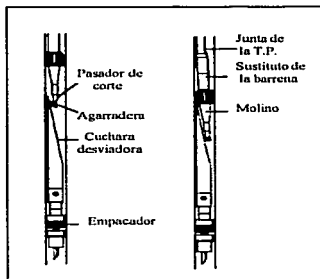


Fig. V.12 Colocación de la cuchara desviadora.

Es importante notar que es casi imposible comprobar que la cuchara desviadora está alineada con el pasador en el empacador. Nunca hay que rotar la sarta de perforación para comprobar el alineamiento ya que el cerrojo de corte podría fallar prematuramente.

Cuando la cuchara desviadora es asegurada permanentemente dentro del empacador por el deslizamiento del anclaje, se retira la sarta de perforación hasta que el cerrojo de corte es cortado. Esto usualmente toma 12,000 lb de peso.

Cuando el molino de arranque está libre, se afloja alrededor de 12 pg. y se retira de 1-2 pg. y se comienza a rotar. La velocidad de rotación en este punto deberá de ser de 60-70 r.p.m. Cuando los recortes comienzan, solo se usa suficiente peso para controlar el torque y prevenir la torsión.

El comienzo del corte será de 2½ a 3 pies. Se levanta y se escarea algunos minutos para estar seguro de que no hay rebabas y que la agarraerem de la cuchara desviadora está completamente cortada. Después de complementar los 3 pies del comienzo del corte, se saca fuera el pozo.

V.12.7 Utilizando el molino diamantes de alta velocidad.

Se retira la molino de diamantes de alta velocidad y se coloca un watermelon directamente arriba de éste. Se corre una junta en la tubería de perforación entre el watermelon y los lastra barrenas. la junta en la tubería de perforación permitirá flexibilidad extra (fig. V.13).

Se comienza rotando a 90 r.p.m. y se prolonga la ventana 2 pies. Se escarean los 3 pies del comienzo del corte usando una medida de torque para mantener un torque aceptable. Cuando el molino toca el fondo del comienzo del corte, el torque será insuficiente. En éste punto, aumenta la velocidad de rotación de 110-130 r.p.m. y se añade peso a la barrena para controlar el torque. Habrá alrededor de 12 pies de corte de la ventana en esta operación en adición al comienzo del corte.

Después de 6-7 pies de recortes, la parte central del molino de diamantes será centrada en la tubería de revestimiento, causando que el torque y el ritmo de penetración disminuyan. Para incrementar el torque y el ritmo de perforación, simplemente se añade más peso sobre barrena para doblar el ensamble en el fondo del agujero y la inclinación del arranque del molino morirá en el centro. Después de que el ritmo de penetración aumenta, el peso sobre barrena puede ser reducido para mantener el torque aceptable. Esto elimina la necesidad para sacar prematuramente el molino de diamantes.

Después de haber cortado lo que quedó de la tubería de revestimiento, se puede usar el molino para cortar 10-15 pies de formación. Esto permitirá suficiente espacio para correr el siguiente ensamble en el fondo del agujero. Si sólo 50-60 pies de agujero descubiertos son planeados, éstos podrían ser perforados con éste molino y el watermelon. Después de la perforación se jala hacia arriba y se hacen varias corridas a través de la ventana para eliminar las rebabas y rellenos.

V.12.8 Ampliando la ventana con molino telescopiado y sarta con molino.

El ensamble consta de una molino telescopiado, una sarta con molino, una barrena sustituto y todos los lastra barrenas. Se baja una junta de perforación que fue previamente corrida debajo de los lastrabarenas. El ensamble rígido permitirá que la ventana sea alargada lo suficiente para acomodar cualquier ensamble en el fondo del agujero para la perforación direccional (fig. V.14).

Se alarga la parte superior de la ventana otros 2 pies en la parte superior del desviador. Se escarea dos o tres veces más para remover las rebabas antes de sacar el ensamble del pozo. Para ángulos grandes o longitudes grandes, se recomienda utilizar el ensamble de perforación.

El ensamble consta de una barrena de diamantes o una barrena de conos, una sarta molino, una barrena sustituto, un lastrabarrenas, un watermelon y lo restante de lastrabarrenas y tubería de perforación (fig. V.15). Se continúa la perforación 70-100 pies con suficiente peso en la barrena para mantener el ángulo del pozo.

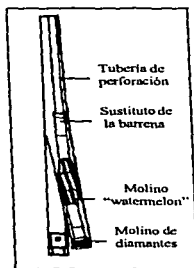


Fig. V.13 Sarta de perforación con molino de diamantes.

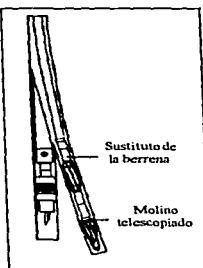


Fig. V.14 Ampliación de la ventana con molino telescópico.

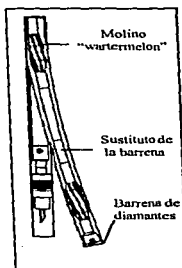


Fig. V.15 Perforación del lateral.

V.12.9 Exitos asegurados.

Se deben de tomar en cuenta varios factores importantes para asegurar el éxito de la apertura de la ventana con el método CST, estos son;

- Utilizar los tamaños de molinos recomendados (API).
- Aumentar el peso sobre barrena cuando el molino esté centrado en la tubería de revestimiento.
- Mantener el molino en posición hasta que el ensamble de perforación corra a través de la ventana satisfactoriamente.
- Mantener una medida de torque en el equipo. Toda apertura se hacen monitoreando el torque.
- Cuando se muele a través de múltiples sarta de tuberías de revestimiento, la ventana deberá ser cementada para prevenir comunicación anular después de que la ventana es terminada.

V.13 RE-ENTRADA EN POZOS DE DIAMETRO REDUCIDO.

Muchas operaciones están usando técnicas de re-entrada donde una parte de la tubería de revestimiento existente es molida y el pozo es desviado. Varios cientos de re-entradas de 5½ pg. de tubería de revestimiento han sido exitosamente realizadas, y estas técnicas están siendo refinadas en el punto donde las re-entradas son ahora seriamente consideradas como una alternativa de nuevas perforaciones.

La predominante razón para perforar una re-entrada en una nueva perforación es la reducción del costo. Los procesos de re-entradas están siendo iniciados en pozos que tienen alrededor de 4½, 5½ o 7 pg. en sartas de producción cementadas.

Los avances de la tecnología de pozos de diámetro reducido han hecho que los ritmos de perforación de diámetro pequeño sean competitivos para agrandar los resultados del pozo, y que los equipos de reparación con bajos costos por día estén ahora siendo usados en re-entradas de 4½ pg.

Los inherentes daños de las re-entradas horizontales son magnificados con la reducción de las tuberías de revestimiento de 4½. La resistencia de la sarta de perforación de diámetro pequeño es también una preocupación, especialmente en las operaciones de apertura donde el torque es alto. Los desplazamientos horizontales son también menores que en los agujeros más grandes debido al reducido peso de la sarta de perforación.

El éxito de la re-entrada requiere de un adecuado trabajo de cementación en el punto donde la tubería de revestimiento será molida. Si un registro de adherencia de cemento (Cement Bond Log "CBL") no se ha corrido, éste deberá correrse para conocer la calidad de la cementación.

V.13.1 Sección molida.

Se cuenta con dos tipos de operaciones de molido disponibles para re-entradas en tuberías de revestimiento de 4½ pg. La sección molida es la técnica comúnmente usada y se ha tenido un buen récord en la desviación de pegaduras de tubería y en numerosas re-entradas horizontales de 5½ pg. La operación de la sección molida usa una sarta de perforación con un molino de aletas, las cuales son rotadas desde la superficie (fig. V.16). Para re-entradas en tubería de revestimiento de 4½ pg. se recomienda una unión giratoria de poder, en lugar de una mesa rotaria para evitar las excesivas limitaciones del torque de la tubería.

La operación del molido comienza 10 pies arriba del punto de inicio de la desviación seleccionado. Esto permitirá suficiente espacio entre la tubería de revestimiento con el motor y la barrena durante la desviación.

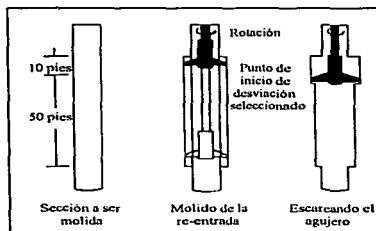


Fig. V. 16 Operación de molido de la re-entrada con sarta de perforación tipo aleta, la sarta es rotada desde la superficie.

Se recomienda perforar con un aparejo típico de rango de curvatura de 12° a 20° /100. También es recomendable una abertura de 50 pies debajo del punto de inicio de desvío, para permitir suficiente espacio en el aparejo de fondo del agujero para desviarse y apartarse de la tubería de revestimiento, y evitar el contacto con la parte más baja de la tubería de revestimiento. Las desviaciones han sido realizadas para ventanas de 30 pies y menores pero sin incurrir en la interferencia con la tubería de revestimiento. Del mismo modo es innecesario moler secciones extremadamente largas de la tubería de revestimiento donde las operaciones de molido son costosas.

El sistema de lodo para la apertura debe de acarrear los recortes metálicos y rebabas a la superficie y éste debe enfriar las aletas de molido. Una inadecuada limpieza de los recortes metálicos puede ocasionar un nido de pájaro de recortes los cuáles se acumulan alrededor de la tubería de perforación y causan pegadura. Un insuficiente enfriamiento puede traer como resultados que las aletas fallen causando un apertura lenta y viajes innecesarios.

Una vez que 60 pies que se recomiendan de sección de tubería de revestimiento son removidos, el diámetro se amplía de 1 a 3 pg. Este proceso remueve el revestimiento del cemento viejo y permite una superficie libre para el nuevo tapón de cemento que se adherirá. Si el cemento viejo no es removido, éste se romperá en pedazos durante las operaciones de desviación y causara dificultad para mover la tubería.

Después de que se realiza la operación de escariamiento más abajo, un tapón de cemento balanceado se coloca en el área que será molida. Para las operaciones de desviación un tapón de cemento extremadamente duro se requerirá. Cemento Premium de 5 a 10 lb. de arena por saco de cemento darán una buena mezcla. El tiempo de espera en el cemento es importante. Generalmente, el tiempo preferente para acondicionar el tapón será de 16 horas. Combinando el tiempo de espera del cemento con el tiempo para el viaje del aparejo en el fondo, éste deberá ser de 24 horas.

V.13.2 Apertura de la ventana.

Como una opción para la sección molida, las técnicas más nuevas en el proceso de la apertura de ventanas están ganando una rápida aceptación. Algunas variaciones de las técnicas están disponibles, pero los resultados finales son básicamente los mismos. En lugar de remover la circunferencia entera de la tubería de revestimiento, sólo una pequeña franja es removida, paralelo a la línea central de la tubería de revestimiento y en el costado de la tubería de revestimiento, en la cual la horizontal del pozo será prolongada. Esto se lleva a cabo colocando un cuchara desviadora orientada en la tubería de revestimiento debajo del punto de inicio de la desviación (KOP) y entonces se corre un aparejo de fondo que molerá la tubería de revestimiento y desviará el agujero existente en la dirección deseada. Las operaciones de la apertura de la ventana pueden reducir el tiempo requerido para la desviación, comparado con la sección molida por varias razones:

- Se tiene menor cantidad de tubería de revestimiento para remover.
- No se requiere de un tapón de cemento para el punto de inicio de la desviación.
- El procedimiento de desviación es realizado mientras se corta la ventana

V.13.3 Equipo en el fondo del agujero.

La mayoría de las re-entradas en tuberías de revestimiento de 4½ pg. han sido hechas con altas velocidades, motores de desplazamiento positivo y arreglo de barrenas de coradores de diamantes. Esta combinación del BHA requiere menos peso sobre barrena que la perforación rotatoria donde los recortes son hechos por repetidas acciones de corte a altas r.p.m., lo contrario de la acción de los cortes por impacto de las barrenas de conos. Éste método algunas veces será la única acción donde el peso sobre barrena esté limitado con el diámetro pequeño de la sarta de perforación.

Normalmente centradores en aparejos de motores horizontales están ausentes del BHA estándar para pozos de radio medio. Para re-entradas de diámetro pequeño (4½ y 5½ pg.) los aparejos son suficientes para llevar a cabo la mayoría de los rangos de curvatura demandados y el perfil liso minimiza los problemas de dragado producidos por los centradores. Si un rango de curvatura es requerido y éste no puede ser realizado por el

aparejo , entonces un porta broca (en lugar de un centrador de diámetro completo) se coloca la caja desviadora.

Dos aparejos de doblez convencionales se utilizan para la desviación y la construcción de la curva, mientras solo una caja de desviación es requerida para dirigir la parte lateral del pozo. Con línea de acero se transportan las herramientas guías para monitorear la superficie de la herramienta del BHA y para recuperar el azimut y la medición de la inclinación. Se dispone de una cantidad limitada de herramientas de mediciones durante la perforación (Measurement While Drilling "MWD") para pozos de diámetro reducido, aun todavía el uso de un aparejo conector-húmedo (wet-connect) tiene una reducción significativa del tiempo requerido para inspecciones normalmente asociadas con sistemas de inspección con líneas de acero. El sistema conector-húmedo da una interrupción en el cable de acero ya que la rotatoria o el deslice de la perforación pueden ser realizados sin remover la línea y las herramientas guías. El conector-húmedo puede ser usado con herramientas guías, conteniendo un aparejo de rayos gamma con un indicador de litología si llegara a ser necesario y a diferencia de muchos sistemas de MWD, la línea de acero/conector-húmedo dan la capacidad de restablecer herramientas guías costosas.

La selección de la barrena de perforación es obviamente dependiente principalmente de la formación, pero varias líneas deberán ser seguidas para re-entradas horizontales de diámetro pequeño. La más comúnmente usada es la combinación de barrena/motor con motor de alta velocidad y arreglo de cortadores en la barrena. Las barrenas TSD tienen una alta densidad de los cortadores, principalmente en el área del hombro lo cual da una buena capacidad de giro. Las barrenas TSD dan un buen velocidad de perforación y son capaces de perforar formaciones duras de piritita que con frecuencia se encuentran. Las barrenas de diamante natural han sido desarrolladas para formaciones de roca dura y para areniscas abrasivas. Ambas barrenas, las TSD y las de diamante natural son capaces de cortar con motores de alta velocidad con limitado peso sobre barrena, esta situación es frecuentemente encontrada en sartas de perforación de diámetro pequeño.

V.13.4 Equipo y sarta de perforación.

Una re-entrada horizontal de en una tubería de revestimiento de 4½ pg. puede ser realizada con equipos usados para operaciones en agujeros grandes, pero en algunas instancias ésto no es necesario. Un equipo de reparación puede ser usado con solo un par de modificaciones. Una unión giratoria de poder añadido al equipo da la capacidad necesaria para la operación de molido y los requerimientos de perforación horizontal. La unión giratoria de poder debe también ser capaz de sostener la sarta de perforación, una función normalmente realizada por la mesa rotaria. Un sistema de circulación del lodo con equipo para remover sólidos es requerido, pero el volumen y la capacidad de salida es relativamente pequeño.

Los motores de perforación de desplazamiento positivo para perforaciones de agujeros de 3/4 pg. requieren solo de 90 a 120 gal/min. Las bombas, sin embargo, deberán ser seleccionadas para adaptarse a los requerimientos de limpieza y enfriamiento durante las operaciones de apertura.

La selección de la tubería de perforación cuando se trabaja con tuberías de revestimiento de 4/2 pg. son realmente limitadas. Las dos sargas de perforación que más comúnmente se usan para correrse en la parte del agujero descubierto son tuberías de 2 3/4 pg. con juntas CS-Hydrill ó PH-6. La PH-6 tiene un límite de torque de 700 psi. más grande que la CS-Hydrill, lo cual es un beneficio durante las operaciones de la apertura. Sin embargo, con la resistencia añadida viene una reducción en el diámetro interno. Esto presenta un problema donde la mayoría de las herramientas guía y las herramientas giroscopio actualmente disponibles no pasan a través de la PH-6. Las operaciones de re-entrada de la sección molida requieren un giroscopio para orientar la superficie de la herramienta, la CS-Hydrill o una junta de diámetro equivalente es requerida.

V.13.5 Desviación y perforación.

Cuando se tiene una salida de una sección molida la mayoría de las herramientas guía y el motor están arriba dentro de la tubería de revestimiento de 4 1/2 pg. Los efectos magnéticos de la tubería en las herramientas guía causan lecturas erróneas y no deberán ser usadas. Un giroscopio es necesario para orientar la superficie de la herramienta del motor. Sin embargo los giroscopios no son suficientemente duros para resistir las vibraciones encontradas durante la perforación. Por lo tanto el procedimiento es correr un BHA en el fondo y probar el motor y la barrena para asegurar la apropiada operación. El giroscopio es después corrido en el fondo y asentado. La superficie de la herramienta es orientada en la dirección apropiada usando el giroscopio. Una vez que la herramienta es orientada apropiadamente, el giroscopio es removido y el punto de inicio de la desviación se comienza. Esta es una buena práctica para correr el giroscopio después de cada 10 a 15 pies de perforación ciega para checar la orientación de la superficie de la herramienta y realinearla si es necesario. Una vez que el BHA pasa afuera de la tubería de revestimiento de 4 1/2 pg. las herramientas guías pueden ser corridas.

Otra única operación de re-entrada contraria a una nueva perforación es la operación de desviación. La operación de desviación no es siempre la única técnica comúnmente usada para desviar la perforación alrededor de un pescado. Una vez que el tapón de cemento es colocado en el punto de inicio de la desviación en una sección apertura esto es importante utilizar un proceso de "tiempo de perforación". Esto requiere limitaciones de la velocidad de perforación de alrededor de 1 pg./3 min. El tiempo de perforación deberá ser mantenido hasta que los recortes muestren un 60% a 70% de la roca de la formación, indicando que la barrena ha removido el tapón de cemento y salido a la roca. Una vez que esto es evidente, se aplica peso adicional a la barrena y la velocidad perforación se incrementa.

VI SISTEMAS DE TERMINACION PARA POZOS DE VARIAS RAMAS

Las causas que afectan la terminación de un pozo son el tipo de formación, la permeabilidad, la presencia de fracturas naturales. La terminación de un pozo es la fase operativa más importante en la vida del pozo, virtualmente cubre todas las operaciones entre la perforación hasta ponerlo a producir.

La selección de una buena terminación es importante, ya que debe de cumplir con los requerimientos para futuras intervenciones del pozo, estas intervenciones pueden ser: sistemas artificiales de producción, estimulaciones, o hacer el pozo inyector.

La efectividad de la comunicación que existe entre la formación productora y el pozo, influye en las características de producción, el área de drenaje del pozo y la economía. Un adecuado diseño de ingeniería de terminación minimiza los gastos iniciales y al mismo tiempo se diseña el mejor conducto para que los fluidos sean transportados hasta la superficie, tomando en cuenta esto se tendrá una operación más rentable del pozo, a través de su vida productiva.

Para seleccionar el mejor diseño de una terminación se requiere hacer un balance de todos los factores que influyen durante la vida productiva del pozo, además, de contar con la instalación más rentable tanto inicialmente como en los años siguientes. El arreglo mecánico del pozo es un punto importante en la vida productiva del pozo, así como el control de los fluidos (producción o inyección).

Para tomar una adecuada decisión del tipo de terminación que se debe emplear en los pozos multilaterales, se deben de tomar en cuenta ciertos factores, tales como: el tipo de formación, la longitud de la sección horizontal, la estabilidad de las formaciones, el cambio de dirección del agujero, el diámetro de los pozos existentes, el número de laterales que va a tener el pozo multilateral, el estado mecánico del pozo existente, efectos de daño de la formación, colocación de sistemas artificiales de producción, la profundidad de la desviación de los laterales, etc. Sin embargo, siempre hay que buscar las condiciones más atractivas del sistema de terminación.

VI.1 CONSIDERACIONES DEL YACIMIENTO EN LA TERMINACION.

- **Configuración del yacimiento.**

Hay que tomar en cuenta la forma del yacimiento, su localización y las secciones que se explotaran al inicio y posteriormente.

- **Orientación del pozo.**

Una de las características principales en la determinación de la técnica de terminación de un pozo horizontal o desviado, se basa en la dirección de los esfuerzos, que determinaran en gran manera la estabilidad del pozo, forma y número de fracturas (si es que se planea un fracturamiento).

- **Presión del yacimiento.**

Es importante conocer las presiones que se manejaran, ya que será un factor determinante para el diseño y selección de las conexiones superficiales, de las tuberías, etc.

- **Mecanismos de empuje.**

Se debe de identificar el tipo de mecanismo de empuje del yacimiento, estos pueden ser los siguientes:

Entrada de agua, gas disuelto liberado, casquete de gas, segregación gravitacional, expansión del sistema roca-fluido o empuje combinado.

- **Características de sistema roca-fluido del yacimiento.**

Es importante conocer algunos parámetros como la viscosidad del aceite, heterogeneidades, relación gas-aceite, distribución de permeabilidades, problemas de arenamiento, etc.

- **Expansión de la formación.**

Areas de contacto del pozo con la formación productora.

- **Barreras.**

Fallas geológicas, formaciones adyacentes problemáticas, intercalaciones de lutita, domos salinos, etc.

- **Disponibilidad de simuladores.**

La utilización de simuladores es indispensable para determinar entre otras características, el diámetro, la longitud y orientación del pozo.

- **Espaciamento basado en áreas de drenaje.**

Hay que conocer el comportamiento de afluencia para lograr una mejor explotación del yacimiento.

- **Prever problemas futuros (intervenciones y abandono).**

Hay que considerar las intervenciones futuras que se requerirán en la vida productiva del pozo, con base en las características de la formación, fluidos a producir, historia de pozos vecinos, el tipo de intervenciones previstas y si se planean reparaciones ordinarias con equipos convencionales o con equipo de tubería flexible.

VI.2 TIPOS DE TERMINACION EN POZOS HORIZONTALES O ALTAMENTE DESVIADOS.

La selección del tipo de terminación para pozos desviados está en función de las características de la formación (homogénea, heterogénea, fracturada, estable, inestable), entre las terminaciones que se tienen para pozos desviados se encuentran:

- Terminación en agujero descubierto.
- Terminación con tubería corta ranurada.
- Terminación con tubería corta ranurada con empacadores externos (ECP) y coples de cementación.
- Terminación con tubería corta combinada.
- Terminación con cedazo pre-empacado.
- Terminación con empacador de grava.
- Terminación con tubería corta cementada.
- Terminación con el sistema PSI (disparo, estimulación, aislamiento).

VI.2.1 Terminación en agujero descubierto.

La terminación en agujero descubierto es la más sencilla y la más económica, ya que la última tubería de revestimiento se asienta y se cementa en la cima de la formación productora o ligeramente dentro del intervalo a explotar y la sección horizontal del pozo queda sin revestir (agujero descubierto) (fig. VI.1).

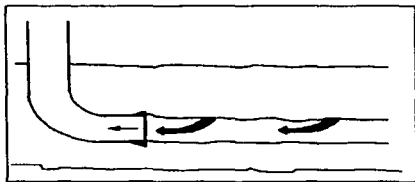


Fig. VI.1 Terminación en agujero descubierto.

Para la terminación en agujero descubierto se recomienda realizar una estimulación para remover el lodo, el enjarre y sedimentos que pudieran quedar en la parte baja de la sección horizontal del pozo. Si más adelante se necesitara realizar un tratamiento se introduce la tubería de producción al fondo del agujero y se coloca el fluido en la zona descubierta del pozo, posteriormente se levanta la tubería de producción arriba de la última zapata y se procede a inyectar el fluido a la formación, hay que tener cuidado que no exceda la presión de fractura de la formación.

La terminación en agujero descubierto es adecuada para formaciones carbonatadas y estables, ya que la roca es capaz de soportar las paredes del pozo, además para pozos perforados con la técnica de radio de curvatura largo, medio y corto también pueden ser terminados en agujero descubierto. Este tipo de terminación es buena cuando la roca del yacimiento está bien consolidada para que no se colapse en las paredes del agujero.

También es indispensable que la formación productora no tenga contacto agua-acéite y/o aceite-gas, por lo cual se debe tener solo una zona de producción de aceite o de gas.

En la terminación de agujero descubierto se debe de poner especial énfasis en los siguientes puntos:

- Tubería de revestimiento intermedia y su cementación.
- Tipo de fluido lavador y de control.
- Tubería de producción y accesorios.
- Método de inducción.

Ventajas:

- Tiempo mínimo de terminación.
- Bajo costo.
- Las formaciones de carbonatos son ideales para este tipo de terminación, debido a su estabilidad y permeabilidad creada por las fracturas naturales.
- La colocación de la tubería de revestimiento en la cima del horizonte productor, permite la aplicación de técnicas especiales de perforación que minimizan el daño a la formación.
- Toda la sección horizontal esta disponible al flujo.
- Generalmente no se requiere disparar. Los disparos en agujero descubierto solo se realizan cuando la formación productora se encuentra severamente dañada.
- El agujero descubierto puede tener muchas opciones de re-terminaciones existentes en el futuro.
- Altos gastos de aceite al inicio de la producción. Los ritmos de producción alcanza arriba de tres veces que en agujeros entubados.
- La producción puede ser controlada hasta un cierto alcance.
- La alta productividad se mantiene cuando se empaca con grava para el control de arena.
- Algunas estimulaciones pueden ser realizadas, ya que el carbonato y el filtrada del enjarre son solubles en ácido.
- Es posible correr registros de resistividad para encontrar un área donde el agua o el gas se están conificando.

Desventajas:

- En formaciones inconsolidadas y estrechas, prácticamente no es conveniente la terminación en agujero descubierto.
- En formaciones inconsolidadas con producción de arena podría favorecer a un problema.
- No existe forma de regular el flujo de fluidos hacia el pozo.
- No se puede efectuar tratamientos selectivos de las zonas productoras, aun cuando se dispone de empacadores para este tipo de terminación.
- El interior del pozo puede requerir de limpiezas periódicas.
- Existe el riesgo de que se colapse el agujero.
- Posible reducción del tiempo de vida productiva del pozo.
- Se corre el riesgo de dañar los mecanismos de medición y control superficial durante la producción del pozo.
- No es posible el uso de herramientas de producción para cuantificar el comportamiento del pozo.
- Es imposible abandonar.

VI.2.2 Terminación con tubería corta ranurada.

La inestabilidad de los pozos puede ser la mayor preocupación en los pozos desviados u horizontales. Esta inestabilidad puede tener como resultado pérdida en tiempo y equipo, lo cual se estima en \$100 millones de dólares alrededor del mundo.

Una solución para los problemas de arenas inconsolidadas, es la terminación del pozo con tubería corta ranurada o perforada (fig. VI.2). Una terminación con tubería corta ranurada es básicamente una terminación en agujero descubierto con tubería corta ranurada sin cementar, la cual se coloca en la sección horizontal, esto ayuda a prevenir el colapso del agujero. La terminación con tubería corta ranurada puede ser empleada en pozos perforados con radio corto, medio y largo.

Este tipo de terminación se puede utilizar en yacimientos con flujo natural y que no requiere algún tratamiento de estimulación, además se puede utilizar en yacimientos con formaciones consolidadas y que no tienen esquistos o barreras de permeabilidad vertical.

Si se necesitara remover el lodo y recortes del espacio anular durante la colocación de la tubería corta, se empleara una tubería lavadora para circular dentro del agujero para remover el lodo y los recortes.

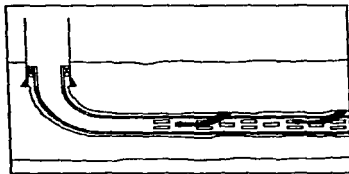


Fig. VI.2 Terminación con tubería corta ranurada.

Para la terminación con tubería corta ranurada, se debe de tener cuidado en diseñar los siguientes puntos:

- Tubería corta ranurada.
- Sistema de anclaje y liberación.
- Arreglo y geometría de las ranuras.
- Selección del tipo y distribución de los centradores.

Ventajas:

- Evita que se colapse el agujero.
- El tiempo de terminación no es muy largo.
- Permite introducir herramientas de trabajo o medición.
- Se puede emplear tubería flexible para tener una mejor calidad en la limpieza.
- Permite efectuar operaciones de disparos, sobre las secciones abiertas al flujo.
- Se puede realizar cualquier tratamiento selectivo.
- No hay pérdida de producción.

Desventajas:

- Declinación de la producción ya que se llegan a tapar las ranuras
- Costo mayor que en la terminación en agujero descubierto.
- Puede dificultarse el encontrar y aislar la producción de agua y gas una vez colocada la tubería corta.
- Imposible controlar la producción.
- No se pueden correr registros de producción.
- Imposible abandonar

VI.2.3 Terminación con tubería corta con empacadores externos (ECP) y coples de cementación.

La terminación con tubería corta con empacadores externos se puede realizar en pozos donde se tengan formaciones con diferentes facies, heterogeneidades, fallas y que se tenga un pozo que pase por diferentes yacimientos o por un casquete de gas. La terminación con tubería corta con empacadores externos deberá permitir el aislamiento de zonas y prevenir el flujo de fluidos indeseables (fig. VI.3).

El empleo de tubería corta con empacadores externos y coples de cementación permite aislar zonas donde se tenga un fluido indeseable, además permite probar secciones individualmente, permite remover el lodo y los recortes, además se puede tener un control para realizar una estimulación matricial.

Este tipo de terminación se puede realizar en pozos que fueron perforados con un radio de curvatura largo y medio. La característica principal de los empacadores es dividir el área de drenaje en varias secciones, con lo cual se podrá estimular selectivamente la zona de daño y además se pueden aislar selectivamente zonas con producción de agua o casquetes de gas, estos empacadores se utilizan junto con los coples de cementación.

Si los empacadores externos se encuentran bien instalados en la tubería y debidamente seleccionados, estos pueden actuar como una barrera física entre el espacio anular del pozo y la tubería, en los pozos horizontales o desviados se utilizan básicamente debido a lo siguiente:

El primer empacador soporta la columna de cemento entre la tubería superficial y la conductora, y además divide la sección horizontal en intervalos para poder realizar un tratamiento selectivo si se requiere.

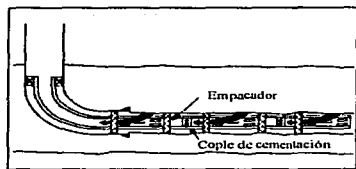


Fig. VI.3 Terminación con tubería corta con empaques externos (ECP) y coples de cementación.

Se puede emplear un emparador recuperable o semipermanente mecánico con camisa deslizable y esto representa una ventaja en:

- Aislar el espacio anular para que el pozo produzca únicamente por la tubería de producción.
- Proteger a la tubería de revestimiento de presiones elevadas.
- Realizar operaciones de limpieza.

Ventajas:

- La tubería corta con empaques externos permite el aislamiento y realizar alguna estimulación de alguna área de producción con problemas.
- Evita que se colapse el pozo.
- Se tiene una mayor centralización de la tubería de revestimiento.
- Se pueden probar intervalos productores selectivamente.
- Se pueden realizar operaciones de estimulación.
- Permite aislar zonas que no son de interés.
- Los empaques externos se utilizan comúnmente cuando hay formaciones con fracturas naturales.

Desventajas:

- Los empacadores externos son costosos y en formaciones altamente permeables o fracturadas, la producción no deseada puede viajar alrededor de los empacadores a través de la formación.
- Aumenta el tiempo de terminación.
- Se corre el riesgo de que algún empacador no selle con la formación, debido a la irregularidad del agujero.

VI.2.4 Terminación con tubería corta combinada.

La terminación con tubería corta combinada puede ser con tubería corta ciega cementada y tubería corta ranurada no cementada. La terminación combinada consiste en colocar un tramo de tubería corta ciega cementada y otro tramo de tubería corta ranurada no cementada en la parte final del agujero a través de la sección horizontal o desviada.

Este tipo de terminación se puede realizar en yacimientos con capas productoras de gas. La zona productora de gas se aísla con cemento y un empacador. La parte inferior de la tubería corta ciega cementada queda dentro de la zona productora de aceite, esta sección puede ser disparada y estimulada si se requiere (fig. VI.4).

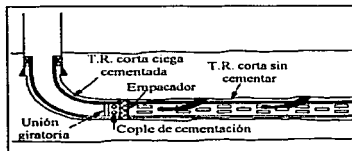


Fig. VI.4 Terminación con tubería corta combinada.

En el ensamble entre la tubería corta ciega y la tubería corta ranurada se conecta un cople de cementación, que se utilizará una vez asentado el empacador entre la tubería corta ciega y la formación. Cuando el empacador sella perfectamente, el cemento circulará solamente por el espacio que existe entre la tubería corta ciega y la formación, permaneciendo aislada y sin cementar la tubería corta ranurada por la cual se podrá producir. Además la tubería corta ciega cuenta con una unión giratoria en la parte inferior de la tubería, esta unión giratoria permite rotar la tubería para poder tener una mejor distribución de la lechada de cemento a través de la tubería corta ciega y la formación.

Es necesario tener cuidado en el diseño de este tipo de terminación, especialmente en los siguientes puntos:

- Tubería corta ranurada y ciega.
- Sistema de anclaje, liberación aislamiento.
- Arreglo geométrico de las ranuras.

Ventajas:

- Permite aislar zonas de contacto gas-aceite.
- Se tiene mayor tiempo de producción sin incrementar la relación gas-aceite (RGA).
- Se evita el colapso del pozo.

Desventajas:

- No se pueden realizar operaciones de fracturamiento después de la terminación.
- Una vez colocada la tubería corta ranurada no se podrá remover, si se quisiera producir en intervalos selectivos.
- El incremento de la relación gas-aceite (RGA) no se puede evitar después de un cierto tiempo de producción.

VI.2.5 Terminación con cedazo pre-empacado.

La terminación con cedazo pre-empacado se puede realizar donde se tienen formaciones no consolidadas o formaciones de areniscas que se pueden colapsar y obturar el pozo causando que disminuya la producción o hasta llegar a perder el pozo. Los cedazos pueden prevenir la entrada de areniscas hacia el pozo, pero esto depende de la calidad de los cedazos para detener la arena.

El cedazo pre-empacado consiste de dos tubos ranurados, uno dentro del otro y en el espacio anular entre estos dos tubos se cuenta con grava natural o sintética. Estos cedazos retienen granos de arena fina y sedimento por lo que se tapan fácilmente, pero se puede solucionar lavando periódicamente los cedazos con aditivos, otra causa es que su costo es alto, por tal motivo su empleo es limitado (fig. VI.5).

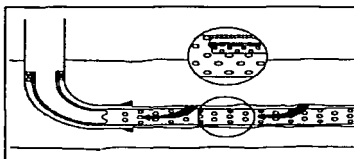


Fig. VI.5 Terminación con cedazo pre-empacado.

Un buen diseño del cedazo permite el flujo de arena dentro del pozo, hasta que el empaque de arena se estabiliza. La arena que fluye dentro del cedazo, probablemente tiende a asentarse en la parte inferior de la sección horizontal y permanecer ahí. El efecto de la arena sobre el flujo de fluidos no puede predecirse debido a que el volumen y la localización de entrada de arena no puede determinarse. Una vez que la arena llena completamente el cedazo la producción puede abatirse por completo.

Existen tres factores que se deben consolidar para obtener el gasto óptimo de producción para pozos horizontales o desviados con la utilización de cedazos pre-empacados, estos son:

- Prevenir el colapso total del agujero.
- Mantener una alta permeabilidad en el espacio anular (agujero/cedazo).
- Minimizar la profundidad de invasión del daño a la formación.
- Prevenir el taponamiento del cedazo.
- Minimizar el efecto del daño a la formación sobre la permeabilidad.

Las formaciones débilmente consolidadas son más propicias al colapso después de que el enjarre de lodo y el daño de la formación se han removido y eliminado con la circulación del fluido de terminación. Por lo anterior es conveniente mantener estabilizado el pozo con fluido de control limpio, hasta que el cedazo sea instalado. Para realizar esto se utiliza un ácido o aceite soluble para cubrir el cedazo, de manera que se evite el taponamiento durante su introducción. La cubierta de ácido o aceite puede ser removida con otro ácido, aceite o algún otro solvente, cuando el pozo este listo para ponerse a producir.

Cuando se tienen granos de arena de la formación donde el diámetro es grande, el factor económico se reduce a la sección del cedazo de la malla convencional, el cual se debe considerar para ritmos de incremento de ángulos altos (fig. VI.6).

Si se tienen arenas finas, el cedazo doble pre-empacado es el recomendable, exceptuando al que utiliza resina epoxica, esto se debe al riesgo del rompimiento de la arena con resina por el efecto de flexión cuando el cedazo se introduce al pozo. La resina se trata con temperatura para solidificar, y esto solo se realiza una sola vez, el rompimiento de esta inhibiría la catálisis a la temperatura de fondo, que posiblemente conduciría a una falla por erosión.

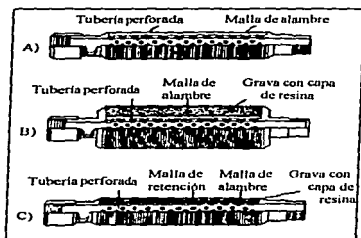


Fig. VI.6 Diferentes tipos de cedazos pre-empacados: A) Cedazo convencional, B) Cedazo doble pre-empacado y C) Cedazo delgado.

Un reciente diseño innovativo incorpora el uso de tapones de sacrificio dentro de la base de la tubería del cedazo pre-empacado. Este diseño especial aumenta las técnicas de limpieza y procedimientos de corrida, permitiendo al cedazo ser colocado en el fondo con lo cual se reduce el riesgo de taponamiento prematuro.

Ventajas:

- Evita el colapso del agujero.
- El cedazo previene la producción de arenas.
- Evita el arenamiento en el interior de la tubería de producción.
- Permite remover el aparejo de fondo, para su inspección o acondicionamiento.

Desventajas:

- El costo es muy elevado.
- Son fácilmente taponados por sólidos finos durante la vida productiva del pozo.
- Requiere que se lave constantemente el aparejo.

VI.2.6 Terminación con empacamiento de grava.

Los problemas de control de arena en cualquier pozo crean grandes problemas. Algunos problemas específicos asociados con formaciones productoras de arena incluyen:

- Erosión y taponamiento del fondo del pozo y del equipo superficial.
- Reduce o corta la producción causada por el puentamiento dentro del agujero, tubería de revestimiento o tubería.
- Acumulación en superficie de líneas de flujo.

El empacamiento con grava de pozos con un alto ángulo de inclinación u horizontales, se ha realizado satisfactoriamente en pozos de radio de curvatura ultracorto y en formaciones poco consolidadas, con una mínima pérdida de producción del pozo. Cuando se tienen pozos altamente desviados es importante considerar los problemas que puede generar un empaque de grava deficiente. En el caso de un empacamiento horizontal con grava, el efecto de la gravedad más que ayudar en la corrección del empacamiento deficiente, podría acrecentar el problema (fig. VI.7).

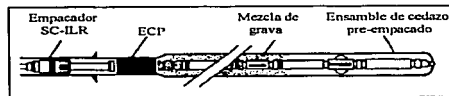


Fig. VI.7 Terminación con empacamiento de grava.

En formaciones poco consolidadas los pozos horizontales o desviados parecen ser ideales para terminaciones con empaques de grava, y esto se refleja con resultados de producción más altos que con tuberías cortas o cedazos pre-empacados.

Para tener buenos resultados con el empacamiento de grava en un pozo de sección horizontal grande, se pueden llegar a tener problemas debido a lo siguiente:

- El agujero tiende a colapsarse después de que la grava está completamente colocada y empacada.
- La grava tiende a salirse con el fluido del espacio anular horizontal (deslazarse), después que se ha empacado completamente.
- Es difícil la centralización de empacamientos grandes, debido a que los centralizadores de muelle tienden a incrustarse en las formaciones de arena suave.
- La pérdida de fluido a la formación en un intervalo permeable reducirá la velocidad del fluido abajo del mínimo necesario para transportar la grava.

Debido a estos problemas, las únicas formaciones factibles para realizar una terminación con empacamiento de grava son las areniscas deslenables, ya que sólo se tiene presencia de arena en cantidades considerables hasta después de que el pozo ha estado produciendo por un buen tiempo.

Tales formaciones son relativamente fuertes, pero producen algo de arena en forma continua con el gas o aceite y comienzan a producir grandes cantidades de arena a medida que el yacimiento declina y/o cuando se inicia la producción de agua.

El diseño de los empacamientos de grava en pozos horizontales, requiere de la selección adecuada y de condiciones de diseño. La eficiencia de transporte del fluido acarreador es una de las condiciones importantes que se deben de tomar en cuenta para el diseño del empacamiento de grava, el cual es afectado por:

- La capacidad del fluido acarreador para mantener en suspensión la grava.
- La velocidad y densidad del fluido acarreador.
- La densidad de la grava.
- El tamaño de la grava.
- La concentración de grava.
- La desviación del pozo.

El fluido acarreador que se seleccione deberá tener la máxima capacidad de suspensión y mínima pérdida de filtrado. Los fluidos acarreadores a base de hidroxietilcelulosa (HEC) tienen una muy buena suspensión de la arena y son excelentes en el control de la pérdida de fluido, además de ser adaptables a gelación de los fluidos de terminación pesados (1.92 gr/cc).

Un biopolímero de alta naturaleza (xantán) ha demostrado una capacidad de suspensión del 100% y mejor control en las características de pérdida de filtración que el HEC.

Existen dos limitaciones en la velocidad del fluido acarreador a través de una perforación, las cuales son:

1. La máxima velocidad a través de una perforación no debe exceder a aquella que pueda causar una acción de jet sobre la formación, ya que esto puede originar una mezcla entre la arena de formación y la grava del empacamiento.
2. Se debe tener una mínima velocidad sobre una perforación, que asegure que el empacamiento de grava fluya hacia la formación y no la penetre.

Los fluidos acarreadores viscosos proporcionaran un mejor empacamiento de grava, que si se emplean fluidos de baja viscosidad tales como el agua o salmueras. además, a gastos bajos los sistemas viscosos empacan irregularmente, lo cual indica que los gastos altos serán benéficos para el empacamiento de grava de las secciones horizontales o desviadas.

La eficiencia en el empacamiento de pozos horizontales o desviados se incrementa con:

- Bajas concentraciones de grava.
- Diámetro de partícula pequeña.
- Baja densidad de la partícula.
- Alta densidad del fluido.
- Gastos altos.
- Alta resistencia al flujo del fluido en el espacio anular.

Ventajas:

- Permite tener la producción con pocas pérdidas de presión del yacimiento.
- Es aplicable para yacimientos de baja presión.
- Ofrece mayor capacidad de producción que un cedazo pre-empacado.

Desventajas:

- Los empacamientos de grava son costosos.
- En grandes secciones horizontales no se logra el 100 % del empacamiento.
- Es imposible remover la grava una vez colocada y empacada.
- No permite realizar trabajos de estimulación posteriores a la terminación.
- Se necesita el empleo de un fluido acarreador especial de alto costo.
- No se pueden utilizar registros para evaluar el comportamiento de grava.

VI.2.7 Terminación con tubería corta cementada.

Este tipo de terminación se puede considerar como una de las mejores para aplicarse en pozos horizontales o altamente desviados, ya que permite realizar operaciones para mejorar las condiciones de producción del pozo (fig. VI.8).

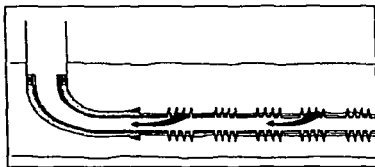


Fig. VI.8 Terminación con tubería corta cementada.

Las terminaciones con tubería corta cementada han ganado terreno debido a:

El desarrollo de técnicas confiables para cementar pozos horizontales o altamente desviados.

Los objetivos de terminar la sección horizontal o desviada con este tipo de terminación son:

- Controlar la entrada o inyección de fluidos en determinadas secciones.
- Facilitar las operaciones de terminación y reparación de pozos.
- Prevenir el colapso del pozo durante su vida productiva.
- Tener mayor control sobre las operaciones de estimulación.
- Control de los contactos gas-aceite y/o agua aceite.

Para el diseño de esta terminación se debe de tomar en cuenta los siguientes puntos:

- Tubería corta y su cementación.
- Tipo y distribución de centradores.
- Sistema de anclaje.
- Dispositivo, densidad y orientación de disparos.

Ventajas:

- Buen manejo del yacimiento.
- Se evitan derrumbes del agujero.
- Reduce la producción de gas o agua.
- Maximiza la producción de aceite o gas.
- Se tiene estimulación y fracturamiento selectivo.
- Permite empacamiento de grava.
- Se tiene control de inyectividad.
- Se tiene precisión en los registros de producción.
- Facilita las operaciones de terminación selectiva y la reparación de las secciones productoras.
- Se puede disparar el pozo con cargas de alta penetración.

- Selección de los cuerpos productores más atractivos, inclusive para probarlos selectivamente.
- Mayor facilidad para la introducción de herramientas y equipo de medición.

Desventajas:

- Se tiene un alto costo.
- Incrementa el tiempo de terminación.
- Se tiene un sello afuera de las fracturas.

VI.2.8 Terminación con el sistema Disparo, Estimulación y Aislamiento (PSI).

El sistema de terminación PSI, es un sistema de terminación selectiva, el cual está diseñado para disparar, estimular y aislar el intervalo en las zonas de interés en un solo viaje del aparejo de terminación.

Los objetivos de este sistema se mencionan a continuación:

- Reducir el tiempo de terminación.
- Reducir o eliminar la pérdida de los fluidos de terminación.
- Incrementar el control del pozo durante las operaciones de terminación.
- Permite el aislamiento o cierre de zonas que producen cantidades excesivas de gas.
- Permite la re-estimulación selectiva de zonas individuales sin equipos de perforación o mantenimiento.

Este sistema consta básicamente de tres ensambles, estos son:

- Un empacador de retención permanente, con un tapón ciego de fondo (fig. VI.9).
- Un ensamble de fondo para aislar cada intervalo después del tratamiento y permitir la producción o estimulación selectiva (fig. VI.10).
- Un ensamble de servicio que permite realizar operaciones de disparo y estimulación (fig. VI.11).

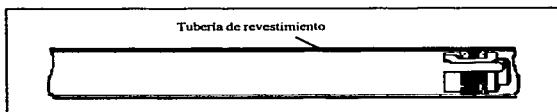


Fig. VI.9 Empacador de retención.

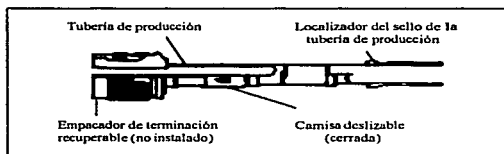


Fig. VI.10 Ensamble de fondo.

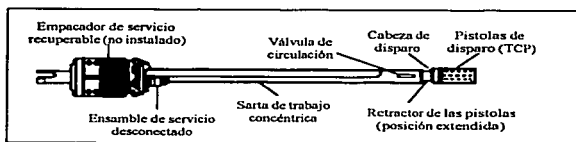


Fig. VI.11 Ensamble de servicio.

Los ensamblajes de fondo y servicio son armados en la superficie, conectados a una sarta de trabajo concéntrica y a un ensamblaje de disparo TPC instalado concéntricamente en el interior del ensamblaje de fondo. Estos dos componentes son corridos simultáneamente en el fondo del pozo (fig. VI.12).

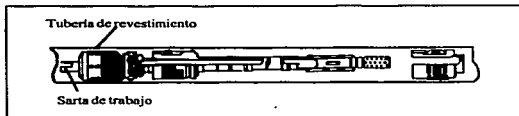


Fig. VI.12 Instalación en el agujero.

Después de las operaciones de disparo y estimulación (fig. VI.13) y (fig. VI.14), el ensamble de fondo se coloca de tal manera que permita aislar el intervalo disparado, retirando entonces del agujero el ensamble de servicio (fig. VI.15), (fig. VI.16) y (fig. VI.17).

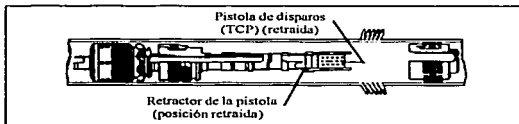


Fig. VI.13 Disparos



Fig. VI.14 Estimulación.



Fig. VI.15 Circulación inversa (después de la estimulación).

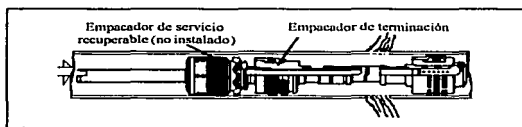


Fig. VI.16 Colocación del empaquetador de terminación.

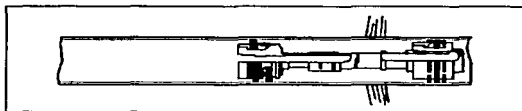


Fig. VI.17 Intervalo aislado (Sarta de trabajo retirada).

Una vez que todas las zonas de interés se hayan aislado y la sarta de producción instalada, se corre una sarta de herramientas con tubería flexible para abrir las camisas deslizables. Esta se puede correr en cualquier momento para cerrar alguna zona o para abrir otra que previamente haya sido cerrada. La sarta incluye una válvula de circulación, un dispositivo de liberación de emergencia y una herramienta lavadora para limpiar las camisas deslizables antes de que sean removidas.

Ventajas:

- La principal ventaja de este sistema, es la realización de múltiples operaciones en un sólo viaje del aparejo, obteniendo un ahorro en tiempo y costo.
- Terminación selectiva por intervalos de producción.
- Facilidad de manejo de herramientas de prueba especiales.
- Posibilita operaciones de estimulación y fracturamiento posteriores.
- Permite recuperar el ensamble del fondo para su inspección o acondicionamiento.

Desventajas:

- Se tiene un alto costo.
- Se tiene dificultad en el control de la estabilidad del pozo al recuperar el ensamble del fondo.

A continuación se mencionan algunas aplicaciones de las terminaciones utilizadas en pozos horizontales o desviados.

VI.2.9 Efecto del diseño de la terminación en la producción.

Las terminaciones en agujero descubierto y tubería corta ranurada son económicas y no tienen pérdida de producción, pero estos no permiten controlar el pozo. Las tuberías cortas ranuradas con EPCs son más costosas, pero estas sí permiten control del pozo. Las tuberías cortas cementadas son también costosas, pero estas permiten el control completo del flujo indeseado de agua y gas y estimulación selectiva del pozo. Las tuberías cortas cementadas pueden sellar afuera fracturas y así, significativamente reduce la producción en yacimientos fracturados naturalmente.

VI.2.9.1 Efecto del diseño de la terminación en el registro de producción.

Las herramientas especiales en los registros de producción han sido desarrolladas para usarse en agujeros descubiertos horizontales. Una gran limitación de la tubería corta ranurada es la falta de capacidad para determinar donde los fluidos están entrando al pozo (aceite, gas, agua). Las tuberías cortas ranuradas con ECPs permiten pruebas de producción de secciones divididas del pozo como una unidad mientras que la tubería corta cementada y perforada permite datos precisos de producción a ser obtenidos en cada perforación.

VI.2.9.2 Efecto del diseño de la terminación en el control de la producción.

Las tuberías cortas ranuradas no permiten el control de los fluidos de formación, mientras que las terminaciones en agujero descubierto permiten un mínimo aislamiento con el uso de tuberías cortas. Las tuberías cortas ranuradas con ECPs permiten el control de secciones individuales del agujero, mientras que las tuberías cortas cementadas permiten el control para cada perforación. Las tuberías cortas cementadas son con frecuencia esenciales en pozos con complicaciones geológicas (fallas, cavernas, etc.) que permiten el flujo no deseado de agua y gas.

VI.2.9.3 Efecto del diseño de la terminación en reparaciones.

Las tuberías cortas ranuradas no permiten aislamiento y además, no permiten estimulación en pozos horizontales o inyectando afuera del flujo indeseado de agua y gas. Los agujeros descubiertos pueden ser acidificados y fracturados usando empacadores inflables. Las tuberías cortas ranuradas con ECPs permiten a secciones del agujero ser estimuladas, mientras las tuberías cortas cementadas permiten perforaciones individuales para ser tratadas.

VI.2.9.4 Efecto del diseño de la terminación en la inyección de fluidos.

Las tuberías cortas ranuradas permiten un mínimo control de líquidos inyectados, mientras la inyección puede ser controlada en agujeros descubiertos usando empacadores inflables y operaciones de bloqueamiento. Las tuberías cortas ranuradas con ECPs permiten aislar intervalos y controlar la inyección con agentes bloqueadores. Las tuberías cortas cementadas permiten el control completo de inyección de fluidos, incluyendo:

1. Determinar donde los fluidos se están hincando.
2. Aislamiento, estimulación y pruebas de perforaciones individuales.
3. Uso de agentes bloqueadores.
4. Cementación forzada.

VI.2.9.5 Efecto del diseño de la terminación en el abandono del pozo.

Durante el abandono, es difícil sellar afuera de las formaciones de producción a través de la longitud de los pozos horizontales terminados en agujero descubierto o con tuberías cortas ranuradas. Esto puede ser un problema donde altos flujos no deseados de agua y gas pueden moverse a lo largo de los pozos horizontales abandonados a diferentes partes del yacimiento. Las tuberías cortas ranuradas con EPCs y tuberías cortas cementadas permiten un sello efectivo del pozo con el cemento durante el abandono.

VI.3 SISTEMAS DE TERMINACION.

La selección del apropiado sistema de terminación depende en la producción y requerimientos de intervención del pozo durante la vida de este. Los requerimientos que se consideran durante la selección del proceso de la terminación incluye:

- Aislamiento entre laterales.
- Tipo de intervención del pozo durante la vida del pozo.
- Tipo de controles de flujo.
- Acceso mecánico.
- Regulatorios (Mezcladores, restricciones y espaciamento).

De acuerdo en la complejidad del costo, y el número de riesgos en las opciones de terminación de pozos multilaterales, desde una simple bomba o terminaciones con bombeo artificial para sistemas muy complejos de re-entrada.

VI.4 PRINCIPALES CARACTERISTICAS PARA TERMINACIONES MULTILATERALES.

- **Entrada lateral:** La facilidad para re-entrar a la sección lateral con tubería flexible o tubería de perforación.
- **Aislamiento:** La facilidad para aislar una sección específica del lateral, se tiene una gran ventaja, ya que se tiene un control del flujo de los laterales en el conducto principal de producción.
- **Selectividad:** Permite la re-entrada de manera selectiva a los laterales cuando se requieran realizar operaciones de reparación.
- **Flexibilidad:** Permite realizar cambios de intervalos productores o realizar toma de registros cuando se tienen cambios en el ritmo de producción.
- **Estabilidad lateral:** Permite evitar pérdidas de producción debido al colapso del pozo latera.

VI.5 PRINCIPALES OPCIONES DE SISTEMAS DE TERMINACION MULTILATERAL.

Las terminaciones multilaterales ofrecen un número de opciones que dependerán de los requerimientos de producción del pozo. La adecuada selección ayudara a determinar que tan complejo o simple puede ser el sistema de terminación.

Por ejemplo, si el lateral que se va perforar penetra yacimientos con diferentes presiones de fondo, probablemente se requerirá de aislamiento hidráulico del lateral.

VI.5.1 Control de flujo.

Varias opciones de salida para facilitar el control del flujo de laterales específicos. Desde una sola terminación en agujero descubierto para laterales aislados con una doble sarta de tubería de producción para tener un máximos acceso, es tan bueno como el control de flujo en el cabezal para laterales individuales.

Para un sistema de sarta, se disponen de varias opciones para controlar el flujo desde cualquier lateral. Un par de estas usan camisas deslizables. Camisas Dresser BPL/TPI y mecanismos de control de flujo que son tan buenos como el uso directo de tubos empacadores y tapones conectados que permitirán el aislamiento de intervalos dentro del mismo lateral.

VI.5.2 Acceso mecánico a los laterales.

El acceso mecánico a los laterales individuales aumentan las opciones para la intervención dentro de laterales específicos para reparación, corrida de registros geofísicos o la perforación durante la fase de terminación y producción. Específicamente, los accesos a través de la tubería con tubería flexible da un potencial de reparación económico similar a los que son ofrecidos por pozos laterales horizontales. Esta opción aumenta lo atractivo para seguir realizando perforaciones multilaterales desde un solo pozo ofreciendo economía y flexibilidad.

VI.5.3 Aislamiento hidráulico entre laterales.

El aislamiento hidráulico entre laterales abre muchas oportunidades para la aplicación de la tecnología multilateral, dando habilidad para perforar formaciones de diferente presiones y capacidades de producción desde un solo pozo.

VI.5.4 Selección de la tubería de revestimiento lateral.

Los laterales pueden ser entubados usando un número de diferentes opciones. Las tuberías de revestimiento y cementaciones convencionales serán requeridas en muchas instancias. En otros casos, tuberías cortas ranuradas o cedazos pre-empacados darán una adecuada integridad al pozo que será tan buena como la formación expuesta para tener un conducto que lleve los hidrocarburos al pozo principal.

VI.5.5 Requerimientos de terminación lateral.

Los requerimientos de la terminación influirán en la selección de sistemas multilaterales. El uso de la tubería de revestimiento con empacadores externos, perforando la tubería corta lateral, acidificación y fracturamiento, registros geofísicos en los laterales o intervención de perforaciones pueden realizarse con una apropiada planeación de los sistemas de perforación y terminación.

VI.6 SISTEMA LATERAL NO ACCESIBLE (Non-Access Lateral System "NALS") GUIBERSON AVA.

El sistema lateral no accesible "NALS" (Non-Access Lateral System) incluye aislamiento completo tan buen como la capacidad para controlar el flujo. Hay varias limitaciones para el acceso de un solo lateral. Algunas variaciones son disponibles, dependiendo en las necesidades de producción. Sistemas tales como el mono agujero o un empacador de producción de sarta doble son posibles con este sistema.

Este sistema está especialmente diseñando para mecanismos de control de producción utilizados por sistemas con camisas de producción "BPL" Guiberson Ava.

La fig. VI.18 muestra los sistemas de producción no accesible "NALS" Guiberson Ava.

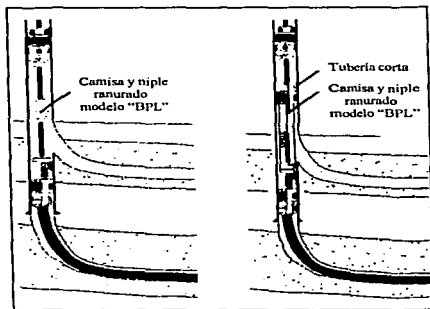


Fig. VI.18 Sistema lateral no accesible Guiberson Ava.

El número de laterales disponible es ilimitado y el sistema da aislamiento entre laterales. La tabla VI.1 Muestra las opciones del sistema "NALS" Guiberson Ava.

SISTEMA "NALS" GUIBERSON AVA	
Principales opciones	
Aislamiento entre laterales	Si
Acceso lateral	No
Control de flujo	Si
Requerimientos de terminación	
Capacidad para instalar tuberías cortas	Si
Empacadores externos en la tubería de revestimiento	Si
Toma de registros en el lateral	No
Perforación en el lateral	No
Fracturamiento en el lateral	No
Opciones de tubería de revestimiento en el lateral	
Agujero descubierto	Si
Tubería corta perforada	Si
Cedazo pre-empacado	Si
Tubería corta cementada	Si
Empaque de grava	?
Compatibilidad del sistema	
Nuevos pozos perforados	Si
Sistema LTBS de Sperry Sun	Si
Re-entrada (Nuevo lateral)	Si
Re-entrada (Lateral existente)	Si
Máximo número de laterales	Ilimitado

TABLA IV.1 OPCIONES DEL SISTEMA "NALS" GUIBERSON AVA

VI.7 SISTEMA MULTILATERAL NO ACCESIBLE (Non-Accessible Multilateral System "NAML").

El sistema multilateral no accesible (NAML) combina varios componentes de terminación para el control del flujo de varios laterales en un pozo. Este sistema se caracteriza tener empacadores superiores e inferiores para obtener un sello de alta presión con el primer pozo perforado y los laterales. Dispositivos mezcladores como camisas deslizables o nipples son usados para el control del flujo o para aislar un lateral con el pozo principal.

La primera inconveniencia para este tipo de sistema es que no permite acceso mecánico a los laterales con el pozo. Para realizar trabajos de reparaciones u operaciones de taponamiento pueden ser solo realizadas removiendo el sistema de terminación del pozo. En algunas instancias el sistema "NAML" es una alternativa de terminación aceptable, aunque los efectos de acceso se restringen al lateral durante la vida del pozo, lo que debería ser cuidadosamente considerado.

VI.8 SISTEMA DE RE-ENTRADA LATERAL (Lateral Re-Entry System "LRS").

El Sistema de Re-entrada Lateral (LRS) tiene la característica de un sistema NAML con la adición de accesos a través de la tubería para cualquier lateral. Igual que el sistema NAML, el "LRS" tiene un empacador superior e inferior que proporciona un sello de alta presión entre el pozo principal y los laterales. Pero en lugar de un dispositivo mezclador, el LRS tiene una junta en la ventana localizada en la sarta de la tubería.

La ventana es orientada y apropiadamente espaciada. Otra opción para la localización de la tubería de revestimiento lateral es el uso del mecanismo de localización lateral (Lateral Locating Device "LLD"), este mecanismo hace posible la localización de un lateral nuevo o uno ya existente.

Una vez que la ventana del "LRS" es instalada adyacente al lateral, un mecanismo de desviador recuperable puede ser corrido con tubería flexible o línea de acero para conseguir un acceso mecánico al lateral y así facilitar la terminación normal o las operaciones de reparación en varios intervalos de los laterales.

El flujo lateral es cortado en el lateral con línea de acero convencional o tubería flexible transportando un tapón. Una camisa aisladora a través de la ventana corta el flujo lateral en el pozo principal.

Una vez que el "LRS" es colocado es posible aislar y hacer fluir en cualquier zona. También es posible poner a producir el pozo a través de una doble sarta empacadora si es necesario.

Cualquier número de laterales pueden ser terminados con un "LRS". Esto hace que requiera el uso de equipo especial para conseguir el acceso mecánico.

VI.8.1 Sistema de Re-entrada Lateral "LRS" Guiberson Ava.

El sistema "LRS" Guiberson Ava puede proporcionar un aislamiento lateral tan bueno como la capacidad de re-entrada lateral para registros. Puede proveer el máximo número de operaciones de terminación manteniéndose mecánicamente simple.

La técnica del sistema esta contenido en un aislamiento pre-molido y una ventana de acceso. Esta ventana es instalada y espaciada a través de la salida lateral de la tubería

de revestimiento. Esta es orientada y apropiadamente espaciada usando el Guiberson Ava "LLD" (dispositivo de localización lateral). Esto también hace al sistema Guiberson Ava "LRS" compatible con una variedad de cucharas desviadoras existentes y sistemas de salida de tuberías de revestimiento.

Después de que la ventana "LRS" es apropiadamente espaciada, los sistemas de empacadores son colocados. Los sistemas de empacadores proporcionan un sello de alta presión eficaz el cual permite el aislamiento entre varios laterales.

VI.8.2 Opciones de terminación.

Una vez que el sistema "LRS" es colocado, un número de opciones son disponibles. Es posible aislar y hacer fluir en cualquier zona. También es posible producir el pozo a través de un empacador de sarta doble si es necesario.

VI.8.3 Control de flujo.

Se dispone de varias opciones para controlar el flujo de los laterales superiores. Es posible equipar la ventana "LRS" con un niple Guiberson Ava. Esto permitirá el uso de camisas de producción y aislamiento "BPL". Este tipo de sello proporciona un diámetro máximo interior a través de la camisa. También, una camisa deslizable distinta, la camisa de aislamiento "BPL" permite sacar y reacondicionar el sello, dando un aislamiento de sello independiente y control del flujo.

Otra opción de aislamiento para sistemas de terminación de un solo pozo es el Guiberson Ava "DWP" sistema de empacamiento ahorrajadas. Este es un sistema de empacamiento el cual es instalado y recuperado con línea de acero. Este se sostiene en su lugar con cuñas dobles. El "DWP" puede ser equipado con un mandril de inyección de gas el cual proporciona un método para regular la producción a través de los mecanismos de flujo recuperable con línea de acero.

VI.8.4 Acceso lateral.

El sistema "LRS" permite accesos a un número ilimitado de laterales. El acceso de la ventana pre-molida permite la entrada desde la tubería de revestimiento principal. Las intervenciones pueden ser hechas también a través de la tubería de producción o de la tubería de revestimiento. Perforar, registros de producción y taponamientos son posibles. Los accesos pueden ser realizados con tubería flexible o tubería convencional.

El sistema "LRS" da las mayores características disponibles en la tecnología de terminación multilateral. Este es el sistema más flexible y puede ser adaptado a cualquier pozo nuevo o ya existente. La tabla VI.2 muestra las opciones del sistema "LRS" Guiberson Ava.

SISTEMA "LRS" GUIBERSON AVA	
Principales opciones	
Aislamiento entre laterales	Si
Acceso lateral	Si
Control de flujo	Si
Requerimientos de terminación	
Capacidad para instalar tuberías cortas	Si
Empacadores externos en la tubería de revestimiento	Si
Toma de registros en el lateral	Si
Perforación en el lateral	Si
Fracturamiento en el lateral	Posible
Opciones de tubería de revestimiento en el lateral	
Agujero descubierto	Si
Tubería corta pre-empacado	Si
Cedazo pre-empacado	Si
Tubería corta cementada	Si
Empaque de grava	Si
Compatibilidad del sistema	
Nuevos pozos perforados	Si
Sistema LTBS de Sperry Sun	Si
Re-entrada (Nuevo lateral)	Si
Re-entrada (Lateral existente)	Si
Máximo número de laterales	Ilimitado

TABLA VI.2 OPCIONES DEL SISTEMA "LRS" GUIBERSON AVA

VI.8.5 Operaciones de reparación del "LRS".

Las operaciones de reparación para multilaterales podrían necesitar entrada mecánica dentro de cualquier pozo lateral horizontal en el pozo. El sistema "LRS" da varias opciones para accesos laterales durante las operaciones de reparación.

Primero, equipo direccional convencional puede ser usado para realizar los accesos. Sustitutos desviadores o sistemas de sustitutos desviadores hidráulicos, en muchos casos darán los accesos necesarios para permitir el acceso al pozo para registros, perforación o la operación de equipo mecánico dentro del lateral. En la fig. VI.19 se ilustra el "LRS".

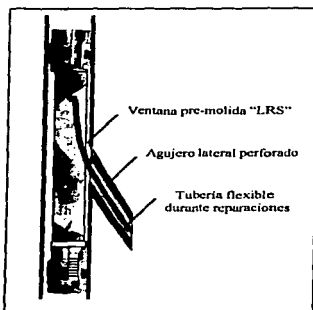


Fig. VI.19 Sistema de re-entrada lateral en reparaciones.

El sistema "LRS" da una segunda opción para operaciones de reparación. Este puede aceptar un "bloque desviador de reparación" el cual puede ser instalado con línea de acero o tubería flexible. El bloque desviador se alinea con la ventana del "LRS" y con la tubería corta de revestimiento lateral.

Una vez colocado, el bloque desviador da una sólida acción a la cuchara desviadora para el control direccional mecánico.

Después de finalizar la reparación, el bloque desviador "LRS" puede ser recuperado con línea de acero o tubería flexible.

La fig. VI.20 muestra el sistema de ventana "LRS" Guiberson Ava, la fig. VI.21 muestra el acceso lateral "LRS" Guiberson Ava, la fig. VI.22 muestra la configuración de producción "LRS" Guiberson Ava y la fig. VI.23 muestra los sistemas de aislamiento "LRS" Guiberson Ava.

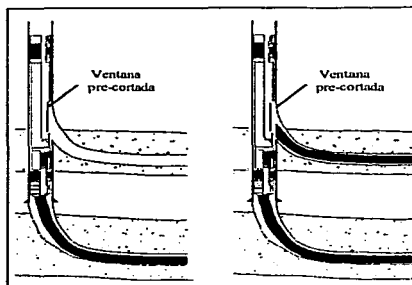


Fig. VI.20 Sistema de ventana "LRS" Guiberson Ava.

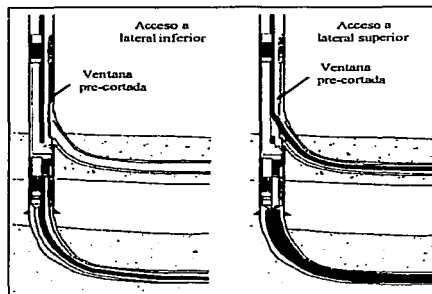


Fig. VI.21 Sistema de acceso lateral "LRS" Guiberson Ava.

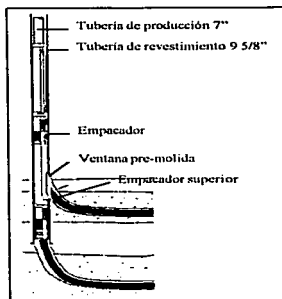


Fig. VI.22 Sistema de producción "LRS" Guiberson Ava.

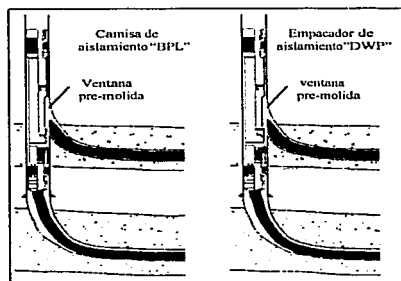


Fig. VI.23 Sistema de aislamiento "LRS" Guiberson Ava.

VI.9 SISTEMA MULTILATERAL DE DOBLE SARTA (Dual String Multilateral System "DSML")

El Sistema Multilateral de Doble Sarta (DSML), es un sistema de tres empacadores, estos son: un empacador o sello perforado en el lateral, un empacador en el pozo principal debajo de la junta del lateral y un empacador doble en la sarta en el pozo principal arriba de la junta del lateral.

Una vez que es colocado el sistema "DSML", este da un aislamiento hidráulico completo de la junta lateral tan bueno como el aislamiento del ramal y los laterales. La única característica del sistema es el acceso mecánico para cualquiera de los laterales utiliza herramientas y equipo convencional. Este también permite controlar el flujo para cada uno de los laterales con equipo superficial en el cabezal.

El sistema "DSML" ofrece la separación del flujo, tratamientos y mejoramiento de la producción. Esto incluye la capacidad para controlar el flujo desde cualquiera de los laterales con equipo superficial.

La ventaja del sistema "DSML" es la capacidad para intervenir en cualquiera de los laterales, usando equipo y tecnología existente.

La flexibilidad del sistema "DSML" permite múltiples usos con un solo pozo, incluyendo producción e inyección simultánea en un solo pozo.

El uso de un sistema "DSML" generalmente sería limitado para dos laterales en un pozo y requerirá doble sarta de producción, la cual podría resultar menor que el diámetro interno óptimo de la terminación y además está limitado por el tamaño de la tubería de revestimiento que generalmente requiere tuberías más pequeñas que en algunos otros métodos.

VI.9.1 Sistema Multilateral de Doble Sarta Guiberson Ava.

El sistema multilateral de doble sarta Guiberson Ava ofrece separar el flujo, tratamiento y disponibilidad de producción. Esto incluye la capacidad para controlar el flujo de los laterales con equipo superficial. El sistema "DSML" es limitado por el tamaño de la tubería de revestimiento y generalmente requiere tuberías más pequeñas que algunos otros métodos.

La ventaja del sistema "DSML" es la capacidad para intervenir en cualquier lateral usando equipo y tecnología existente. También, tiene la capacidad para bombear, o igual hacer un tratamiento de acidificación o fracturamiento a una formación. La fig. IV.24 muestra el sistema de producción doble "DSML" Guiberson Ava.

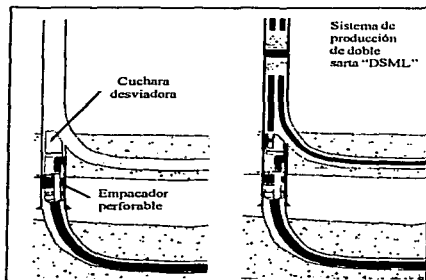


Fig. VI.24 Sistema de producción de doble sarta "DSML" Guiberson Ava.

Este sistema da un máximo control y capacidades de flujo. Esto generalmente será limitado para dos laterales. La tabla IV.3 muestra las opciones del sistema "DSML" Guiberson Ava.

SISTEMA "DSML" GUIBERSON AVA	
Principales opciones	
Aislamiento entre laterales	Si
Acceso lateral	Si
Control de flujo	Si
Requerimientos de terminación	
Capacidad para instalar tuberías cortas	Si
Empacadores externos en la tubería de revestimiento	Si
Toma de registros en el lateral	Si
Perforación en el lateral	Si
Fracturamiento en el lateral	Posible
Opciones de tubería de revestimiento en el lateral	
Agujero descubierto	Si
Tubería corta perforada	Si
Cedazo pre-empacado	Si
Tubería corta cementada	Si
Empaque de grava	?
Compatibilidad del sistema	
Nuevos pozos perforados	Si
Sistema LTBS de Sperry Sun	Si
Re-entrada (Nuevo lateral)	Si
Re-entrada (Lateral existente)	Si
Máximo número de laterales	2

TABLA IV.3 OPCIONES DEL SISTEMA "DSML" GUIBERSON AVA

VI.10 CLASIFICACION DE LAS APLICACIONES DE RE-ENTRADAS MULTILATERALES DISPONIBLES EN LOS SISTEMAS DE TERMINACION.

Hay numerosas razones para utilizar las técnicas de perforación multilateral para re-entrar en los pozos. Actualmente las aplicaciones más populares para la tecnología de re-entrada de multilaterales se hacen para producir yacimientos adicionales, para aumentar el contacto del drenado y aumentar el contacto de la fractura.

Muchos pozos interceptan múltiples yacimientos delgados de producción, pero solo un yacimiento puede ser productor con un pozo horizontal. Con la nueva tecnología de terminación multilateral, múltiples zonas pueden ser independientemente productoras y drenadas, cada uno con su propio pozo horizontal.

Los métodos de perforación y terminación multilateral pueden aumentar el contacto de drenado, aumentando el contacto del yacimiento a través del aislamiento selectivo como zonas individuales y/o secciones laterales de pérdida de producción.

La tecnología de perforación y terminación multilateral también puede aumentar el contacto de la fractura vertical, para tener una mayor área de drenaje de los yacimientos y así poder tener mayor recuperación de hidrocarburos.

VI.10.1 Re-entrada a través de la tubería de producción.

Cuando se planea un aumento de producción de los pozos existentes usando tecnología de terminación multilateral con los pozos que ya se han terminado, se tiene que tomar en cuenta la estructura, equipo y herramientas especiales que se utilizarán en el pozo. Estos pozos pueden ser perforados a través de la tubería de producción con tubería flexible para aumentar la producción del yacimiento, reduciendo significativamente o eliminando los costos del proyecto.

Al utilizar la tubería flexible, se busca reducir los costos e incrementar el área de contacto al yacimiento, así como la posibilidad de eliminar equipos grandes e innecesarios, abatiendo con esto los costos totales de perforación y terminación de los pozos laterales.

Dos avances significativos en la tecnología actual de la tubería de revestimiento ha hecho posible la re-entrada a través de la tubería de producción.

- Una cuchara desviadora puede ser colocada a través de la tubería de producción en cualquier punto de esta y fuera de la tubería de cola, la herramienta es colocada y orientada en el diámetro más grande de la tubería de revestimiento, permitiendo el acceso al yacimiento con mayor facilidad.
- Pruebas recientes han demostrado que es posible abrir ventanas a través de la tubería de producción y la tubería de revestimiento.

VI.10.2 Pozo principal ademado y cementado.

Se debe considerar el estado del pozo principal, si es un pozo ya existente, si se encuentra cementado o no, si se pueden abrir ventanas, si el diámetro del pozo principal permite perforar ventanas en la tubería de producción. Estas consideraciones se realizan para seleccionar el mejor sistema de terminación. Si el pozo existente ha sido entubado, cementado y perforado, las salidas de las ventanas se deben de molar en la tubería de revestimiento de producción antes de ademar y cementar el pozo principal, para esto se puede utilizar sistemas de terminación multilateral.

Estas opciones son con el fin de seleccionar el mejor sistema de terminación y el equipo adecuado a usar, cuyo objetivo final es el de reducir los costos de operación e incrementar la producción.

VI.10.3 Desviación del pozo lateral terminado en agujero descubierto.

Es una forma de hacer laterales de manera sencilla, el cual consiste en perforar la salida de la ventana, la terminación del lateral se dejara en agujero descubierto (sin revestir), (fig. VI.25). Esto requerirá una buena formación para que no se tape o se colapse durante la vida del pozo.

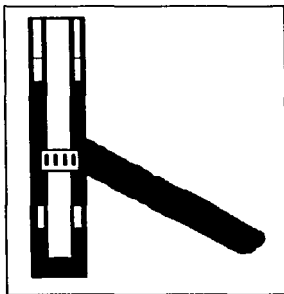


Fig. VI.25 Desviación del pozo lateral terminado en agujero descubierto.

Ventajas:

- El aislamiento selectivo es realizado con empacadores estándar y camisas deslizable.
- Es económico debido al mínimo requerimiento de equipo de terminación.

Desventajas:

- La entrada lateral es difícil pero no imposible, debido al mecanismo de orientación de las ventanas que se perforan en la tubería de revestimiento con los laterales, requieren de mucha precisión y de la experiencia del operador.
- La estabilidad del pozo es algunas veces cuestionada, ya que si se llega a perforar en formaciones débiles (areniscas y arenas) se puede tener un colapso del pozo cuando se termina en agujero descubierto.

VI.10.4 Desviación del pozo lateral terminado en agujero ademado.

La desviación del agujero descubierto puede ser ademado con cedazos pre-empacados o tubería corta ranurada (fig. VI.26), sobre todo cuando se perforan pozos laterales en formaciones débiles o deslencables. La tubería corta o (cedazos) se instala dentro del pozo desviado sin tie-back en el pozo principal de la tubería de revestimiento.

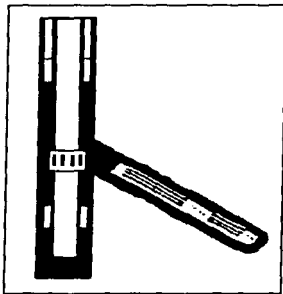


Fig. VI.26 Desviación del pozo lateral terminado en agujero ademado.

Ventajas:

- El aislamiento selectivo es realizado con empaques estándar y camisa deslizable.
- Uso de equipo de terminación estándar.

Desventajas:

- La entrada lateral es difícil pero no imposible, debido a la precisión de la orientación de las herramientas.
- La estabilidad del pozo esta en función del pozo principal.

VI.10.5 Terminación doble con lateral ademado.

Utilizando los mismos procedimientos que se utilizan para orientar la cuchara desviadora recuperable, la cuchara desviadora hueca permite la desviación de la tubería corta lateral (o el cedazo) antes de perforar el laterales y terminarlo en agujero descubierto (fig. VI.27). La cuchara desviadora está conectada a la tubería, lo que permite un sello en la junta entre la tubería de producción principal y la tubería corta lateral.

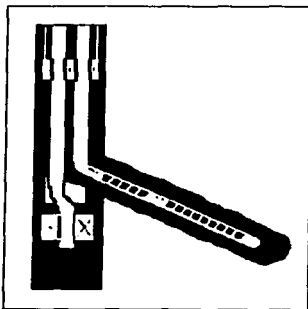


Fig. VI.27 Terminación doble con lateral ademado.

Ventajas:

- Existe integridad de la presión para dos zonas o yacimientos independientes, cuando se requiera explotar dos laterales sin mezclar la producción.
- Utiliza equipo convencional de terminación doble.

Desventajas:

- Se tiene relativamente poca producción.
- Requiere de herramientas y equipos especiales.

VI.10.6 Sistema de re-entrada selectivo.

El sistema de re-entrada selectivo en pozos entubados es ideal para todas las terminaciones de los pozos que requieren aumentar el contacto con el yacimiento, pero demandan aislamiento selectivo independiente para las futuras predicciones de conficación de gas o agua (fig. VI.28). Igual que en la terminación doble, la tubería corta lateral es desviada dentro del pozo lateral sin revestir por la cuchara desviadora hueca.

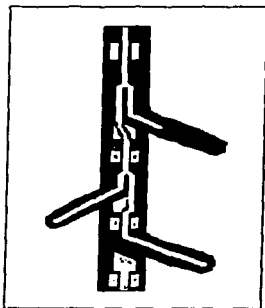


Fig. VI.28 Sistema de re-entrada selectivo.

Este sistema utiliza un niple tipo "Y" invertido llamado herramienta de re-entrada selectivo (Selective Re-entry Tool "SRT"). El "SRT" es sellada en la cuchara, además mezcla la producción de la tubería corta lateral y la tubería de producción principal. La selectividad se realiza con tubería flexible. Si el perfil del desplazamiento dentro del "SRT" se desplaza hacia arriba, la tubería flexible será dirigida dentro de la tubería corta lateral, si el perfil se desplaza hacia abajo, los accesos se darán en la tubería de producción principal.

Ventajas:

- El "SRT" permite re-entrada independiente.
- Todas las secciones laterales son aisladas con empaques permanentes.

- Toda la producción es mezclada y transportada a la superficie por una sola tubería de producción.
- Permite a los pozos laterales ser estabilizados con tuberías cortas y cedazos.

Desventajas:

- Operaciones muy complejas, ya que los accesorios que se colocan en las re-entradas se deben realizar con precisión.
- Probablemente mayor costo.

VI.10.7 Enlace mecánico entre el pozo principal y el pozo lateral.

Este sistema se utiliza con mayor frecuencia en yacimientos grandes y delgados. Este sistema ofrece estabilidad al pozo y la entrada al menos a una de las secciones de los laterales. Una tubería corta especial se instala en el agujero descubierto del pozo principal, donde se tiene una salida de ventana pre-cortada (fig. VI.29). En el agujero desviado se instala debajo de la ventana un kick plate o una placa para prevenir cualquier reventón, esta placa se orienta, de tal manera que cualquier corrida dentro de la tubería corta sea desviada a través de la ventana. El pozo lateral es entonces perforado utilizando el kick plate para la orientación. Finalmente, la sarta de la tubería corta ranurada se instala normalmente usando un empacador de producción. La tubería de producción se desvía fuera del kick plate para dirigirse dentro del lateral descubierto.

Ventajas:

- Puede ser instalado en agujeros nuevos o existentes.
- Aumenta el área de drenado.
- Permite a los pozos ser estabilizados con tubería corta o cedazos.
- La segunda tubería corta se corre como parte de la tubería de producción y puede ser recuperable a través de la misma.
- Se utiliza tecnología de terminación estándar.

Desventajas:

- La re-entrada por la tubería corta es difícil, ya que el kick plate puede estar mal posicionado o mal colocado.
- No permite el aislamiento entre laterales.

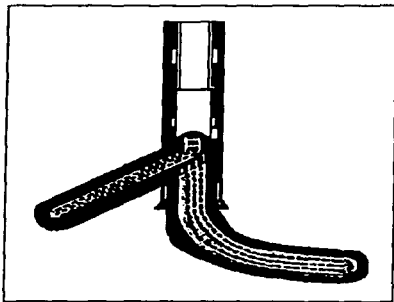


Fig. VI.29 Enlace mecánico entre el pozo principal y el lateral.

VI.10.8 Sistema de conexión entre el pozo principal y el lateral ademado y cementado.

Este sistema ofrece las ventajas de poder ademar y cementar los pozos laterales, esto llega a ser ventajoso cuando se desarrollan yacimientos altamente fracturados que demandan zonas precisas de aislamiento (fig. VI.30). Con la tubería corta especialmente diseñada para este sistema, se puede realizar este tipo de terminación en pozos nuevos o en los ya existentes. El aislamiento se realiza utilizando técnicas de terminación estándar y mecanismos de control de flujo. La entrada selectiva podría ser realizada utilizando el "SRT" o utilizando métodos que actualmente se están desarrollando.

Ventajas:

- Las secciones laterales son ademados y cementados.
- Se tiene mayor área de drenado.
- Se utilizan datos establecidos para re-entrar

Desventajas:

- Se tiene un riesgo significativo con un número alto de laterales, sobre todo si se tienen terminaciones en agujero descubierto, ya que pueden colapsarse.
- Se tienen diámetros pequeños de laterales y por lo tanto limitan el diámetro de la tubería de producción.

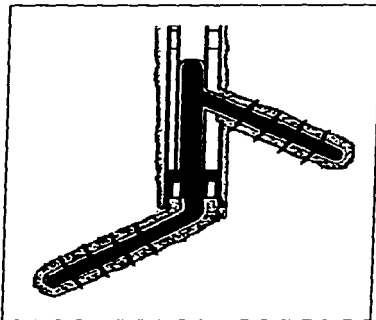


Fig. VI.30 Sistema de conexión entre el pozo principal y el lateral adornado y cementado.

VI.10.9 Pozo principal en agujero descubierto.

Cuando se considera la re-entrada de los pozos para la expansión de las terminaciones multilaterales, las terminaciones en agujero descubierto ofrecen una solución económica en formaciones competentes. Esto comienza a ser una solución atractiva por el ahorro de dinero y tiempo por no colocar tuberías de revestimiento de producción y/o tubería corta.

Para terminaciones en agujero descubierto existen tres sistemas de terminación multilateral que se utilizan actualmente, estos son:

VI.10.9.1 Enlace de laterales terminados en agujero descubierto.

Este es un ejemplo sencillo de la aplicación de la tecnología de terminación multilateral (fig. VI.31). Básicamente los laterales son perforados debajo de la tubería de revestimiento de producción para aumentar el área de contacto del drenado del pozo. El control del pozo se alcanza utilizando un empacador de producción recuperable o un empacador permanente estándar.

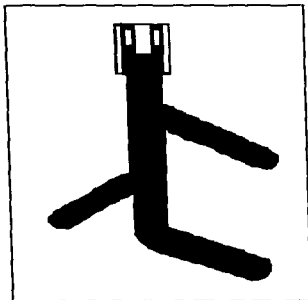


Fig. VI.31 Enlace de laterales terminados en agujero descubierto.

Ventajas:

- Puede ser instalado en pozos nuevos o ya existentes.
- Se tiene mayor área de drenado.
- Su mantenimiento es bajo y barato.
- Se tiene la posibilidad de ademar y cementar los laterales en futuras aplicaciones.
- Se utiliza tecnología de terminación convencional.

Desventajas:

- No permite aislamiento entre laterales.
- La entrada al lateral es difícil.
- Se tienen problemas de estabilidad en el pozo.

VI.10.9.2 Lateral en agujero descubierto aislado, ademado o sin ademar.

Esta opción de terminación multilateral esta basada en el uso de una sarta de tubería corta para obtener un sistema de aislamiento para cada uno de los laterales (fig. VI.32). La producción de todos los laterales es mezclada en la terminación del pozo principal, pero cada uno de los laterales puede ser individualmente productor o ser aislado usando un mecanismo de camisa deslizable entre cada uno de los empacadores externos de la tubería de revestimiento. (External Casing Packers "ECP"). Cada lateral puede ser también revestido con tuberías cortas con empacadores inflables ECP, o dejándolo sin revestir. Esta opción requiere una formación relativamente estable, donde el tie-back directo para la terminación del pozo principal no es factible.

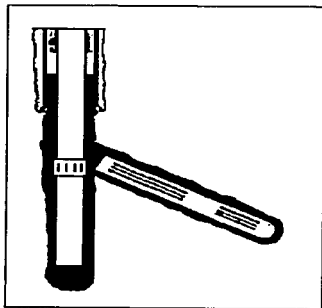


Fig. VI.32 Pozo lateral en agujero descubierto aislado, ademado o sin ademar.

Ventajas:

- Puede ser instalados en pozos nuevos o ya existentes.
- Se tiene un control del aislamiento para todos los laterales.
- Se tiene mayor área de drenaje.
- Se utiliza tecnología y tubería corta convencional.
- El pozo es entubado y cementado en el yacimiento.

Desventajas:

- La entrada al lateral es difícil.
- Se tienen problemas de estabilidad en el pozo.

VI.10.9.3 Sistema de re-entrada selectivo en agujero descubierto.

Como en el sistema de re-entrada selectivo en agujero entubado, la variante del agujero descubierto es ideal para todos los multilaterales que requieren los pozos con terminación multilateral y el pozo principal debido a la inestabilidad geológica del agujero, pero que también requerirá aislamiento selectivo independiente para las futuras predicciones de configuración de gas o agua (fig. VI.33). Este sistema brinda muchas facetas de tecnología de terminación, incluyendo empacadores permanentes, mecanismos de desviación, control de flujo, colgadores de tubería corta y empacadores inflables externos en la tubería de revestimiento. Como en el anterior sistema selectivo de re-entrada en agujero entubado, el punto del sistema es el "SRT", el cual permite entrada selectiva en cualquiera de los laterales terminados.

Ventajas:

- Puede ser instalado en pozos nuevos o ya existentes.
- El SRT permite re-entradas independientes.

Los laterales pueden ser estabilizados con tuberías cortas o cedazos.

Desventajas:

- Tiene un alto grado de complejidad, ya que estos pozos son de diámetro pequeño y las herramientas de localización y control de re-entradas están limitadas.
- Tiene un posible impacto económico.

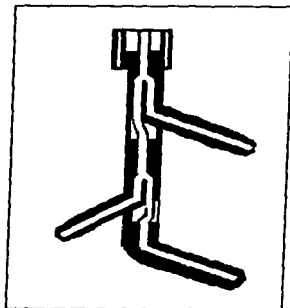


Fig. VI.33 Sistema de re-entrada selectivo en agujero descubierto.

VI.11 APLICACIONES FUTURAS.

El futuro de la aplicación de las re-entradas multilaterales probablemente ira creciendo el área con la perforación de los pozos. Con la combinación total del número de pozos existentes y los yacimientos nuevos que se comiencen a perforar los pozos multilaterales tendrán un gran perfil. Las aplicaciones futuras de re-entrada probablemente estarán enfocadas en:

1. El tamaño máximo de la tubería de producción.
2. Las aplicaciones a través de la tubería de producción..
3. Las aplicaciones de tubería flexible y perforación bajobalance.

Teniendo un mayor tamaño de tubería de producción se reducirán los problemas para trabajar dentro de las tuberías de revestimiento existentes. Los pozos multilaterales deben aumentar el potencial de producción del pozo y eso será posible principalmente compensando el tamaño de la terminación que impida la producción.

Las aplicaciones a través de la tubería de producción seguramente será un tópico de discusión a futuro. La aplicación a través de la tubería de producción se expondrá en nuevas partes de un yacimiento sin requerimiento de una limpieza completa, esto definitivamente será en un área a desarrollar. Esto enfocará naturalmente el desarrollo actual de las aplicaciones de tubería flexible y perforación bajobalance para optimizar completamente la perforación de los pozos.

VI.12 TERMINACIONES HECHAS BAJOBALANCE EN POZOS MULTILATERALES.

La terminación bajobalance en pozos multilaterales es una inherente continuación de la perforación bajobalance. Esta da varios beneficios, incluyendo la reducción de la pérdida de fluidos, mejorando la productividad y minimizando el daño a la formación.

Con la terminación hecha bajobalance del pozo, la formación dañada y la pérdida de fluidos caros es evitada y la producción es maximizada. Las terminaciones bajobalance son usualmente realizadas usando tubería flexible. Siendo una continuación de la tubería flexible en la perforación bajobalance, es necesario conservar grandes ensambles de fondo tal como los cedazos, tuberías cortas de revestimiento y pistolas de perforación en un estado de bajobalance.

Hay tres tipos de terminaciones que son las más usadas en la perforación convencional, estas son: agujero descubierto, agujero ademado y terminaciones con tubería corta ranurada. Las terminaciones con agujero descubierto o sin revestir son actualmente usadas en muchas terminaciones bajobalance.

En las terminaciones en agujero descubierto, tuberías de revestimiento se colocan y se cementan inmediatamente arriba de la horizontal de producción esperada. Entonces, el pozo es perforado a la profundidad total y terminado en agujero descubierto. Siendo económico y simple de realizar, Muchos pozos horizontales son terminados con este método. La desventaja de este tipo de terminaciones, es que deja al yacimiento susceptible para daño disminuyendo la permeabilidad relativa debido a la excesiva pérdida de fluidos. Una desventaja adicional en terminaciones en agujero descubierto es el colapso del pozo o la producción de flujo no deseado de agua o gas.

Para la eliminación de las restricciones en la estabilidad del pozo, las terminaciones con agujero adernado ofrecen grandes beneficios que en la terminación de agujero descubierto. Otras ventajas para las terminaciones con agujero adernado es la capacidad de mantener el pozo controlado y para aislar las zonas productoras. Durante la instalación de la tubería de revestimiento.

Las terminaciones con tubería corta ranurada son una extensión de la terminación en agujero descubierto, que usa una tubería corta ranurada. Mientras que la estabilidad del pozo es mejorada, las terminaciones con tuberías cortas ranuradas son deficientes en el control del pozo como son las terminaciones en agujero descubierto.

Todos estos conceptos de terminaciones mencionados son realizados en condiciones de bajobalance, donde la columna hidrostática de los fluidos es más grande que la presión de formación. Mientras esto no presenta un problema en muchos pozos, hay áreas o formaciones donde la destrucción de la formación ocurre o donde hay pérdidas críticas de fluidos de perforación y terminación caros. La perforación bajobalance y las nuevas tecnologías disponibles hoy en día, pueden eliminar muchos de estos problemas si se cambian los prejuicios de los métodos tradicionales.

La perforación horizontal, multilateral y bajobalance son tecnologías, que con el paso del tiempo se irán mejorando e incrementando su aplicación en la perforación y terminación de pozos, y además, estas tecnologías se pueden combinar para obtener mejores resultados.

VI.13 CASOS HISTORICOS.

A continuación se presentaran algunos casos históricos de los pozos que se han perforado con tecnología multilateral y los cuales ya han sido terminados. Se mencionaran las características y puntos más importantes del método que se utilizó para perforar el pozo, así como el tipo de terminación que se empleo.

VI.13.1 Pozo multilateral Onshore Oman.

- **Objetivos del proyecto.**

El objetivo de este proyecto fue maximizar la producción incrementando el área de drenado en dos zonas del yacimiento. Zonas separadas por roca. Se perforaron dos laterales paralelos horizontales, uno en cada zona (fig. VI.34).

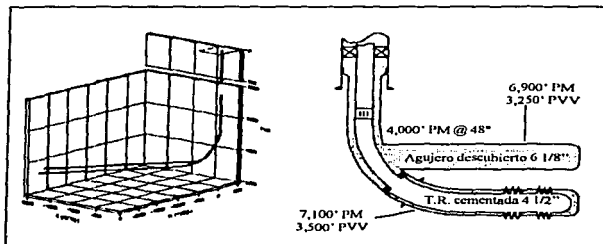


Fig. VI.34 Pozo multilateral Onshore Oman.

- **Detalles del proyecto.**

Fecha del proyecto: Octubre 1995

Localización del pozo: Campo Lekhwair, Onshore Oman

Tipo de pozo: Re-entrada

Formación/Litología: Shuabia Yacimiento carbonatado

Fluido de perforación: Sólidos libres de polímeros

Tipo de junta: Agujero descubierto

Tamaño del pozo principal: 7", 23 lb/pic

Punto de salida de la T.R.: 4,000 PM @ 48°

Método de desviación: Cuchara desviadora recuperable

Radio de curvatura: 550'/620'

Longitud del lateral: 2,490'/2,150'

Tamaño del pozo lateral: 6 1/8"

Descripción de la terminación: El lateral inferior fue cementado y entubado con una tubería corta de 4 1/4". El lateral superior se terminó en agujero descubierto. El pozo fue terminado con un solo agujero selectivo con un empacador recuperable, siendo colocado en la tubería de revestimiento de 9 1/4". Se colocó un ensamble obturador de sello de 5.25" arriba del empacador. Una camisa deslizante fue colocada debajo del empacador recuperable para permitir la producción selectiva de cada lateral.

Productos BHI y servicios: Cucharas desviadoras, apertura de la ventana, colgador de la tubería corta, herramienta pescadora, terminaciones, perforación direccional, MWD y registros de lodo.

Resultados del proyecto: Todos los objetivos del proyecto fueron alcanzados, la apertura de la ventana fue un éxito, los laterales fueron perforados y la cuchara desviadora fue recuperada. La re-entrada de ambos laterales se realizaron para trabajos de estimulación.

VI.13.2 Pozo multilateral Offshore California, U.S.A.

- **Objetivos del proyecto:**

Perforar dos fallas separadas del yacimiento. Pozos individuales para cada zona podría no ser económicamente justificado. La perforación de un pozo multilateral fue más económica (fig. VI.35).

- **Detalles del proyecto:**

Fecha del proyecto: Noviembre 1995, Febrero 1996

Localización del pozo: Campo Wilmington, Offshore California

Tipo de pozo: Re-entrada

Formación/Litología: Ranger Yacimiento de arenisca

Fluido de perforación: Sized salt/polímero

Tipo de junta: Root cementado

Tamaño del pozo principal: 7", 23 lb/pic

Punto de salida de la T.R.: 4,300' PM @ 47°

Método de desviación: Cuchara desviadora recuperable

Ritmo de construcción: 4.8°/100'

Longitud del lateral: 860'/960'

Tamaño del pozo lateral: 6 1/8"

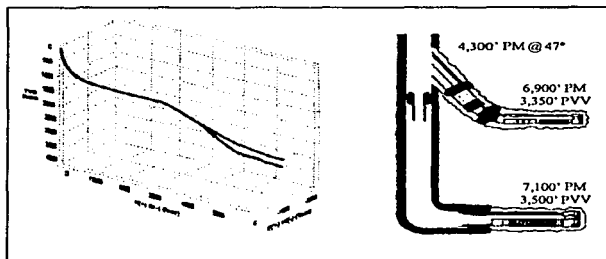


Fig. VI.35 Pozo multilateral Offshore California.

Descripción del sistema: El lateral superior y el inferior fueron terminados con cedazo y un intervalo con reacción ácida. La producción fue mezclada con ESP.

Productos BHI y servicios: Cucharas desviadoras, apertura de la ventana, colgador de la tubería corta, herramienta pescadora, terminaciones, motores y MWD.

Resultados del proyecto: La apertura de la ventana fue un éxito, los laterales fueron perforados, la cuchara desviadora fue recuperada, se realizaron terminaciones y se terminó con operaciones de lavado de tubería corta. Se tuvieron problemas de cementación y estabilidad en la junta. Tres meses después de haber iniciado la terminación se intentó hacer fluir el pozo, la re-entrada del lateral superior fue un fracaso. El pozo fue abandonado.

VI.13.3 Pozo multilateral Prudhoe Bay, Alaska.

- **Objetivos del proyecto:**

Una re-entrada y una re-perforación fueron realizadas para reducir el yacimiento en otra sección. Un lateral superior fue perforado dentro del yacimiento más pequeño, ya que en el objetivo principal resultaba costoso perforarlo (fig. VI.36).

- **Detalles del proyecto:**

Fecha del proyecto: Febrero 1996

Localización del pozo: Campo Prudhoe Bay, Alaska

Tipo de pozo: Re-entrada

Formación/Litología: Sag River Yacimiento de arenisca

Fluido de perforación: Carbonatado/polímero

Tipo de junta: Agujero descubierto

Tamaño del pozo principal: 7", 29 lb/pie

Punto de salida de la T.R.: 12,681' PM @ 65°

Método de desviación: Cuchara desviadora recuperable

Longitud del lateral: 1,594' y 1945'

Tamaño del pozo lateral: 6"

Descripción de la terminación: El lateral inferior fue terminado con empacador horizontal de 7" y tubería corta ranurada de 4½". El lateral superior fue terminado con 4½" con tubería corta ranurada de cromo. Se colocó sarta de producción de 3½" con mandriles de elevación de gas y asentaron empacadores de 7" a 12,400'.

Productos BHI y servicios: Cucharas desviadoras, apertura de la ventana, tubería corta, herramienta pescadora, terminaciones.

Resultados del proyecto: Todos los objetivos del proyecto fueron alcanzados para la desviación del multilateral, la apertura de la ventana fue un éxito, se perforaron los laterales y la cuchara desviadora fue recuperada. Las reservas del lateral superior fueron desarrolladas a un costo de \$ 0.56/bl (Dólares) comparado con otros casos históricos que fueron de \$ 2.00/bl. La producción total inicial de 4,000 bpd. vs. 2,500 la esperada.

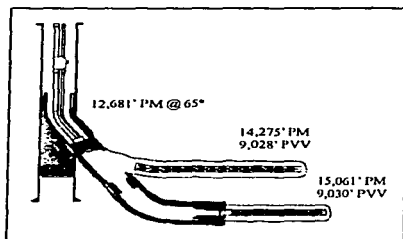


Fig. VI.36 Pozo multilateral Prudhoe Bay, Alaska.

VI.13.4 Pozo multilateral Golfo de México.

- **Objetivos del proyecto:**

Re-entrar en un pozo existente y añadir un nuevo lateral a un nuevo objetivo. El principal objetivo fue ganar experiencia en multilaterales para aplicaciones futuras complejas (fig. VI.37).

- **Detalles del proyecto:**

Fecha del proyecto: Febrero 1996

Localización del pozo: Campo Golfo de México

Tipo de pozo: Re-entrada

Formación/Litología: Yacimiento de arenisca

Fluido de perforación: Gel base agua

Tipo de junta: Root cementado

Tamaño del pozo principal: 9³/₄" , 40 lb/pic

Punto de salida de la T.R.: 5,365' PM @ 52°

Método de desviación: Cuchara desviadora recuperable

Ritmo de construcción: 6°/100'

Longitud del lateral: 2,092'

Tamaño del pozo lateral: 8 1/2"

Descripción del sistema: El pozo principal previamente terminado con empacador. Se terminó un nuevo lateral con tubería corta cementada de 7". La tubería corta fue perforada y el empacador se puso en función. Una terminación doble de 2 7/8" aisló la junta para emparejar las secciones de la sarta superior en el empacador superior y la sarta inferior en la salida del empacador. Se instalaron tuberías de producción dobles de 2 1/4", 6.4 lb/pie, 13 % cromo hasta la superficie.

Productos BHI y servicios: Cucharas desviadoras, apertura de la ventana, colgador de la tubería corta, registros de lodo, TCP, equipo de control de arena, fluidos de perforación, barrenas de perforación.

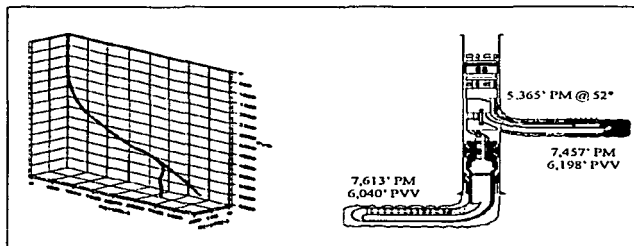


Fig. VI.37 Pozo multilateral Golfo de México.

Resultados del proyecto: El primer pozo multilateral entubado en el mundo, tubería de producción accesible con empacador, pozo multilateral doble. Como este fue el primer multilateral complejo, se tuvieron problemas en el proceso. La ventana fue exitosamente molida con un solo viaje del molino, el lateral fue perforado, la cuchara desviadora fue recuperada. Se realizaron operaciones de lavado de la tubería corta de 7" en el pozo principal, se realizó la terminación y se hizo una aislamiento doble incluyendo desviador hueco que fue instalado. La producción inicial del lateral superior fue de 700 bpd y 8 mmscfd.

VI.13.5 Pozo multilateral Prudhoe Bay, Alaska.

- **Objetivos del proyecto:**

Una re-entrada y una re-perforación fueron realizadas para reducir el yacimiento en otra sección. Un lateral superior fue perforado dentro del yacimiento más pequeño, ya que en el objetivo principal resultaba costoso perforarlo (fig. VI.138).

- **Detalles del proyecto:**

Fecha del proyecto: Marzo 1996

Localización del pozo: Campo Prudhoe Bay, Alaska

Tipo de pozo: Re-entrada

Formación/Litología: Sag River Yacimiento de arenisca

Fluido de perforación: carbonatado/polímero

Tipo de junta: Agujero descubierto

Tamaño del pozo principal: 7", 29 lb/pie

Punto de salida de la T.R.: 11,892' PM @ 65°

Método de desviación: Cuchara desviadora recuperable

Longitud del lateral: 2,193' y 1,449'

Tamaño del pozo lateral: 6"

Descripción de la terminación: El lateral inferior fue terminado con empacador horizontal de 7" y tubería corta ranurada de 4½". El lateral superior fue terminado con 4½" con tubería corta ranurada de cromo. Se colocó sarta de producción de 4½" con mandriles de elevación de gas y asentaron empacadores de 7".

Productos BHI y servicios: Cucharas desviadoras, apertura de la ventana, tubería corta, herramienta pescadora, terminaciones.

Resultados del proyecto: Todos los objetivos del proyecto fueron alcanzados para la desviación del multilateral, el molido de la ventana fue un éxito, se perforaron los laterales y la cuchara desviadora fue recuperada. Las reservas del lateral superior fue desarrollado a un costo de \$ 0.51/bl (Dólares) comparado con otros casos históricos que fueron de \$ 2.00/bl. La producción total inicial de 7,000 bpd. vs. 1,970 la esperada.

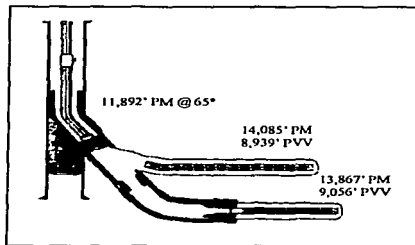


Fig. VI.38 Pozo multilateral Prudhoe Bay, Alaska.

VI.13.6 Pozo multilateral Prudhoe Bay, Alaska.

- **Objetivos del proyecto:**

Una re-entrada y una re-perforación fueron realizadas para reducir el yacimiento en otra sección. Un lateral superior fue perforado dentro del yacimiento más pequeño, ya que en el objetivo principal resultaba costoso perforarlo (fig. VI.39).

- **Detalles del proyecto:**

Fecha del proyecto: Abril 1996

Localización del pozo: Campo Prudhoe Bay, Alaska

Tipo de pozo: Re-entrada

Formación/Litología: Sag River Yacimiento de arenisca

Fluido de perforación: carbonatado/polímero

Tipo de junta: Agujero descubierto

Tamaño del pozo principal: 7", 26 lb/pie

Punto de salida de la T.R.: 11,160' PM @ 65°

Método de desviación: Cuchara desviadora recuperable

Longitud del lateral: 1,500' / 1,734'

Tamaño del pozo lateral: 6"

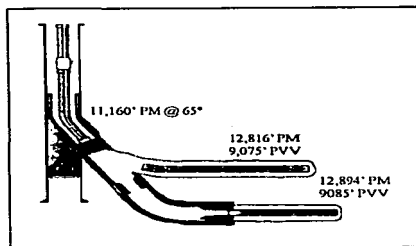


Fig. VI. 39 Pozo multilateral Prudhoe Bay, Alaska.

Descripción de la terminación: El lateral inferior fue terminado con empacador horizontal de 7" y tubería corta ranurada de 4½". El lateral superior fue terminado con 4½" con tubería corta ranurada de cromo. Se colocó sarta de producción de 4½" con mandriles de elevación de gas y asentaron empacadores de 7".

Productos BHI y servicios: Cucharas desviadoras, apertura de la ventana, tubería corta, herramienta pescadora, terminaciones.

Resultados del proyecto: Todos los objetivos del proyecto fueron alcanzados para la desviación del multilateral, la apertura de la ventana fue un éxito, se perforaron los laterales y la cuchara desviadora fue recuperada. Las reservas del lateral superior fue desarrollado en 25% comparado con otros casos históricos.

VI.13.7 Pozo multilateral situado en Texas Central.

- **Descripción de procedimiento y equipo:**

El multilateral no tuvo acceso mecánico a cualquiera de los dos laterales. El lateral inferior fue perforado. Un retenedor de cemento perforable fue colocado como un tapón temporal. Después una ventana fue molida y el lateral superior fue perforado. Un

empacador-Unit de 7" fue colocado en la tubería de revestimiento de 7 $\frac{1}{2}$ " con una camisa de producción "BPL" abajo. Los sellos fueron obturados en el retenedor (fig. VI.40).

- **Detalles del proyecto:**

Localización del pozo: Texas Central

Empacador: Empacador-Unit 7 $\frac{1}{2}$ " y retenedor

Sellos: Landed

Metalurgia: Estándar

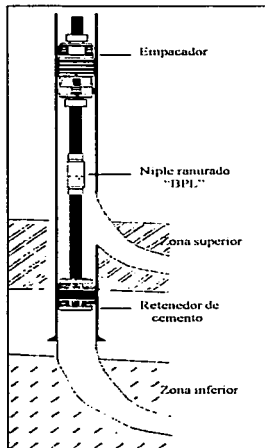


Fig. VI.40 Pozo multilateral localizado en Texas Central.

- **Condiciones del pozo:**

Tamaño de la T.R.: $7\frac{1}{8}$ "

Tamaño de la T.P.: $2\frac{7}{8}$ ", 6.5 psi

Profundidad: 9,800 pies

BHT: 250°F

Condiciones: El equipo se corrió en lodo pesado

- **Comentarios:**

El "BPL" da control de flujo si es necesario.

El sistema puede ser instalado en cualquier otra zona.

Sello de alta presión en la tubería de revestimiento.

VI.13.8 Pozo multilateral situado en Texas Central.

- **Descripción de procedimiento y equipo:**

El multilateral tuvo acceso mecánico solo al lateral inferior. El lateral inferior fue perforado. Un empacador perforable fue colocado con un tapón. Después una ventana fue molida y el lateral superior fue perforado. Un empacador G-77 de $7\frac{1}{8}$ " fue colocado en la tubería de revestimiento de $7\frac{1}{8}$ " con una camisa de producción "BPL" abajo. Los sellos fueron obturados en el empacador perforable (fig. VI.41).

- **Detalles del proyecto:**

Localización del pozo: Texas Central

Empacador: Empacadores Magnum GT y G-77 de $7\frac{1}{8}$ "

Sellos: Landed

Metalurgia: Estándar

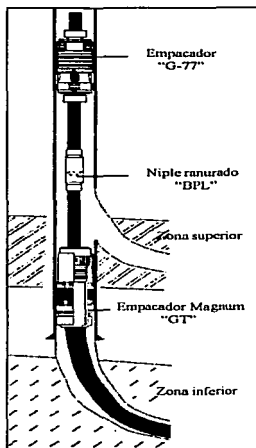


Fig. VI.41 Pozo multilateral localizado en Texas Central.

• **Condiciones del pozo:**

Tamaño de la T.R.: 7 $\frac{7}{8}$ "

Tamaño de la T.P.: 2 $\frac{7}{8}$ ", 6.5 psi

Profundidad: 10,500 pies

BHT: 275°F

Condiciones: El equipo se corrió en lodo pesado

- **Comentarios:**

El "BPL" da control de flujo si es necesario.

El sistema puede ser instalado en cualquier otra zona.

Sello de alta presión en la tubería de revestimiento

VI.13.9 Pozo multilateral situado en Texas Central.

- **Descripción de procedimiento y equipo:**

El multilateral tuvo acceso mecánico solo al lateral inferior. El lateral inferior fue perforado. Un empacador perforable fue colocado con un tapón. Después una ventana fue molida y el lateral superior fue perforado. Un empacador G-77 fue colocado en la tubería de revestimiento de 7 $\frac{3}{4}$ " con una camisa de producción "BPL" abajo. Los sellos fueron obturados en el empacador perforable (fig. VI.42).

La instalación da la facilidad de instalar en cualquiera de los dos laterales para propósitos de flujo, y da acceso mecánico al lateral inferior.

- **Detalles del proyecto:**

Localización del pozo: Texas Central

Empacador: Empacadores Magnum GT y G-77 de 7 $\frac{3}{4}$ "

Sellos: Landed

Metalurgia: Estándar

- **Condiciones del pozo:**

Tamaño de la T.R.: 7 $\frac{3}{4}$ "

Tamaño de la T.P.: 2 $\frac{7}{8}$ ", 6.5 psi

Profundidad: 9,850 pies

BHT: 255°F

Condiciones: El equipo se corrió en lodo pesado

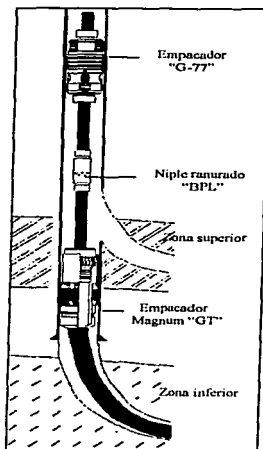


Fig. VI.42 Pozo multilateral localizado en Texas Central.

• **Comentarios:**

El "BPL" da control de flujo si es necesario.

El sistema puede ser instalado en cualquier otra zona.

Sello de alta presión en la tubería de revestimiento.

VI.13.10 Pozo multilateral situado en Texas Central.

- **Descripción de procedimiento y equipo:**

El multilateral no tuvo acceso mecánico solo al lateral superior. El lateral inferior fue perforado. Después una ventana fue molida y el lateral superior fue perforado. Una tubería corta ranurada se instaló en el lateral superior, y entonces la tubería corta fue colgada con una junta perforada debajo del colgador. Un empacador Magnum fue colocado en la tubería corta de 4½". Un empacador G-77 fue colocado en la tubería de revestimiento de 7½" con una camisa de producción "BPL" abajo (fig. VI.43).

La instalación da la facilidad de instalar en cualquiera de los dos laterales para propósitos de flujo, y da acceso mecánico al lateral superior

- **Detalles del proyecto:**

Localización del pozo: Texas Central

Empacador: Empacadores Magnum GT y G-77 de 4½"

Sellos: Landed

Metalurgia: Estándar

- **Condiciones del pozo:**

Tamaño de la T.R.: 7½"

Tamaño de la T.P.: 2⅞", 6.5 psi

Profundidad: 10,500 pies

BHT: 300°F

Condiciones: Condiciones de presión alta

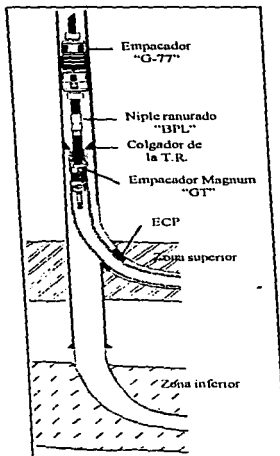


Fig. VI.43 Pozo multilateral localizado en Texas Central.

• **Comentarios:**

El "BPL" da control de flujo si es necesario.

El empacador externo de la T.R. se uso para sellar la junta.

Sello de alta presión en la tubería de revestimiento.

VI.14 COSTO DE LOS POZOS MULTILATERALES.

En la formación Austin Chalk, de acuerdo a un programa de perforación que se implanto para perforar un pozo desde la superficie, el costo promedio para perforar una formación era de \$ 227/pie (Dólares) de formación expuesta. Perforando un pozo doble lateral disminuye el costo total unitario del pozo, a un promedio de \$ 183/pie de formación expuesta, lo cual representa un ahorro de 21% sobre el costo promedio de un solo pozo horizontal.

En la misma formación Austin Chalk, en el campo Pearsall en el Sur de Texas, el costo de la perforación de un solo pozo horizontal desde la superficie era de \$ 162/pie de formación expuesta. El costo total unitario del pozo que se estimo para perforar un pozo doble lateral apilado fue de \$ 115/pie.

En la misma formación Austin Chalk el costo para perforar un solo pozo horizontal desde la superficie era de \$ 100/pie de formación expuesta. Perforando tres pozos doble lateral, el costo total unitario del pozo fue de \$ 62/pie.

En la formación Austin Chalk, un pozo ya existente el Gersdoff Carter No.1 en el condado Frio, Texas, (ya sin producir) se decidió perforar cuatro laterales. La perforación de los cuatro laterales en este pozo tomo 22 días y 11.5 horas, más de 13,000 pies de agujero fueron expuestos a la formación con 10,3227 pies de agujero lateral. El costo total unitario del pozo fue de \$ 605,000. El costo total unitario por pie de formación expuesta fue de \$ 46.50.

El costo total de \$ 605,000 es virtualmente el mismo que el requerido para perforar un solo pozo horizontal desde la superficie, y cerca del 20% menor que el costo de un doble lateral, perforado desde la superficie.

La tabla VI.4 tomada de Texaco, muestra el costo promedio unitario para re-entrar en pozos verticales y perforar multilaterales.

COSTO PROMEDIO UNITARIO PARA RE-ENTRAR EN POZOS VERTICALES Y PERFORAR MULTILATERALES		
NUM. DE LATERALES	COSTO TOTAL (DOLARES)	COSTO POR LATERAL (DOLARES)
Lateral sencillo	\$ 385,000	\$ 385,000
Doble lateral	\$ 505,000	\$ 253,000
Cuatro laterales	\$ 700,000	\$ 175,000
Seis laterales	\$ 905,000	\$ 158,000
Para una nueva localización Vertical \$ 475,000		
Promedio = \$ 253,000/lateral		

TABLA VI.4 COSTO PROMEDIO PARA RE-ENTRAR EN POZOS VERTICALES

VI.15 INYECCION DE AGUA A TRAVES DE POZOS MULTILATERALES PARA REALIZAR EL BARRIDO DEL HIDROCARBURO, COMO OTRA APLICACION DE LA TECNOLOGIA MULTILATERAL.

Como se ha visto, con los pozos multilaterales se tiene una mayor producción que con un pozo vertical u horizontal, además de tenerse un ahorro en tiempo y dinero. Ahora los pozos multilaterales también se están ocupando para la inyección de agua y realizar el barrido de los hidrocarburo en el yacimiento, cuando la producción de hidrocarburos en los pozos que se tienen ha declinado.

Para realizar el barrido existen tres tipos eficientes, que son el de desplazamiento, el areal y el vertical. El de desplazamiento, es un factor de roca y propiedades de los fluidos, esta no es afectada por la perforación horizontal. La perforación horizontal afecta al barrido areal y al vertical, lo que señala que tan eficientemente la inyección de agua mueve al aceite para producir en los pozos. El diseño de los pozos horizontales maximiza económicamente la eficiencia del barrido areal y vertical para multicapas.

A continuación se mencionara un ejemplo para ver la aplicación de los pozos multilaterales en la inyección de agua para realizar el barrido.

VI.15.1 Barrido areal.

En una zona de una milla cuadrada de Aneth Unit anteriormente se perforaron pozos horizontales que fueron espaciados 40 acres. Pozos de inyección vertical barren el aceite a los productores centrales. En el caso del espaciamiento de 40 acres, los pozos son apartados 1,330 pies con una distancia diagonal de 1,867 pies (fig. VI.44a).

Las eficiencias del barrido areal son maximizadas cuando la producción e inyección de los pozos centrales son perforados con pozos horizontales laterales paralelos. Suponiendo movilidad uniforme y un yacimiento homogéneo e isotrópico, los pozos laterales podrían aprovechar el 100 % de la eficiencia del barrido areal comparado con el 71% de la eficiencia del barrido para pozos verticales. Los pozos laterales paralelos resultan en realidad una línea de eficiencia de empuje para una vista areal. Texaco perforó pozos en par con laterales paralelos en producción y los pozos del centro de inyección.

La perforación horizontal de Aneth Unit comenzó con laterales simples y cada lateral tuvo una longitud media de 933 pies, o intermedio a una diagonal del pozo central (fig. VI.44b). Para la fig. VI.44b es obvio que la corriente de agua no es una línea de empuje. El propósito fue para regresar cuando la producción estaba estabilizada para perforar un segundo lateral en la dirección opuesta (laterales opuestos). Entonces teniendo el lateral simple y el doble lateral estos podrían ser comparados.

Los doble lateral resultan una línea de empuje en la eficiencia del barrido desde una vista areal (fig. VI.44c). Un modelo similar puede ser obtenido perforando pozos con un solo lateral largo todos por la diagonal del pozo central, esto es una buena opción si la diagonal del pozo central es abandonado o nunca fue perforado.

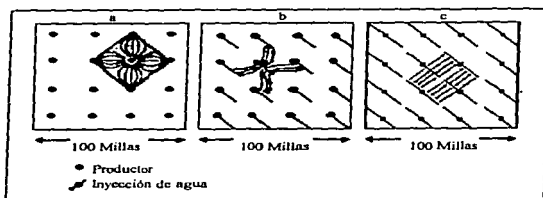


Fig. VI.44 Arreglo de los pozos en la zona Aneth Unit.

VI.15.2 Barrido vertical.

La eficiencia del barrido vertical debe también ser considerada en el diseño de los laterales horizontales. Por ejemplo Aneth Unit tiene tres capas en la Zona I. Perforando un solo lateral inclinado en direcciones opuestas, este cortaría a través de la zona de interés y no en zonas que no interesan limitando la zona expuesta en cada zona productora. Sin embargo, tres laterales apilados, perforados en direcciones opuestas,

tienen una mayor zona expuesta en cada zona productora, mejorando la producción y la eficiencia del barrido. Aneth Unit tiene seis laterales.

VI.15.3 Aplicación.

Los pozos horizontales laterales son re-entrados en la tubería de revestimiento de 5½ pg. y 7 pg. La ventaja que se tiene al re-entrar en un pozo es en el costo, el impacto ambiental y que se tienen registros en agujero descubierto. La perforación de un nuevo pozo para localizar los puntos de desviación existentes tiene un costo de \$350,000 (dólares). Sin embargo, preparar un pozo ya existente para los puntos de desviación cuesta \$75,000 (dólares). Con las re-entradas se tiene un menor impacto ambiental, ya que requiere de menos vías de acceso construidas, líneas de potencia, líneas de flujo y localizaciones. Los pozos con re-entradas tienen la ventaja de poder corre registros de porosidad, de rayos gamma disponibles cuando se construyen modelos de yacimientos en 3-D, donde se escogera el objetivo horizontal antes de la perforación.

Pero las re-entradas también tienen desventajas en la posibilidad de restaurar una fuga irreparable la tubería de revestimiento después de perforar un pozo horizontal. Sin embargo, solo el 4% de los pozos de Aneth Unit han sido abandonados por fugas irreparables en la tubería de revestimiento. Si ocurre una fuga en la tubería de revestimiento, el procedimiento de reparación es similar al de los pozos verticales.

Otra ventaja de los multilaterales es el mejoramiento de los ritmos de penetración (Rates Of Penetration "ROP"), donde se tienen capas con alta porosidad que en capas no productoras. Con capas de buena porosidad, se tienen ritmos de perforación de 120-12 pies/h. comparado con capas no productoras que tienen 6-2 pies/h. Zonas objetivos con alta porosidad permiten ritmos de penetración más rápidos que cortando a través de una serie de capas productoras y no productoras.

Los ritmos de penetración son cercanamente monitoreados para tener un tiempo real indicando que la barrena esta en capas con buena porosidad. La interpretación de registros de lodo, también son observados cuidadosamente, determinando si el pozo horizontal esta en profundidad con la vertical del pozo y si la interpretación geológica entre los pozos es correcta. Varios registros de porosidad son corridos en laterales horizontales mostrando una cerca correlación del ritmo de penetración.

Recientemente el desarrollo de motores de fondo articulados (Articulated Downhole Motor "ADM") permiten la perforación de multilaterales de radio corto. Las curvaturas de radio corto permiten mayor distancia en las capas productoras. Por ejemplo, un pozo con radio medio comienza la horizontal cuando la barrena esta 300-400 pies de la vertical del pozo y como los laterales horizontales son perforados a 933 pies, el desplazamiento solo será de 533-633 pies de perforación dentro de la zona productora. Un pozo de radio corto alcanza la horizontal en 100 pies, dejando 833 pies en la zona productora. Y desde que los pozos son bombeados con bombas de varilla o

semisumergibles eléctricas, un radio corto permite a la bomba ser colocada en la tubería de revestimiento y más cerca de la zona productora, resultando una menor presión en la formación e incrementado la producción.

Todos los laterales en Aneth Unit son terminados en agujero descubierto, comenzando por instalar una tubería de producción de 2 7/8 pg en el agujero y orientando la tubería de producción 45 pies hacia la curva. La junta de fondo de la tubería de producción es doblada en dos o tres lugares para ayudar a guiar la tubería de producción hacia la curva. Tubería flexible se corre dentro de la sarta de la tubería de producción de 2 7/8 pg. y dentro del lateral. Cada lateral tiene una ligera diferencia en la medición de profundidad, corriéndose a la profundidad total la tubería flexible, se confirma que se esta en el lateral correcto. Cada lateral es acidificado con 5,000-10,000 gal. de ácido bombeado a través de una herramienta lavadora en el fondo de la tubería flexible. La tubería flexible hace tres fases en el lateral durante el bombeo de la acidificación. Después de acidificar y remover la tubería flexible, la tubería de producción de 2 7/8 pg. es orientada a otra curva. El proceso es repetido hasta que todos los laterales son acidificados. Los tratamientos de acidificación cuestan \$40,000 (dólares) por latera.

VI.15.4 Resultados.

Ocho pozos horizontales fueron perforados en Aneth Unit durante 1995. El E414, F414, G414 y H414 se perforaron como laterales simples hacia el sudeste. Después de producir o estabilizar la inyección, un segundo lateral fue perforado hacia el noroeste. Los pozos G423 y H423 fueron perforados como dobles laterales y el F114 tuvo cuatro laterales. El pozo G114 fue perforado con laterales de 5 1/2 pg., pero un lateral fue mecánicamente tapado. Los pozos J230 y H225 para 1996 contarán con seis laterales cada uno.

Los costos de perforación para un doble lateral y pozos verticales son similares. Sin embargo, la producción más pronto de los doble laterales es mejor. Actualmente los resultados muestran que con más laterales perforados en un pozo, se producen más altos volúmenes de aceite.

Tres pozos horizontales el E414, G414 y H423, son de inyección de agua. El F114, un pozo inyector previo a la perforación horizontal, esta produciendo alrededor de 250 bl/día de aceite seis meses después de perforar cuadrilaterales, pero serán regresados a inyectores en el futuro. El G414 inyecta 180 bl/día de agua como un pozo vertical previo a la perforación horizontal. Un lateral simple, el G414 se perforo dentro de la misma zona del vertical inyector.

La inyección aumentó a 450 bl/día de agua. Después perforaron un lateral opuesto, aumentando la inyección a 650 bl/día de agua, una indicación es que los pozos horizontales productores centrales se utilizarán como inyectores en el futuro. En esta área del campo, los pozos verticales tomaron de 1 a 1½ año para reaccionar a la inyección para comenzar. después de 1 año de inyección en los laterales simples, un pozo vertical, el G314 y un pozo horizontal, F414, están comenzando a reaccionar como inyectores.

Los pozos multilaterales de radio corto han incrementado la producción de Aneth Unit y se espera mejorar la eficiencia del barrido y recuperación de aceite.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El presente trabajo muestra una tecnología nueva en nuestro país, la cual aún no se aplica a ningún yacimiento de México. Con este estudio, se pretende mostrar que la tecnología avanza a pasos agigantados, y México no puede quedar al margen de la misma.

Con la tecnología de pozos multilares se amplían las posibilidades de desarrollar temas especializados en perforación, terminación, reparación e inyección de pozos.

Una justificación de la tecnología multilateral, es que ésta será indispensable en la industria petrolera, en México, donde se tienen yacimientos que se consideran no atractivos; y se utiliza tecnología convencional, la cual limita la explotación de los yacimientos.

Esta nueva tecnología reduce el costo del pozo, ya que si se cuenta con un pozo vertical existente, se pueden perforar varios ramales, con lo cual se reduce el equipo superficial de perforación.

Además, la tecnología multilateral se puede aplicar a un pozo nuevo, en caso de que las condiciones de uno existente no sean favorables para re-entrar en él.

En México existen yacimientos que cumplen los requerimientos para la aplicación de la tecnología multilateral tales como: yacimientos de pocos espesor, yacimientos con cuerpos productores multicapas, yacimientos con conificación de agua y/o gas, yacimientos irregulares, entre otros.

Actualmente en el mundo se tienen experiencias con este tipo de tecnología con muy buenos resultados, por lo que será necesario que el profesionista dedicado a la industria petrolera tenga conocimiento de la misma.

El diseño y la planeación de un pozo debe ser tomada en cuenta para poder reducir los costos de la perforación y terminación del pozo, así como hacer un amplio estudio de la geometría y trayectoria.

Cuando esta tecnología es aplicada a pozos convencionales con una larga vida, se debe verificar el estado mecánico, las condiciones de las tuberías de revestimiento, cabezales y cementaciones, todo esto se puede hacer con la información obtenida de registros geofísicos.

Con la perforación de pozos multilaterales, se tiene un ahorro del costo total unitario del pozo del 30% al 40% en comparación con un pozo convencional, sin

embargo, esto se refleja más cuando se aplica en pozos de la zona marina, ya que se aprovecha un mínimo de conductores.

El impacto ambiental se reduce considerablemente, ya que se tienen menor cantidad de recortes, menor volumen de lodo, se reduce el movimiento del equipo superficial de perforación, trayendo como consecuencia que desde un solo lugar se puedan perforar múltiples objetivos en el yacimiento.

De acuerdo al diseño de curvatura del pozo, se seleccionará el tipo de equipo que se utilizará, así como la longitud de los laterales a perforar.

Es recomendable perforar de dos a cinco laterales, para limitar el factor de riesgo, durante las operaciones del pozo.

Otra consideración que se debe de tomar es el número de pozos laterales que se planean perforar en el yacimiento, ya que se debe de tener en cuenta el índice de productividad requerido y acorde al tipo de yacimiento.

Además, esta tecnología permite utilizar tecnología ya existentes, tales como: perforación con tubería flexible, perforación bajobalance y pozos de diámetro reducido, ya que se puede realizando una combinación de éstas, y obteniendo mejores resultados.

Donde se tienen yacimientos con un gran espesor, no es recomendable la aplicación de pozos multilaterales, debido a que el índice de productividad no se incrementa, como cuando se cuenta con yacimientos con un menor espesor.

El mejor beneficio se obtiene cuando esta tecnología se aplica a pozos convencionales ya existentes, debido a que se pueden perforar re-entradas en el pozo principal y así iniciar la perforación de los laterales.

Una parte muy importante de esta tecnología es tener un buen diseño del sistema de terminación que se utilizará en el pozo lateral.

La importancia que implica saber utilizar bien esta tecnología, radica en comprenderla y asimilarla, tomando en cuenta las experiencias ya existentes que se han realizado a través del mundo. Los resultados que se obtengan de la aplicación en pozos multilaterales, dependerá de la buena preparación de los involucrados en aplicarla.

Se espera que este trabajo sirva como material didáctico a las personas interesadas en saber sobre la tecnología de pozos multilaterales.

BIBLIOGRAFIA

1. Fred J. Pittard., Randall D. Weeks., Michael R. Wasson.: "Slimhole Horizontal Re-Entries Provide Alternative To new Drills", Petroleum Engineer International, Noviembre 1992., Pg. 19-30
2. Steve Button.: "World's First Through-Tubing Multilateral Intervention Sistem Installed", Offshore, Mayo 1996., Pg. 90
3. Denny Kerr.: "UPRC Completes First Quad-Lateral Well", Petroleum Engineer International, Septiembre 1993., Pg. 44-48
4. Trevor Burgess., Patrick Van Slike.: "Horizontal Drilling Comes Of Age". Oilfield Review, Julio 1990., Pg. 22-33
5. Ernie Brown., Ron Thomas., Arthur Milne.: "The Challenge Of Completing And Stimulating Horizontal Wells", Oilfield Review, Julio 1990., Pg. 52-63
6. Mike Cooney., Keith Fisher.: "Horizontal Drilling Makes Re-Entry Attractive In US Gulf", Offshore, Febrero 1995., Pg. 30-32
7. Ken A. Brock., W. S. Cagle.: "New technology Economically Sidetracks Cased Well Bores", Petroleum Engineer International, Mayo 1992., Pg. 51-54
8. Dan Themig.: "Planning And Evaluation Are Crutial To Multilateral Wells", Petroleum Engineer International, Enero 1996., Pg. 53-57
9. Rick Von Flatern.: "Operators Are Ready For More Sophisticated Multilateral Well Tecnology", Petroleum Engineer International, Enero 1996., Pg. 65-69
10. Dan Collins.: "Single-Size Reduction Offers Workover, Completion Advantages", Petroleum Engineer International, Enero 1996., Pg. 59-62
11. Mark Brockman., Chris Gann.: "Multilateral Completions Prepare To Take Off", Petroleum Engineer International, Enero 1996., Pg. 49-50
12. Robert a. Gardes.: "Micro-Annulus Under-Balanced Drilling Of Multilateral Wells", Offshore, Mayo 1996., Pg. 56-59
13. C. E. Robison., H. R. Mashaw., W. R. Welch.: "Zone Isolation Of Horizontal Wells By Coiled-Tubing-Actuated Tools", Offshore Technology Conference, Mayo 3-6, 1993., Pg. 873-880

14. Larry A. Cress., Stephen W. Miller.: "Dual Horizontal Extension Drilled Using Retrievable Whipstock", World Oil, Junio 1993., Pg. 41-48
15. Scott D. Hall.: "Multilateral Horizontal Wells Optimize A Utah Five-Stop Waterflood", Petroleum Engineer International, Mayo 1996., Pg. 69-73
16. Edward L. Bigelow.: "Obtaining Better Cement Bond Logs In High-Angle Hole", World Oil, Octubre 1991., Pg. 83-88
17. Kyle S. Graves.: "Multiple Horizontal Drainholes Can Improve Production", Oil & Gas Journal, Febrero 14, 1994., Pg. 68-73
18. M. R. Konopczynski., John Hughes., J. E. best.: "A Novel Approach To MultiLateral Horizontal Wells", SPE/IADC 29385, Febrero 28 a Marzo 2, 1995., Pg. 451-461
19. Mark Brockman., Kevin Jones.: "Drilling And Completing Multiple Lateral Sections From One Borehole", Offshore, Mayo 1995., Pg. 130-134
20. Jeff Littleton.: "Horizontal Drilling With Coiled Tubing Gains Momentum", Petroleum Engineer International, Julio 1992., Pg. 22-24
21. Keith Millheim.: "The Effect Of Hole Curvature On The Trajectory Of A Borehole" SPE 6779, Octubre 9-12, 1977., Pg. 1-8
22. J. R. Longbottom.: "Development And Testing Of A Multi-Lateral System", SPE 35545, Abril 16-17, 1996., Pg. 119-130
23. Martin Quinlan.: "Multi-Lateral Wells Promise More Oil, Less Cost", Petroleum Economist, Abril 1996., Pg. 3-5.
24. Gordon Talk., Steve Wooten., Derrick Lewis., Todd Talbot.: "Special Liner Design Improves Dual Lateral Horizontal Well", Oil & Gas Journal, Agosto 31, 1992., Pg. 43-46
25. Steve Bedford., Ian Smith.: "Coiled Tubing Solves Multiple Downhole Problems", World Oil, Noviembre 1994., Pg. 39- 42
26. Steve Bell.: "Proper Completion Technique Crucial To Horizontal Well Productivity", Petroleum Engineer International, Abril 1993., Pg. 17-23
27. B. C. Smith., L. A. Hayes., J. F. Wilkin.: "The Lateral Tie-Back System: The Ability To Drill And Case Multiple Laterals", IADC/SPE 27436, febrero 15-18, 1994., Pg. 55-64

- 28.K. Kumamoto.: "Application OF Short-Radius Lateral Drilling Technology In The Divided Neutral Zone Between Saudi Arabia And Kuwait", SPE 21345, Noviembre 16-19, 1991. Pg. 155-164
- 29.J. Adams., M. Berry.: "Underbalanced Coiled Tubing Sidetrack Successful", Oil & Gas Journal, Diciembre 18, 1995., Pg. 91-98
- 30.R. E. McMann., C. R. Lipp., C. K. Pruski., M. F. cooney.: "Development Of The Brookeland Field Austin Chalk Drilling Dual Lateral Horizontal Wells", SPE 26355, Octubre 3-6, 1993., Pg. 419-431
- 31.Keith Rappold.: "Multilateral drilling, Seismic Acquisition Top Upstream Technology Needs" Oil & Gas Journal, Octubre 30, 1995., Pg. 34-36
- 32.D. T. Vo., M. V. Madden.: "Performance Evaluation Of Trilateral Wells: Field Examples", SPE 28376, Septiembre 25-28, 1994., Pg. 115-130
- 33.C. M. Hightower., R. F. Martin., C. G. Blount., S. L. Ward., D. L. Cantell., M. J. Ackers.: "Coiled-Tubing Sidetrack: Slaughter Field Case History", SPE 26335, Octubre 3-6, 1993., Pg. 213-219
- 34.L. J. Leising., D. D. Hearn., E. A. Rike., D. M. Doremus., P. R. Paslay.: "Sidetrack Technology For Coiled Tubing Drilling", SPE 30486, Octubre 22-25, 1995., Pg. 377-392
- 35.Larry Comeau., Randy Pustanyk., Ray Smit., Ian Gilles.: "Lateral Tie-Back System Increases Reservoir Exposure", World Oil, Julio 1995., Pg. 77-83
- 36.H. Tirsgaard., J. melchiorson., P. woodka.: "Dan Field Appraised, Developed Using Record Horizontal Sidetrack", Petroleum Engineer International, Febrero 1994., Pg. 18-25
- 37.M. Karakas., Y. M. Yokoyama., E. M. Arima.: "Well Test Analysis Of A Well With Multiple Horizontal Drainholes" SPE 21424, Noviembre 1-19., Pg. 715-734
- 38.Sperry-Sun Drilling And Services.: horizontal Drilling: Multi-Lateral And Twinned Well", Catálogo De Servicios
- 39.Halliburton Energy Services.: "Halliburton Multilateral System 3000 Successfully Installed In North Sea Well", Catálogo De Servicios
- 40.Halliburton Energy Services.: " New Multilateral Technology Provides Maximum Recovery At Reduced Cost Per Barrel", Catálogo de Servicios
- 41.Halliburton Energy Services.: "Terminaciones Multi-laterales", Catálogo De Servicios

42. Dresser Oil Tools.: "Multilateral Completions", Catálogo De Servicios
43. Baker Huges.: "Diseño De Pozos Multilaterales", Catálogo De Servicios
44. Dresser Oil Tools And Sperry-Sun Drill Services.: "Multilateral Completions, Tool & Technology", Catálogo De Servicios
45. Maurer Engineering Inc.: " Cap. 4 Basic Geological Considerations", Horizontal Technology Manual, 1994., Pg. 1-22
46. Maurer Engineering Inc.: " Cap. 9 Well Design", Horizontal Technology Manual, 1994., Pg. 1-44
47. Maurer Engineering Inc.: " Cap. 10 Horizontal Drilling System", Horizontal Technology Manual, 1994., Pg. 1-36
48. Maurer Engineering Inc.: " Cap. 13 Drill Bits And Coring", Horizontal Technology Manual, 1994., Pg. 1-30
49. Maurer Engineering Inc.: " Cap. 18 Coiled Tubing", Horizontal Technology Manual, 1994., Pg. 1-11
50. Maurer Engineering Inc.: " Cap. 19 Completion Design", Horizontal Technology Manual, 1994., Pg. 1-13
51. Maurer Engineering Inc.: " Cap. 23 Artificial Lift", Horizontal Technology Manual, 1994., Pg. 1-29
52. Maurer Engineering Inc.: " Cap. 24 Drilling Fluids And Formation Damage", Horizontal Technology Manual, 1994., Pg. 1-33
53. Maurer Engineering Inc.: " Cap. 27 Sidetrack And Re-Entries", Horizontal Technology Manual, 1994., Pg. 1-27
54. Ml. José Angel Gómez Cabrera.: "Apuntes De Pozos Fluyentes, Bombeo Neumático y Bombeo Hidráulico", Fac. De Ingeniería, U.N.A.M.
55. Hernández R.: "Terminación De Pozos Horizontales", Tesis, División De Estudios De Posgrado, Facultad De Ingeniería, U.N.A.M., Octubre 1991
56. Barrera Morales D. M.: "Fundamentos De Estimulación En Pozos Horizontales", Tesis, Facultad De Ingeniería, U.N.A.M., Septiembre 1994
57. Santana Noriega J. M. "La Hidráulica En La Perforación De Pozos Petroleros", Tesis, Facultad De Ingeniería, U.N.A.M., Diciembre 1995

58. Grep John F. Jr.: "How To Design Casing String For Horizontal Wells", Petroleum Engineer International, Dicembre 1989
59. Johansick Fiesen And Dawson.: "Torque And Drag In Directional Wells Prediction And Measurement", Junio 1984
60. Klementich And Jenisan.: "A Service Life For Casing String", Text Boock Series Vol. 2
61. Schuh Frank J.: "Horizontal Drilling Tehcnology"
62. Bourgoyne Jr. And Milheim K.: "Applied Drilling Technology", Text book Series Vol. 2
63. Neal J. Adams.: "Drilling Engineering: A Complete Well Planning Aproach", Penn Well Books, Tulsa