

1
2ej



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAS TECNOLOGIAS NO CONVENCIONALES DE PERFORACION DE POZOS

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A N :
JOSE GERARDO ALVA ARROYO
CARLOS EDUARDO CORREA FIGUEROA



DIRECTOR DE TESIS: ING. HERON GACHUZ MURO

MEXICO, D. F.

1999

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

27 7809



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
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-011

SR. JOSE GERARDO ALVA ARROYO
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Herón Gachuz Muro y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAS TECNOLOGIAS NO CONVENCIONALES DE PERFORACION

- INTRODUCCION**
- I TECNOLOGIA DE PERFORACION DE POZOS CON DIAMETRO REDUCIDO**
 - II TECNOLOGIA DE PERFORACION DIRECCIONAL**
 - III TECNOLOGIA DE PERFORACION DE POZOS DE ALCANCE EXTENDIDO**
 - IV TECNOLOGIA DE PERFORACION DE POZOS MULTILATERALES Y/O RAMIFICADOS**
 - V SISTEMA DE RE-ENTRADAS**
 - VI CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**
- BIBLIOGRAFIA**

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

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

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Cd. Universitaria, 23 de febrero de 1999
EL DIRECTOR


ING. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB*RLLR*gtg



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-008

SR. CARLOS EDUARDO CORREA FIGUEROA
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Herón Gachuz Muro y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAS TECNOLOGIAS NO CONVENCIONALES DE PERFORACION DE POZOS

- I **INTRODUCCION**
- II **TECNOLOGIA DE PERFORACION DE POZOS DE DIAMETRO REDUCIDO**
- III **TECNOLOGIA DE PERFORACION DIRECCIONAL**
- IV **TECNOLOGIA DE PERFORACION DIRECCIONAL DE ALCANCE EXTENDIDO**
- V **TECNOLOGIA DE PERFORACION DE POZOS MULTILATERALES Y/O RAMIFICADOS**
- VI **SISTEMAS DE RE-ENTRADAS**
- VII **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**
- VIII **BIBLIOGRAFIA**

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

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

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Cd. Universitaria, a 15 de enero de 1999
EL DIRECTOR


ING. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB*RLLR*gtg

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

DIVISION DE INGENIERIA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

" Ventajas y Desventajas de las Tecnologías No Convencionales de Perforación de Pozos "

Tesis presentada por:

José Gerardo Alva Arroyo 9261643-9
Carlos Eduardo Correa Figueroa 8977051-5

Dirigida por:

ING. HERON GACHUZ MURO

JURADO DEL EXAMEN PROFESIONAL:

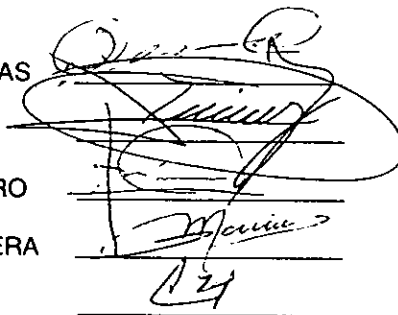
PRESIDENTE : ING. IGNACIO ALONSO CARDENAS

VOCAL : ING. HERON GACHUZ MURO

SECRETARIO : M.I. NESTOR MARTINEZ ROMERO

1ER. : ING. SALVADOR MACIAS HERRERA

2DO. : ING. CARLOS LIRA SIL



The image shows four handwritten signatures, each written over a horizontal line. The signatures are: 1. Ignacio Alonso Cardenas (top, large and stylized), 2. Heron Gachuz Muro (second from top, cursive), 3. Nestor Martinez Romero (third from top, cursive), and 4. Salvador Macias Herrera (bottom, cursive).

México, D.F., Marzo de 1999

AGRADECIMIENTOS

A Dios y la Virgen de San Juan De Los Lagos por sobre todas las cosas, gracias señor por haberme dado la oportunidad de concluir una carrera.

A MIS PADRES: Sr. JOSÉ SILVANO ALVA GUTIERREZ
Sra. TEODULA ARROYO PIZANO.

Por todo el amor y cariño que me brindaron, por darme su apoyo incondicionalmente durante toda la carrera, así como también por sacrificarse por que terminará la misma.

A MIS ABUELOS: Sr. JOSÉ PILAR ARROYO GUTIERREZ (†)
Sra. CRECENSIANA PIZANO CRUZ.

Que con sus consejos, cuidados y regaños hicieron posible la realización de un sueño.

A MI TIO: CRISOFORO ARROYO PIZANO.

Por apoyarme en todo momento, por ser mi amigo y por darme tanto su apoyo moral como económico, y más que un tío eres un hermano.

A MIS HERMANAS: ELIZABETH G. ALVA ARROYO.
NANCY VERONICA ALVA ARROYO.

Por apoyarme en todo momento, por saber compartir penas y alegrías.

AL ING HERÓN GACHUZ MURO

Por su dedicación, paciencia y atención para la realización de este trabajo.

A CARLOS CORREA FIGUEROA

Por compartir su tiempo para la realización de este trabajo y sobre todo por ser un gran AMIGO.

A MIS TIOS (AS): MARIA DE LA LUZ ARROYO, JOSÉ NABOR ARROYO, PROCORO ARROYO, MANUEL ARROYO, MACARIO ARROYO, MARIA DE LA LUZ HERNÁNDEZ, MARIA FELIX PEÑA Y MARIA REMEDIOS VENTURA.

A MIS PRIMOS(AS): JUAN MANUEL ARROYO, JULIO CESAR ARROYO, BLANCA MARGARITA ARROYO, MIGUEL ÁNGEL ARROYO, LUIS ÁNGEL ARROYO, JOSÉ

PILAR ARROYO, HILDA ARROYO, MARISOL ARROYO, CLAUDIA ARROYO, GUADALUPE ARROYO, VANESA ARROYO, KAREN ARROYO, JESUS EDUARDO, MARILU ARROYO, LORENA ARROYO, MARIA DE LOS ANGELES ARROYO, ALICIA CRUZ Y OSVALDO ARROYO.

A MIS AMIGOS(AS) Y COMPAÑEROS(AS): ISMAEL DÍAZ HERNÁNDEZ, ROGELIO HERNÁNDEZ SANCHEZ, DAVID MANZANO ANGELES, ALFONSO ESPINOSA GONZÁLEZ, JORGE PEREZ SOTO, JUAN HERNÁNDEZ CORTES, ENRIQUE IGLESIAS, JOSÉ LUIS PEREZ GONZÁLEZ, SERGIO JUÁREZ ARAIZA, CECILIA GALVEZ COETO, MAURO GALVEZ, ANA GABRIELA LEÓN GARRIDO, IGNACIO DORANTES LOPEZ, HORACIO ORTEGA, NESTOR RODRIGUEZ AMARO, JERONIMO SANCHEZ COETO, JOSÉ A. OLVERA JIMENEZ, SANDRO MANCILLA GUERRERO, HUGO CARRILLO CERVANTES, ENRIQUE BOBADILLA, PEDRO LUGO GARCIA, BERNARDO GARCIA URQUIZA, LEONEL DE JESUS RODRIGUEZ, RÁUL LOPEZ PACHECO, HIPOLITO LARA TERRAZAS, VICTOR NEGRETE, ARMANDO PICHARDO, ISMAEL MARTÍNEZ RAMÍREZ, MELCHOR RAMÍREZ MARTÍNEZ, GABRIELA ARAIZA, GERARDO OLIVA, JULIO CESAR OLIVA, FABRICIO VARGAS, EDGAR VARGAS, EDUARDO BARCENA NUÑEZ, ADOLFO PAVÓN, RAYMUNDO JIMENEZ CALZADA, MARIO JUÁREZ CALVA, JULIO HERRERA CALZADA, Y OTROS QUE ME ES DIFÍCIL RECORDAR.

A MI ALMA MATER LA UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO Y A LA H. FACULTAD DE INGENIERÍA.

Por darme la oportunidad de estudiar dentro de sus aulas.

A LOS PROFESORES DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA.

A TODOS AQUELLOS QUE SE ESCAPAN DE LA MEMORIA Y QUE NO OBSTANTE ME APOYARÓN, AGRADEZCO SINCERAMENTE SU COLABORACIÓN.

AGRADECIMIENTOS

ANTES QUE TODO GRACIAS A MÉXICO Y LO MEJOR QUE TIENE ESTE PAIS QUE SON LOS MEXICANOS, POR HACERME SENTIR UNO DE ELLOS.

A LA UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO POR LA OPORTUNIDAD DE SER FORMADO COMO PROFESIONAL Y SOLO ES HASTA AHORA QUE EMPIEZO A SENTIRME CON ALGÚN MÉRITO DE LLAMARME UNIVERSITARIO.

QUIERO DEDICAR ESTE TRABAJO Y ESTE PEQUEÑO LOGRO EN MI VIDA A LAS PERSONAS LES DEBO LO QUE SOY, QUE SON PARTE DE MI Y QUE ME HAN DEMOSTRADO SIEMPRE QUE SOY PARTE DE ELLOS, MI FAMILIA:

A MIS PADRES: Al Dr. Camilo Correa Cardona y la Dra. Ruth Figueroa Moncaleano, gracias por el apoyo, la confianza que siempre me han tenido, son un ejemplo y un orgullo para mí, tanto como padres, así como profesionales; siempre que emprenda algo durante mi vida lo haré con el objeto de seguir sus huellas además que se sientan orgullosos de mí, tratando de imitar la integridad y honestidad que han peregrinado durante mi vida.

A MI HERMANO, Dr. Camilo Alberto Correa Figueroa, gracias por tu apoyo, me ayudaste mucho, y algo que me queda muy claro de todo lo que he pasado es que solamente nos tenemos ambos, te dedico este logro como muestra que eres parte mía y quiero decirte que eres mi mejor amigo.

A MI ABUELA Graciela Moncaleano, pues eres la cabeza de mi familia y como tal, sufres con el dolor de cada miembro de ella, pero también gozas con las alegrías de nosotros, te admiro mucho.

A MIS TIOS Oscar, Yolanda, Elsa, Dora, Inés y Nelly Figueroa, para mí siempre han sido un sustento, parte de lo que soy como persona se lo debo a ustedes, he sentido siempre su presencia, para indicarme cuál es el camino correcto, los admiro a cada uno por su vida siempre honrada e íntegra y porque son el ejemplo claro de lo que significa una familia, los quiero.

A MIS TIOS fallecidos Alicia, Lucila, Lilia, Jaime Correa Cardona y Alfonso Delacruz, estoy seguro que del lugar donde se encuentren estarán felices en este momento por mí, los extraño mucho.

A MI TIO Nelson Figueroa y María Sofelia Arias, gracias por aceptarme con ellos cuando llegué a México, por compartir su hogar y compartir tantas experiencias y consejos, que si hubiera seguido todos a cabalidad, me hubiera ahorrado mucho problemas.

ESTE TRABAJO ME DA LA OPORTUNIDAD DE AGRADECERLE A LAS PERSONAS QUE DE ALGÚN U OTRO MODO ME HAN AYUDADO A CONSEGUIR ESTE LOGRO, PUES ESTO NO HA SIDO OBRA DE UNO SINO A BASE DEL ESFUERZO DE MUCHA GENTE, DE LA CUAL ESTOY ETERNAMENTE AGRADECIDO.

A LA LIC. MÓNICA MA. DE L. GARCÍA VÁZQUEZ, gracias porque cuando sentí que todo estaba en mi contra y estaba a punto de perder todo lo que había conseguido, fuiste la persona que me brindó su ayuda y me dio el empujón que necesitaba para terminar esta carrera; este logro es tanto mío como obra de tu esfuerzo, tenacidad y empeño, no tengo como agradecerte ni palabras para expresartelo, pero si logro ser alguien en la vida sería porque tu así lo quisiste, te quiero mucho.

A LA SRA. IVONNE SERRANO, DEA GARCÍA, ZOHE, ALEJANDRO Y MAGALY BUSTAMANTE, gracias por abrirme las puertas de lo más sagrado que una familia pueda tener que es su hogar, por albergarme en él, por dejarme ser parte de su familia, a nombre de mi familia y del mío propio, desde el fondo de mi corazón, muchas gracias.

AL DOCTOR ENRIQUE GARCÍA, pienso que sus hijos tienen que sentirse orgullosos de usted, pues para mí es un modelo de una persona correcta, trabajadora, un excelente esposo y padre, y en general todos los roles que un hombre pueda desempeñar dentro de una sociedad. Le agradezco mucho tantos favores pues de usted hacia mí solo he recibido atenciones, al igual que de la SRA. MARÍA TERESA VÁZQUE, y de LUIS ENRIQUE, OMAAR Y ALDO. Para mí, usted es simplemente un ejemplo a seguir. Gracias.

AI ING. HERÓN GACHUZ MURO, gracias por aceptar dirigirme la tesis, por la paciencia, el tiempo dedicad, los consejos y la ayuda.

A JOSÉ GERARDO, por aceptar trabajar conmigo, por aceptar mi manera de trabajo, durante este tiempo descubrí que eres una excelente persona y un gran amigo, muchas gracias.

A MIS COMPAÑEROS, que han compartido mucho de lo que he vivido estos años y hemos crecido juntos: ISAAC MENDOZA LÓPEZ, ARTURO TORRES SIERRA, RAUL SALAZAR VALLE, MIGUEL HIDALGO MILLÁN, LUIS MANUEL PÉREZ CEJA.

A DOS FAMILIAS AMIGAS, A JOSÉ TINAJERO, MARI Y LORENA; gracias por el aprecio que siempre han demostrado por mí, por tantos favores, espero que este sea el medio para decirles que les tengo un aprecio muy especial. TAMBIEN A LA FAMILIA GÁLVEZ COETO, en particular a MARÍA CECILIA, merci d'être devenue le centre de ma vie, pendant la dernière étape de ma carrière, ta présence m'a aidé a voir une autre face à la vie et a faire plus heureux le chemin le plus difficile; c'étaient les meilleurs moments de ma carrière pendant que c'est duré.

Un especial agradecimiento a dos amigos que siempre me ayudaron cuando requerí de su ayuda, gracias a JORGE PÉREZ PINTO y MIGUEL CENTELLANO.

PARA TERMINAR QUIERO DARLE GRACIAS A DIOS POR PERMITIRME TERMINAR ESTO QUE COMENCÉ Y TRATARÉ DE SEGUIR, BIEN, EL CAMINO QUE HAZ TRAZADO PARA MI.

VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAS TECNOLOGÍAS NO CONVENCIONALES DE PERFORACIÓN DE POZOS

CONTENIDO

CONTENIDO		i
INTRODUCCIÓN		1
CAPÍTULO 1	TECNOLOGÍAS DE PERFORACIÓN DE POZOS CON DIÁMETRO REDUCIDO	
1.1	DEFINICIÓN	3
1.2	APLICACIONES	3
1.2.1	POZOS EXPLORATORIOS	4
1.2.2	POZOS DE DESARROLLO	5
1.2.3	REPARACIÓN DE POZOS EXISTENTES	6
1.2.4	POZOS CON RAMIFICACIONES	6
1.2.5	AGUJEROS DE DIÁMETRO REDUCIDO EN PERFORACIÓN HORIZONTAL	8
1.3	TÉCNICAS DE PERFORACIÓN DE POZOS DE DIÁMETRO REDUCIDO	9
1.3.1	SISTEMA DE PERFORACIÓN ROTATORIO	9
1.3.2	MUESTREO CONTINUO	10
1.3.3	MOTOR DE FONDO	11
1.4	EQUIPO DE PERFORACIÓN	13
1.4.1	SISTEMA DE CIRCULACIÓN	14
	A. Bombas de lodo	14
	B. Presas de lodo	14
	C. Equipo de control de sólidos	15
1.4.2	SISTEMA DE IZAJE Y ROTATORIO	15
	A. Mesa rotatoria	15
	B. Top drive y unión giratoria	15
	C. Torre de perforación	15
	D. Malacate	16
	E. Subestructura	16
1.4.3	EQUIPO AUXILIAR	16
	A. Sistema de potencia	16
	B. Instrumentación	17

1.5	DISEÑO DE SARTAS	17
1.5.1	ESFUERZOS EN LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN	17
1.5.2	DISEÑO DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO	17
1.6	BARRENAS	19
1.6.1	BARRENAS DE DIAMANTES	19
1.6.2	BARRENAS CON TOBERAS	19
1.6.3	BARRENAS PDC	20
1.6.4	BARRENAS TSD	20
1.7	HIDRÁULICA	21
1.7.1	OPTIMIZACIÓN DE LA HIDRÁULICA	22
1.7.2	FLUIDO DE PERFORACIÓN	22
1.7.3	CONTROL DE BROTES	23
1.8	TERMINACIONES Y REPARACIONES	26
1.8.1	TIPOS DE TERMINACIÓN PARA POZOS CON DIÁMETRO REDUCIDO	26
A.	Terminación Sencilla	26
B.	Terminación Doble	27
C.	Terminación Monobore	28
D.	Terminación sin tubería de producción	29
E.	Terminación en Agujero descubierto	30
1.8.2	CEMENTACIONES	31
1.8.3	PESCAS	33
1.9	SÍNTESIS	33
1.10	OTROS ASPECTOS	35
1.10.1	ASPECTOS ECONÓMICOS	35
1.10.2	TENDENCIA DE LA TECNOLOGÍA	37
CAPÍTULO 2 TECNOLOGÍA DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL		
2.1	DEFINICIÓN	39
2.2	APLICACIONES TÍPICAS	39
2.3	CONFIGURACIONES DE POZOS DIRECCIONALES	42
2.3.1	POZO TIPO SLANT	43
2.3.2	POZO TIPO "S"	43
2.4	PROYECTOS DIRECCIONALES	45
2.4.1	FACTORES A CONSIDERAR EN LA PLANEACIÓN DE LA TRAYECTORIA	45
2.4.2	SELECCIÓN DE DATOS	46
2.5	INSTRUMENTOS DE DESVIACIÓN	47
2.5.1	MEDIDORES DE DESVIACIÓN	47
A.	Inclinómetros	48
B.	Instrumentos giroscópicos	49
C.	Herramientas de Orientación Direccional (DOT)	49

2.5.2	HERRAMIENTAS DESVIADORAS	49
A.	Desviador de pared	50
B.	Barrena iniciadora	50
C.	Barrena de chorro	50
D.	Junta articulada	51
E.	Motores hidráulicos	51
2.6	APAREJOS DE FONDO	53
2.6.1	PRINCIPIOS BÁSICOS PARA EL DISEÑO DE APAREJOS DE FONDO	54
2.6.2	APAREJOS DE FONDO PARA PERFORAR FORMACIONES SUAVES	55
A.	Aparejos para aumentar el ángulo	55
B.	Aparejos para mantener el ángulo	55
C.	Aparejos para disminuir el ángulo	57
2.6.3	APAREJOS DE FONDO PARA PERFORAR FORMACIONES MEDIAS	57
A.	Aparejos para aumentar el ángulo	57
B.	Aparejos para mantener el ángulo	58
C.	Aparejos para disminuir el ángulo	58
2.6.4	APAREJOS DE FONDO PARA PERFORAR FORMACIONES SEMIDURAS Y DURAS	59
A.	Aparejos para aumentar el ángulo	59
B.	Aparejos para mantener el ángulo	60
C.	Aparejos para disminuir el ángulo	60
2.7	MÉTODOS DE PERFORACIÓN	60
2.7.1	MÉTODO DE RADIO LARGO	63
2.7.2	MÉTODO DE RADIO MEDIO	64
2.7.3	MÉTODO DE RADIO CORTO	65
2.7.4	MÉTODO DE RADIO ULTRA-CORTO	66

CAPÍTULO 3 TECNOLOGÍA DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL DE ALCANCE EXTENDIDO

3.1	DEFINICIÓN	71
3.2	APLICACIONES DE LA TECNOLOGÍA DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL DE ALCANCE EXTENDIDO	72
3.3	SELECCIÓN DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO	78
3.3.1	SELECCIÓN DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO Y JUNTAS	78
3.3.2	CONFIGURACIÓN PRIMARIA Y DE CONTINGENCIA	78
3.3.3	CORRIDA DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO A ALTAS INCLINACIONES	80
3.3.4	DESGASTE DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO	80
3.3.5	CONSIDERACIONES EN LA CEMENTACIÓN	81
3.3.6	DISEÑO DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO	82
A.	Diseño de la Tubería de Revestimiento intermedia	82
B.	Diseño de la Tubería de Revestimiento de Producción	83
3.3.7	CARGAS ADICIONALES	84
3.3.8	PROCEDIMIENTOS DE DISEÑO DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO	84

3.4	PROBLEMAS DE LA APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE PERFORACIÓN DE ALCANCE EXTENDIDO	87
3.4.1	RESISTENCIA AL AVANCE DE LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN DENTRO DE UN AGUJERO DE ALCANCE EXTENDIDO POR LAS FUERZAS DE FRICCIÓN AXIAL Y DE TORSIÓN QUE IMPIDEN EL MOVIMIENTO DE LA SARTA DE PERFORACIÓN	87
3.4.2	LIMPIEZA DEL AGUJERO Y RIESGO POR PEGADURAS DE LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN POR PRESIÓN DIFERENCIAL	88
3.4.3	PESO SOBRE BARRENA	89
3.4.4	FATIGA POR PANDEO INDUCIDO	90
3.4.5	EFECTO DE LA PRESIÓN DE BOMBEO Y DEL DIÁMETRO DIÁMETRO DE LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN EN LA LIMPIEZA DEL AGUJERO	90
3.4.6	EFECTO DE LA VELOCIDAD ANULAR Y DEL DIÁMETRO DE LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN EN LA LIMPIEZA DEL AGUJERO	91
3.4.7	DESGASTE DE LA TUBERÍA	91
3.5	CUIDADOS Y DIFERENCIAS EN DISEÑO DE SARTAS DE PERFORACIÓN RESPECTO A LA PERFORACIÓN CONVENCIONAL	92
3.6	TECNOLOGÍAS CRÍTICAS	92
3.6.1	TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO	93
3.6.2	CEMENTACIÓN	93
3.6.3	PESO SOBRE BARRENA	93
3.6.4	MATERIALES ALTERNATIVOS EN SARTAS DE PERFORACIÓN	94
3.6.5	PERFORACIÓN ROTATORIA CON DIRECCIONAMIENTO	94
3.6.6	FLUIDOS DE PERFORACIÓN	94
3.6.7	BARRENAS	95
3.6.8	CONSIDERACIONES DE LA HIDRÁULICA	96
3.6.9	REOLOGÍA	96
3.6.10	CONTROL DE SÓLIDOS	96
3.7	RESUMEN DE CASOS HISTÓRICOS	96
CAPÍTULO 4	TECNOLOGÍA DE PERFORACIÓN DE POZOS MULTILATERALES Y/O RAMIFICADOS	
4.1	DEFINICIÓN	101
4.2	YACIMIENTOS CANDIDATOS PARA LA PERFORACIÓN DE POZOS MULTILATERALES	104
4.3	COMPONENTES DEL SISTEMA MULTILATERAL	106
4.4	TIPO DE POZOS MULTILATERALES	107
4.5	SISTEMAS DE PERFORACIÓN EN POZOS MULTILATERALES	108
4.5.1	SISTEMA LATERAL TIE-BACK	109

4.6	SELECCIÓN DEL EQUIPO	110
4.6.1	PERFORACIÓN DE POZOS MULTILATERALES CON EL EMPLEO DE TUBERÍA FLEXIBLE	111
4.6.2	PERFORACIÓN BAJOBALANCE EN POZOS MULTILATERALES	113
4.6.3	BENEFICIOS	114
4.6.4	EMPLEO DE PERFORACIÓN BAJOBALANCE EN POZOS MULTILATERALES	114
4.6.5	EMPLEO DE TUBERÍA FLEXIBLE EN PERFORACIÓN BAJO BALANCE DE POZOS MULTILATERALES	115
4.7	HERRAMIENTAS ESPECIALES PARA LA PERFORACIÓN Y TERMINACIÓN DE POZOS	117
4.7.1	BARRENAS	117
4.7.2	ESTABILIZADORES AJUSTABLES DE FONDO	119
4.7.3	PERCUSORES "JARS"	119
4.7.4	SISTEMA MWD	119
	A. Sistema LWD	121
4.7.5	MOTORES DE FONDO	121
	A. Motores de desplazamiento positivo	122
	B. Motores de fondo articulados	123
4.7.6	SUSTITUTO DESVIADOR O SUSTITUTO CURVO (BENT SUB)	123
4.7.7	CAJA DESVIADORA (BENT HOUSING)	124
4.7.8	PRINCIPIO DEL APAREJO DE FONDO (BHA)	124
4.7.9	ESTABILIZADORES	124
4.7.10	SISTEMA DE MOTOR ELEVADO (TOP DRIVE)	125
4.7.11	CUCHARA DESVIADORA (WHIPSTOCK)	126
	A. Cuchara desviadora packstock	126
	B. Cuchara desviadora bottom trip	126
	C. Cuchara desviadora hueca	127
4.7.12	MOLINO DE VENTANA Y MOLINO WATERMELON	128
4.8	PROBLEMAS QUE SE TIENEN CON MAYOR FRECUENCIA DURANTE LA PERFORACIÓN DE POZOS MULTILATERALES	128
4.9	BENEFICIOS DE LA PERFORACIÓN MULTILATERAL	129
4.10	TERMINACIÓN DE POZOS MULTILATERALES Y/O RAMIFICADOS	131
4.11	VENTAJAS Y DESVENTAJAS	132
4.12	COSTOS	133
4.13	RESUMEN	134
CAPÍTULO 5	SISTEMAS DE RE-ENTRADAS	
5.1	DEFINICIÓN	139
5.2	APLICACIONES	140

5.3	PROCEDIMIENTOS DE RE-ENTRADAS	141
5.3.1	DESVIACIÓN EN AGUJERO DESCUBIERTO	141
5.3.2	RE-ENTRADA CON CUCHARA DESVIADORA	142
5.3.3	APERTURA DE LA RE-ENTRADA	143
5.3.4	MÉTODO CST PARA DESVIAR AGUJEROS ENTUBADOS	144
	A. Ventajas del método CST	144
5.3.5	RE-ENTRADA EN POZOS DE DIÁMETRO REDUCIDO	145
5.3.6	TAMAÑO DE LAS RE-ENTRADAS MÁS USUALES	146
5.4	SISTEMAS DE TERMINACIÓN	146
5.4.1	SISTEMA DE RE-ENTRADA LATERAL	146
	A. Sistema de re-entrada lateral "LRS"	
	Guiberson Ava.	147
	B. Operaciones de reparación	148
5.4.2	SISTEMA MULTILATERAL DE DOBLE SARTA	150
	A. Sistema Multilateral de Doble Sarta	
	Guiberson Ava.	151
5.4.3	CLASIFICACIÓN DE LAS APLICACIONES DE RE-ENTRADAS MULTILATERALES DISPONIBLES EN LOS SISTEMAS DE TERMINACIÓN	152
	A. Re-entrada a través de la tubería de producción	153
	B. Desviación del pozo lateral terminado en agujero descubierto	153
	C. Desviación del pozo lateral terminado en agujero ademado	154
	D. Terminación doble con lateral ademado	155
	E. Sistema de re-entrada selectivo	155
	F. Enlace mecánico entre el pozo principal y el pozo lateral	156
	G. Sistema de conexión entre el pozo principal y el lateral ademado y cementado	157
	H. Pozo principal en agujero descubierto	158
	1. Enlace de laterales terminados en agujero descubierto	158
	2. Lateral en agujero descubierto aislado, ademado o sin ademar	159
	3. Sistema de re-entrada selectivo en agujero descubierto	160
5.5	COSTOS DE LA RE-ENTRADA	161
5.6	POSIBLES PROBLEMAS DURANTE LAS RE-ENTRADAS	161
5.7	VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAS RE-ENTRADAS DE POZOS	163

CAPÍTULO 6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

PERFORACIÓN CON DIÁMETRO REDUCIDO	165
PERFORACIÓN DIRECCIONAL	166

PERFORACIÓN DIRECCIONAL DE ALCANCE EXTENDIDO	166
PERFORACIÓN DE POZOS MULTILATERALES Y/O RAMIFICACIONES	167
SISTEMAS DE RE-ENTRADAS	167
BIBLIOGRAFÍA	169
NOMENCLATURA	173

INTRODUCCIÓN

La necesidad de producir hidrocarburos de una manera más eficiente es la preocupación de la industria del petróleo, esta necesidad abarca todas las fases en que se divide el mundo del petróleo; que comprenden la prospección, perforación, producción y refinación. En todas estas fases se invierten cantidades grandes de dinero, de esfuerzos, en la búsqueda de obtener beneficios.

Dentro de la Ingeniería de Perforación, en particular, se ha obligado a tener una investigación continua, para producir petróleo de una manera más económica y segura; estos esfuerzos han llevado al desarrollo de nuevas técnicas, que hacen posible la explotación de campos, yacimientos que en otros tiempos no eran posibles, o tal vez, que simplemente no eran rentables. Estas nuevas técnicas han apoyado su desarrollo en los avances que se hacen dentro de muchas ramas de la ciencia, el desarrollo en los sistemas de cómputo, en la calidad de los materiales que se utilizan en industria, la sistematización de procedimientos, la certidumbre en los equipos de control y monitoreo, etc.

Este trabajo mostrará las ventajas y desventajas de las tecnologías no convencionales de perforación de pozos. Se llaman no convencionales pues durante muchos años se ha perforado los pozos verticales y con ciertos diámetros ya especificados, dependiendo de las características de los yacimientos y las necesidades en la producción. Se llaman tecnologías no convencionales y aunque esta denominación es bastante subjetiva y relativa pues dependiendo de utilización se podrían convertirse en convencionales o probablemente surjan otras tecnologías que puedan tomar esa denominación. Se consideran para este trabajo como tecnologías no convencionales: la perforación de pozos con diámetro reducido, la perforación direccional y de alcance extendido, la perforación de pozos multilaterales y/o ramificaciones y los sistemas de re-entradas.

Consideramos que estas tecnologías tienen como precursora el desarrollo en la tecnología de perforación horizontal y direccional, estas han producido un gran aumento en opciones para la penetración de yacimientos y han revolucionado la economía del desarrollo del campo; nuevas técnicas de perforación horizontal llegan a incrementar el regreso de inversiones de capital. Con la perforación de pozos horizontales o altamente desviados, se creó la necesidad de conocer el comportamiento del agujero en la sección horizontal, durante la perforación y en su fase productiva.

La mayoría de estas tecnologías han sido aplicadas exitosamente alrededor del mundo, algunas en México. Algunas, como el caso de la perforación de pozos con diámetro reducido fueron consideradas no rentables y gracias a los avances tecnológicos, se ha demostrado la factibilidad de su aplicación y la conveniencia de la misma.

La tecnología de perforación de pozos no convencionales ha logrado incrementar la recuperación de hidrocarburos en campos despresionados, o bien, en áreas consideradas económicamente como marginales; su desarrollo se podría considerar como incipiente, lo cual ofrece un escepticismo técnico financiero por parte de las grandes compañías de la industria. Se requiere crear una infraestructura para propiciar la expansión de las tecnologías, que propician las modificaciones a equipos, herramientas, materiales y recursos humanos para realizarlas en forma costeable.

Sabemos que dentro de los planes estratégicos de cualquier compañía petrolera está llevar a cabo explotación de costa afuera de forma rápida y a un menor costo. Todos esto se logra si nuevas y novedosas tecnologías son aplicadas para lograr tal fin, lo cual implica que se efectúe una revisión de las tecnologías a nivel mundial, de manera que se disponga de la información técnica de aquellos campos en los que se esté llevando a cabo la aplicación de dichas tecnologías. Este es el caso de las tecnologías no convencionales de perforación que se han aplicado exitosamente en varios campos petroleros a nivel mundial, permitiendo incrementar la productividad del yacimiento y abatir los costos de desarrollo de campos. Por ello se efectuó un análisis y se integró este trabajo de tesis con la información más relevante que permite contar con los elementos necesarios para evaluar las ventajas y desventajas en la aplicación de estas tecnologías.

El objetivo de este trabajo es mostrar de una manera muy didáctica, tratando de introducir al lector en el conocimiento de estas tecnologías a través de mostrarle los objetivos de cada una, la manera en que se aplican y algunos aspectos técnicos, todo para llegar a enseñar las ventajas y desventajas de cada una en sus diferentes operaciones. Creemos que es importante para los alumnos de la carrera de Ingeniería Petrolera, pues no se tiene un conocimiento adecuado de estas tecnologías y mucho de la implementación y el desarrollo de ellas depende de la difusión y el conocimiento que se tengan.

Para la realización de este trabajo se han recopilado muchos trabajos realizados en estas tecnologías, alrededor del mundo, los temas son bastante extensos, por ello se ha tratado de presentar un enfoque global, lo más específico posible y claro para el lector, esperando que se despierten interrogantes y en el futuro se realicen trabajos sobre algunos puntos específicos y se desarrollen considerablemente.

CAPÍTULO 1

TECNOLOGÍA DE PERFORACIÓN DE POZOS DE DIÁMETRO REDUCIDO

1.1 DEFINICIÓN

La definición de la perforación de pozos de diámetro reducido ha cambiado con el tiempo. En los años 60's se definió como un agujero demasiado pequeño para introducir una Tubería de Revestimiento de 5 1/2 pg. En los 80's se define como aquél, en el cual el 90% del agujero es perforado con una barrena de 7 pg o menor y para la terminación de un pozo de diámetro reducido cuando se emplean aparejos de producción menores a 4 1/2 pg. El principal objetivo de la perforación de pozos de diámetro reducido es economizar los costos, reduciendo el diámetro final del pozo desde 12 1/4 de pg hasta un diámetro de 8 1/2 pg (Figura I-1).

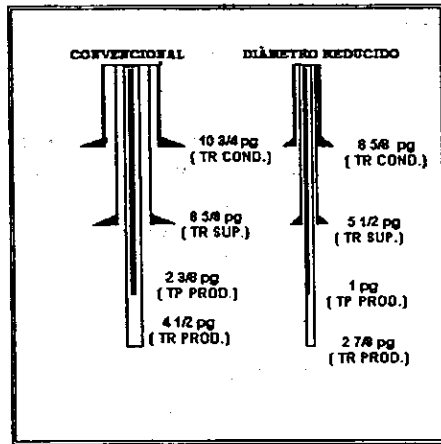


Figura I-1. Configuración de un pozo convencional vs. uno de diámetro reducido

1.2 APLICACIONES

La tecnología utilizada en la perforación de pozos de diámetro reducido es empleada en diferentes áreas de la Industria Petrolera tales como:

1. Exploración de pozos
2. Perforación de pozos
 - ↳ Verticales
 - ↳ Horizontales
 - ↳ Re-entradas
3. Terminación de pozos
 - ↳ Monobore
 - ↳ Sencilla
 - ↳ Doble
 - ↳ Triple
4. Operaciones de reparación
 - ↳ Remoción de obstrucciones
 - * Arena
 - * Cemento
 - * Pescados
 - ↳ Limpieza de la Tubería de Revestimiento

1.2.1 POZOS EXPLORATORIOS (PERFORACIÓN Y TERMINACIÓN)

Compañías exploratorias de hidrocarburos han tomado gran interés en la perforación y terminación de pozos de diámetro reducido como la aplicada a la industria minera para obtener núcleos.

Inicialmente esta técnica fue aplicada para la recuperación de núcleos del pozo. Esta técnica es un método atractivo en la exploración porque un pozo puede típicamente ser perforado con un ahorro del 30 al 40% con respecto a un pozo convencional. Este ahorro se incrementa en función al grado de dificultad de la localización debido al costo de transporte.

Durante la perforación de pozos exploratorios al emplear la técnica de perforación de pozos de diámetro reducido, es usual iniciar con barrenas de 8 $\frac{3}{8}$ pg o menores para que sean ampliados posteriormente si el pozo resulta productivo. Esta técnica resulta muy económica debido al uso de equipos pequeños, poca área de localización, herramientas de trabajo de bajo costo tales como la Tubería de Perforación, barrenas y poco volumen de fluidos de perforación. Sin embargo, existe una limitante muy importante como es la potencia del equipo, la cual puede restringir la profundidad alcanzada en la perforación, más aún si la profundidad objetivo se encuentra por abajo de los 4000 m.

La terminación en este tipo de pozos debe hacerse con mucho cuidado seleccionando adecuadamente el equipo de cementación y herramientas. Asimismo, debe hacerse un buen diseño de la lechada de cemento si la tubería de

explotación debe cementarse. Generalmente la cementación en este tipo de pozos se realiza en agujero descubierto debido al grado de dificultad de correr una Tubería de Revestimiento dado que se incrementa en función de la profundidad, ya que el espacio anular es muy reducido y se puede incurrir fácilmente a problemas de fracturamiento de la formación provocando una pérdida de lechada de cemento, una mala cementación o hasta problemas de descontrol de pozo.

1.2.2. POZOS DE DESARROLLO

En el desarrollo de la perforación en un campo conocido se pueden aplicar diferentes técnicas de perforación o una combinación de las mismas (rotatorio, con Tubería Flexible, Tubería Flexible motor de fondo, motor de fondo rotatorio). En esta etapa de la perforación de diámetro reducido cuando se hace con buena planeación, se obtienen ahorros mayores de 40% respecto a un pozo convencional. Esto se debe a que las características de las formaciones atravesadas durante la exploración son ya conocidas, así como el comportamiento del yacimiento o yacimientos a explotar.

Los problemas tales como diseño de Tuberías de Revestimiento, tipo de fluido de perforación, hidráulica de perforación, selección en el tipo de barrenas, diseños de aparejos de perforación, diseño de ensambles de fondo, empleo de equipos y herramientas especiales para la toma de registros geofísicos, etc., pueden ser mejorados mediante un sistema que permita hacer adecuaciones de las técnicas de perforación, a fin de incrementar la eficiencia de las operaciones de perforación, terminación o reparación de pozos.

Al desarrollar un campo usualmente se inician con un diámetro óptimo a fin de evitar las ampliaciones, ya que éstas pueden provocar muchos problemas de pesca por fallas de la sarta de trabajo, debido a que la relación diámetro de la barrena-sarta de perforación es muy grande y la torsión se incrementa bruscamente. Como caso extremo, puede requerir una adaptación o cambio del equipo a falla de potencia, los cuales traen como consecuencia el incremento en el costo total de la perforación.

Así por ejemplo, con la aplicación de esta técnica se ha tenido que desarrollar e implementar paralelamente algunos equipos y herramientas especiales para mejorar el rendimiento en la operaciones, entre ellos están:

- Motores más potentes y confiables
- Herramientas para la orientación de la perforación direccional
- Barrenas de alto rendimiento y alta velocidad (PDC y TSD)
- Registros para toma en diámetro reducido
- Sistema de medición continua (MWD)
- Tubería Flexible de mayor longitud
- Nuevas técnicas para el control de brotes

1.2.3 REPARACIÓN DE POZOS EXISTENTES (PROFUNDIZACIÓN, DESVIACIÓN Y TERMINACIONES MÚLTIPLES)

Las técnicas de profundización se han extendido en todo el mundo partiendo de pozos existentes. Con la aplicación de la perforación de agujeros de diámetro reducido, la profundización de pozos resulta atractiva puesto que se obtiene un ahorro de 35 al 40% con respecto al costo de la perforación convencional.

En otras aplicaciones comunes está el uso de herramientas para agujeros de diámetro reducido como la Tubería Flexible para rebajar cemento y profundizar pozos existentes.

1.2.4 POZOS CON RAMIFICACIONES (PERFORACIÓN Y TERMINACIÓN EN INTERVALOS SELECTIVOS)

La técnica aplicada a la perforación de pozos desviados a partir de un vertical se ha extendido en todo el mundo, ésta se debe principalmente al abatimiento en los costos al aprovechar la misma infraestructura (plataforma) si es marina, en tanto que si es en tierra se aprovecha la misma localización y equipo.

En la perforación de pozos de diámetro reducido, también es factible la aplicación de la técnica de perforación de varios pozos a través de un pozo vertical (Figura I-2). Esta técnica ofrece varias ventajas sobre todo cuando se quiere explotar yacimientos heterogéneos, es decir, cuando existen capas de rocas almacenadoras de hidrocarburos incomunicados (lentes) los cuales son difíciles de explotarlos con un sólo pozo. Otra de las aplicaciones de esta técnica es cuando se explotan intervalos localizados a diferentes profundidades, yacimientos de difícil acceso o para interceptar pozos descontrolados.

Aun cuando es factible la perforación de pozos de diámetro reducido a partir de un pozo vertical o desviado, existen limitaciones que puede ocasionar inconvenientes sino se hace un estudio adecuado de las características del equipo y herramientas a emplear. Por ejemplo, es mucho más difícil abrir una ventana a partir de un pozo cementado que desviar un pozo en agujero descubierto. Por lo tanto, las herramientas de corte deberán ser bien utilizadas.

Por lo anterior, es importante hacer un buen diseño tanto de la Tubería de Revestimiento como de la distribución de los pozos que nacen de uno solo.

Ventajas:

- Menor inversión inicial
- Los yacimientos pequeños pueden explotarse a menor gasto de producción
- Reterminación de pozos existentes,
- Terminaciones múltiples
- Reducción en los costos de reparación
- Menor costo de recuperación secundaria
- Disponibilidad del equipo

Desventajas:

- Restricción de la producción
- Corrosión de la Tubería de Perforación
- No se puede efectuar fracturamiento con alto gasto
- No puede profundizarse abajo de la Tubería de Revestimiento cementada
- No se puede utilizar tubería lavadora debido al pequeño claro radial entre las tuberías
- Trabajos de cementación difíciles cuando se tienen terminaciones múltiples
- Problemas con presencia de arena

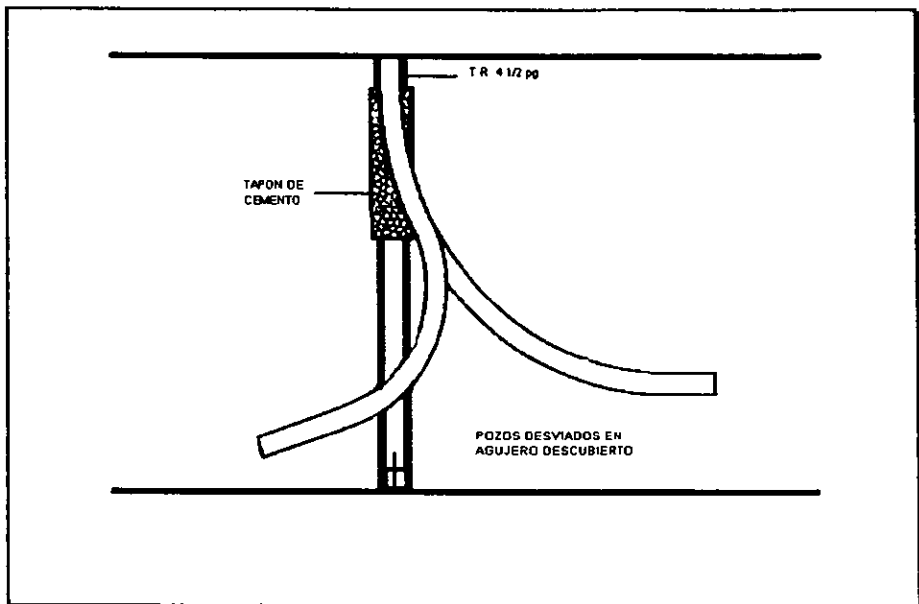


FIGURA 1-2 Perforación con ramificación

1.2.5 AGUJEROS DE DIÁMETRO REDUCIDO EN PERFORACIÓN HORIZONTAL

La técnica de perforación horizontal resulta ser económica cuando la producción se incrementa notablemente con respecto a un pozo vertical, más aún si se aplica a la perforación con diámetro reducido obteniéndose substancialmente un abatimiento en los costos totales de la perforación de un pozo.

Se usa un ensamble de perforación para agujeros de diámetro reducido el cual consiste de un aparejo de Tubería de Producción, para continuar con la siguiente etapa del pozo una vez cementado el último intervalo, donde se ha cementado empleando tuberías no comunes (pudiendo ser Tubería de Producción).

El radio de curvatura de la vertical respecto a la horizontal, el tamaño de agujero, el diámetro de la Tubería de Perforación, los esfuerzos por fricción y arrastre, son aspectos muy importantes que deben tomarse en cuenta durante la perforación de la sección curva y horizontal del pozo.

En la perforación de pozos horizontales, comúnmente la sarta trabaja a compresión al empujar la herramienta al fondo del agujero en la sección horizontal, la compresión va acompañada por el pandeo de la tubería, los cuales limitan las operaciones al emplear este sistema de perforación de diámetro reducido en pozos horizontales, entre la limitaciones se tienen:

- Perforar con motor de fondo
- Perforar con motor de fondo y rotaria simultáneamente como cuando se emplea tubería convencional
- Empleo de barrenas de diamantes (PCD y TSD), las cuales son resistentes a las altas velocidades de rotación y son de alto rendimiento
- Ensamblados de fondo de diámetro reducido
- Limitación en la capacidad del equipo
- Límite en la profundización
- Límite en el empleo de motores de fondo menores de 2 $\frac{3}{8}$ pg
- Límite en la aplicación de peso sobre barrena

En la perforación de pozos horizontales de diámetro reducido no solo se presentan problemas de torque y arrastre en la sección horizontal, sino también, problemas de pérdidas de circulación durante los movimientos de la sarta, los cuales pueden complicar su control al bombear cualquier material obturante a través del aparejo de fondo (motor, MWD).

1.3 TÉCNICAS DE PERFORACIÓN DE POZOS DE DIÁMETRO REDUCIDO

Actualmente existen tres diferentes sistemas de aplicación para la perforación de pozos de diámetro reducido: rotatorio, motor de fondo y de muestreo continuo; aunque en algunas ocasiones estas técnicas se combinan para optimizar los resultados de avance y abatir los costos desde un 40 al 70%. Este ahorro se debe, principalmente al empleo de equipos más pequeños, ritmos de penetración altos, Tuberías de Revestimiento de bajo costo, etc.

1.3.1 SISTEMA DE PERFORACIÓN ROTATORIO

La técnica de perforación rotatoria prácticamente es la misma que la empleada al perforar un pozo convencional (Figura I-3), con algunas variantes en cuanto a los diámetros de la sarta de perforación y tamaños de barrenas. Las barrenas empleadas en este sistema, generalmente son de diamantes, las cuales alcanzan altas velocidades de rotación.

Cuando este sistema se aplica en pozos exploratorios, se puede iniciar con una barrena de diámetro muy pequeño hasta llegar a la zona objetivo, en donde se recupera un núcleo, con el fin de realizar el análisis correspondiente del contenido de hidrocarburos, si de la muestra se obtienen resultados que permitan decidir la explotación del yacimiento, el agujero puede ampliarse a un diámetro mayor y cementarse según sea la necesidad de la política de explotación del pozo, incluyendo los diseños de sistemas de producción (bombeo mecánico, inyección de gas o electrocentrífugo), así como de intervenciones futuras del pozo.

Ventajas:

- Equipo más pequeño y fácil de transportar
- Permite ampliar el agujero aprovechando las mismas instalaciones
- Inversión inicial baja
- Permite combinar sistemas de perforación con motor de fondo
- Permite extraer muestras según las necesidades

Desventajas:

- Limitación en la profundidad
- Limitación en el empleo de herramientas sujetos a grandes esfuerzos en operaciones especiales
- Incremento en el riesgo de control del pozo durante la perforación en yacimientos geopresionados y de gas
- Limitación en los esfuerzos de torsión aplicado a la sarta de trabajo

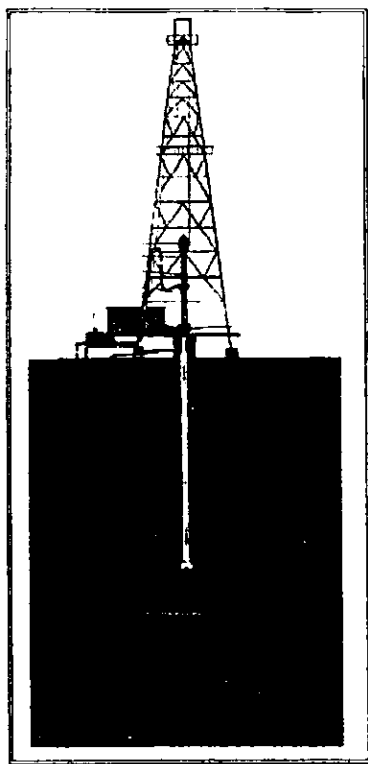


Figura I-3. Sistema de perforación rotatorio

1.3.2 MUESTREO CONTINUO

Generalmente se trabaja con velocidades de rotación de 300 a 600 rpm al tener espacios anulares de 0.5 pg, con el propósito de mantener buena estabilización de la sarta debido a su poco espesor de pared que la hace más flexible y, en consecuencia, menos estable conforme se incrementa la profundidad del pozo. Con el empleo de esta técnica (Figura I-4), se obtienen núcleos continuos cada 12 m usando barriles recuperables y barrenas nucleadoras de $4 \frac{3}{8}$ pg con una eficiencia del 98 % de recuperación.

Ventajas:

- ◆ Equipo pequeño y de fácil transporte
- ◆ Aplicable en campos exploratorios
- ◆ Extracción de núcleos continuos

Desventajas:

- ◆ Solo para pozos poco profundos
- ◆ Difícil control en pozos geopresionados y de gas, debido al bajo gasto de circulación (50 gpm para diámetros de 5 1/2 pg y 15 gpm para 3 pg)
- ◆ Ritmos de penetración bajos

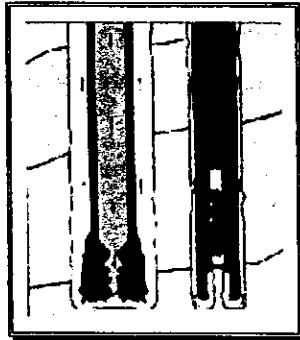


Figura I-4. Sistema de perforación con muestreo continuo

1.3.3 MOTOR DE FONDO

Desde hace muchos años la Tubería Flexible se ha empleado como una herramienta para operaciones de terminación y reparación de pozos; en la actualidad, su uso se ha extendido para perforar pozos convencionales, desviados y horizontales, tomando relevancia su aplicación en la perforación de pozos de diámetro reducido incrementando su eficiencia con el acoplamiento de motores de fondo y sistema de medición continua (Figura I-5).

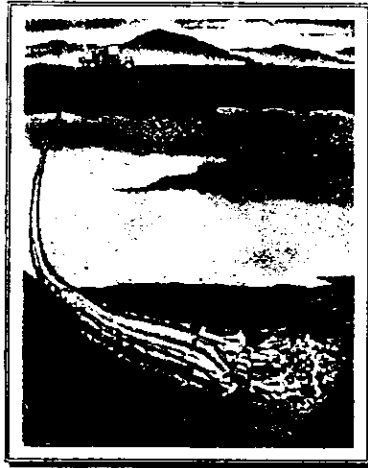


Figura 1-5. Sistema con motor de fondo

Con el empleo de motores de fondo pequeños ($1 \frac{1}{2}$ pg a $3 \frac{3}{8}$ pg) se alcanzan altas velocidades de rotación de 500 a 1000 rpm y bajo torque, además se obtienen ritmos mayores de penetración de 3 a 4 veces que con los equipos rotatorios para perforar agujeros de diámetros reducidos (2 a $4 \frac{1}{2}$ pg). Estos sistemas, generalmente emplean Tubería de Perforación lisa para reducir los problemas de torque y arrastre.

En algunas ocasiones se puede combinar con sistema rotatorio para evitar pegaduras o atrapamientos de la sarta, debido a que con la rotación se remueven los sólidos cambiando de dirección de éstos a través del movimiento, los cuales tienden a caer al fondo del pozo.

La técnica de motor de fondo, se puede combinar con Tubería Flexible, puesto que no estará sujeta a esfuerzos de torsión que comúnmente se presentan en el sistema rotatorio. Los costos al aplicar este sistema de perforación combinado se han reducido entre un 50 a un 75%.

Ventajas:

- Equipo pequeño y de fácil transporte
- Reduce los viajes por cambios de barrena
- Altas velocidades de penetración
- Empleo de Tuberías de Perforación de diámetros pequeños
- Prolongación de la vida útil de la sarta de trabajo

- Empleo en combinación con la Tubería Flexible
- Reducción del costo total de perforación

Desventajas:

- Está limitado por la profundidad
- Empleo de sistemas de bombeo apropiado
- Reducción en la limpieza del fondo de agujero
- Empleo de herramientas especiales de control del pozo (MWD)
- Difícil control en la verticalidad o en la dirección de pozos horizontales y desviados
- No es aplicable a pozos de alta temperatura

1.4 EQUIPO DE PERFORACIÓN

El propósito de diseñar un equipo especial de perforación para pozos de diámetro reducido ha sido disminuir el área de localización del pozo y el número de viajes de pozo a pozo. El equipo es capaz de controlar el peso sobre la barrena con una gran precisión, usando en las operaciones motores eléctricos y controladores hidráulicos.

El equipo de perforación para diámetro reducido permite reducir costos en los siguientes aspectos:

1. Materiales (tuberías, cemento, fluidos, etc.).
2. Transporte (equipo).
3. Localización (área de trabajo).
4. Personal para realizar las operaciones.
5. Menor contaminación del medio ambiente (reducción del volumen de desechos).

1.4.1 SISTEMA DE CIRCULACIÓN

El sistema de circulación para pozos de diámetro reducido consiste en:

A. Bombas de Lodo.

Las bombas de lodo requieren cambios volumétricos significativos con el cambio del tamaño del agujero del pozo. Por ejemplo, para un pozo convencional el gasto requerido de la bomba para la perforación del agujero inicial del pozo es de 800 gpm y de 200 gpm para el agujero de producción. A su vez para la perforación de un pozo de diámetro reducido es de 250 a 50 gpm.

En la perforación con diámetro reducido, el diámetro del agujero va disminuyendo conforme aumenta el número de Tuberías de Revestimiento, por ello existe una reducción en el espacio anular entre el agujero y el aparejo, generando un incremento de las caídas de presión por fricción, por la disminución del área de flujo, ello se traduce en un requerimiento mayor de presión de circulación.

En este tipo de pozos se debe tener un especial control en el gasto de bombeo, puesto que un cambio pequeño en el gasto se traduce en cambios significativos en la presión de circulación. Estos cambios pueden generar que la presión de fondo sea mayor o menor que la presión de formación causando pérdida de circulación o un brote según sea el caso. La tolerancia en el cambio del gasto para pozos convencionales y diámetro reducido para evitar lo anteriormente mencionado es, para pozos convencionales de 15 gpm, sin embargo, para los pozos con diámetro reducido es de 1 gpm.

B. Presas de lodo.

En general los requerimientos de las presas de lodo para un diámetro reducido son aproximadamente 50 a 80% menores que para los pozos convencionales. En la Tabla I-1 se muestra una comparación entre las capacidades de algunas de las secciones para ambos tipos de pozos. La disminución del volumen de lodo requerido en pozos de diámetro reducido requiere pequeños tanques de almacenamiento.

Tabla I-1.
Comparación de capacidades de flujo

Sección del pozo	Diámetro reducido (bi)	Convencional (bi)
SUPERFICIAL	70	199
INTERMEDIO	185	529
PRODUCCIÓN	208	602

C. Equipo de control de sólidos.

Las diferencias entre los dos tipos de perforación en este aspecto no es notable. Los requerimientos específicos del equipo de control de sólidos están basados en la selección del fluido de perforación.

1.4.2 SISTEMA DE IZAJE Y ROTATORIO

El sistema de izaje está constituido por:

A. Mesa rotatoria

Es un dispositivo potente y resistente para las operaciones de perforación de diámetro reducido, ya que existe movimiento rotatorio desde el kelly hasta la barrena, y puede generar un máximo o un mínimo torque, además permite sostener la sarta de perforación cuando se añade o se quita una sección del aparejo. Para la perforación de los pozos con diámetro reducido se presenta con mayor intensidad el efecto causado por el alargamiento de la tubería que se debe a su propio peso, y con el momento resultante generado por la mesa rotatoria puede causar una ruptura por torsión de la Tubería de Perforación.

B. Top Drive y Unión giratoria

Estos elementos se utilizan, ya sea uno u otro, o ambos, para optimizar el torque al realizar viajes con tubería y durante la perforación del pozo, ellos se acoplan hidráulicamente a una fuente de potencia, lo que permite que los límites de torque sean adecuados.

C. Torre de perforación

La función de la torre de perforación es proporcionar la altura vertical necesaria para levantar la secciones de tubería desde el interior del pozo o introducir tuberías en el mismo. Para pozos con diámetro reducido las Tuberías de Perforación son ligeras, éstas son susceptibles a cargarse en la dirección que sopla el viento y que la tubería falle al momento de ser usada, para esto se coloca en la torre una tarima de madera o soportes intermedios (Figura I-6).

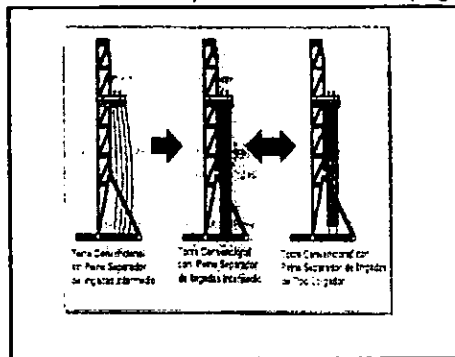


Figura I-6. Consideraciones en el peine de la tubería

D. Malacate

El malacate proporciona al cable de perforación y al freno la suficiente fuerza para levantar o bajar los aparejos de fondo, así como también permite controlar el peso sobre la barrena. Para pozos con diámetro reducido, la consideración primaria del malacate, es reducir los requerimientos en los rangos del peso para las operaciones. Un ejemplo sería, para una sarta de 10,000 pies con una Tubería de Perforación de 4 ½ pg, de 16,6 lb/pie tiene un peso en el agua de 145,000 lb, mientras que una sarta similar de 2 ¾ pg, de 6.65 lb/pie tiene un peso menor a los 58,000 lb. La disminución en el requerimiento del peso para pozos con diámetro reducido disminuye hasta de 100 a 250 toneladas, dicha disminución hace más manejable la tubería reduciendo al mínimo el daño.

E. Subestructura

Proporciona el espacio de trabajo para el personal y el equipo. Su altura depende de los preventores, además la torre soporta el peso de sistema de izaje, de la sarta de perforación y del sistema rotatorio.

1.4.3 EQUIPO AUXILIAR

A. Sistema de potencia

El sistema de potencia proporciona energía a otros sistemas, está constituido por una fuente de energía primaria y por un sistema de transmisión. El primero está constituido por motores eléctricos o de diesel. Debido a que los sistemas son más pequeños para los equipos de perforación de diámetro reducido la energía para que trabajen el malacate, rotatoria y bombas de lodo es menor, ver Tabla I-2.

**Tabla I-2
Comparación de un equipo convencional y uno de diámetro reducido**

Tipo de aparejo	Convencional	Diámetro reducido
Diámetro del agujero (pg)	8 ½	3 a 4
Peso de la sarta (ton)	40	5 a 7
Potencia de las bombas de lodo(kw)	300	45 a 90
Área de perforación (%)	100	25
Peso del equipo (ton)	65	12
Capacidad de los tanques de lodo (bl)	470 (75)	30 (5)

B. Instrumentación

Para las operaciones de pozos con diámetro reducido o muestreo continuo, se requiere de una mayor seguridad en los instrumentos del equipo. La instrumentación continuamente se debe monitorear, así como registrar los datos de las operaciones incluyendo el flujo hacia dentro y hacia afuera, la presión de bombeo, desplazamiento de bombeo, velocidad de rotación, el peso sobre barrena

y el torque. La alta sensibilidad de los instrumentos es necesaria en los equipos de diámetro reducido, ya que los valores de varios parámetros son bajos.

Los controles automatizados para la perforación de pozos con diámetro reducido también son convenientes, estos controles pueden reducir el factor del error humano, así como mejorar la eficiencia de la perforación.

1.5 DISEÑO DE SARTAS

1.5.1 ESFUERZOS EN LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN

Las sartas empleadas en la perforación de pozos con diámetro reducido son similares a las sartas de perforación para los pozos convencionales sobre todo cuando se usa equipo rotatorio. Los esfuerzos a los que está sometida la Tubería de Perforación son los siguientes:

- A. Presión interna
- B. Colapso
- C. Tensión

1.5.2 DISEÑO DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO

El diseño de las Tuberías de Revestimiento para un pozo petrolero, es un factor importante desde el punto de vista técnico y económico. Para el aspecto técnico, se deben satisfacer los requerimientos de seguridad del pozo, manteniendo la estabilidad al soportar todos los esfuerzos a los que pueda estar sometida esta tubería. Con relación al aspecto económico, se debe seleccionar la tubería más barata y a su vez mantener la seguridad de trabajo de la misma.

En pozos de diámetro reducido, el diseño de Tuberías de Revestimiento, como también de Tuberías de Producción dependerá de que se pueda llevar a cabo la perforación con la máxima seguridad y eficiencia, realizar con mayores facilidades las operaciones de terminación y reparación del pozo, así como mantener un mayor tiempo en producción al pozo.

Las consideraciones normales para el diseño de Tuberías de Revestimiento son las siguientes:

- Las densidades equivalentes de presión de formación y fractura
- Las densidades de los fluidos que se utilizarán para perforarlos

- La presencia de zonas con problemas mecánicos y fisicoquímicos (zonas de pérdidas de circulación, zonas de lutitas inestables, zonas de presiones anormales, etc.)
- La presencia de acuíferos
- La resistencia de conexiones superficiales
- La máxima presión de fondo esperada
- La capacidad del equipo de izaje
- Los requerimientos de producción
- La disponibilidad de las Tuberías de Revestimiento

Cuando se realiza el diseño de sartas de revestimiento para un pozo de diámetro reducido, se deberán hacer algunas consideraciones adicionales, en el momento de hacer la selección de Tuberías de Revestimiento que soportarán las cargas evaluadas con el criterio de Carga Máxima. Una de las principales consideraciones radica en la selección del peso de las Tuberías de Revestimiento que se utilizarán, el cual deberá ser el menor posible debido a que comúnmente el equipo de izaje con el que se perforan los pozos de diámetro reducido son de baja capacidad.

Al hacer un análisis de las características de las tuberías, se puede notar que conforme el diámetro de la tubería es menor, la resistencia al estallamiento y al colapso aumenta y la resistencia a la tensión se mantiene casi constante.

Una consideración importante para el diseño de Tuberías de Revestimiento de pozos de diámetro reducido, es el efecto del incremento de tensión debido a la flexión, la cual será de gran importancia cuando el pozo va a ser desviado u horizontal, como se puede observar en la siguiente ecuación, el incremento en el esfuerzo axial causado por la flexión es función del ritmo de incremento de ángulo y del diámetro exterior de la tubería, ya que al tener un menor diámetro de la tubería, será menor el incremento en el esfuerzo axial debido a la flexión.

$$\Delta\sigma_T = 218\theta_{EXT}q_v$$

donde:

$\Delta\sigma_T$: Incremento en el esfuerzo axial (lb)

θ_{EXT} : Diámetro exterior

q_v : Ritmo de incremento de ángulo

El incremento de tensión total es :

$$\Delta F_T = \Delta\sigma_T A$$

donde:

ΔF_T : Incremento en tensión total (lb)

A: Área de la sección transversal de la tubería (pg²)

FALTAN PAGINAS

19

De la:

20

A la:

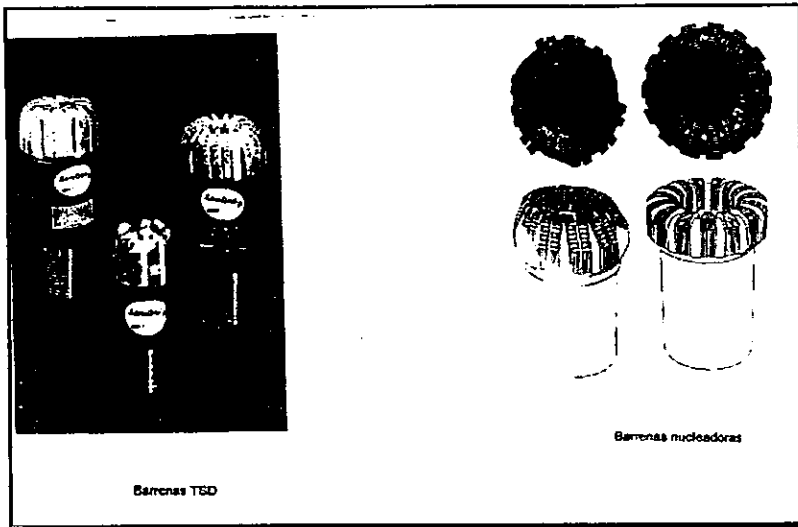


Figura 1-8. Barrenas TSD

1.7 HIDRÁULICA

En la perforación de pozos convencionales, el fluido de perforación es bombeado hacia el fondo del pozo por el interior de la sarta de perforación, saliendo por las toberas de la barrena y regresando hacia la superficie por el espacio anular. Durante la circulación, el fluido de perforación sirve para enfriar la barrena, estabilizar el agujero, controlar la presión de formación y limpiar el agujero mediante el acarreo de los recortes perforados a la superficie.

Los requerimientos hidráulicos para la perforación de pozos de diámetro reducido difieren de los empleados en la perforación convencional, debido a que la sarta de perforación frecuentemente es rotada a velocidades mucho más altas (de 250-1000 rpm vs. 50-150 rpm) y el área de flujo anular entre la sarta y la pared del pozo o la Tubería de Revestimiento es mucho menor (0.25-0.5 pg vs. 1 o más pg). Debido a esto, durante la perforación de pozos con diámetro reducido la mayor pérdida de presión por circulación en el sistema se presenta en el espacio anular (90%), mientras que en la convencional se manifiesta dentro de la sarta.

Las diferencias hidráulicas de un pozo de diámetro reducido a uno convencional son las siguientes:

- a) Grandes caídas de presión se presentan dentro de la Tuberías de Perforación debido al pequeño diámetro interior.

- b) En el espacio anular la caída de presión es mayor a causa del pequeño espacio en esta área, especialmente en sistemas de muestreo continuo.
- c) Pequeños cambios en el gasto pueden causar un cambio grande en la caída de presión anular, así como la Densidad Equivalente de Circulación (DEC).
- d) Altas velocidades de rotación en la sarta (300-800 rpm) pueden incrementar significativamente la caída de presión en el espacio anular, debido a que ésta impulsa al fluido hacia la pared del pozo provocando un incremento en la fricción, ésta generará un incremento en la DEC.
- e) Variaciones en la DEC, pueden causar problemas tales como:
 - 1) manifestaciones y reventones
 - 2) colapso del pozo
 - 3) pérdida de circulación
 - 4) daño excesivo de la formación
- f) Los reductores de fricción que mantienen al fluido de perforación en flujo laminar pueden reducir significativamente la caída de presión.
- g) Altas velocidades de rotación en la sarta (300-800 rpm) pueden causar que los sólidos perforados y los materiales pesados se acumulen en forma de placas, esto se debe a las altas fuerzas centrífugas, incrementando las caídas de presión.
- h) La descentralización de la sarta de perforación causa hasta el 60% de abatimiento de presión en el espacio anular.
- i) Altas velocidades en el espacio anular mejoran la remoción de los recortes.
- j) Las limitaciones en el ritmo de flujo del motor de fondo pueden conducir a problemas de limpieza en el agujero.

1.7.1 OPTIMIZACIÓN DE LA HIDRÁULICA

La hidráulica en la perforación de pozos de diámetro reducido puede ser optimizada por la determinación de las propiedades del fluido de perforación, requerimientos de velocidad anular y criterios de optimización:

1. Potencia hidráulica en la barrena.
2. Fuerza de impacto sobre el fondo del agujero.
3. Velocidad en las toberas.

El procedimiento que se utiliza para pozos convencionales, es el mismo para los pozos de diámetro reducido, tomando en cuenta que el éxito en la perforación para este tipo de pozos depende de la adecuada selección de las dimensiones del espacio anular, características del lodo de perforación, el ritmo de flujo del lodo de perforación y el diámetro de las toberas de la barrena.

1.7.2 FLUIDO DE PERFORACIÓN

Los fluidos aplicados a la perforación de pozos con diámetro reducido, prácticamente son los mismos usados en la perforación de pozos convencionales.

Entre los más recomendados son los poliméricos y las salmueras libres de sólidos, aunque también se usan lodos base aceite cuando se está perforando con sistema rotatorio sin motor de fondo.

En la perforación de pozos reducidos los fluidos de perforación se someten a diferentes condiciones de operación con respecto a los pozos convencionales, por ejemplo; las condiciones de presión y bombeo son diferentes debido a la limitación del espacio por donde circulan los fluidos. Esta restricción que existe entre la paredes del agujero y la sarta de perforación, obliga al empleo de fluidos menos viscosos, con el fin de que puedan fluir minimizando los problemas de caídas de presión sin llegar a sacrificar la buena limpieza del fondo del agujero.

Uno de los problemas más frecuentes que pueden presentarse al perforar pozos de diámetro reducido es la pérdida de circulación, la cual es provocada por el incremento en el gasto de bombeo, sobre todo si se está trabajando con fluidos viscosos o pesados y con alto contenido de sólidos en combinación con la rotación de la tubería.

Un aspecto importante a tomar en cuenta es la presencia de lutitas o formaciones con alto contenido de arcillas hidrofílicas, por el fenómeno de hinchamiento de las mismas, siendo este fenómeno crítico al perforar pozos con diámetro reducido, por que pueden quedar atrapadas las sarts de trabajo, si esto ocurre, se puede llegar hasta el abandono del pozo, ya que las operaciones de pesca bajo estas condiciones son difíciles debido a la limitación en las condiciones de operación de las herramientas de pesca.

Al perforar con motores de fondo y sistemas de medición continua (MWD), los fluidos con alto contenido de sólidos son indeseables porque pueden causar un deterioro prematuro a los elementos de sello de estos equipos, se recomienda usar otro tipo de fluidos con los poliméricos, aunque suelen ser caros respecto a los comunes, se puede ahorrar substancialmente si se decide usar un polímero en lugar de realizar viajes para cambios de aparejo de fondo (motor y MWD).

El uso de fluidos catiónicos y la toma de núcleos durante la perforación de pozos con diámetro reducido están ganando popularidad debido a su potencial para obtener información, reducir costos y minimizar el impacto ambiental.

1.7.3 CONTROL DE BROTES

Una clave para el desarrollo de un pozo de diámetro reducido es el control de brotes durante la perforación, en éstos se presentan claros radiales muy estrechos (0.5 pg o menos) en contraste con los de un pozo convencional (0.5 a 9 pg). Debido al espacio anular reducido, se generan altas velocidades anulares inclusive a bajos ritmos de bombeo, creando grandes caídas de presión por fricción.

Otra consideración es la velocidad de rotación de la sarta de perforación, cuando una sarta de diámetro pequeño es rotada entre los 500 y 1000 rpm, esta puede actuar como una centrífuga, causando que los sólidos del lodo se adhieran a la superficie interior de la sarta de perforación, acumulándose e impidiendo el flujo de fluido, una solución es el uso de un sistema agua-gel.

Según estudios, se calcula que 2 barriles de un fluido proveniente de la formación puede llegar a ocupar 8000 pies en el espacio anular y tener una presión de 120 lb/pg² en un pozo de diámetro reducido, en contraste con 40 pies en el espacio anular con 15 lb/pg² de presión en un pozo convencional.

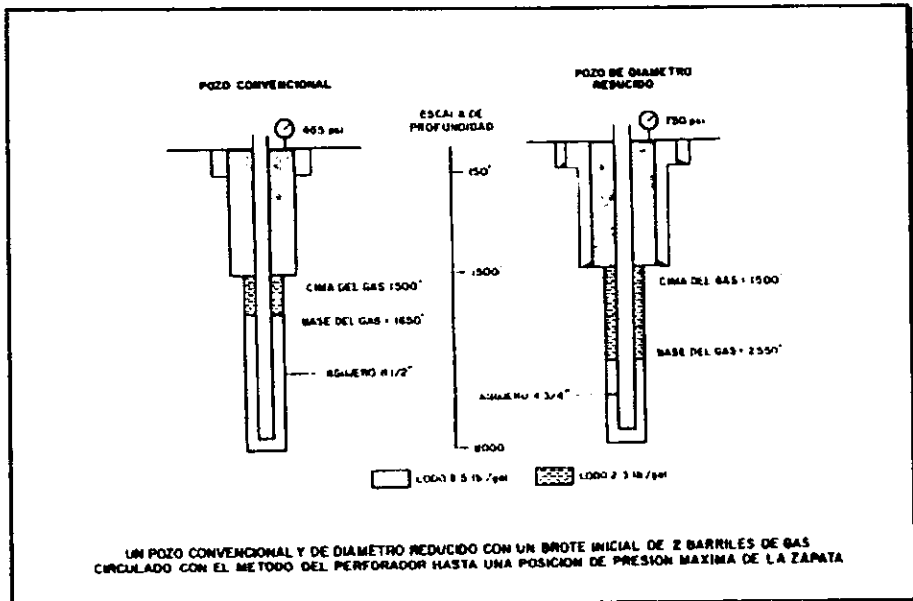


Figura 1-9. Diferencias geométricas entre un pozo convencional y uno de diámetro reducido

Para el control de un brote mediante el método dinámico, es necesario mantener la Densidad Equivalente de Circulación al valor requerido, variando el ritmo de bombeo, teniendo en consideración: diámetro del agujero, profundidad, diámetro de las tuberías, características reológicas del lodo y rendimiento del equipo de bombeo. Todas estas variables son controlables, excepto el diámetro del agujero, el cual es determinado por el diámetro de la barrena y derrumbes de la pared del agujero.

Con métodos convencionales, un brote es detectado observando un incremento de volumen en las presas de lodo o en el flujo de retorno. En un pozo de diámetro reducido, la ganancia en las presas de lodo pudiera ser tan pequeña que no permitiría ser detectada por flotadores comunes, por tanto, el desarrollo de una nueva tecnología fue necesaria para proporcionar mayor exactitud. Se han empleado medidores electromagnéticos para registrar el flujo a la entrada y a la salida, también se han desarrollado equipos de medición acústica, así como una técnica para detectar la presencia de flujo de gas, monitoreando el tiempo de viaje a través de ondas de presión en bombas, como las ondas viajan más despacio a través del gas que a través del lodo, un incremento en el tiempo de viaje indica la presencia de gas.

En la práctica, la detección temprana y control de brotes es común, comparando eventos reales que son originados en las operaciones actuales de perforación utilizando un modelo idealizado de los mismos eventos. Cualquier diferencia entre los dos indica una anomalía, en donde interviene la habilidad para minimizar el número de falsas alarmas. El modelo de fluidos, fue hecho tipo dinámico, alimentando información a una línea y bases de datos en tiempo real, para proveer el ritmo de flujo de salida y predecir la presión de circulación en forma directa e inmediata como respuesta a los cambios de los parámetros de entrada

1.7.3.1 Pérdida de presión en el sistema

La pérdida de presión en el sistema es la clave para el control del pozo de diámetro reducido, la experiencia de campo muestra que la distribución de la pérdida de presión en un pozo de diámetro reducido es lo contrario al de un pozo convencional. Más del 90% de la presión de bombeo se pierde por fricción en el espacio anular en pozos de diámetro reducido contra el 90% en el interior de la sarta y en la barrena para un pozo convencional (Tabla I-3)

Tabla I-3
Porcentaje en las pérdidas de presión por fricción

	Pozo convencional (%)	Pozo de diámetro reducido (%)
Espacio anular	10	90
Interior de TP	90	10

Existen diferentes métodos para el control de brotes:

1. Dinámico
2. Ingeniero (densifica y espera)
3. Operador

El método dinámico de control de brotes tiene como ventaja sobre los métodos del perforador y el de esperar para densificar, por ser más rápido de utilizar y por minimizar las presiones sobre la zapata durante el control. Con esta técnica, la primera operación a llevar a cabo después de detectar un brote es incrementar el gasto hasta un valor predeterminado para incrementar la caída de presión en el espacio anular y la presión del fondo del pozo. Si se está perforando, el gasto a utilizar será el máximo permisible de acuerdo a las condiciones del pozo (máxima presión superficial, capacidad de las bombas, presión de fractura, etc.). Como paso secundario se podrá levantar la tubería para después evitar el flujo a través del estrangulador y poder cerrar el preventor. Mientras las caídas de presión por fricción en el espacio anular desde el punto de interés (mínima presión de fractura, generalmente la zapata) hasta la superficie sean menores que la presión impuesta por el estrangulador, el método de control dinámico ejercerá menor presión total en ese punto que cualquier otro método. Entre más profundas estén las zapatas ambas presiones serán más cercanas y el método de control dinámico ya no cumplirá lo anterior.

Debido a que la pérdida de presión anular es significativa en los pozos de diámetro reducido, el control *dinámico* llega a ser el método más efectivo para controlar el pozo. Al aplicar este método de control, la primera acción es incrementar la presión mediante el aumento del ritmo de circulación, esto minimiza el volumen de la afluencia. La Tubería de Perforación puede ser levantada y como acción secundaria cerrar el preventor y dirigir el flujo a la línea de estrangulación. Este método controla la presión de formación usando las pérdidas de presión por fricción en el espacio anular durante la circulación.

1.8 TERMINACIONES Y REPARACIONES

La terminación de un pozo con diámetro reducido o convencional es la etapa siguiente después de perforar hasta la profundidad programada y cementar la Tubería de Revestimiento de explotación. Además, se comunica la zona productora con el pozo. En las operaciones de terminación para pozos con diámetro reducido hay que tener mucho cuidado al efectuar éstas, ya que se puede perder el pozo.

1.8.1 TIPOS DE TERMINACIÓN PARA POZOS CON DIÁMETRO REDUCIDO

Los diferentes tipos de terminación más usados para los pozos de diámetro reducido son:

A. Terminación sencilla.

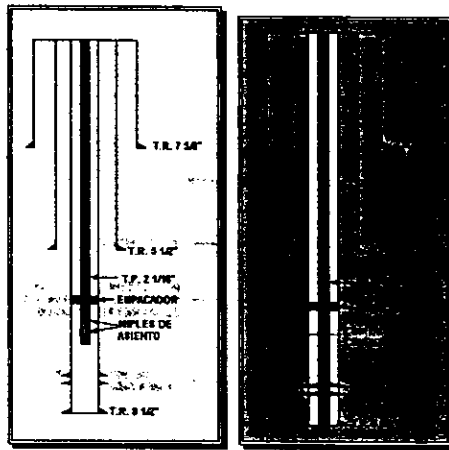
El estado mecánico de este tipo de terminación se observa en la Figura 1-10 y la Figura 1-11, la cual está constituida por una Tubería de Producción, un empacador recuperable, niple de asiento, unidades selladoras.

Ventajas:

- La Tuberías de Revestimiento de explotación no es afectada por los fluidos corrosivos, debido a que está aislada por el empacador.
- Cuando se quiera aumentar el gasto se puede producir por Tubería de Producción y por Tubería de Revestimiento.

Desventajas:

- Disminución del diámetro de la Tubería de Producción por la depositación de parafinas y sales.



Figuras I-10 y I-11. Diseños típicos de terminación para pozos de diámetro reducido

B. Terminación doble.

Este tipo de terminación como se muestra en la Figura I-12, está integrada por un empacador recuperable, una camisa deslizables, una zapata guía y una Tubería de Producción. Además se caracteriza por usar una sarta de producción concéntrica dentro de la Tubería de Revestimiento de explotación cementada.

En la terminación doble, el yacimiento puede estar asociado con acuíferos o con casquete de gas, ya que al presentarse la producción de agua o gas no deseada se puede cambiar el intervalo productor.

Ventajas:

- La explotación de dos zonas productoras al mismo tiempo sin importar las características de los fluidos producidos.
- Se puede producir al mismo tiempo por la Tubería de Producción y por el espacio anular, si se desea incrementar el ritmo de producción, cuando se requiera, se procede a abrir la camisa deslizable.

- Si una de la zonas produce fluidos indeseables (fluidos corrosivos H_2S y CO_2), esta se puede taponar temporalmente con un tapón de cemento.

Desventajas:

- Disminución de la producción debido a la obstrucción por la formación de incrustaciones de parafinas en la Tubería de Producción.
- Al producir fluidos viscosos se incrementan las caídas de presión por fricción.
- No es aplicable para yacimientos que produzcan gases amargos, ya que la presencia de amargos generará la corrosión de la tubería, la cual cementada y una reparación llevará mucho tiempo, provocando incremento en los costos.
- Su costo es mayor a una terminación debido a que tiene un mayor número de accesorios.

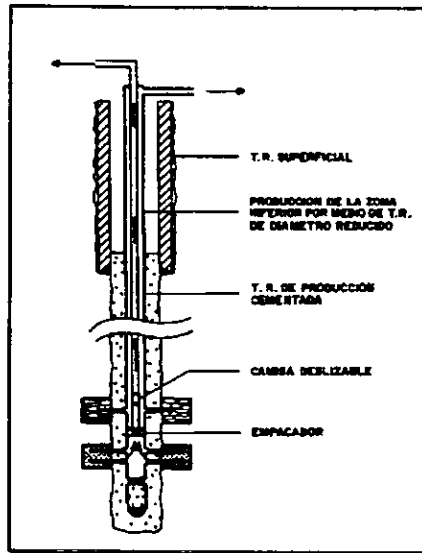


Figura I-12 Terminación doble

C. Terminación monobore.

Esta terminación mostrada en la Figura I-14, consiste de una Tubería de Producción y un empacador permanente. Principalmente se caracteriza porque la Tubería de Producción es del mismo diámetro a lo largo de todo el pozo o del mismo tamaño del liner de producción.

Ventajas:

- No es costosa debido a que lleva muy pocos accesorios.
- Menores caídas de presión debido a que no hay restricción al flujo.

- Es más fácil de remover las parafinas de la Tubería de Producción debido a que no hay cambios de diámetro del aparejo de producción.

Desventajas:

- No es recomendable para yacimientos estratificados ya que las características de los fluidos producidos de cada uno de los intervalos productores puede variar debido a diferentes características.

D. Terminación sin Tubería de Producción.

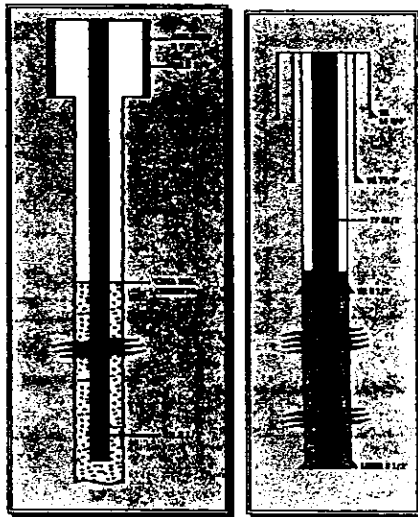
Este tipo de terminación como se muestra en la Figura I-13, la Tubería de Revestimiento de producción es cementada y es usada como Tubería de Producción. Es aplicable en pozos donde no se requiera producir por el espacio anular.

Ventajas:

- El costo es muy bajo debido a que no lleva accesorios.
- El tiempo de operación es bajo debido a que no hay que ensamblar accesorios a la Tubería de Producción.

Desventajas:

- No se recomienda para yacimientos con producción de gases amargos ya que generará corrosión de la tubería.



Figuras I-13 y I-14. Terminaciones monobore y sin Tubería de Producción

E. Terminación en Agujero Descubierto.

En esta técnica generalmente la Tubería de Revestimiento se coloca ligeramente arriba del yacimiento, (Figura I-15), siendo ésta la más sencilla, rápida y económica al requerirse Tubería de Revestimiento en el yacimiento y es aplicable para zonas de baja presión, zonas compactas y donde la formación productora no tenga contacto gas-aceite o aceite-agua; es decir, que su producción sea solo de aceite.

Ventajas:

- El tiempo de operación es menor comparado con otros tipos de terminación.
- Mayores gastos de producción.
- Favorable para la explotación de aceites viscosos.

Desventajas:

- La presencia de fluidos corrosivos desgastan prematuramente la Tubería de Revestimiento de explotación.
- Presión de yacimiento grande pueden fatigar la Tubería de Revestimiento de explotación.
- Dificultad en operaciones de reparación y estimulación del pozo.

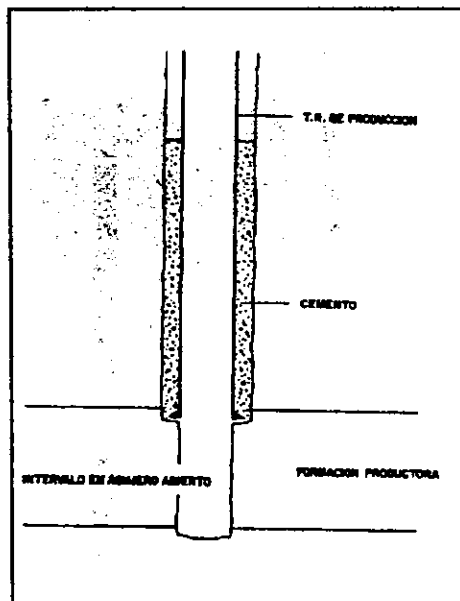


Figura I-15. Terminación en Agujero Descubierto

1.8.2 CEMENTACIONES

La mayoría de los trabajos de cementación han sido realizados en agujeros de diámetro grande y con tuberías de diámetro pequeño. Este espacio anular grande resulta en mejores trabajos de cementación con muy pocos problemas.

En pozos de diámetro reducido no sólo se emplean tuberías de diámetro pequeño, sino también menores volúmenes de lechada de cemento, esto debido al menor diámetro anular. El pequeño espacio anular lleva a problemas durante la cementación tales como:

1. Altos esfuerzos de corte.

Se diseñó un sistema de prueba para analizar los efectos de mezclado, tal como el sistema de circulación y las condiciones de bombeo, con el fin de medir los cambios que sufre la lechada en la tuberías de diámetro pequeño. El análisis de muestreo de la lechada de cemento se realiza en tres puntos del proceso:

a) En el laboratorio antes del mezclado, b) después de que se ha alcanzado la densidad apropiada en la presa de mezclado y c) después que la lechada ha sido bombeada a través de la Tubería de Revestimiento.

En la Tabla I-4, se muestran las mediciones realizadas para el punto de cedencia, viscosidad plástica, tiempo de espesamiento y pérdida de fluido.

Tabla I-4
Resultados de la prueba de altos esfuerzos de corte

	Punto de cedencia (lb/100 pg ²)	Viscosidad plástica (cp)	Tiempo de espesamiento (min)	Pérdida de fluido (cm ³)
Resultados de laboratorio	10	36	3:45	80
Después del mezclado	18.5	41	1:07	156
Después de la T. Flexible	75	63	0:36	250

Del análisis se encontró que reformulando la lechada de cemento, el punto de cedencia, la viscosidad plástica y la pérdida de fluido resultan relativamente consistentes antes y después de bombearse a altos esfuerzos de corte, en la Tabla I-5, se puede observar que el tiempo de espesamiento resultó ser uno de los parámetros que no se pudo controlar.

De las propiedades de la lechada; el punto de cedencia, la viscosidad plástica y la pérdida de fluido son controladas por medio del uso de aditivos. Una reducción del 50 al 70% del tiempo de espesamiento se atribuyó a la fricción y al esfuerzo cortante mientras se bombeaba a través de tuberías de diámetro pequeño, esto fue independiente del volumen de la lechada inyectada.

Tabla I-5
Prueba de altos esfuerzos de corte (ajustando la formulación)

	Punto de cedencia (lb/100 pg ²)	Viscosidad plástica (cp)	Tiempo de espesamiento (min)	Pérdida de fluido (cm ³)
Resultados de laboratorio	6.4	34	11:19	16
Después del mezclado	6.3	35	6.54	17
Después de la T. Flexible	7.0	38	4:28	38

2. Volúmenes reducidos de cemento.

Uno de los principales beneficios en pozos de diámetro reducido es el hecho de que menos cemento y menor cantidad de otros materiales son necesarios. Los volúmenes pequeños de cemento son atractivos desde la perspectiva de costo, pero estos también provocan complicaciones en los procesos, por ejemplo, una menor resistencia a la presión de formación, esto posteriormente generará canalizaciones. Para controlar esto se necesita una mayor consistencia en la lechada de cemento.

3. Limpieza del agujero.

El volumen pequeño en el espacio anular permite que el fluido viaje a velocidades altas generando una mejor limpieza del agujero. En cuanto a la presencia de enjarre, la cantidad de color claro en el espacio anular es tres veces más pequeño en el agujero de diámetro reducido que para un pozo convencional. Si un enjarre de ¼ pg es formado, el claro es de solo 0.27 pg, mientras que para un pozo convencional es hasta 1 pg.

Realizar una cementación bajo estas condiciones provocaría una capa extremadamente delgada de cemento. La experiencia sugiere que reducir el espesor del cemento entre la tubería y el agujero puede llevar a problemas con los esfuerzos, canalizaciones, adherencia del cemento y la integridad de la perforaciones. Para lograr el limpiado del enjarre se pueden usar cepillos.

4. Capa delgada de cemento.

5. Alta caída de presión por fricción en el espacio anular.

6. Movimiento rotatorio y reciprocante.

Los principales problemas relacionados directamente al movimiento reciprocante de la tubería son: el efecto de la surgencia y sondeo. En un sistema cerrado, un excesivo movimiento descendente causa un efecto de pistón y podría resultar en el fracturamiento de la formación. Con un movimiento de tubería ascendente la reducción de la presión hace el efecto de succión, lo que ocasiona

entrada de gas o fluido de la formación, causando un cambio en las características de la lechada y conduce a la formación de canales en el espacio anular.

7. Pandeo de la tubería y disponibilidad de las herramientas.

La tubería de diámetro reducido tiene una mayor tendencia al pandeo debido a su reducida rigidez y la resistencia a los esfuerzos compresionales. Las técnicas usadas para reducir los problemas de pandeo son:

- Libre uso de centradores
- Cementación de la tubería hasta la Tubería de Revestimiento superficial
- Tuberías estirables en colgadores tipos cuñas
- Empleo de puntas expansoras en las sargas de Tubería de Revestimiento

La mayor parte de las herramientas para la cementación no son un problema sustancial, éstas han sido desarrolladas para usarse en pozos de diámetro reducido, las cuales incluyen: zapata guía, tapones de tipo conector, equipo de flotación, equipo de cementación por etapas, equipo de cementación con asiento de bola rotacional y zapatas de cementación con canasta y empacador. Estas herramientas están disponibles en diámetros menores de 2 ⅞ pg, para pozos de diámetro reducido.

1.8.3 PESCAS

Las consideraciones más importantes para las operaciones de pesca en pozos de diámetro reducido son:

1. Espacio anular pequeño que limita la opción para utilizar herramientas de pesca.
2. Tubería de trabajo pequeña, la cual reduce los esfuerzo axiales y de torsión.
3. Bajos gastos de circulación para controlar la Densidad Equivalente de Circulación.

1.9 SÍNTESIS

Equipo

- Se recomienda utilizar "TOP-DRIVE" durante la perforación de pozos de diámetro reducido.

Sistemas de circulación

- Se tienen caídas de presión más altas debido a los diámetros reducidos.

Barrenas

- Las barrenas tricónicas no son recomendables debido al diámetro pequeño del pozo, en su lugar se recomienda el uso de barrenas PDC y de diamantes.
- No existe disponibilidad de barrenas de diámetro reducido, se requiere pedir las con anticipación.

Sartas de perforación

- Durante la perforación de agujeros reducidos los esfuerzos de tensión y torsión son más críticos que en la perforación convencional.

Motores de fondo

- Se usan motores de fondo con los mismos principios de operación que los utilizados en la perforación convencional.
- La disponibilidad de éstos no es suficiente como los utilizados en la perforación convencional.

Hidráulica

- Se tienen altas caídas de presión por fricción internas y externas en el pozo debido a los diámetros pequeños de las tuberías y agujeros.
- Se presenta una alta Densidad Equivalente de Circulación.
- Se generan mayores presiones de pistoneo y suaveo.
- El incremento en la Densidad Equivalente de Circulación es muy sensible y puede ocasionar pérdidas de circulación, brotes, mala estabilidad del agujero y problemas mecánicos debido a pegaduras por presión diferencial.
- Existe limpieza del fondo del agujero por las altas velocidades anulares.
- Debido a que la tubería queda excéntrica se generan mayores fricciones con las paredes del pozo.

Fluidos de perforación

- Los fluidos de baja viscosidad reducen la presión por fricción en la tubería y en el espacio anular.
- Los enjarres delgados y consistentes disminuyen las pérdidas de fluido a la formación.
- Se utilizan fluidos con bajo contenido de sólidos para remover los cortes e incrementar las velocidades de penetración.
- Los inhibidores son utilizados para minimizar los problemas de inestabilidad del agujero.

Cementación

- Los aspectos críticos que hay que vigilar durante una cementación son el diseño, preparación y control de calidad del cemento.
- Los aspectos prácticos son similares a una cementación convencional.

Detección de brotes y control de pozos

- La mayor diferencia entre un pozo de diámetro reducido y un convencional es que el volumen del fluido de control anular es más pequeño en el primero y requiere de sistemas precisos para detectar volúmenes menores a un barril.
- Los sistemas de control de pozos son similares a los utilizados en los pozos convencionales.

Pesca

- Los factores que tienden a incrementar los problemas de pesca en diámetro reducido son: tuberías de menor resistencia, pegaduras por presión diferencial, pérdidas de circulación, problemas de desviación generadas por "patas de perro".
- El espacio anular entre el agujero y la Tubería de Perforación es muy angosto, por lo que es más difícil pescar debido a las dimensiones de las herramientas de pesca (más pequeñas y poco espacio de agarre).
- Los problemas de pesca pueden generar problemas y hasta la pérdida del pozo.

1.10 OTROS ASPECTOS

1.10.1 ASPECTOS ECONÓMICOS

En cualquier tipo de proyecto los costos juegan un papel primordial, ya que de éstos depende la ejecución o cancelación de los trabajos, por esto, se debe buscar alternativas para ser rentables, el ahorro en la perforación de agujeros reducidos es de un 20% a un 30% respecto a la perforación convencional; sin embargo, estos costos pueden ser reducidos en México, ya que existen costos tangibles e intangibles donde se puede obtener un mayor ahorro.

Costos Tangibles

Son costos que pueden ser recuperados y están ligados directamente con la producción del pozo.

Costos Intangibles

Son costos que no son recuperados y representan un gasto que no va asociado con la producción, estos costos son irrecuperables y siempre estarán presentes en la perforación de un pozo, es por esto, que estos costos son el área de oportunidad para ser reducidos aplicando la técnica de agujero reducido, lo anterior puede ser observado en la Tabla I-6.

Tabla. I-6
Costos comparativos de la perforación convencional y uno de diámetro reducido

Categoría	Descripción	Convencional (USD)	Agujero Reducido (USD)	Ahorro (USD)	Ahorro (%)
INTANGIBLES	Localización	9,500	7,100	2,400	25.25
	Perforación	34,000	19,100	14,900	58.82
	Lodo	7,000	5,600	1,400	20.00
	Logística	1,200	400	800	66.67
	Registros de lodo	3,600	2,600	1,000	27.78
	Cementaciones	6,400	3,200	3,200	50.00
	Registros de Prod.	1,800	1,800	0	0
	Estimulación	49,500	54,500	-5000	-10.20
	Terminación	7,500	7,500	0	0
	Construcción	5,300	5,300	0	0
TANGIBLES	TR.	29,000	23,200	5,800	20.00
	Cabezales	1,500	1,500	0	0
	Tubería de prod.	8,100	6,500	1,600	19.75
	Instalaciones sup.	19,500	19,500	0	0

Las contribuciones para la reducción de costos son:

Durante la exploración

- Reducción de equipo.
- Reducción en consumo de materiales, servicios y energía.
- Reducción en el tiempo de transportación del equipo.

Durante la perforación

- Reducción en los tiempos de intervención.
- Reducción de equipo.
- Reducción en la logística.
- Menores consumos de combustible, materiales y servicios.
- Utilización de bajos volúmenes de fluidos de perforación y cementación.

Durante la Terminación

- Reducción en los tiempos de intervención.
- Reducción en el diámetro de la Tubería de Producción.
- Menores consumos de combustible, materiales y servicios.

1.10.2 TENDENCIA DE LA TECNOLOGÍA

Las tendencias de la industria petrolera con respecto a la aplicación de la tecnología con agujeros reducidos asociada con el empleo de Tuberías de Revestimiento, se muestran en la Figura I-16.

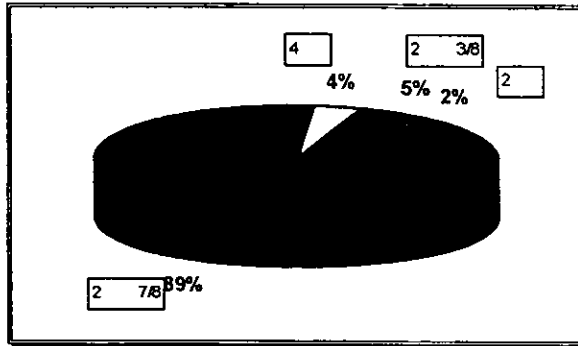


Figura I-16. Tuberías de Revestimiento utilizadas desde 1997

El comportamiento de la terminación en agujeros reducidos por tipo de pozo, muestra la tendencia a utilizar agujeros reducidos para pozos de gas seguidos de los pozos de aceite (Figuras I-17 y I-18).

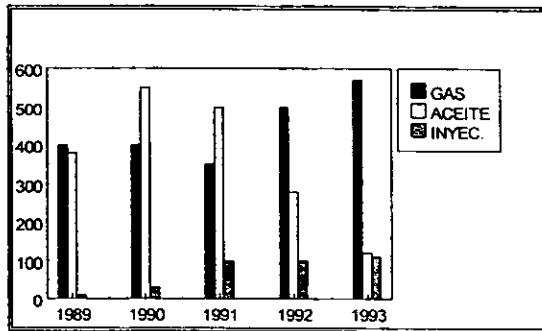


Figura I-17. Comportamiento de la terminación por tipo de pozo

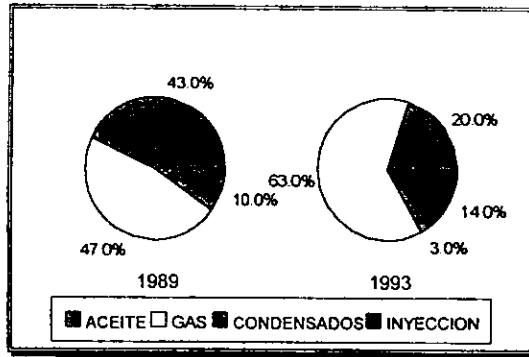


Figura I-18. Comparación por tipo de actividad

La tendencia a terminar pozos con tubería de 2 7/8 pg se ha mantenido constante desde 1989 a la fecha, siendo este diámetro el más común en agujeros reducidos (Figura I-19).

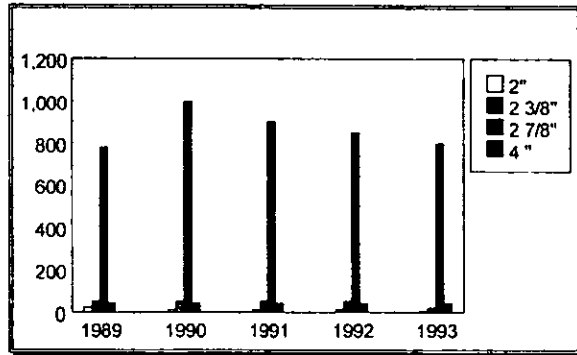


Figura I-19. Comportamiento del pozo respecto al diámetro de la TR

La Tubería de Perforación utilizada en agujeros reducidos, produce un pequeño espacio anular entre la parte exterior de la Tubería de Perforación y el agujero en comparación con la perforación convencional, esto puede observarse en la Tabla I-7.

Tabla I-7
Tubería típica de perforación y geometría del agujero

Tipo de pozo	Agujero (pg)	TP (pg)	Relación diámetros TP/agujero	E.A. (pg)
CONVENCIONAL	7.875	4.5	.57	1.69
AGUJERO REDUCIDO	4.750	2.875	.61	.94
MUESTREO CONTINUO	4.375	2.875	.65	.94

CAPÍTULO 2

TECNOLOGÍA PERFORACIÓN DIRECCIONAL

2.1 DEFINICIÓN

Un pozo direccional se define como aquel que se perfora siguiendo una trayectoria previamente calculada, con el objeto de alcanzar un punto en el subsuelo localizado a un cierto desplazamiento horizontal de la localización superficial del equipo de perforación.

La perforación direccional se originó en la década de los treinta en California; en México, la primera aplicación registrada data del año de 1960, llevada a cabo en las Choapas, Ver.

2.2 APLICACIONES TÍPICAS

La perforación direccional controlada de un pozo petrolero, ya sea debido a problemas de perforación en el área o a consideraciones económicas tiene muchas aplicaciones; dentro de las más comunes se tienen las siguientes:

Desarrollo de Campos Marinos (Figura II-1). Esta es una de las aplicaciones más usuales de la perforación direccional; pues debido al costo de las instalaciones marinas, resulta incosteable el empleo de plataformas para perforar y explotar únicamente pozos verticales. Por lo que el desarrollo de campos marinos requiere de la perforación de varios pozos direccionales desde una misma estructura.

Perforación de Pozos de Alivio. En ciertas ocasiones durante la perforación de un pozo se llega a perder el control del mismo, dando como resultado un reventón. Algunas veces, se hace necesario perforar un pozo direccional que intercepte al pozo descontrolado, o bien, que llegue lo suficientemente cerca de él, de tal manera que se establezca una vía de comunicación entre los dos pozos, a través de la cual se puedan inyectar fluidos a presión que permitan recuperar el control de pozos.

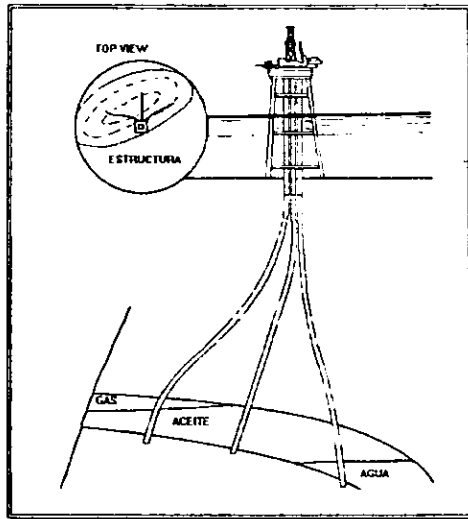


Figura II-1. Desarrollo de campos marinos

Perforación de Estructuras Afalladas, Intervalos Múltiples o Flancos de Domos Salinos. Existen ciertos casos en donde la perforación vertical presenta un serio problema operacional o económico, la perforación direccional puede ser empleada satisfactoriamente (Figura II-2).

En el caso de una estructura afallada, si ésta se intentara perforar verticalmente, se correría el riesgo de que la trayectoria del pozo se desviará del objetivo; aprovechando el plano de buzamiento o la forma estructural, así como la habilidad de la barrena de moverse lateralmente se perforaría un pozo direccional augurándose éxito en las operaciones. En lo referente a un intervalo múltiple (Figura II-3), éste sería desaprovechado con un pozo vertical.

En un domo salino es necesario evitar la perforación de la sal; ya que si se perforara, el número de problemas que esto acarrearía serían muy grandes, entre estos problemas se tendrían:

- Cambios en las propiedades del fluido de perforación, consideraciones adicionales en el diseño de las Tuberías de Revestimiento, creación de cavernas, etc.

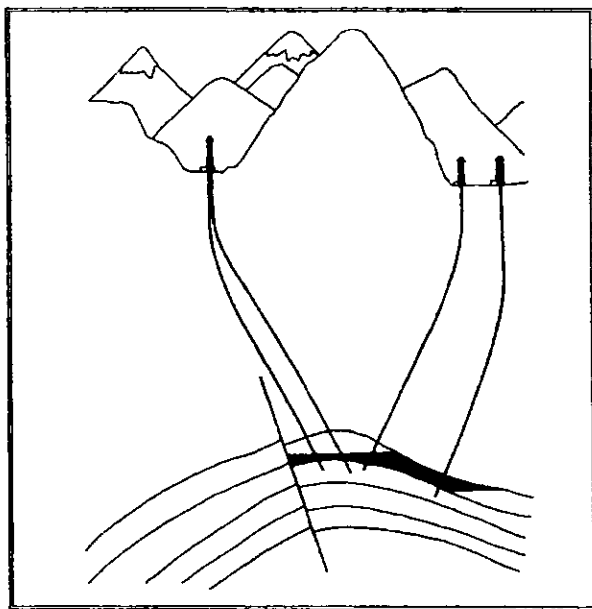


Figura II-2. Estructura afallada

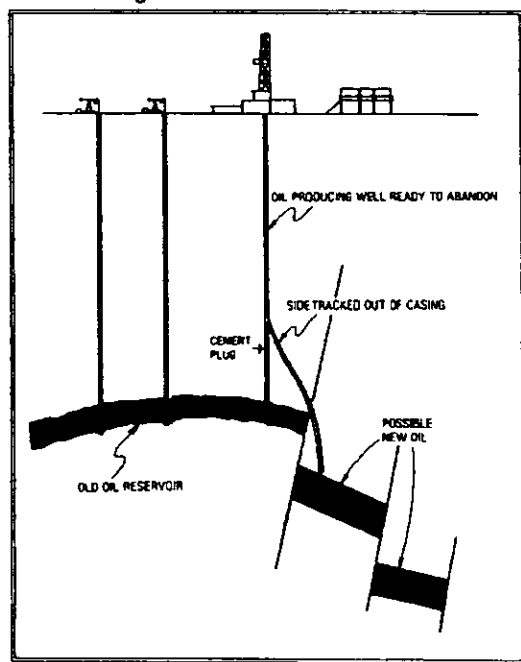


Figura II-3. Intervalos múltiples

Localizaciones Superficiales Inaccesibles. Los pozos pueden ser perforados direccionalmente donde existen obstáculos naturales o zonas urbanas los cuales eviten que el equipo de perforación pueda ser colocado directamente sobre la localización deseada (Figura II-4), por ejemplo, cuando el yacimiento se encuentra bajo un lago o una zona habitada.

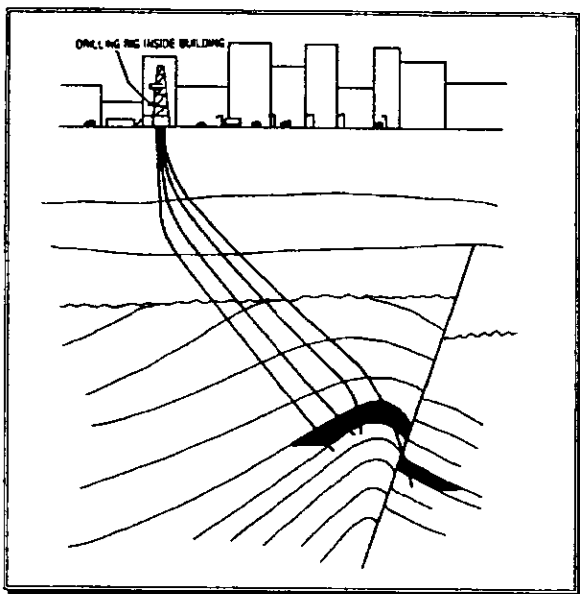


Figura II-4. Zonas inaccesibles

Pozos con Accidente Mecánico. En el caso de que durante la perforación se presente un accidente mecánico y se tenga que dejar un pescado, al transcurrir los días reglamentarios de pesca no resulta posible solucionar el problema, antes de taponar y abandonar el pozo debe considerarse la perforación direccional como la alternativa para llegar al objetivo con un cierto desplazamiento horizontal. De esta manera se puede salvar el pozo y la inversión inicial realizada.

2.3 CONFIGURACIONES DE POZOS DIRECCIONALES

Quando se planea utilizar la perforación direccional se deberá seleccionar algunos de los patrones o configuraciones de trayectoria. La selección de la configuración dependerá principalmente de los siguientes factores: características de la estructura geológica, espaciamiento entre pozos, profundidad vertical y desplazamiento horizontal del objetivo.

En general las trayectorias de los pozos direccionales pueden clasificarse en dos tipos: tipo Slant y tipo S.

2.3.1 POZO TIPO SLANT

En este tipo de pozos, el ángulo de desviación se incrementa un cierto número de grados por cada 30 m (100 pies), hasta obtener el ángulo máximo permitido. Una vez que se alcanza el ángulo máximo, éste es mantenido hasta alcanzar el objetivo (Figura II-5).

Los pozos tipo **Slant** pueden a su vez subdividirse en pozos con punto inicial de desviación somero y con punto de desviación profundo, dependiendo de la profundidad a la cual se inicie el incremento de ángulo. Cuando el punto inicial es muy profundo, la sección perforada con el ángulo máximo alcanzado puede ser muy pequeña o no existir; en este último caso el objetivo es alcanzado al terminar el incremento de ángulo.

Se recomienda no cementar por ninguna razón las Tuberías de Revestimiento durante la etapa de incremento o decremento de ángulo. Por lo tanto, en este tipo de configuración se deberá cementar (una vez iniciada la desviación) después de alcanzar el ángulo máximo y también al llegar al objetivo, de ser necesario se introducirán tuberías intermedias.

2.3.2 POZO TIPO "S"

En la perforación de este tipo de pozos "**S**" (Figura II-6), la desviación se inicia cerca de la superficie, incrementándose el ángulo de desviación lo necesario para alcanzar el ángulo máximo permitido. Una vez alcanzado dicho ángulo, éste se mantiene hasta casi lograr el desplazamiento horizontal establecido. Posteriormente, el ángulo de inclinación se va disminuyendo hasta retornar el pozo a la vertical para llegar al objetivo. El pozo tipo **Slant** constituye un caso particular del tipo "**S**", debido a que el pozo tipo **Slant** sería un pozo terminado en el punto en el cual se inicia el decremento del ángulo.

Los puntos recomendados para cementar Tuberías de Revestimiento en el segmento desviado son: al término del incremento del ángulo, y antes de iniciar el decremento del ángulo.

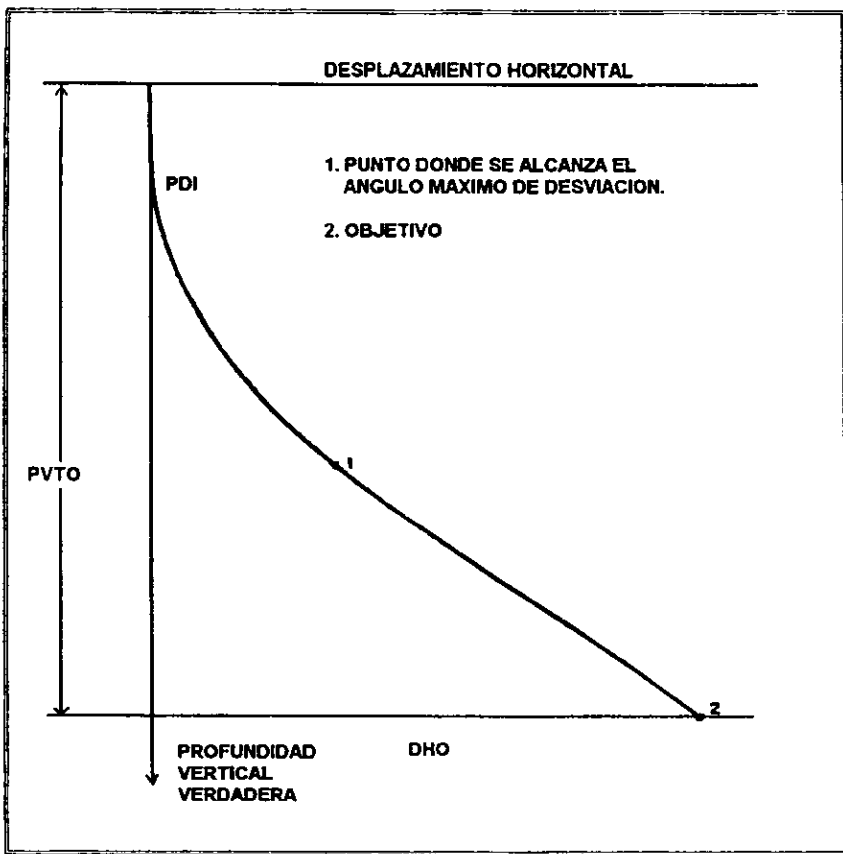


Figura II-5. Pozo Tipo Slant

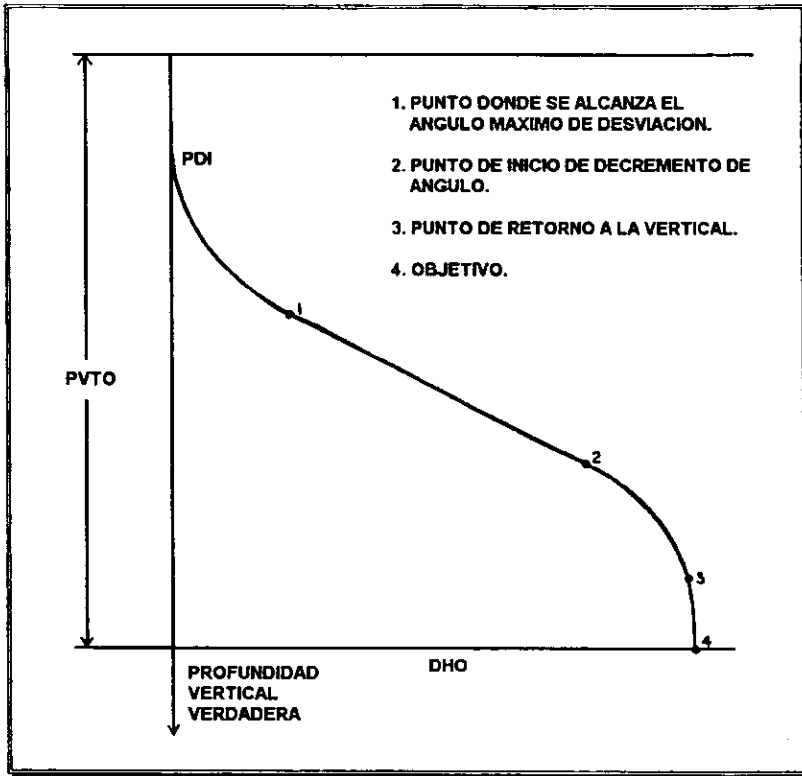


Figura II-6. Pozo Tipo "S"

2.4 PROYECTOS DIRECCIONALES

2.4.1 FACTORES A CONSIDERAR EN LA PLANEACIÓN DE LA TRAYECTORIA

Los parámetros necesarios en la planeación de pozos direccionales dependen de la zona en la cual se llevará a cabo la perforación. De esta zona se deben conocer la litología, la situación estructural y la profundidad vertical de los posibles intervalos productores.

Analizando la información anterior, se deberán de considerar los siguientes factores:

- ✧ **Características del objetivo.** La forma, tamaño y profundidad vertical del objetivo son parámetros básicos que pueden obtenerse de los diferentes

estudios en la zona. La correcta caracterización de las formaciones por atravesar, constituye el factor básico para la selección de las condiciones óptimas de operación durante la perforación del pozo.

- ✧ **Localización del equipo.** La localización superficial del equipo de perforación depende de la distribución estructural de las formaciones a perforar. Se deberá aprovechar la tendencia que presentan ciertas formaciones de desviar el curso de la barrena o de mantener su rumbo, conforme ésta gira; de tal manera que la barrena sea dirigida hacia el objetivo según la trayectoria planeada. El conocimiento de las tendencias de desviación y el tipo de formaciones, determinará la posición del equipo de perforación, la profundidad de inicio de desviación y en consecuencia de desplazamiento horizontal a los objetivos.
- ✧ **Diámetro del pozo.** El diámetro del pozo y en consecuencia el programa de Tuberías de Revestimiento son parámetros que dependen principalmente de la profundidad del objetivo, características de las formaciones a perforar y de la producción esperada.
- ✧ **Fluido de perforación.** El tipo de lodo a utilizar así como sus características de lubricación y arrastre son factores que deben ser supervisados continuamente durante la perforación.
- ✧ **Tendencia a desviar el curso de la barrena.** Para la perforación de un pozo direccional se han fijado ciertas restricciones en la desviación; en el tramo vertical el pozo se debe mantener dentro de un cilindro imaginario de 25 pies de radio, mientras que en la sección desviada no debe salirse de un cilindro de 50 pies de radio, alcanzando el objetivo en un diámetro de 50 pies. Al cilindro imaginario se le conoce como cilindro de control.

Dependiendo del problema que se tenga, se elegirá la trayectoria del pozo a perforar, la experiencia acumulada por la perforación de otros pozos en la zona será un factor muy importante para el cálculo del proyecto, ya que de ahí se pueden afinar el programa de lodos, la profundidad de inicio de desviación, el programa de Tuberías de Revestimiento, etc.

2.4.2. SELECCIÓN DE DATOS

Los datos necesarios para calcular una trayectoria tipo **Slant** son: profundidad vertical al objetivo, desplazamiento horizontal al objetivo, profundidad de inicio de desviación y velocidad de incremento de ángulo.

- ↳ **Profundidad vertical del objetivo.** Este dato no es posible de modificar, ya que es función de la profundidad a la cual se encuentre la estructura contenedora de hidrocarburos.
- ↳ **Desplazamiento horizontal del objetivo.** Este valor es función de la colocación superficial que tenga el equipo de perforación, se supone que dicha localización fue determinada considerando la distribución estructural de las formaciones a perforar, por lo tanto puede considerarse un dato fijo.
- ↳ **Profundidad de inicio de desviación.** Este dato debe ser obtenido considerando las características de las formaciones a perforar; ya que se recomienda que la etapa de incremento del ángulo se lleve a cabo en formaciones suaves o medias suaves, además es conveniente que las zonas geopresionadas se atraviesen con un ángulo constante. Puede considerarse que la profundidad de inicio de desviación y la velocidad de incremento de ángulo, darán la pauta para elegir el patrón de desviación.
- ↳ **Velocidad de incremento del ángulo.** Si el espesor y la tendencia de presurización de las formaciones esperadas lo permiten, se pueden utilizar diferentes velocidades de incremento para calcular un juego de trayectorias.

El contar con un conjunto de trayectorias para un mismo objetivo, le permitirán al personal encargado de las operaciones direccionales seleccionar la más conveniente de acuerdo a los ángulos máximos mostrados y a la experiencia acumulada en otros pozos.

Si de antemano se conoce la velocidad de incremento del ángulo con la cual se logra un buen desarrollo de la perforación, entonces no será necesario diseñar trayectorias alternas.

2.5 INSTRUMENTOS DE DESVIACIÓN

2.5.1 MEDIDORES DE DESVIACIÓN

Estos elementos tienen una importancia trascendental para el desarrollo de la perforación direccional controlada. Los pozos convencionales con programas de perforación vertical normalmente se desvían involuntariamente, la cuantificación de la desviación es importante, no siendo así el valor correspondiente al rumbo (a menos que sea un pozo con "pescado"), ya que al no existir pozos próximos, la importancia de hacia dónde se dirija la perforación no interesa, salvo que dicha inclinación no pase de los 8°.

Los elementos más usados para obtener la inclinación y el rumbo de un pozo son:

A. Inclinómetros.

1. Equipo de toma simple:

- Por medios fotográficos.

En este instrumento se encuentra colocada una brújula magnética transparente en el seno de un líquido; el líquido actúa como amortiguador y permite el movimiento de la brújula de manera que pueda registrarse el grado de desviación, al mismo tiempo un imán en la brújula la hace girar para alinearla al norte-sur magnéticos de la tierra. En la parte superior del instrumento existe un cronómetro y en la parte inferior se encuentra colocado un equipo fotográfico. Después del revelado del disco, la fotografía muestra una sección de la brújula en la que aparecen el grado de inclinación y el rumbo magnético de la profundidad de registro.

Por lo que en la superficie lo que se manejan son rumbos geográficos, es necesario corregir el rumbo obtenido por declinación magnética¹, para tal efecto se utilizan las cartas isogónicas en las cuales aparece la declinación correspondiente al lugar bajo estudio.

- Por medios mecánicos.

Este inclinómetro no utiliza una cámara fotográfica para registrar los ángulos de inclinación y rumbo, emplea un sistema de punzada en el disco. Cuando el instrumento alcanza el fondo del agujero, el reloj regulador en vez de encender la luz para operar la cámara, empuja la carta hacia arriba contra un péndulo que perfora un agujero en el disco. El mecanismo de punzada se acciona dos veces, de tal forma que si el péndulo está estático, solo existirá un agujero. Ya recuperado el inclinómetro en la superficie, la carta se coloca con la muesca coincidiendo con una proyección en el lector, igual que en el soporte del disco del inclinómetro. Se ajusta la declinación girando la brújula del lector a través de una ranura en el fondo. Esta lectura corresponde al rumbo geográfico ya que como se dijo anteriormente, la declinación se ajusta como en el primer paso.

¹ La declinación magnética es la diferencia entre el norte magnético y el norte geográfico de la tierra.

2. Equipo de tomas múltiples:

Este equipo es parecido al anterior, con la diferencia que el reloj se programa de tal manera que permita el avance de un cuadro de película y su fotografiado cada 30 m. La indicación de los ángulos puede hacerse en forma similar al equipo de tomas simples, o mediante un plato de vidrio cóncavo y una pequeña esfera. El análisis del disco fotográfico se hace en forma equivalente al de toma simple.

B. Instrumentos Giroscópicos.

Este tipo de instrumentos no requieren del uso de un lastrabarrena antimagnético, ya que un giroscopio toma el lugar de la brújula magnética. Ya sea desde la superficie o mediante un sistema de encendido automático, el giroscopio se pone en funcionamiento a unas 40 000 o 60 000 rpm, esta operación genera un campo magnético que elimina el efecto del campo magnético terrestre, permitiendo registrar el norte verdadero.

Para la interpretación se utiliza un lector que amplifica la fotografía; la pantalla del visor puede voltearse de manera que la línea norte-sur pueda ponerse sobre la manecilla indicadora del norte en la fotografía. Así es posible leer directamente el rumbo verdadero en la circunferencia del lector e inspeccionar en forma precisa el grado de inclinación del agujero.

C. Herramientas de Orientación Direccional (DOT).

Consta de una probeta con equipo electrónico, la cual se adapta a una varilla con "pata de mula", la cual se asienta en la cuna correspondiente del orientador. La probeta está conectada a un cable conductor por medio del cual se envía la información de las condiciones direccionales del pozo a la superficie; este cable al recuperarse pasa por una prensa estopa el cual está unido a la manguera del stand pipe y con la cual se bombea el fluido de perforación para operar el motor del instrumento. El cable transmite la información a una computadora, la cual procesa los datos y presenta la inclinación y el rumbo del pozo, así como la posición de la carta de la herramienta desviadora.

2.5.2 HERRAMIENTAS DESVIADORAS

Para la perforación direccional controlada es sumamente importante contar con las herramientas desviadoras adecuadas, así como con barrenas, herramientas auxiliares e instrumentación apropiada. Las herramientas desviadoras es el medio por el cual se inicia la deflexión de la trayectoria del pozo o la corrección en caso de un agujero fuera del rumbo programado.

La apertura de la llamada ventana, resulta una etapa crítica durante la perforación de un pozo direccional, ya que el correcto inicio de la desviación dará la pauta para lograr un satisfactorio desarrollo del curso. Conforme la perforación direccional ha avanzado, las herramientas deflectoras han sufrido considerables cambios en su diseño, resultando en la actualidad poca o nula la utilización de algunos elementos utilizados en los orígenes de esta técnica de perforación.

A. Desviador de pared

1. Desviador de pared recuperable.

Consta de una cuña larga invertida de acero, cóncava, con el lado interior acanalado para guiar la barrena hacia el rumbo de inicio de la excavación. Los ángulos para los cuales están diseñados estos desviadores, oscilan entre 1 y 5 grados; cuentan en la parte inferior con una especie de punta de cincel para evitar que giren cuando la barrena esté trabajando. En la parte superior de la barrena, se instala tubo lastrabarrena o porta barrena estabilizador el cual permite recuperar el desviador.

2. Desviador de pared permanente.

Estos desviadores se colocan en agujero adomados o en agujeros descubiertos que contengan un medio donde asentarlo (un tapón de apoyo o un pescado con media junta de seguridad). Comúnmente se coloca un conjunto de compuesto por un fresador inicial (molino watermelon), un sub orientador y TPHW.

Una vez orientada la herramienta, se le aplica peso y se rompe el pasador que une el desviador con el molino, girando lentamente la sarta de fresa una sección de Tubería de Revestimiento o de agujero y se recupera el conjunto para cambiar una fresadora rápida.

B. Barrena Iniciadora

Empleada en formaciones muy suaves, consta de una tobera grande la cual está rodeada por el cuerpo de la barrena, la cual tiene forma de cuchara. Una vez orientada la barrena en la dirección correcta por la acción del chorro se crea una bolsa desviada del centro del agujero. Esta bolsa es donde gira la barrena descentrada para continuar con el agujero desviado.

C. Barrena de Chorro

Una barrena convencional puede ser usada para desviar pozos en formaciones muy suaves, esto se logra taponando dos de las toberas (o restringiendo considerablemente su tamaño) y dejando la tercera con tobera o con

un diámetro muy grande. Esta última se orienta en la dirección en la cual se quiere realizar la desviación, posteriormente se ponen en funcionamiento las bombas (sin girar la sarta), moviendo hacia arriba y hacia abajo la Tubería de Perforación; la acción del chorro materialmente deslava la formación, una vez fijado un curso apropiado, se gira la sarta y la barrena tiende a seguir el camino de menor resistencia formado por la sección deslavada.

D. Junta Articulada

A esta herramienta se le conoce también como unión articulada o rodilla mecánica. Este conjunto se basa en el principio de la unión universal, la parte inferior puede girarse a un cierto ángulo de inclinación (el deseado para iniciar la desviación), en la punta se coloca una barrena de diámetro menor (barrena piloto) al que se desea lograr, en la parte intermedia de la sección inferior, se localizan cortadores los cuales permiten lograr el calibre total.

Una vez posesionada en el fondo y orientada correctamente, la herramienta es girada lentamente aplicándole poco peso, una que toda la herramienta está en la sección desviada, se procede a enderezarla, se agrega peso y mediante la flexibilidad de la Tubería de Perforación se perfora hasta lograr una longitud perforada de 9 metros. La herramienta se recupera y la perforación prosigue con aparejos de fondo.

E. Motores Hidráulicos

Estos motores son operados por lodo de perforación bombeado desde la superficie a través de la Tubería de Perforación. Pueden utilizarse tanto para perforar pozos verticales como para los direccionales.

El empleo de estos motores de fondo ofrece las siguientes ventajas:

- Mejor control de la desviación.
- Perforación desviada en cualquier punto de la trayectoria del pozo.
- Reducción de la fatiga de la Tubería de Perforación.
- Mayor velocidad de rotación en la barrena.
- Genera arcos de curva suaves durante la perforación.
- Mejores ritmos de penetración.
- Abatimiento del tiempo de perforación.

Al analizar las ventajas anteriores se concluye que el uso de motores de fondo, reduce los riesgos de pescados, optimiza la perforación y en consecuencia disminuyen los costos totales de perforación.

Cabe aclarar que el motor de fondo no realiza la desviación por sí solo, para esto requiere del empleo de un codo (bent sub²), el cual consiste de un sustituto de doble piñón, en el que el superior se conecta en forma normal a la sarta y el segundo o inferior está maquinado en un ángulo de desvío fuera del eje del cuerpo; este ángulo es el que determina la severidad en el cambio de ángulo, al piñón inferior va conectado con el motor de fondo.

Los motores de fondo pueden trabajar con cualquier tipo de fluido de perforación, lodos aditivos e incluso con algunos materiales obturantes. Los lodos con alto contenido de sólidos reducen en forma considerable la vida de la herramienta; gas o aire en el lodo causan daños por cavitación en el hule del estator.

El tipo y el diámetro del motor a usar, dependen de los siguientes factores:

- Diámetro del agujero.
- Programa hidráulico.
- Ángulo del agujero al comenzar la operación de desviación.
- Accesorios (estabilizadores, lastrarbarrenas, lastrarbarrenas antimagnéticos, codo orientador, etc.).

La vida útil del motor depende en gran medida de las siguientes condiciones:

- Lodos abrasivos.
- Altas temperaturas.
- Gastos excesivos (altas caídas de presión en el motor).
- Altos pesos sobre barrena.
- Formaciones muy duras y abrasivas.

A. Motores de turbina.

Está constituido por una serie de rotores y estatores en una flecha localizada a lo largo del motor, así como de cojinetes los cuales permiten transmitir el movimiento rotatorio a un sustituto de rotación de la barrena.

B. Motor helicoidal.

Este equipo difiere del anterior por el hecho de que el movimiento rotatorio no es generado por los juegos de rotor y estator; sino por una flecha de forma helicoidal la cual origina el giro del sustituto al pasar el fluido de perforación a través de las diferentes etapas constitutivas del motor.

² En el Capítulo 4, se hace referencia a esta herramienta

En ambos motores, los conjuntos que lo integran pueden desglosarse de la siguiente forma:

- Conjunto de válvula de paso.
- Conjunto de etapas (rotor-estator, hélices parciales).
- Conjunto de conexión (conecta la parte terminal de las etapas con una flecha impulsora).
- Conjunto de cojinete y flecha impulsora (o motriz).
- Unión sustituta de rotación para barrena.

En México, el uso de los motores se ha ido generalizando, utilizándose ya sea para iniciar la desviación en un pozo direccional o para corregir la trayectoria de un curso fuera de programa.

2.6 APAREJOS DE FONDO

En los inicios de la perforación rotatoria el peso aplicado a la barrena era proporcionado por la Tubería de Perforación, ésta trabajaba girando en compresión generando inversión de esfuerzos y consecuentemente continuas fallas del material. De la experiencia acumulada surgió la idea de utilizar tubos de mayor espesor de pared y de diámetro exterior lo más cercano posible a la de la barrena, a tales tubos se les conoce como lastrabarrenas.

Anteriormente la desviación del pozo no era considerada, pero se suponía que al mantener la flecha en posición vertical, la sarta también lo hacía. Problemas posteriores (intersección entre los pozos) y el advenimiento de instrumentos direccionales (inclinómetros) mostraron lo contrario.

En consecuencia las empresas empezaron a poner restricciones, exigiendo que los ángulos no superaran los 15 grados; a raíz de problemas judiciales, las empresas reaccionaron ante los razonamientos anteriores y redujeron la tolerancia de desviación a tres grados.

Debido a los altos costos requeridos para poder perforar pozos con desviaciones máximas de 5 grados, surgió la necesidad de investigar las causas de la desviación y su posible corrección. A la fecha no se conoce con exactitud qué origina la desviación en todos los casos, pero en la gran mayoría se ha esbozado notables teorías (alguna ya comprobadas) sobre las mecánicas de la desviación.

Para barrenas no estabilizadas se han desarrollado varias teorías, una sostenía que el ángulo del pozo puede cambiar abruptamente si se presentan formaciones con dureza y buzamiento diferentes a los de la formación perforada;

también se teorizó que el movimiento lateral de la barrena no estabilizada que perfora en formaciones sin buzamiento, tiende a formar pozos en espiral. Dicha espiral, además es más pronunciada en formaciones blandas en las que régimen de penetración es más alto y el resultado neto es un pozo de diámetro menor.

Para barrenas estabilizadas se desarrolló una teoría que se basaba en el hecho que las formaciones perforadas en busca de hidrocarburos son sedimentarias de estructura laminar. Si en esas formaciones existen intercalaciones con diferente grado de dureza y además cierto buzamiento, a medida que la barrena pasa a través de ellas, puede alcanzar un valor de carga tal que puede ocasionar fracturas para pasar a la laminación siguiente. Casi todas las formaciones tienden a fracturarse perpendicularmente al plano de estratificación dejando el lado alto del pozo una pequeña cuna que se despedazará y se perfora fácilmente. A veces la cuna se desmenuza y no requiere perforación para desprenderla; por lo mismo, en el lado bajo del pozo, en la laminación queda adherida una pequeña protuberancia, la cual forma una cuna y tiende a forzar la barrena arriba en la dirección ascendente.

Los aparejos de fondo también conocidos como ensambles de fondo, están constituidos por todos los elementos colocados entre la barrena y Tubería de Perforación, es decir portabarrenas, estabilizadores y lastrabarrenas. Una vez empleada la herramienta desviadora y perforado el tramo que se conoce como ventana, el control de la trayectoria es función de los aparejos de fondo, ya que estos se utilizan para incrementar, mantener o disminuir el ángulo de perforación.

2.6.1 PRINCIPIOS BÁSICOS PARA EL DISEÑO DE APAREJOS DE FONDO

Las suposiciones consideradas para el análisis de las fuerzas actuantes en la perforación de pozos direccionales son las siguientes:

- La barrena simula a una junta articulada de rotura y esfera, que gira libremente en el pozo.
- Los tubos lastrabarrena, se apoyan en el lado del pozo y permanecen estables.
- La barrena perfora en la dirección de la fuerza resultante no necesariamente en la dirección en que apunta.

Del razonamiento se puede visualizar que las fuerzas que actúan sobre la barrena se puede dividir en tres componentes: la carga axial, la fuerza pendular o lateral y la reacción de la formación.

La carga axial es suministrada por el peso de los tubos lastrabarrenas: la fuerza pendular es la resultante del peso del tramo de lastrabarrenas situado entre la arena y el primer punto de apoyo con la pared del pozo (es la tendencia del tramo no apoyado en la pared del pozo a oscilar hacia el lado bajo a consecuencia

de la gravedad) y por último, la reacción de la formación, ésta a su vez, se puede descomponer en dos fuerzas: una paralela al eje del agujero y otra perpendicular al mismo.

Para el diseño de aparejos de fondo es necesario llevar a cabo numerosos y engorrosos cálculos; aquí se presentarán los juegos más comunes de aparejos, considerando los efectos de los principios básicos mencionados.

2.6.2 APAREJOS DE FONDO PARA PERFORAR FORMACIONES SUAVES

Estas formaciones son distintivas de los períodos plio-pleistoceno, plioceno inferior, mioceno superior y mioceno inferior. Las características estructurales como el buzamiento presentan poco efecto en la trayectoria del pozo, siendo preponderantes las condiciones de operación. El manejo de gastos excesivos puede provocar erosión en la pared del agujero, originando que las formaciones de control por parte del aparejo sean nulificadas.

A. Aparejos para aumentar el ángulo

Si el agujero es mayor de 12 ½ pg, se recomienda perforar con una barrena de diámetro menor y posteriormente ampliar el diámetro final, ya que al perforar con diámetro reducido, puede utilizarse lastrarbarrenas que limitan el movimiento lateral del aparejo. Si no existen riesgos de pegaduras por presión diferencial, se recomienda usar aparejo de 30 m, con un sólo estabilizador colocado inmediatamente arriba de la barrena y otro después del tercer lastrarbarrena normal (Figura II-7 a).

Los treinta metros mencionados anteriormente, se refieren a la longitud que produce el efecto de desviación y no a la longitud total del aparejo. Otra opción la constituye el aparejo de 20 metros de la Figura II-7 b, si el aparejo resulta ser muy rígido³, se recomienda disminuir el diámetro del primer lastrarbarrena en ¼ pg o ½ pg.

³ Esto se traduce en velocidad de incremento de ángulo muy pobre.

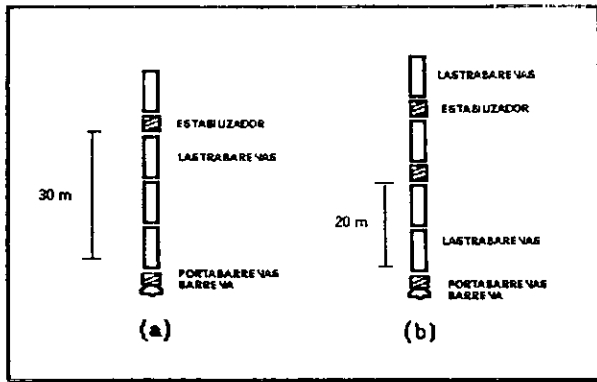


Figura II-7. Aparejos para aumentar el ángulo

B. Aparejos para mantener el ángulo

Un aparejo de fondo muy recomendable para perforar direccionalmente manteniendo el ángulo en formaciones muy suaves, lo constituye el mostrado en la Figura II-8, ya que la distribución de los estabilizadores evita la caída o incremento de ángulo. Cuando se desea mantener el ángulo después de haber operado un motor de fondo para corregir ángulo es muy conveniente meter una sarta flexible para estabilizar el agujero; ya que los efectos de curvatura sobre el aparejo empacado pueden resultar muy severos. Después de estabilizado el agujero, se procederá a hacer viaje para introducir la sarta empacada y proseguir la perforación normalmente.

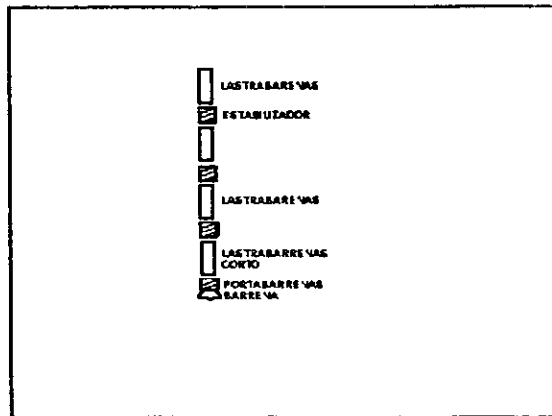


Figura II-8. Aparejos para mantener el ángulo

C. Aparejos para disminuir el ángulo

Para disminuir el ángulo, al grado de disminución que se desee dependerá de la longitud existente entre la barrena y el primer estabilizador de la sarta. Se recomienda empezar con una disminución gradual con un aparejo como el de la Figura II-9 a, y seguir como los de las Figuras II-9 b, c, y d, dependiendo del grado de caída deseado. Se supone que previamente se realizaron los cálculos correspondientes a las longitudes en las cuales se deberá tener cierto valor de inclinación.

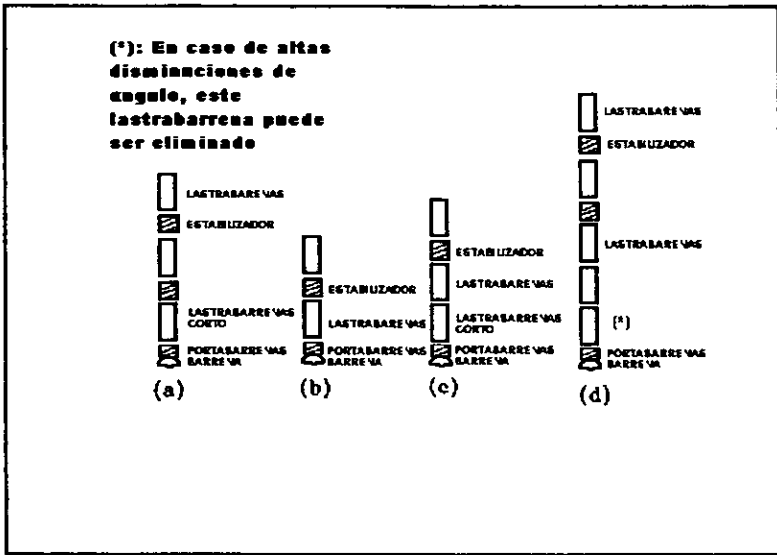


Figura II-9. Aparejos para disminuir el ángulo

2.6.3 APAREJOS DE FONDO PARA PERFORAR FORMACIONES MEDIAS

Este tipo de formaciones es característico de los periodos oligoceno, eoceno y parte de paleoceno; los efectos estructurales de los echados y su dirección sobre la trayectoria del pozo son mas severos comparados con las formaciones suaves.

A. Aparejos para aumentar el ángulo

Los aparejos de la Figura II-10 responden adecuadamente en las formaciones bajo estudio. Se pueden alcanzar altos grados de levantamiento de ángulo con los aparejos (a) y (b). Los aparejos (c) y (d) se utilizan para levantamientos moderados (menos de 2 grados cada 30 metros).

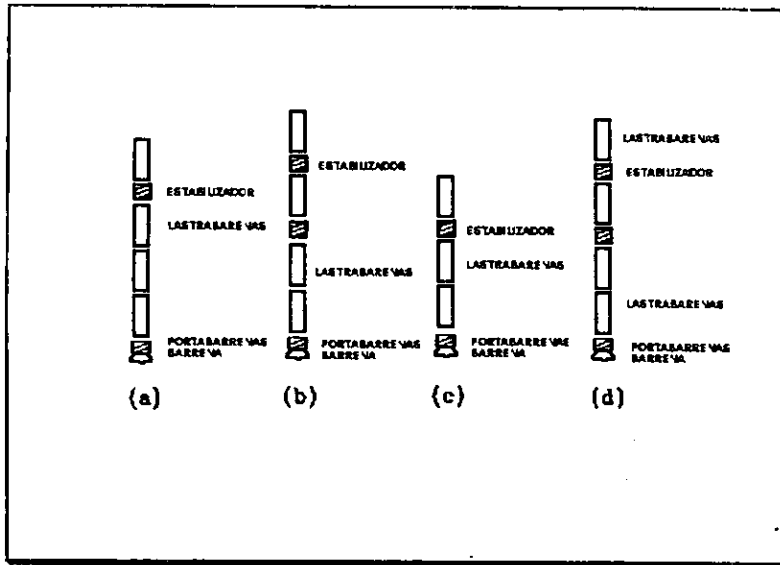


Figura II-10. Aparejos para aumentar el ángulo

B. Aparejos para mantener el ángulo

En formaciones medias suaves y medias, resulta en ocasiones problemático el mantenimiento del ángulo; la mayoría de los aparejos empacados siempre presenta un valor de fuerza lateral, lo cual hace difícil mantener el ángulo.

Existen tres tipos comunes de aparejos para mantener el ángulo: (Figura II-11), al aparejo (a) resulta ser el más adecuado para mantener una fuerza lateral baja, lo siguen el (b) y el (c), respectivamente.

C. Aparejos para disminuir el ángulo

La disminución de ángulo en estas formaciones, es difícil, puede intentarse introducir aparejo "penduleado"⁴, reduciendo el peso sobre barrena y aumentando a revoluciones por minuto, esto ocasionará una disminución de la velocidad de penetración.

⁴ Este tipo de aparejo logra el efecto de disminuir el ángulo, eliminando el estabilizador colocado arriba de la barrena y manteniendo el inmediatamente superior, con lo que la gravedad obliga a la barrena a perforar hacia la vertical.

Si los echados y la dureza de la formación son muy severas, o si el diámetro y la inclinación del agujero son muy pequeños, será prácticamente imposible hacer caer el ángulo. Si se requiere forzosamente disminuir el ángulo y las características anteriores están presentes, lo más sensato será corregir mediante el empleo de un motor de fondo equipado con bent sub.

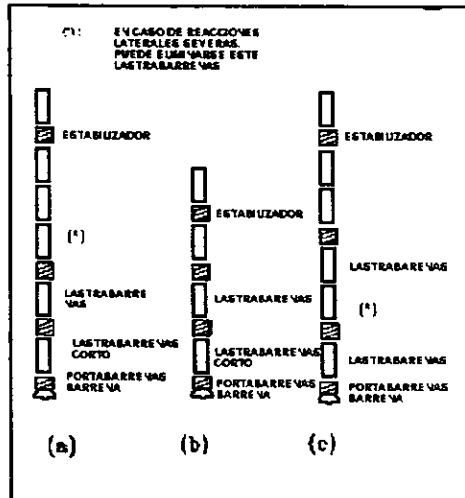


Figura II-11. Aparejos para mantener el ángulo

2.6.4 APAREJOS DE FONDO PARA PERFORAR FORMACIONES SEMIDURAS Y DURAS

Estas formaciones normalmente pertenecen a los periodos paleoceno (algunos intervalos), el cretácico y al jurásico. En estas formaciones se presenta una mayor resistencia al corte lateral de la barrena y de los estabilizadores; en lugar de la erosión de la formación y agrandamiento del agujero, se desgasta el perímetro de la barrena y los estabilizadores, con lo que se generan agujeros de menor diámetro. La operación más frecuente en este tipo de formaciones, lo constituye el mantenimiento de ángulo, ya que en estos intervalos es donde normalmente se terminan los pozos petroleros.

A. Aparejos para aumentar el ángulo

Para intentar levantar ángulo formaciones duras, se pueden utilizar los aparejos ya presentados para tal efecto, con la observación de que si las

barrenas están perdiendo diámetro al usar estabilizadores con aletas, estos deberán sustituirse por escariadores de 3 o 6 puntos.

B. Aparejos para mantener el ángulo

La Figura II-12 muestra dos aparejos que trabajan adecuadamente para mantener ángulo en formaciones duras para la perforación de pozos verticales o direccionales. El cambio de trayectoria es gradual, en caso de detectarse una severidad muy grande, deberá recurrirse a una corrección antes de proseguir la perforación con una sarta empacada.

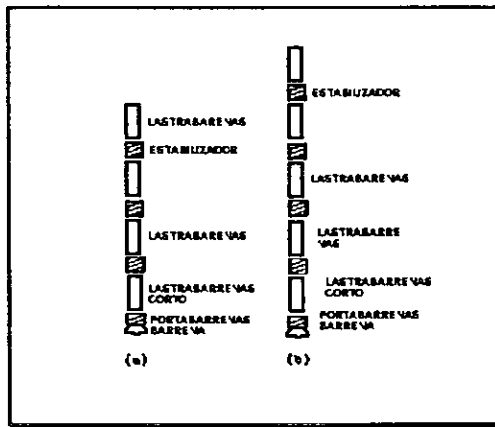


Figura II-12. Aparejos para mantener el ángulo

C. Aparejos para disminuir el ángulo

No se recomienda planear disminución de ángulo en este tipo de formaciones, ya que debido a la alta resistencia al corte lateral, se hace una operación lenta y casi imposible de lograr por medio de un aparejo de fondo. En caso de intentarse, se deberá introducir el aparejo de péndulo máximo (30 metros), aun cuando se perfore a altas inclinaciones. Si después de perforar 60 metros, la curvatura no se reduce o continua en ascenso, se deberá sacar el aparejo y meter un motor de fondo para lograr la disminución deseada.

2.7 MÉTODOS DE PERFORACIÓN

Desde años atrás se ha logrado un avance en la perforación a través de la investigación a escala mundial. Al inicio de los años 80's, algunos grupos estuvieron experimentando con este concepto. Así los primeros esfuerzos se

concentraron en dos métodos para cambiar las paredes del agujero de un plano vertical a uno horizontal. En Rusia se tuvo éxito al emplear el método para perforar curvaturas que ahora conocemos como Radio Largo, mientras que al mismo tiempo en América se desarrolló de Radio Corto.

La investigación en los últimos años ha permitido crear una técnica para llenar la diferencia que existía entre estos métodos. Esta técnica fue la base para sistemas de perforación de Radio Medio.

Actualmente los sistemas disponibles son:

- **RADIO LARGO**
- **RADIO CORTO**
- **RADIO MEDIO**
- **RADIO ULTRACORTO**

Para la selección del aparejo se deben de tomar muchos factores que intervienen cuando se determina el óptimo perfil. Dichos factores que deben de tenerse en cuenta son:

- Aplicación en el yacimiento (extensión horizontal requerida)
- Localización, espesor y echado de la formación
- Azimut de la trayectoria
- Diseño del pozo y planeación de las Tuberías de Revestimiento
- Modelos de torque, arrastre y trayectoria
- Selección y diseño de los aparejos de fondo
- Mediciones direccionales
- Fluidos de perforación
- Registros eléctricos
- Selección de la terminación y cementación
- Disparos y estimulaciones

Basados en esta información, se debe tomar la decisión del sistema que mejor se adapte a las condiciones que se tienen. La mayoría dependen del tipo de terminación, la cual es función del yacimiento y de las zonas que se requieran aislar a lo largo de la trayectoria, además el costo es otro factor importante en la selección del método de terminación.

El mejor sistema de perforación horizontal es aquel que permita llegar al objetivo al menor costo total, lo cual generalmente significa llegar al objetivo con un agujero uniforme en el menor tiempo posible. En pozos horizontales se determina en función del costo por pie perforado en la selección vertical y de curvatura, más el costo por barril o pie cúbico producido en la zona de interés.

Como ya se mencionó, de acuerdo con la longitud de la trayectoria para alcanzar la horizontalidad de la perforación se cuentan con los métodos (Figura II-13) de:

- Radio largo**
- Radio medio**
- Radio corto**
- Radio ultracorto**

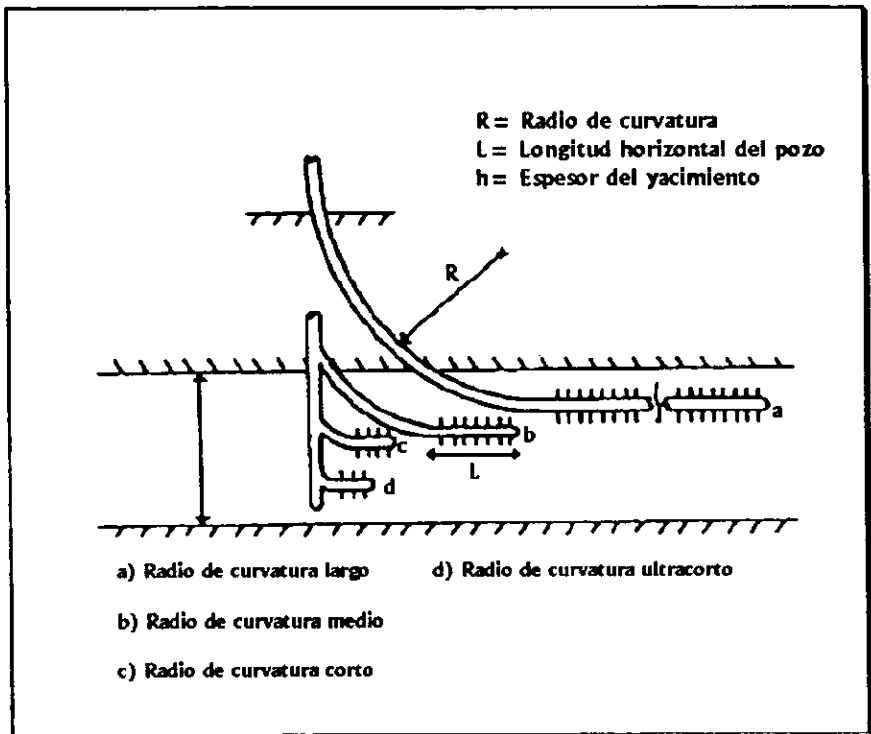


Figura II-13. Radios de curvatura

Desde un punto de vista práctico por lo que respecta a la perforación y al diseño del aparejo de fondo, la diferencia más importante entre la perforación de un radio largo y del radio medio es la habilidad o inhabilidad para rotar el aparejo y la sarta sin exceder los límites de resistencia de los componentes. Este factor tiene un gran impacto en casi todos los aspectos del diseño: del aparejo de fondo (BHA), del perfil y de otros parámetros tales como las propiedades de los lodos y el programa hidráulico.

Teniendo en cuenta el diseño y la operación, se considera que los pozos de radio largo son aquellos donde la rotación de la sarta es factible en toda la perforación. En los pozos de radio medio en determinadas etapas no es posible rotar el aparejo de fondo (en índices de construcción mayores de 20°/100 pies). Para la planeación de un pozo de radio largo, medio y corto se deben determinar los siguientes aspectos:

- El punto de inicio de la desviación KOP basado en el ángulo de construcción
- El ángulo y longitud de la tangente basado en el ritmo de construcción mínimo y máximo
- La óptima profundidad del objetivo (yacimiento)
- La longitud, dirección e inclinación de la sección horizontal
- En todos los casos el diseño final de la curva de construcción debe procurar:
 - Evitar las formaciones problemáticas
 - Minimizar el desplazamiento
 - Disminuir la longitud de la curva de construcción
 - Proporcionar un intervalo de ajuste para el manejo de otras curvas que no sea la ideal
 - Llegar al objetivo dentro de los límites de tolerancia
 - Proporcionar una curva que permita la longitud horizontal planeada
 - Proporcionar un agujero que permita el empleo de todas las herramientas y equipo de producción

2.7.1 MÉTODO 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. En general, los radios largos pueden ser definidos como un agujero con al menos una sección en la cual la inclinación del pozo se incrementa de 1 a 6° /100 pies.

El método de radio largo ofrece limitados usos para su desarrollo, ya que a pesar de que numerosos agujeros de radio largo han sido perforados con el propósito de investigar y determinar la extensión del yacimiento, esta técnica es más empleada cuando se requiere alcanzar objetivos alejados de la localización superficial, tales como plataformas de perforación marina, localizaciones remotas y/o abruptas, así como inaccesibles o yacimientos ubicados bajo ciudades, además donde se tengan problemas con conificaciones de agua, bajas permeabilidades y desarrollos de gas entre otros.

Estos pozos son perforados con equipo de perforación y aparejos de fondo convencionales, además tienen la flexibilidad de perforar con amplios rangos de tamaños de agujeros y de herramientas. Los métodos para perforar radios largos

son más flexibles que los otros sistemas, debido a que se requiere poca preparación del pozo. Por el contrario, la perforación con radios medios y cortos deben desarrollarse después de que el pozo vertical es llevado a cabo.

Otra de las ventajas de este método es que se pueden realizar terminaciones selectivas. También se pueden registrar fácilmente en agujero abierto usando la técnica de transportación con Tubería de Perforación y los registros de producción que utilizan Tubería Flexible equipada con cable conductor. Con éste método se puede emplear todas las técnicas de producción artificial.

Una de las grandes desventajas de este sistema, es que debido a la gran longitud de la sección de la curvatura (desde el punto de inicio de la desviación al objetivo) se tienen que atravesar gran cantidad de formación sin aislarla, esto puede ocasionar problemas en formaciones inestables o problemáticas.

2.7.2 MÉTODO DE RADIO MEDIO

En esta técnica de perforación el radio de curvatura es de 300 a 500 pies y la longitud del agujero de drene es de 1000 a 1500 pies. La perforación de radio medio se lleva a cabo conforme la tubería lo permita, dadas las limitaciones impuestas por esfuerzos combinados de pandeo y torsión en la sarta de perforación. Esto equivale a una máxima de $20^\circ / 100$ pies cuando se perfora con rotaria, y arriba de $30^\circ / 100$ pies de un modo orientado. La tolerancia de las herramientas en las Tuberías de Revestimiento también afectan estos límites.

La naturaleza del yacimiento tiene gran efecto sobre este método, pero mucho menos que con el de radio largo. Los sistemas de radio medio pueden ser más económicos cuando se emplean en yacimientos fracturados, en problemas de conificación de agua y gas, en yacimientos fracturados verticalmente, de baja permeabilidad, en yacimientos con poca energía y en formaciones de poco espesor.

Las formaciones inestables o problemáticas ocasionan impredecibles variaciones en el índice de curvatura y en la veracidad del objetivo, esta situación es uno de los factores que más influyen en determinar cuál técnica debe de emplearse. La amplia profundidad vertical que se necesita para alcanzar el yacimiento en los pozos de radio medio es una de las más fuertes ventajas del sistema. Con este método, muchas zonas problemáticas pueden ser perforadas en la sección vertical y revestidas antes de perforar la zona crítica de curvatura consiguiendo así la horizontal del pozo.

Los agujeros de radio medio pueden ser perforados en pozos nuevos o existentes. En pozos nuevos, el procedimiento es similar a los pozos de radio

largo; en pozos existentes, se requiere de varias etapas de preparación y caen en dos grandes categorías:

- a) Una Tubería de Revestimiento colocada arriba de donde se planea el punto de inicio de la desviación, con terminación en agujero descubierto.
- b) En pozos con Tubería de Revestimiento en el punto de inicio de la desviación.

En general los sistemas de radio medio ofrecen numerosas ventajas sobre la perforación de radios largos con ningún costo o pequeños costos adicionales, en la combinación de aparejos, el incremento de costo de un sistema de perforación de radio medio podría ser minimizado ya que a diferencia de los pozos de radio largo que requieren de una o dos herramientas especiales, con el de radio medio se requiere de más de cinco en un proyecto simple.

Las desventajas de la perforación de radio medio son relativamente pocas, una de estas desventajas son: altos ritmos de inclinación, los momentos de pandeo a través de las juntas de las herramientas, los esfuerzos en el cuerpo del tubo, la fuerza lateral de la barrena que es causada por la gran curvatura en agujeros ocasionando grandes diámetros y posibles desviaciones de la barrena y otra desventaja que se tiene con este método es la limitación de la sección horizontal.

2.7.3 MÉTODO DE RADIO CORTO

En esta técnica de perforación el radio de curvatura es de 20 a 40 pies y la longitud del agujero de drene es de 200 a 1200 pies. El diámetro del agujero de drene varia de 4 1/2 a 6 3/4 pg. La perforación horizontal de radio corto ha sido practicada tanto como la perforación de radio largo. Por definición, abarca un amplio rango de índices de construcción fuera de los sistemas, empleando herramientas articuladas o flexibles para perforar patas de perro del rango de 60 a 120° /100 pies. Esta técnica es empleada en yacimientos de tamaño limitado, ya que el pozo puede ser cambiado a horizontal y terminarse con menos desplazamiento del requerido por 45° de un pozo de radio largo. También se aplica para yacimientos con baja permeabilidad, naturalmente fracturados y para formaciones irregulares.

Los pozos de radio corto pueden ser perforados en agujeros nuevos o existentes; además, con esta técnica se tiene la ventaja de que se pueden perforar varias secciones horizontales en un mismo pozo, cambiando la orientación de la herramienta. El poco desplazamiento y la limitada profundidad requerida para pozos de radio corto lo hacen más apropiado en formaciones con cimas problemáticas causadas por la litología o yacimiento.

La perforación de radio corto tiene algunas desventajas, las herramientas son menos vigorosas que las de otros sistemas, y no están completamente estandarizadas por el API (American Petroleum Institute). El manejo de estas herramientas puede ser lenta y difícil con equipos de perforación. Pero en contraparte, con esta técnica se pueden emplear equipos de terminación.

2.7.4 MÉTODO DE RADIO ULTRA-CORTO

Para el método de radio ultra-corto se han desarrollado sistemas de perforación que utilizan jets de alta presión para perforar 100 a 200 pies de longitud horizontal, el diámetro del agujero de drene varía de 1 ½ a 2 ½ pg. El método más nuevo de perforación horizontal es el sistema de radio ultra-corto, este método utiliza fluido a alta presión para perforar la sección horizontal y con un radio que puede cambiarse de pulgadas a pies.

En términos limitados, puede ser definido como un sistema que virtualmente no tiene sección de curvatura terminando con su sección horizontal. Este sistema emplea equipo especializado y la preparación del pozo que se requiere depende de la configuración (agujero abierto o entubado).

Éste sistema se emplea para formaciones suaves con fácil penetración tales como arenas, y es factible para proyectos de soluciones minerales y limpieza de acuíferos.

Con todo lo anteriormente expuesto, se puede tener un criterio para determinar el método de perforación a emplear; en la Tabla II-1 se da una síntesis de lo anteriormente expuesto.

Tabla. II-3
 Criterios de selección para determinar el método de perforación

APLICACIONES	RADIO LARGO	RADIO MEDIO	RADIO CORTO
Conificación de agua	X	X	
Yacimientos naturalmente fracturados		X	X
Baja permeabilidad	X	X	X
Conificación de gas		X	X
Yacimientos de baja energía		X	X
Formaciones irregulares		X	X
Largas extensiones	X	X	
Desarrollo de gas	X	X	
Técnicas de perforación			
Convencional	X	X	
Dirigido	X	X	X
Tamaños de agujeros (pg)			
Mínimo	5 1/8	4 1/2	4 1/2
Máximo	26	12 1/4	6
Ritmo de construcción (°/100')			
Mínimo	1	8	1
Máximo	6	30	3.5
Equipo de perforación			
Convencional	X	X	
Modificado		X	X
Tipos de mediciones			
Disparos simples	X	X	X
Disparos múltiples	X	X	X
Herramientas guías	X	X	
Herramientas guías flexibles			X
MWD			X
Orientación giroscópica	X	X	X
Tipo de terminación			
Agujero abierto	X	X	X
TR corta ranurada	X	X	X
TR corta con empaque	X	X	X
TR corta pre-empacada	X	X	
Cedazo	X	X	
Entubada y cementada	X	X	
Equipo de producción artificial			
Todos	X		

La Tabla II-2 muestra las ventajas y desventajas de los diferentes sistemas de radio de curvatura empleados en la perforación direccional.

Tabla II-2
Ventajas de los sistemas de radios de curvatura

RADIOS DE CURVATURA	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Radio ultra-corto	<ul style="list-style-type: none"> • Se utiliza en yacimientos de baja permeabilidad. • Donde hay problemas de conificación 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 cuenta con herramientas MWD y sistemas SLIM MWD. • Pueden usarse motores de fondo y sistemas dirigidos. • Se pueden perforar extensiones hasta de 2,000 pies. • Normalmente pueden 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 en 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, hasta 9,000 pies. • Se emplea todo tipo de terminaciones y estimulaciones. • Se pueden emplear todos los sistemas artificiales de producción. 	<ul style="list-style-type: none"> • Con frecuencia requiere un sistema Top Drive, bombas más grandes, se manejan mayores volúmenes de lodo. • Menor control de profundidad vertical de desplazamiento. • Debido a la gran longitud horizontal, se atraviesa grandes cantidades de formaciones sin aislar, pudiendo asociar problemas en formaciones inestables.

La Tabla II-3 muestra las características de la terminación.

TABLA II-3. Características de terminaciones

	PRODUCCION	CONTROL DE PRODUCCION	INTERVENCIONES	REGISTRO DE LA PRODUCCION	INYECCION	ABANDONO	TIPO DE YACIMIENTO
AGUJERO DESCUBIERTO	Sin pérdidas Costo mínimo Control mínimo	Únicamente colocando tramo de liner/empacador	Estimulación posible con empacadores y limpieza posible	No es posible	Posible	Posible	Yac. Fracturado sin problemas de conificación, no se requiere estimulación
LINER RANURADO	Sin pérdidas Costo mínimo sin control	Solo con liner interno	No es posible estimular.	Imposible cuantificar	Mínimo	Imposible	Yac. Fracturado sin problemas de conificación
ECP (Empacadores)	Pérdida mínima Costo medio alto Control moderado	Posible aislar intervalos	Posible aislar y estimular	Parcial	Posible aislar intervalos	Posible parcial	Yac. Fracturado aislar selectivamente produce por etapas
CEMENTADO TOTAL	Pérdida desconocida Control completo Costo moderado	Completo control de aislamiento	Cualquier operación	Total	Más Versátil	Total, temporal o permanente	Yac. Fracturado con formaciones de poco espesor y control de contactos

TIPOS DE TERMINACION

OBJETIVO	Liner Ranurado	Agujero Descubierto	Empacadores Externos de TR	Cementado Totalmente
PRODUCCION: Acelle Gas	B B	O O		M M
CONTROL DE LA PRODUCCION	M	M	B	O
REGISTROS: Producción Temperatura Densidad	M M M	O O O	B B B	O O O
INTERVENCION: Cementar Estimular Acidificar Limpieza	M M M M	B B B B	B B B M	O O O M
INYECCION	B	O		O
CONTROL DE LA INYECCION	M	B		O
ABANDONO	M	M	B	O

M= Malo
B= Bueno
O= Óptimo

CAPÍTULO 3

TECNOLOGÍA DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL DE ALCANCE EXTENDIDO

3.1 DEFINICIÓN

La tecnología conocida como Perforación de Alcance Extendido, cuyas siglas al español son PAE, describe los procedimientos de perforación rotatoria necesarios para perforar, recorrer una cierta distancia horizontal y terminar agujeros de pozos con significativos incrementos en el ángulo de desviación y/o incrementar considerablemente el desplazamiento horizontal de los pozos donde dicha tecnología es aplicada en comparación de los ángulos de desviación y desplazamientos horizontales logrados con las técnicas y prácticas convencionales de perforación direccional.

Un pozo petrolero puede considerarse de Alcance Extendido cuando cumple con las siguientes dos condiciones (Figura III-1):

1. Un ángulo de desviación total con respecto a la vertical mayor de 60° .
2. Una profundidad media (MD, medida desde la superficie hasta el fondo del pozo sobre su trayectoria) igual o mayor que 2 veces la profundidad vertical verdadera.

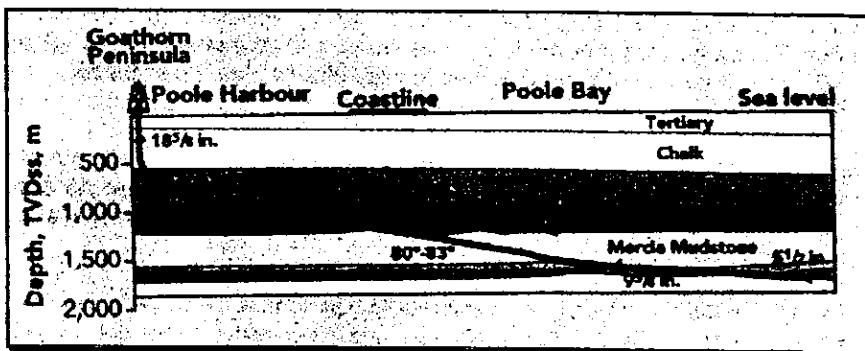


Figura III-1. Pozo de Alcance Extendido

3.2 APLICACIONES DE LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL DE ALCANCE EXTENDIDO

La Perforación de Alcance Extendido (PAE) y la Perforación Direccional Convencional comparten algunos objetivos en común y entre los cuales se incluyen los siguientes:

Perforación de Domos Salinos y Fallas. La perforación vertical al aplicarse a domos salinos y a yacimientos afallados conlleva para los primeros el incremento inevitable de los costos de perforación por varias razones:

- Se desconoce el comportamiento de la sal a las presiones y temperaturas a las que se encuentra sujeta dentro del cuerpo del domo.
- Se requiere la aplicación de un programa detallado y preciso de los fluidos de perforación que se utilizarán al atravesar el domo salino con miras de llegar a la formación productora que se encuentra en una de sus laterales.
- Se corre un gran riesgo al colapso de las Tuberías de Revestimiento empleadas para aislar la sal del pozo.

Y las anteriores entre algunas de las muchas restricciones que para la perforación vertical existen. Ahora bien, para la perforación vertical en yacimientos afallados se corre el gran riesgo de fracturar y dañar irremediablemente el sello que por naturaleza tiene este tipo de entrampamientos.

Por los motivos antes señalados se ha adoptado la perforación direccional y de alcance extendido como la solución más viable para resolver dichos inconvenientes durante el proceso de perforación. Es conveniente señalar que la perforación direccional ocupa más del 95% de las aplicaciones mientras que la perforación de alcance extendido solo se limita a unos cuantos pozos en todo el mundo, se considera todavía como una técnica alternativa de perforación.

Búsqueda lateral. Es práctica común en yacimientos con casquete de gas asociado hacer uso de la perforación direccional convencional para no dañar en ninguna forma el empuje proporcionado por la expansión del gas acumulado en la cima del yacimiento.

Así entonces, evitar la perforación de pozos verticales en el área correspondiente al casquete de gas es una prioridad, razón por la cual las trayectorias de los pozos de desarrollo serían desviadas y entrarían a la formación productora lateralmente y directamente a la zona de aceite.

Es precisamente aquí donde la perforación de alcance extendido puede desarrollarse a toda su capacidad permitiendo con ello perforar pozos en

superficie a grandes distancias medidas sobre el terreno del área donde verticalmente está localizado el yacimiento. A diferencia de la perforación direccional convencional, la de alcance extendido permite alejarse aún más de las locaciones que le correspondería a pozos desviados que intentarán desarrollar el yacimiento, ya que su factibilidad para lograr agujeros de pozos con altos ángulos de inclinación y grandes desplazamientos horizontales supera por amplio margen lo esperado con las técnicas convencionales.

Perforación múltiple de pozos exploratorios a partir de un solo agujero. Desde hace algunos años en la etapa de exploración de las estructuras geológicas que pudieran almacenar hidrocarburos, se llevan a cabo perforaciones de pozos exploratorios múltiples a partir de un solo agujero de pozo.

Si se comienza un pozo exploratorio como vertical y a una cierta profundidad se desea la exploración de varias regiones del yacimiento con la perforación de múltiples pozos, la solución es entonces recurrir a la perforación de pozos desviados a partir del agujero del pozo de trayectoria vertical, con lo cual se abaten considerablemente los costos de perforación en vez de perforar desde la superficie igual número de agujeros que pozos se desean (Figura III-2).

Al igual que la perforación desviada convencional, la de alcance extendido permite llevar a cabo la perforación de múltiples pozos a partir de un solo agujero de pozo, pero con algunas ventajas sobre la primera que son ciertamente convenientes. El poder lograr grandes desplazamientos horizontales en pequeños segmentos verticales, proporciona una útil herramienta que permite sondear la formación productora por planos horizontales a diferentes profundidades que dan una mejor idea de las condiciones de flujo y de la roca que existen en el yacimiento.

Perforación múltiple de pozos a partir de una sola estructura. En la perforación de pozos marinos desde una misma plataforma son perforados, usando las técnicas convencionales de perforación direccional y vertical, no un pozo por plataforma sino varias por cada una de ellas, es decir, a partir de una sola estructura se lleva a cabo una perforación múltiple de pozos petroleros. Como un pozo de alcance extendido es igual a uno direccional convencional antes de llegar a la profundidad de inicio de desviación (KOP), entonces no hay ningún problema para que al igual que los pozos direccionales convencionales.

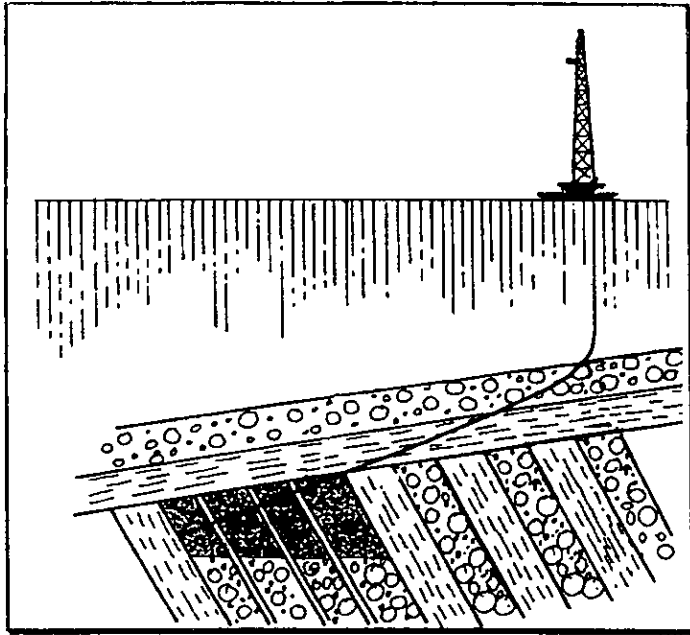


Figura III-2. Perforación de un yacimiento estratificado

Perforación de pozos de alivio. La perforación direccional y la de alcance extendido son dos tecnologías usadas para perforar pozos de alivio hacia un pozo previo, el cual estaba siendo perforado a la profundidad de la formación productora cuando sufrió un reventón que provocó que dicho pozo se saliera de control y que ya estando en condiciones críticas no se le puede controlar de ninguna otra forma. La misión de un pozo de alivio es interceptar al pozo previo a una cierta profundidad, por arriba de la formación productora, de manera que se pueda canalizar la producción hacia el primero para controlar el segundo y taponarlo.

Desde luego, reviste mayor dificultad controlar un reventón mediante un pozo de alivio cuando el pozo produce gas y no aceite. Existe al respecto una amplia gama de casos históricos en los cuales mediante la perforación de pozos desviados convencionales, como de alivio. Se han logrado controlar reventones de proporciones asombrosas que han dejado múltiples pérdidas tanto materiales como humanas. La perforación de alcance extendido promete dentro de este campo de aplicación ser muy útil en un futuro muy cercano debido a sus latentes ventajas y alcances.

Múltiple explotación de arenas a partir de un solo agujero de pozo. Existen acumulaciones de hidrocarburos en arenas suprayacentes unas de las otras que no necesariamente se encuentran alineadas, más bien se les encuentra dispersas a ciertas profundidades en un área específica. Para resolver este problema se ha hecho uso de la perforación direccional convencional de manera que mediante un solo pozo se puedan comunicar algunos de los lentes arenosos en cuestión con el uso de terminaciones múltiples para que en todos ellos se logre una producción pero a través de un solo agujero de pozo.

La perforación de alcance extendido puede ser muy útil cuando los lentes arenosos se encuentran horizontalmente distanciados y donde un pozo direccional convencional no puede acceder debido a que los ángulos de inclinación involucrados rebasen el máximo permisible para dicha tecnología. Es aquí donde la perforación de alcance extendido cobra importancia ya que los altos ángulos de inclinación logrados con ella si permiten comunicar a través de un solo agujero de pozo varias formaciones arenosas simultáneamente, rebasando con ello las limitaciones que impone un simple pozo direccional.

Adicionalmente la perforación de alcance extendido (PAE) tiene la habilidad de:

Desarrollo de yacimientos marinos que de otro modo no serían económicamente explotables. Hoy en día se sabe de la existencia de muchos yacimientos petroleros marinos gracias a los avances que en la tecnología disponible para la exploración se han desarrollado en las últimas décadas, los cuales han permitido conocer con increíble precisión la localización de dichas acumulaciones económicamente explotables de hidrocarburos pero también sabemos de igual forma que se encuentran lejos de nosotros en cuanto a la tecnología disponible para desarrollarlos. El obstáculo a vencer en esta ocasión para la industria petrolera mundial es la magnitud de los tirantes de agua marina bajo los cuales se encuentran esos yacimientos de hidrocarburos, hasta ahora vírgenes de la mano del hombre. Tirantes de agua marina superiores a los 1000 m y localizados ya en el talud del suelo marino parecen ser una barrera que librar en la actualidad. En Brasil, Petrobras ha logrado desarrollar tecnologías para poder perforar pozos en tirantes de agua mayores a los 1000 m de longitud y la ha llamado Perforación de Aguas Profundas; aún así su aplicación es todavía esporádica y su costo fuera de los límites tradicionales que la hacen ser sencillamente incosteable.

La perforación de alcance extendido se vislumbra como una alternativa que puede reducir los costos del proceso de perforación para hacerlos razonablemente equiparables con los presupuestos que para esta actividad marina se manejan para los países petroleros. La PAE aplicada desde plataformas marinas en aguas someras permite llegar hasta las formaciones productoras que originalmente se encontraban fuera de alcance gracias a la considerable magnitud que en

desplazamiento horizontal se logra con ella. Actualmente se prueba con ella experimentalmente en plataformas marinas del Mar del Norte para comprobar sus importantes ventajas y corroborar el método de diseño para las Tuberías de Revestimiento y el aparejo de producción se lleva a cabo en la actualidad.

Explotación de yacimientos que actualmente están más allá de la tecnología hasta ahora alcanzada. Debido a que la PAE es una tecnología de punta se ha especulado mucho con respecto a sus verdaderas aplicaciones para dar solución a problemas de campo que hasta ahora no han podido ser solucionados, sin embargo, se espera mucho de ella en el futuro cercano.

Con los pozos perforados que se han llevado a cabo siguiendo lo marcado por esta innovadora tecnología, se sabe ahora que una de las principales ventajas que otorga la PAE es el notable incremento en el área de drenaje disponible para estos pozos con altos ángulos de inclinación aunado ello a grandes desplazamientos horizontales que superan hasta por un 200% los logrados con la perforación direccional convencional. La PAE constituye entonces una de las esperanzas con las que cuentan los ingenieros petroleros de hoy para lograr en el futuro la explotación de yacimientos que actualmente están más allá del límite alcanzado con las tecnologías convencionales de perforación de pozos.

Incrementar la producción a través de intervalos más "largos" en la formación productora debido al elevado ángulo de desviación del agujero. El ángulo de desviación del agujero perforado con el uso de la perforación de alcance extendido se mide a partir de la vertical, de abajo hacia arriba, acercándose cada vez más la trayectoria del pozo a la tendencia horizontal que se logra cuando dicho ángulo de desviación toma el valor de 90°. Como la PAE permite obtener trayectorias de pozos con altos ángulos de inclinación (mayores de 60°) es entonces lógico suponer que a la profundidad de la formación productora se tenga una trayectoria de pozo bastante cercana al comportamiento horizontal.

Si lo anterior se acepta como cierto, y lo es, es posible que el agujero, cuando entre en contacto con la formación impregnada por hidrocarburos, recorra un buen trecho dentro de la misma antes de encontrarse con los límites físicos del yacimiento, deteniéndose con éste último acontecimiento el avance de la perforación del pozo. La gran magnitud que tiene el pozo dentro del yacimiento permite tener una amplia zona de disparos con el consecuente incremento de la producción de fluidos de la roca del pozo, lo cual se explica porque la capacidad de flujo de la formación productora ha aumentado en la misma proporción que lo ha hecho el espesor de la zona de disparos.

Este incremento de la producción de los pozos que han sido perforados con el uso de la perforación de alcance extendido los hace más atractivos desde el

punto de vista económico y se les considera siempre deseables en toda locación. El incremento de la producción esperado de pozos perforados con la PAE es la causa de mayor peso que justifica el uso de la misma, incrementando con ello los costos de perforación, dentro de un rango razonable, a cambio de altos volúmenes de producción de aceite cuando los pozos se hayan terminado y entren a la etapa de producción.

Reducción del número de plataformas necesarias para el desarrollo de yacimientos gigantes. El número de pozos perforados por plataforma varía debido a la localización de la misma que tenga dentro del yacimiento. Obviamente si se planea desarrollar un yacimiento gigante marino perforando pozos de alcance extendido, el número de ellos necesario para drenar la mayor parte del yacimiento será visiblemente inferior al número de ellos necesarios si se perforaran usando los métodos convencionales, ello debido a que cada pozo de alcance extendido drenará una mayor área de la formación productora y consecuentemente serán necesarios menos pozos para producir un cierto volumen de aceite a superficie respecto al número de ellos por los métodos convencionales.

Así pues, si el número de pozos de alcance extendido se reduce, también lo hará el número de plataformas requerido para perforar dichos pozos, abatiéndose con ello los costos por desarrollo del yacimiento.

Provee una alternativa para las terminaciones submarinas. Al incrementarse el largo del tramo del pozo dentro de la formación productora se presta el mismo para desarrollar nuevas técnicas de terminación de pozos submarinos aplicando lo más innovador de la tecnología actual para encontrar nuevas alternativas de terminación de los pozos de alcance extendido que sean capaces de admitir el mayor volumen de fluidos con mínimas restricciones al flujo que garanticen por largo tiempo que la energía natural del yacimiento y que lleven los fluidos de producción hasta la batería de separación.

El arreglo de los intervalos disparados a lo largo del tramo que hay del pozo dentro del yacimiento es otro de los parámetros que bien pueden optimizarse para elevar la eficiencia de la terminación del pozo de alcance extendido a su máximo posible; también, la densidad de los disparos, el tipo de pistolas "jet" usadas, el ángulo que existe entre los disparos y en sí el equipo usado para efectuar la terminación, tanto el superficial como el subsuperficial, de igual forma son susceptibles de mejoras y cambios que constituyan una metodología alterna a las terminaciones submarinas convencionales.

3.3 SELECCIÓN DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO

Como los esfuerzos de minimizar los costos de producción continúan, las ventajas de este tipo de pozos nunca han sido claras. El incremento del desplazamiento horizontal expande significativamente el área de acceso del yacimiento, el cual minimiza el número de plataformas de producción, reduce o elimina la necesidad de pozos marinos.

3.3.1 SELECCIÓN DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO Y JUNTAS

Existen muchos tipos de configuraciones primarias y de contingencia, sin embargo, varias de las siguientes características son comunes:

- ◊ La configuración debe permitir llevar a cabo el diseño de la terminación.
- ◊ El diseño debe contener al menos una sarta de revestimiento de contingencia.
- ◊ El agujero en la sección de producción debe ser lo suficientemente grande para permitir el empleo de herramientas MWD, línea de acero o la toma de registros.
- ◊ El diseño debe permitir realizar trabajos de cementación de calidad.

Para la junta son deseables las siguientes características:

- ◊ Si la sarta va a ser rotada mientras se cementa o pasa a través de severidades de patas de perro, las juntas de la tubería que pasará a través de la sección de incremento debe tener un perfil que evite la desconexión.
- ◊ Las juntas de la tubería deben ser lo suficientemente resistentes al torque para permitir la rotación durante la cementación en caso necesario.

3.3.2 CONFIGURACIÓN PRIMARIA Y DE CONTINGENCIA

En el caso de la configuración de contingencia, se asienta un liner de 7 $\frac{3}{8}$ pg y se perfora un agujero de 6 $\frac{1}{2}$ pg hasta la profundidad total. Asumiendo que es usado un liner de 7 $\frac{3}{8}$ pg se planea una Tubería de Revestimiento de Producción de 5 $\frac{1}{2}$ pg en contrapresión con una sarta de 7 pg, eliminando la necesidad de comprar Tuberías de Revestimiento de 7 pg y 5 pg. También, se corre una Tubería de Revestimiento de producción como liner en lugar de una sarta hasta la superficie, lo cual reduce la presión de surgencia.

Una rosca apropiada para la Tubería de Revestimiento de producción debería ser del tipo "cuña" con superficie de metal-metal para facilitar el sello, este tiene un perfil con doble ahusamiento que resiste las cargas de pandeo severas, también permite el uso de toda el área de roscado como una superficie de soporte

a las cargas, lo que incrementa significativamente su resistencia a la torsión, permite la rotación a grandes profundidades y a altas inclinaciones.

Tubería de Revestimiento Intermedia No.2

La Tubería de Revestimiento intermedias No. 2 de una configuración primaria es un liner de $9 \frac{3}{8}$ pg, en contraste a una sarta hasta la superficie lo que ayuda a minimizar la surgencia cuando se viaja al fondo del pozo y la densidad equivalente de circulación al cementar; si el pozo tiene un punto de asentamiento de la Tubería de Revestimiento de $9 \frac{3}{8}$ pg profunda, los aspectos prácticos de manejo a altas inclinaciones llega a ser problemático.

La configuración de contingencia asume que esta Tubería de Revestimiento no llega al fondo y se corre un liner de $7 \frac{3}{8}$ de junta integral. Dependiendo de las condiciones del agujero se puede correr una Tubería de Revestimiento de $7 \frac{3}{8}$ pg en un agujero de $8 \frac{1}{2}$ pg en una sección sin escariar, de cualquier manera, este es un claro radial apretado que puede resultar en presión de surgencia excesiva mientras se cementa.

Si la Tubería de Revestimiento de producción de $5 \frac{1}{2}$ pg presenta fugas, la Tubería de Revestimiento de $9 \frac{3}{8}$ pg se convierte en un receptáculo de presión. Por lo tanto, las juntas de esta sarta deben tener los requerimientos de sello similares a los de la Tubería de Revestimiento de $5 \frac{1}{2}$ pg. Es deseable un perfil de "gancho" en la rosca con resistencia al torque, debido a que esta también atravesará la sección de incremento y se puede trabajar en una pata de perro. Debido a que la Tubería de Revestimiento de contingencia arriba es un liner debe tener junta lisa o integral, lo que conduce a la selección de una rosca con sello metal-metal.

Tubería de Revestimiento Intermedia No. 1

La Tubería de Revestimiento Intermedia No. 1 normalmente es colocada a través de la sección de incremento y posiblemente en parte de la sección tangente. La Tubería de Revestimiento primaria y de contingencia es de $13 \frac{3}{8}$ pg. Una alternativa es una combinación de $13 \frac{3}{8}$ pg y $13 \frac{1}{2}$ pg con la segunda a través de la sección de incremento para proveer de mayor tolerancia al desgaste.

La configuración de contingencia asume que la Tubería de Revestimiento de $13 \frac{3}{8}$ pg no llega hasta el fondo y tendría que correrse un liner de $11 \frac{3}{4}$ pg. En este caso, el liner debe tener junta integral para permitir el paso a través de la Tubería de Revestimiento de $13 \frac{3}{8}$ pg. Si se prevén problemas para introducir la

Tubería de Revestimiento es preferible una conexión con hombro resistente al torque y si se prevé que la Tubería de Revestimiento puede ser jalada, la junta debe tener suficiente resistencia a la tensión. Si se usa junta roscada con cople, se debe tener un claro radial con diámetro exterior en la caja que asegure el paso a través del liner de contingencia de 16 pg.

Tubería de Revestimiento Superficial y Conductora

La Tubería de Revestimiento Superficial debe ser asentada en un agujero con un mínimo de tortuosidad, de otro modo, el desgaste y el torque pueden llegar a ser excesivos mientras se perforan las secciones subsecuentes del pozo. Si la Tubería de Revestimiento superficial llega a la sección de incremento, su conexión necesitará resistencia al pandeo y a la tensión en caso de requerirse. Los requerimientos de la junta descritos anteriormente, podría llevar al uso de roscas no-API, en un pozo de alcance extendido estas roscas no son ideales por su configuración ya que incrementan el riesgo de desconexión.

3.3.3 CORRIDA DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO A ALTAS INCLINACIONES

Conforme se incrementa la inclinación del agujero, es disponible menos peso en superficie, subsecuentemente se tiene que aplicar una fuerza superficial externa para introducir las Tuberías de Revestimiento, existen programas para este cálculo. Los métodos para aumentar el peso incluyen:

- Uso de lastrabarenas en la sarta de trabajo.
- Uso de un lodo con un bajo coeficiente de fricción.
- Reducción del coeficiente de fricción llenando el área de la zapata con un fluido ligero.

3.3.4 DESGASTE DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

Los pozos de alcance extendido generalmente tienen bajo ritmos de incremento de ángulo (menos de 3°/30 m). No se debe asociar el desgaste como un problema a bajos ritmos de incremento, de cualquier modo, el bajo ritmo de incremento es reemplazado por la práctica de repasar en un esfuerzo por limpiar los recortes. El repasar maximiza la tensión a través de la sección de incremento mientras la sarta está siendo rotada. Generalmente se usan 3 métodos para evitar el desgaste de la Tubería de Revestimiento:

- Uso de protectores de Tubería de Perforación.
- Uso de herramientas sin bandas de metal duro a través de la sección de incremento.
- Utilización de un espesor de pared mayor, lo que permite un desgaste antes de rebasar el criterio de diseño.

3.3.5 CONSIDERACIONES EN LA CEMENTACIÓN

Los cambios en la cementación de un pozo de alcance extendido son similares a los de un pozo horizontal pero en una escala mayor, los esfuerzos del agujero pueden causar que un pozo de alcance extendido tenga estrecho rango de peso de operación con respecto a la fractura y colapso.

Mientras se corre la Tubería de Revestimiento, la surgencia o la Densidad Equivalente de Circulación son altas, las pérdidas pueden ser evitadas con especial atención al lodo, bache de desplazamiento y propiedades de la lechada de cemento. Las propiedades reológicas relativamente altas en un lodo de perforación (punto de cedencia, viscosidad y esfuerzo gel) resultan en un pobre desplazamiento y alta densidad de circulación mientras se cementa.

Típicamente una corrida de Tubería de Revestimiento en un pozo de alcance extendido toma más de 24 horas; durante este periodo, el lodo en el agujero se espesa, lo cual resulta en presión de surgencia alta y la posibilidad de pérdida de circulación mientras se corre la Tubería de Revestimiento, por lo anterior el lodo es normalmente adelgazado antes de la corrida. Una vez que la sección ha sido perforada, el lodo debe ser parcialmente adelgazado y adelgazado completamente justo antes de la cementación, lo cual también ayuda a minimizar la Densidad Equivalente de Circulación. Un bache viscosificado reduce el asentamiento de barita pero incrementa la Densidad Equivalente de Circulación, lo cual puede conducir a una pérdida de circulación.

Una solución es usar un bache de baja densidad y baja viscosidad, un pozo de alcance extendido perforado con un lodo con densidad significativamente arriba de la presión de poro puede presentar condiciones que permitan un bache de baja viscosidad para ser usado sin sacrificar la estabilidad del agujero o el control del pozo. Si la inestabilidad es dependiente del tiempo, el corto periodo en que el pozo puede ser expuesto a baja presión hidrostática no importará. Por tanto, maximizar el volumen del bache mientras se mantiene una presión hidrostática en la cabeza significativamente arriba de la presión de poro puede ser hecho fácilmente.

Un bache de baja densidad y viscosidad en una sección a alto ángulo de inclinación puede no reducir la presión hidrostática substancialmente. Por lo tanto,

la oportunidad de inestabilidad del agujero es mínima. Con el bache en la sección vertical, la presión en la cabeza es reducida pero el peso del cemento compensará parcialmente esta pérdida.

En aplicaciones a alto ángulo, la estabilidad de una lechada de cemento llega a ser crítica, si la lechada se separa en el fondo del agujero, se pueden formar canales de agua en el lado alto del agujero. La industria ha desarrollado pruebas estáticas y dinámicas bajo condiciones de fondo para ayudar a evitar esta canalización. Una influencia importante en la formación de canales es el volumen de agua libre de la lechada. En ángulos altos son deseables pruebas estáticas que resulten en menos de 1% de agua libre.

3.3.6 DISEÑO DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO

El diseño de Tuberías de Revestimiento para pozos horizontales requiere consideraciones estructurales adicionales a las convencionales para pozos verticales. En este tipo de sección se toman en cuenta las cargas axiales originadas por fricción y flexión.

A. Diseño de la Tubería de Revestimiento intermedia

El criterio más ampliamente usado para este diseño de Tuberías de Revestimiento es el de *carga máxima*. En este procedimiento se toman en cuenta las condiciones más severas a las que va a estar sujeta la tubería.

1. Diseño por presión interior.

La máxima carga por presión interior ocurre cuando es considerado un posible brote en el interior de la tubería conteniendo lodo y gas. La Tubería de Revestimiento debe ser capaz de resistir:

- A) Presiones de surgencia de lodo y gas
- B) Presiones de inyección en el fondo de la sarta
- C) Máxima presión de superficie en la cima de la sarta

2. Diseño por presión de colapso.

La máxima carga por colapso está dada por el peso del lodo en el exterior de la tubería. La línea de comportamiento de los fluidos "menos" la línea de apoyo afectada por el factor de seguridad dará como resultado la línea de diseño a la presión de colapso.

B. Diseño de la Tubería de Revestimiento de Explotación

El criterio empleado es el de carga máxima, las características del concepto de carga máxima cuando es aplicado a la Tubería de Revestimiento, difiere ligeramente de los otros estándares de otros tipos de tuberías. Pero se conserva la filosofía de considerar el peor caso que pudiera presentarse.

1. Diseño por presión interior.

La Tubería de Revestimiento puede ser expuesta a las presiones del fondo del pozo (BHP) en el caso de una fuga en la Tubería de Producción. El peor caso ocurre cuando una pequeña fuga en la Tubería de Producción permite la entrada de gas en el fluido empacador y emigra hacia la superficie. De cualquier forma, la máxima presión de estallamiento puede ocurrir con una BHP en la superficie actuando sobre la presión hidrostática del fluido empacador. El respaldo es proporcionado por los fluidos nativos de la formación.

La densidad del fluido empacador necesita de cierta atención. La presión en el fondo del pozo, en conjunción con la presión hidrostática del fluido empacador, puede crear una gran carga de estallamiento en la parte inferior de la Tubería de Revestimiento. Por esta razón es usada una baja densidad del fluido empacador. Si se usa una densidad de 9.0 lb/gal del fluido empacador, esto cancela el 9.0 lb/gal del respaldo. La resultante es una línea vertical igual a la presión del fondo del pozo.

2. Diseño por presión de colapso.

La línea de carga de colapso es calculada con el lodo en que es introducida la tubería y cemento en el espacio anular. El respaldo es considerado "seco (nulo)" cuando se considera bombeo neumático. Si no se considera lo anterior el respaldo del colapso es una columna parcial de fluido empacador. La línea de diseño es calculada con un factor de diseño de 1.0.

3. Diseño por carga axial.

Se realiza un diagrama de las cargas axiales que actúan en la Tubería de Revestimiento. Se considera el efecto biaxial de tensión en presión de colapso, lo cual permitirá el adecuado proceso de selección de tubería, adicionalmente se selecciona la junta adecuada.

3.3.7 CARGAS ADICIONALES

En un pozo horizontal, debido a su geometría se producen diferentes cargas axiales al meter, sacar o en estado neutral de la Tubería de Revestimiento, por lo que es necesario estimarlos por separado. Para poder estimar convenientemente las cargas axiales y de torque más fácilmente, la trayectoria se divide en intervalos. Como se muestra en la (Figura III-3), las diferentes trayectorias se pueden dividir en intervalos de construcción, intervalos de alcance o tangentes e intervalos verticales.

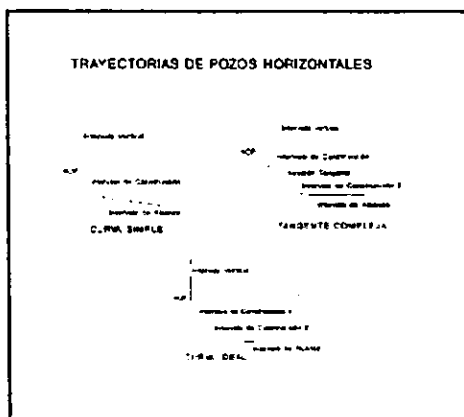


Figura III-3. Trayectorias de pozos horizontales

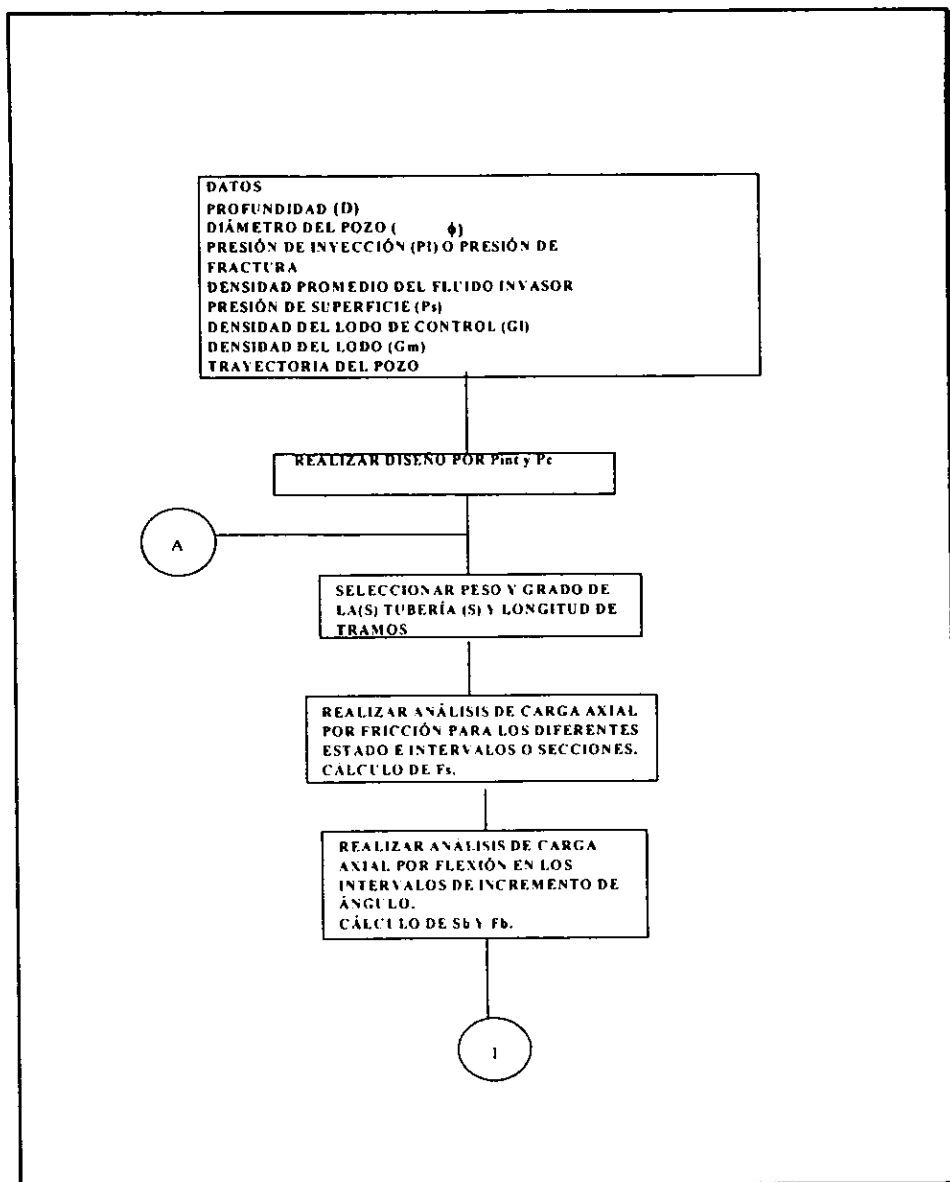
En la Tabla III-1, se muestra las cargas y magnitud relativa aplicadas a Tuberías de Revestimiento.

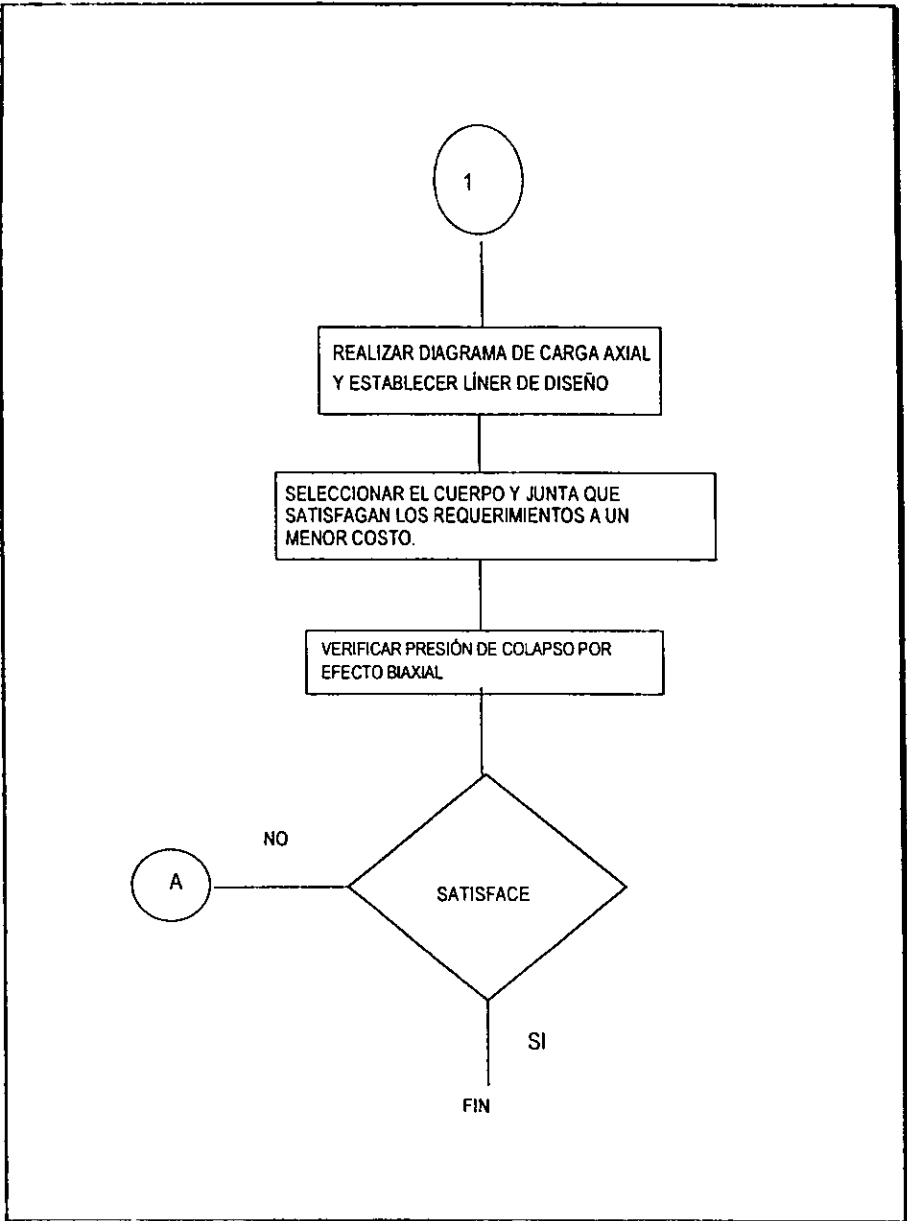
Tabla III-1 Cargas y Magnitud relativas aplicadas a TR's

1. Presión interior	1. Flexión
2. Presión de colapso	2. Tensión (peso, fricción)
3. Tensión (peso)	3. Presión de colapso
4. Flexión	4. Presión interior

3.3.8 PROCEDIMIENTO DE DISEÑO DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO PARA POZOS HORIZONTALES

El procedimiento se basa en el critero de carga máxima tomando en cuenta las consideraciones antes mencionadas, ya sea Tubería de Revestimiento intermedia o de producción y el cual se ilustra en forma de diagrama de flujo que a continuación se presenta:





3.4 PROBLEMAS DE LA APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE PERFORACIÓN DE ALCANCE EXTENDIDO

Un significativo avance en el estado de cualquier arte es ciertamente plantear algunos obstáculos que resolver, y la perforación de alcance extendido no es la excepción. La combinación de largas secciones de agujero y ángulos de inclinación más grandes a 60° causan problemas por efectos de gravedad, por fricción y por atascamiento de partículas las cuales requieren ser removidas. En general, categorizando los problemas de especial interés, estos pueden ser identificados como:

- Dificultades en el fondo del pozo durante el movimiento de la Tubería de Perforación, las Tuberías de Revestimiento y la línea de acero debidas al incremento de la fricción que en el avance de los cuerpos de dichos tubos tiene con las paredes del agujero.
- Se incrementa el riesgo de atrapamiento por presión diferencial de la Tubería de Perforación y de las Tuberías de Revestimiento.
- Se reduce la capacidad para limpiar el agujero efectivamente.
- Se reduce la capacidad de controlar el peso sobre barrena y la dirección del avance de la barrena.

3.4.1 RESISTENCIA AL AVANCE DE LA TP DENTRO DE UN AGUJERO ALCANCE EXTENDIDO POR LA FUERZAS DE FRICCIÓN AXIAL Y DE TORSIÓN QUE IMPIDEN EL MOVIMIENTO DE LA SARTA DE PERFORACIÓN

Como la inclinación del pozo se incrementa, la componente del peso del cuerpo a lo largo del eje de la Tubería de Perforación, de la Tuberías de Revestimiento o de la línea de acero decrece mientras la resistencia al avance por fricción se incrementa.

Un lodo de perforación adecuado especialmente elegido provee una significativa disminución en la resistencia al avance de la sarta de perforación por torsión y en la resistencia al avance axial porque reduce el coeficiente de fricción C_f^1 .

¹ El movimiento axial descendente de la tubería que ocurre en un agujero con una inclinación de 20° y con un coeficiente de fricción de 0.4 ocasiona que solo el 80% del peso de la tubería está disponible para empujar la sarta de perforación hacia el fondo del agujero.

3.4.2 LIMPIEZA DEL AGUJERO Y RIESGO POR PEGADURAS DE LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN POR PRESIÓN DIFERENCIAL

La limpieza del agujero llega a ser un problema en agujeros con Alcance Extendido porque los recortes de roca solo en la corta distancia que existe de un lado al otro en el diámetro del agujero para luego ser expulsados fuera de la corriente del lodo y llegar al reposo en el lado bajo del agujero, usualmente dentro de un área a lo largo de la tubería llamada de "flujo sombra".

La Figura III-4 muestra el área de "flujo sombra" en la cual se atrapan las partículas de roca removidas de la formación por acción de la barrena ocasionando problemas como la reducción de la eficiencia hidráulica y el aumento del riesgo de pegaduras por presión diferencial de la sarta de perforación. Las pegaduras llegan a ser un significativo riesgo para la Tecnología PAE porque la Tubería de Perforación y la Tubería de Revestimiento tienden a quedarse inmóviles en el lado bajo del agujero en una región en la cual los recortes de la barrena son acumulados en grandes proporciones. La Figura III-4 ilustra el mecanismo que da lugar a una pegadura por presión diferencial.

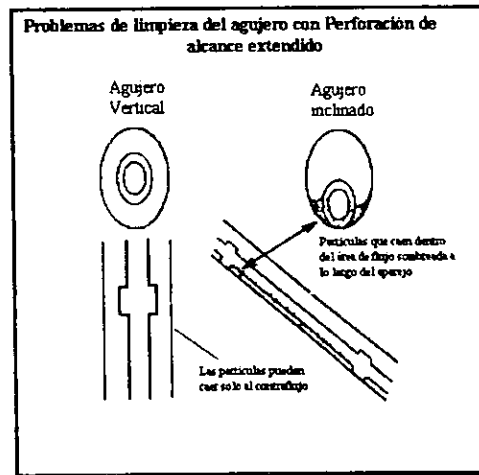


Figura III-4. Problemas en la limpieza del agujero usando Pozos de Alcance Extendido

Una limpieza efectiva del agujero reduce el riesgo de pegaduras por presión diferencial y puede ser realizada mediante el uso de herramientas excéntricas. Esencialmente una herramienta excéntrica, una junta particularmente; tiene el diseño y geometría de una junta convencional con la excepción de una sección transversal excéntrica para ambos extremos de cada tubo, el piñón y la caja. La excentricidad causa un campo de acción que agita y expone los recortes asentados de la barrena cuando la sarta de perforación rota dentro del agujero del pozo y por tanto esas partículas se encuentran en el lado bajo del agujero mismo,

son más fácilmente levantadas por la corriente del fluido de perforación que las arrastra junto con él.

Lo excéntrico de las juntas también actúa como sello por cada rotación de la sarta que reduce el área bajo presión de la Tubería de Perforación como se muestra la Figura III-5. El riesgo de pegadura de Tubería de Perforación por presión diferencial puede ser eliminado cuando el peso de la tubería se monta sobre las juntas excéntricas y el cuerpo del tubo no toca las paredes del agujero del pozo.

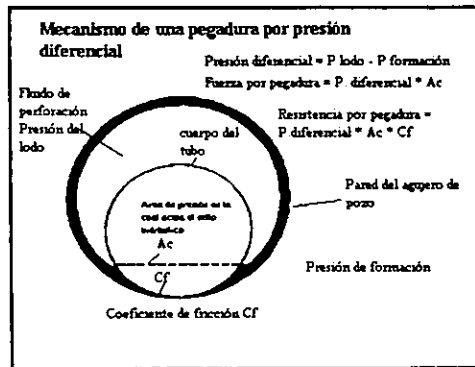


Figura III-5. Mecanismo mediante el cual se produce una pegadura por presión diferencial

3.4.3 PESO SOBRE BARRENA

Colocar y controlar el peso sobre barrena se hace cada vez más difícil conforme la inclinación del agujero de Alcance Extendido se incrementa. Los signos usuales en la superficie para incrementar la carga en el gancho y torque que determinan la acción de la barrena son enormemente neutralizados por la gran resistencia al avance de la sarta de perforación y por la torsión rotacional en el agujero de pozos con alto ángulo de inclinación como los Pozos de Alcance Extendido. De acuerdo con lo anterior se hace necesario en la aplicación de la Tecnología de Perforación de Alcance Extendido el empleo de una herramienta en el fondo del agujero la cual siendo anclada en la paredes del mismo, proporcione el peso sobre barrena requerido para continuar perforando. Una herramienta semejante llamada "lastrabarrena hidráulica" fue diseñada, construida y probada hace poco más de 20 años, pero nunca ha sido empleada comercialmente en el campo.

En la Figura III-6, se muestra esquemáticamente el diseño y partes constituyentes del lastrabarrena hidráulico. En algunos casos los lastrabarrenas o las tuberías extrapesadas usadas en las secciones de ángulos pequeños pueden

ser usados para empujar la Tubería de Perforación y barrena al fondo del agujero en secciones de pozo con altos ángulos de inclinación. Los motores de fondo pueden ser usados en casos donde normalmente el peso sobre la barrena puede ser fácilmente obtenido.

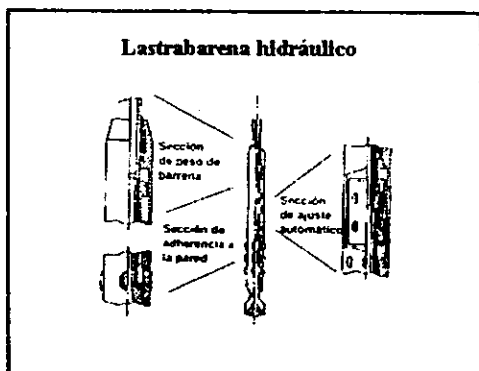


Figura III-6. Diseño y partes constituyentes del lastrabarrena hidráulico

3.4.4 FATIGA POR PANDEO INDUCIDO

En un agujero con alto ángulo de inclinación con uno o más lastrabarrenas arriba del estabilizador, provoca que la conexión en el estabilizador sea vulnerable a la fatiga porque el lastrabarrena inmediatamente arriba se pandea abruptamente. Esto ocasiona un alto esfuerzo en la conexión de la cima del estabilizador y acorta su vida. El problema será peor conforme la relación diámetro-cuerpo se incrementa, debido a que el lastrabarrena arriba tiene mayor riesgo de pandeo. Las fallas por fatiga en las conexiones del aparato de fondo han sido reportadas y corregidas corriendo una herramienta especial que reduce lo abrupto del pandeo.

3.4.5 EFECTO DE LA PRESIÓN DE BOMBEO Y DEL DIÁMETRO DE LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN EN LA LIMPIEZA DEL AGUJERO

Estudios de laboratorio indican que el flujo turbulento es benéfico para la limpieza del agujero. De cualquier modo, en un pozo de Alcance Extendido de gran longitud, la capacidad de presión de bombeo puede limitar la capacidad de alcanzar el flujo turbulento. Si se desea el flujo turbulento, el incremento del diámetro de la tubería no solo incrementará la velocidad anular para un gasto dado sino también permitirá mayores gastos para una presión superficial dada. La Tabla III-2, muestra un ejemplo de los beneficios del empleo de Tubería de

Perforación de 5 y 6 5/8 pg de diámetro comparado con el uso de únicamente tubería de 5 pg. El gasto y presión de bombeo para este ejemplo están basados para alcanzar flujo turbulento alrededor de la tubería en la sección de 12 1/4 pg de un pozo de Alcance Extendido de 20 000 pies. La densidad del lodo es de 12 lb/gal. Como se muestra en la Tabla III-2, el empleo de tubería de 6 5/8 pg reducirá significativamente la presión de bombeo asociado con flujo turbulento.

Por ejemplo, para tener un gasto de 940 gpm, con flujo turbulento alrededor de la tubería de 5 pg se necesitan casi 2000 lb/pg² de presión de bombeo. Si se agregara un motor de fondo a la sarta, la presión de bombeo requerida es de 600 lb/pg² con el objeto de alcanzar flujo turbulento.

Debido a que la mayoría de las bombas y de los sistemas de circulación no pueden manejar esta presión, se han desarrollado otros medios para la limpieza de los Pozos de Alcance Extendido, casi todos ellos encaminados a lograr una cierta rotación de la sarta de perforación dentro del agujero con la intención de provocar un movimiento ciclónico en la corriente del fluido de perforación del espacio anular que arrastre consigo eficazmente los recortes de roca generados por la barrena.

Tabla III-2. Comparación entre diámetros de tubería

PV / YP	Gpm	5 pg	Combinación 5 - 6 5/8 pg
3/6	530	1781	1120
7/10	780	3814	2459
11/14	940	5612	3638

3.4.6 EFECTO DE LA VELOCIDAD ANULAR Y DEL DIÁMETRO DE LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN EN LA LIMPIEZA DEL AGUJERO

La velocidad anular es un factor clave en la limpieza del agujero. Por lo tanto, siempre es deseable encontrar caminos para incrementar la velocidad anular. La velocidad anular en todo el pozo depende directamente del área anular entre el agujero y la Tubería de Perforación.

3.4.7 DESGASTE DE LA TUBERÍA

El desgaste de la tubería es afectado por el tiempo de rotación, ritmo de incremento de ángulo y la tensión de la sarta abajo de la sección de incremento o de cambio de ángulo a uno mayor. A mayor tiempo de rotación, hay mayor ritmo de incrementos aunados a una cada vez mayor tensión causan un desgaste mayor. Si el pozo tiene un ritmo de incremento relativamente bajo (1 a 3° / 100 pies) y un ángulo tal que la tensión sea mínima, el desgaste no será un problema potencial. De cualquier forma, bajos ritmos de incremento y reducida tensión en la

sarta de perforación pueden ser obsoletos por la práctica de repasar el agujero para mantener la limpieza del mismo.

3.5 CUIDADOS Y DIFERENCIAS EN EL DISEÑO DE SARTAS DE PERFORACIÓN RESPECTO A LA PERFORACIÓN CONVENCIONAL

Los grandes intervalos horizontales de ángulos de incremento tienden a producir altos torques y cargas de arrastre en la sarta de perforación. En un buen diseño de sarta se deben controlar los incrementos de las cargas axiales y de torque. Son necesarias tuberías más pesadas en la sección superior del agujero vertical que venzan los efectos axiales de fricción cuando se viaja en el agujero, además de dar el adecuado peso de la barrena mientras se perfora.

En pozos verticales los lastrabarrenas se emplean cerca del fondo de la sarta de perforación para dar peso a la barrena y asegurar que la tubería de arriba de los mismos permanezca en tensión. La tubería extrapesada que se emplea en la sarta de perforación, da un peso adicional y además aísla a la tubería de cargas compresivas. En pozos horizontales de Alcance Extendido, al colocar los lastrabarrenas cerca de la barrena no aumenta el peso pero si incrementa el torque, arrastre y las posibilidades de una pegadura por presión diferencial. Por esta razón el único lastrabarrena que se debe colocar en esta sección es el antimagnético para aislar los instrumentos de medición de la interferencias magnéticas. El principal componente para el peso a la barrena se tiene que colocar cerca o en la sección vertical de la sarta. Como resultado se tiene que la tubería que se encuentra por debajo de esta sección estará sujeto a cargas de compresión. Esta configuración se conoce como "sarta invertida".

La tubería pesada se coloca desde el punto de la desviación hasta la sección horizontal. Esta tubería se emplea para eliminar el pandeo, ya que se ha comprobado que la Tubería de Perforación no es apropiada para manejar cargas axiales a bajos ángulos. La consideración más importante en la selección de los componentes del aparejo para la sección horizontal es que se pueda transmitir con seguridad el peso sobre la barrena de la porción superior del conjunto a través de la sección de incremento de ángulo hasta la sección horizontal, mientras se disminuye el peso de la sarta y el efecto de levantar grandes cargas.

3.6 TECNOLOGÍAS CRÍTICAS

La industria petrolera se ha enfocado al alargamiento del desplazamiento de los Pozos de Alcance Extendido por varias razones:

- La perforación de Pozos de Alcance Extendido reduce el número de plataformas necesarias para desarrollar un yacimiento.

- La construcción y costos de instalación para una plataforma es de cerca de 50 millones de dólares, por lo que la eliminación del número de estas es atractivo.
- Los Pozos de Alcance Extendido proporcionan una alternativa económica para terminaciones submarinas. En algunas áreas, las terminaciones submarinas no son factibles debido a un alto costo de operaciones de reparaciones, en este caso los Pozos de Alcance Extendido pueden ser una alternativa.
- Los Pozos de Alcance Extendido permiten perforar desde un barco o desde una localización terrestre un objetivo que se localice mar adentro.

Debido a que la industria impulsa los límites del desplazamiento, los Pozos de Alcance Extendido alargan sus capacidades de equipo y materiales, también un alto grado de experiencia técnica y operacional es requerida. Por esta razón, el ingeniero de perforación juega un papel clave durante el diseño, ejecución y análisis posterior de este tipo de pozos. Los equipos de trabajo de perforación han encabezado muchos de estos cambios:

3.6.1 TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO

Debido a la inclinación en pozos horizontales y de alcance extendido, ha sido necesario desarrollar métodos para llevar las tuberías hasta el fondo del pozo, como el de flotación asistida, el empleo de lodos en base a aceites sintéticos con bajos coeficientes de fricción y el desarrollo de juntas altamente resistentes a la flexión y torque.

3.6.2 CEMENTACIÓN

En la mayoría de los pozos, los factores como centralización, movimiento de la tubería, desplazamiento del lodo, control de la densidad y predicción de la temperatura, para este tipo de pozos se vuelven más importantes y aunque existe una gran variedad de pruebas de laboratorio para lechadas de cemento, se ha observado que los resultados de campo difieren; por lo que es necesario desarrollar métodos de pruebas in-situ o pruebas más representativas de acuerdo a las condiciones del agujero reales para estos factores.

3.6.3 PESO SOBRE BARRENA

Los problemas que se tienen para evitar no exceder la carga crítica por pandeo son el inconveniente en esta tecnología, se han desarrollado técnicas para evitar ello, pues rotar una tubería pandeada podría inducir a fallas en la misma. Sin embargo, es necesario desarrollar modelos de pandeo en tres dimensiones que incluyan el efecto rotacional y cambios de azimut.

3.6.4 MATERIALES ALTERNATIVOS EN SARTAS DE PERFORACIÓN

Se tienen identificados tres materiales que pueden ser usados en las sartas de perforación, pues se requiere sartas más ligeras que proporcionen un torque y arrastre menor, menor carga en el gancho y al mismo tiempo resistencia.

La tubería de aluminio con juntas de acero, resulta en la mitad del peso en relación con una tubería de acero, pero presenta un esfuerzo o resistencia de rotura menor. Podría ser considerarle una sarta mixta o combinada, con aluminio en la parte baja y tubería de acero en la parte superior.

La tubería de acero de 165 ksi² ha presentado comportamiento satisfactorio en laboratorio, es más ligera lo cual reduce el torque. Sin embargo no se menciona el costo.

El titanio combina altos esfuerzos (hasta 170 ksi) con pesos ligeros, lo cual hace adecuado particularmente para la perforación de alcance extendido, pero el inconveniente es el costo, el cual, es cinco veces mayor que el de tubería convencional.

3.6.5 PERFORACIÓN ROTATORIA CON DIRECCIONAMIENTO

El empleo de este sistema permite perforar un agujero con una tortuosidad menor, mejora en la limpieza del agujero al ser rotada la tubería y un menor número de viajes para cambiar el aparejo de fondo. Se tiene datos de pruebas pero aún no se ha reportado ninguna aplicación.

3.6.6 FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Se ha señalado la importancia de manejar grandes volúmenes, altas velocidades anulares y el flujo turbulento; sin embargo las limitaciones en los equipos llegan a ser un problema. La reología llega entonces a ser importante, los expertos señalan que es adecuada una baja reología con capacidad de levantamiento mejorada para pozos de este tipo. Algunos han recomendado una lectura de 3 ó 6 rpm en el viscosímetro Fann de 1.2 veces el diámetro del agujero.

² Nippon Steel Corporation, uno de los principales productores de acero ha estado desarrollando una Tubería de Perforación de acero de baja aleación con un esfuerzo de rotura de 165 ksi y de 150 ksi en las juntas.

3.6.7 BARRENAS

Cuando se perforan pozos horizontales y de alcance extendido, se encuentra que la causa de los problemas en las barrenas son derivados del método empleado para desviar el pozo. Si es usada la mesa rotatoria para hacer girar la tubería cuando se tiene un aparejo de fondo con sustituto curvo, la barrena es forzada a perforar un agujero mayor a su diámetro debido a que la barrena gira alrededor del eje de la tubería, es decir existe un ángulo formado por el eje de la barrena y el de la tubería.

Al emplearse sistemas dirigibles, se induce una carga lateral que impone esfuerzos en la periferia baja de la barrena de conos a través de la cara de la barrena lo cual resulta en desgaste de los baleros e incremento en el desgaste.

El uso de motores de fondo y/o "top drives" incrementa las revoluciones por minuto acelerando el desgaste de los cojinetes, de los sellos y de los elementos de corte en barrenas PDC.

Conforme a la inclinación se incrementa el efecto de la gravedad sobre la barrena, se puede observar un desgaste adicional, también parte del peso es absorbido por la interfase sarta/pozo por lo que el peso sobre barrena no es adecuado y se tiene velocidades de penetración menores. Otro problema asociado con pozos de alto ángulo de inclinación es que al repasar se acumulan en la parte baja del agujero y si éstos son abrasivos también aceleran el desgaste.

Debido a que en este caso los recortes tienen gran facilidad de formar camas debido a la alta inclinación, se requiere mejorar las propiedades tixotrópicas para prevenir el asentamiento durante las conexiones y viajes.

Las posibles soluciones a los problemas mencionados se puede resumir como sigue:

- La selección de barrenas debe estar basada en el tipo de formación a ser perforada.
- Se deben seleccionar barrenas de protección de calibre.
- Las barrenas de conos con características para altas revoluciones por minuto pueden proporcionar una solución económica.
- Las barrenas de conos con almohadillas pueden ser benéficas pero reducen la posibilidad de direccionamiento.
- Los aparejos de perforación rotatorios pueden ser empleados en secciones tangentes u horizontales, pero reduce la posibilidad de direccionamiento. En cambio, sistemas dirigibles permiten un mayor control pero reducen el rango de selección de barrenas.

3.6.8 CONSIDERACIONES DE HIDRÁULICA

Debido a los altos gastos requeridos para una limpieza efectiva del agujero, los motores de desplazamiento positivo poseen toberas para evitar el daño potencial de un exceso de bombeo. Las toberas son seleccionadas para balancear el poder del motor con la vida del estator.

El peso sobre barrena para una sección de 12 ¼ pg es del orden de 5 a 20 mil libras. La caída de presión en la barrena es mantenida a un máximo de 500 lb/pg² con el objeto de limitar las cargas axiales a 20000 lb/pg².

3.6.9 REOLOGÍA

Los modelos indican que una limpieza adecuada puede ser alcanzada con puntos de cedencia mayores de 25 o menores 12 lb/100 pies². Esto asegura flujo laminar o turbulento y evita flujos transicionales donde el transporte de recortes es menos efectivo. Acoplado con lecturas de 3 y 6 rpm alrededor de 20, con PV/YP de 60/30 y gastos adecuados, las secciones de 12 ¼ pg a 80° o más han sido perforadas a altos ritmos de incremento sin el uso de baches o repasos.

3.6.10 CONTROL DE SÓLIDOS

La cantidad de finos producida en este tipo de pozos es mayor debido al continuo trabajo entre la sarta y la Tubería de Revestimiento con la formación, y debe ser colocado el equipo de control de sólidos adecuado.

3.7 RESUMEN DE CASOS HISTÓRICOS

De la información analizada de casos históricos que apoyan la tecnología de perforación de pozos horizontales y de alcance extendido, se tiene: En la Tabla III-3, se describen las características del campo *Stafford* el cual se localiza en el Mar del Norte del sector Noruego, y geológicamente el campo presenta bloque afallados. Durante la perforación se presentaron problemas de derrumbes, pegaduras de tuberías, descontrol de la desviación e inestabilidad del agujero. Mencionándose las soluciones para cada una de las problemáticas presentadas. En general la terminación del campo fue realizada convencionalmente, los intervalos fueron terminados con Tubería Flexible y el empacador de producción fue asentado hidráulicamente e inducido con nitrógeno.

Tabla III-3. Integración de la Información por campo

CAMPO	LOCALIZACIÓN	CONDICIONES GEOLOGICAS	PLANEACIÓN	PROBLEMATICA DURANTE LA PERFORACIÓN	SOLUCIÓN A LA PROBLEMATICA	TIPO DE TERMINACIÓN
Stattord	Mar del Norte (Sector Noruego)	Bloques afallados	Simulación: Diseño de sartas de perforación (torque y arrastre)	Derrumbes Pegadura de tuberías	Máximo ángulo de 76° para bajar libremente la TR. Modificaciones al equipo para poder utilizar TP extrapesada de 6 y 5 1/4 pg.	Convencional con intervalo disparado, utilizando TF, con empacador de producción asentado hidráulicamente e inducido con nitrogeno.
			Estabilidad del agujero Hidráulica Cementación	Desviaciones no deseadas Limpieza del agujero Inestabilidad	Aumento de densidad para prevenir el derrumbe del agujero. Utilización de "top drive".	

Para el desarrollo de este campo se perforaron 7 pozos como se presenta en la Tabla III-4, las profundidades desarrolladas varían entre los 5000-9000 metros desarrollados, profundidad vertical de 2254-2787 m, la relación de profundidades está en el rango de 201-314m, el rango de inclinación del agujero está entre los 76-92° y el desplazamiento horizontal es de 3944-7288 m.

Tabla III-4. Pozos perforados en el campo Statford

No. DE POZO	PROFUNDIDAD DESARROLLADA (PD) (m)	PROFUNDIDAD VERTICAL VERDADERA (PVV) (m)	RELACIÓN PD / PVV (m)	INCLINACIÓN MÁXIMA GRADOS	DESPLAZAMIENTO HORIZONTAL (m)
33/9-C2	8759	2787	3.14	84	7288
33/9-C3	7250	2696	2.69	80	6150
33/9-C24	7137	2728	2.62	83.7	5679
33/9-C16	5732	2254	2.54	76	4431
33/9-C10	6200	2740	2.26	77	5003
33/9-C17	5282	2586	2.04	87	3944
33/9-C39	5356	2671	2.01	91.9	3763

En la Tabla III-5, se describen las características del campo **Gulfaks** el cual se localiza en el mar del Norte perteneciente al sector Noruego. Este campo presenta una similitud geológica con el campo Statford con numerosos bloques y estructuras falladas. Entre los aspectos relevantes que podemos mencionar están los cambios realizados al equipo de perforación y los modelos matemáticos de torque y arrastre empleados para el diseño de la trayectoria. Diversos problemas fueron superados como son: pérdidas de circulación, desgaste del estabilizador cercano a la barrena, fallas en el MWD, derrumbes y el pandeo de la sarta debido al torque excesivo. La terminación se realizó de un solo diámetro (monobore). En este campo se encuentra el pozo diseñador B-29, mejor conocido como "megareach" (mega-alcance), el cual presentó innovaciones en el sistema de perforación con la nueva tecnología de alcance extendido.

Este campo contiene el mayor número de pozos (18) para su explotación Tabla III-6, con profundidad desarrollada entre los 3381-6863 m, y profundidad vertical entre los 1848-3398 m, una relación de profundidades de 1.16-3.33, inclinación del pozo desde los 10-103.1°, y desplazamiento horizontal desde los 605-6730 m.

Tabla III-5. Integración de la Información Por Campo

CAMPO	LOCALIZACIÓN	CONDICIONES GEOLÓGICAS	PLANEACION	PROBLEMATICA DURANTE LA PERFORACION	SOLUCION A LA PROBLEMATICA	TIPO DE TERMINACION	OBSERVACIONES
Gulfaks	Mar del Norte (Sector Noruego).	Numerosos bloques y estructuras aisladas. Arenisca deltática.	Cambios en el equipo de perforación y cambios operacionales. Diseño de la trayectoria del pozo. Diseño de la sarta. Hidráulica. Diseño de aparatos de fondo. Modelos de torque y arrastre.	Pegadura Desgaste severo en el estabilizador cerca de la barrena. Altos torques intermitentes. Pérdidas parciales en la etapa de 6 y 7 pg. Fallas del MWD. Pérdida total al entrar al agujero descubierta.	Empiezo de conjunto de marillos. Estabilizador de menor diámetro. Empleo de tuberías más resistentes. Se bombeó material obturante.	Convencional con intervalo disparado, utilizando TF con empacador de producción asentado hidráulicamente e inducido con nitrógeno.	Datos referidos al pozo diseñador de MEGAREACH

Tabla III-6. Pozos perforados en el campo Gullfaks

No. DE POZO	PROFUNDIDAD DESARROLLADA (PD) (m)	PROFUNDIDAD VERTICAL VERDADERA (PVV) (m)	RELACIÓN PD / PVV	INCLINACIÓN MÁXIMA GRADOS	DESPLAZAMIENTO HORIZONTAL (m)
34/10-B29	6863	2061	3.33	96	6730
34/10-A36	6030	2161	2.79	82	5000
34/10-B25	5583	2075	2.69	90.7	4448
34/10-A40	4950	1858	2.66	92.8	3767
34/10-B28	4891	1947	2.51	103.1	3358
34/10-A39a	4230	1848	2.29	93.7	1348
34/10-B14a	4532	2182	2.08	76.7	3605
33/9-A24	5236	2534	2.07	92.6	3544
34/10-A34a	3831	1854	2.04	91.3	2671
34/10-B18	4570	2287	2.00	71.3	3595
34/10-A41	4978	2547	1.95	70	3741
33/9-A32a	5150	2828	1.82	97.6	3525
33/9-B27	4850	2854	1.70	92.5	1955
33/9-A10	4700	2846	1.65	94.7	2597
33/9-A37a	4000	2756	1.45	82	2230
33/9-A20a	4052	2869	1.41	92.9	1523

CAPÍTULO 4

TECNOLOGÍA DE PERFORACIÓN DE POZOS MULTILATERALES Y/O RAMIFICADOS

4.1 DEFINICIÓN

A medida que transcurre el tiempo, es mucho más difícil la extracción de los hidrocarburos y por lo tanto cada vez más costosos, 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 del 65 al 75% del aceite permanece sin recuperarse en algunos campos donde se ha alcanzado el límite económico y fueron abandonados.

Con el avance tecnológico de las perforaciones horizontales y direccionales se ha aumentado las opciones para la perforación de yacimientos, 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 ésta técnica se le llama perforación multilateral.

POZOS MULTILATERALES. Es la construcción de conductos a partir de un pozo normal como tronco que puede ser vertical, direccional u horizontal (Figura IV-1).

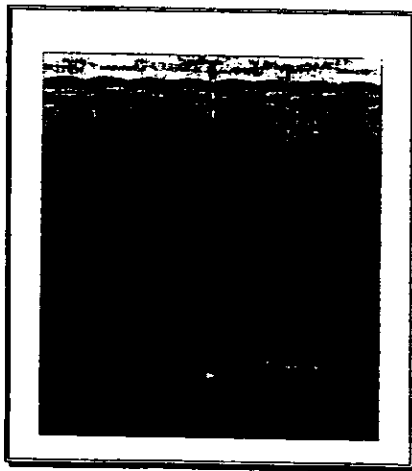


Figura IV-1. Pozo multilateral

POZOS RAMIFICADOS. Son aquellos que se derivan a partir de un pozo horizontal para explotar un mismo yacimiento contenido en un mismo plano (Figura IV-2).

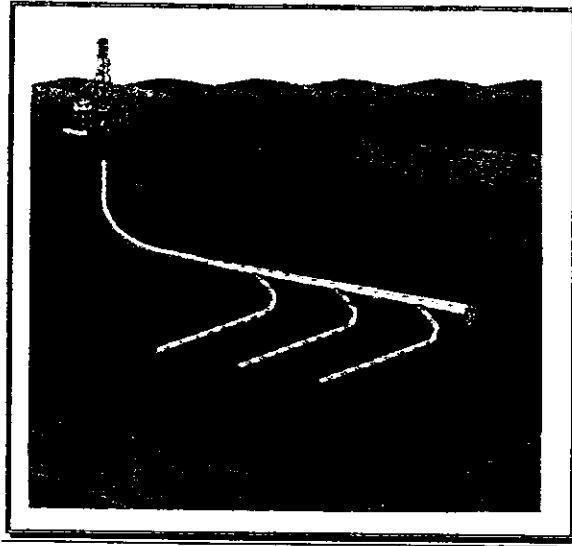


Figura IV-2. Pozo ramificado

El perforar y producir pozos multilaterales da grandes oportunidades para aprovechar proyectos anteriores que no eran económicos, ya sea si se perforaba vertical u horizontalmente. Aunque la aplicación tecnológica está aún desarrollándose, esta tecnología es una buena opción como método para optimizar la producción y bajar el costo de producción por barril sobre la vida del yacimiento.

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.

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 esta 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 depende de la producción y requerimientos de intervención del pozo durante su vida.

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.

Con la perforación multilateral a partir de un pozo vertical sencillo se ha incrementado el potencial de los pozos y mejorado su rentabilidad, además el uso de la perforación multilateral en un solo yacimiento incrementa la formación expuesta y permite una mayor área de drenado. Así las técnicas de perforación y terminación multilateral pueden aumentar el área de contacto de yacimientos altamente fracturados.

La perforación de pozos multilaterales está fundamentada en el avance de la tecnología de la perforación horizontal, la cual tiene como objetivo primordial obtener una mayor recuperación de hidrocarburos, explotar yacimientos agotados, delgados o estratificados, lenticulares, marginales, etc, a través de la colocación de varios pozos laterales u horizontales que se derivan de un pozo común el cual puede ser vertical u horizontal. Los pozos laterales pueden además ser aplicados a partir de un pozo existente (pozo antiguo) o de uno nuevo. Cuando se perforan a partir de un pozo nuevo, la evaluación para la selección del pozo candidato estará en función del tipo de yacimiento, características y propiedades del mismo, entre otros.

Cuando se decide perforar laterales a partir de un pozo antiguo, se debe de hacer un reconocimiento del estado en que se encuentra dicho pozo, es decir, conocer las condiciones en que se encuentra la Tubería de Revestimiento, el cemento, el estado que guardan los cabezales, para saber si se pueden aplicar directamente la técnica de perforación de los laterales, cuantos laterales pueden derivarse, si algunos de estos laterales podrán en un futuro ser estimulados, fracturados o ser convertidos en inyectoros, instalar equipo de producción artificial, etc. Todo lo anterior nos ayudará para seleccionar la mejor técnica de desviación de los laterales, ya que, por ejemplo, no es lo mismo desviar con una cuchara desviadora común que con la Tubería Flexible y motor de fondo o a través del top drive.

La mayor ventaja que se obtienen con los pozos multilaterales, es cuando estos se derivan de un pozo ya existente, ya que se obtiene un ahorro substancial al no perforar la parte vertical o conductores si se tratara en pozos marinos, donde los recursos materiales, humanos y todo lo concerniente a la perforación y terminación de pozos causa un gasto. Asimismo, la contaminación al medio ambiente se minimiza con este tipo de pozos.

Esta tecnología trajo nuevos retos para la perforación, así como la Tubería de Revestimiento y el tipo de terminación en esta clase de pozos, pero ahora es posible realizar la perforación, entubar y realizar el sistema tie-back¹ en la sarta de

¹ Se menciona mas adelante

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.

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.

4.2 YACIMIENTOS CANDIDATOS PARA LA PERFORACIÓN 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:

- **Yacimientos irregulares.** Donde se encuentran formaciones productoras; este tipo de formaciones son muy difíciles de localizar con precisión con mediciones sísmicas. Una vez que han sido localizadas estas formaciones, pueden ser fácilmente alcanzadas por pozos multilaterales.
- **Yacimientos con problemas de 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.
- **Yacimientos con problemas de conificación de 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 cuál se tendrá una mayor área expuesta y mayor área de drene, 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, estos pueden ser desviados y perforados arriba de la estructura para recuperar el aceite volátil a lo largo de los flancos del domo.

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 moler 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, este 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.

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 algunos de éstos en el futuro podrán ser estimulados, fracturados o convertidos en inyectoros, etc.

4.3 COMPONENTES DEL SISTEMA MULTILATERAL

El sistema consiste de los siguientes componentes que son permanentemente instalados en el pozo, desde el fondo hasta la superficie (Figura IV-3):

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.

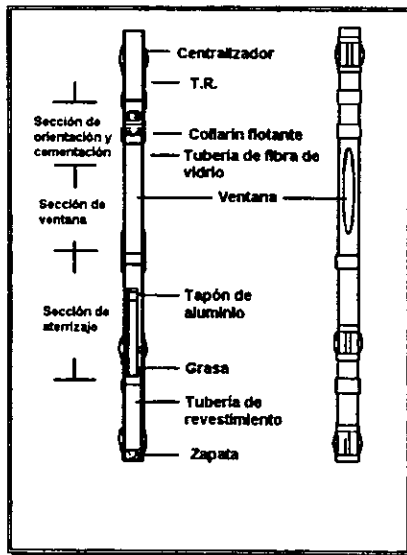


Figura IV-3. Componentes del sistema multilateral

4.4 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 unas 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.

- **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 rodear una 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 solo 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 menor de 90°, se puede tener un desplazamiento mayor de 10000 pies con este tipo de pozos.

- **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. Cualquier ala, superior o inferior se puede perforar primero, todo depende del incremento del ángulo calculado.

4.5 SISTEMAS DE PERFORACIÓN 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. Estos sistemas se mencionaron anteriormente con mayor explicación, a continuación se menciona brevemente el sistema lateral "tie-back".

4.5.1 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 (Figura IV-4).

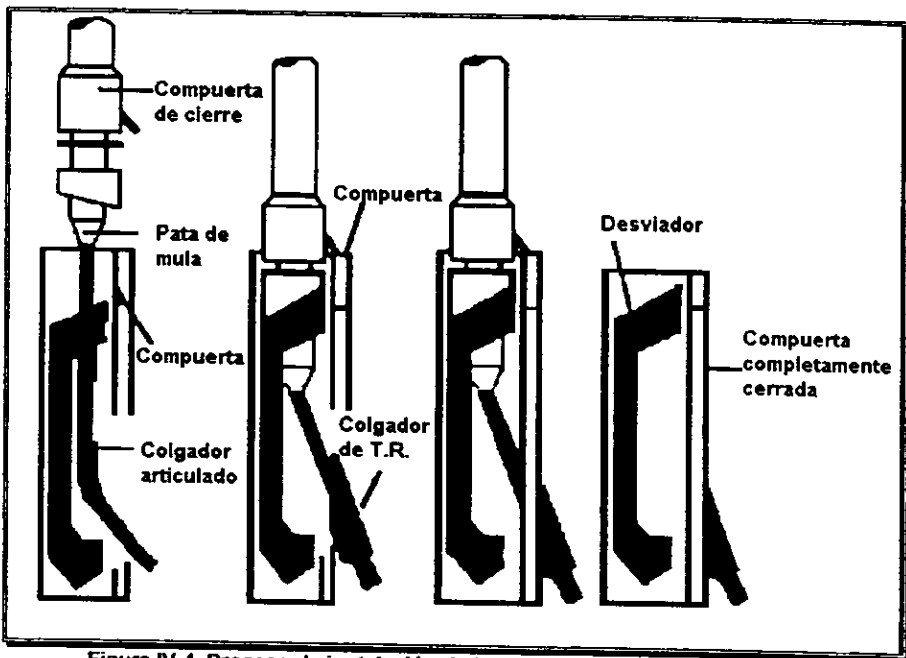


Figura IV-4. Proceso de instalación de la tubería corta con el sistema LTBS

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.

4.6 SELECCIÓN DEL EQUIPO

La selección del equipo, se realiza en primera instancia, en función de la aplicación de los laterales, de la profundidad vertical verdadera máxima, del diámetro, de su desplazamiento total, de las técnicas de desviación, del tipo de terminación, si estos se van a derivar de un pozo nuevo o de uno de re-entrada a partir de un pozo antiguo, etc. El uso de la Tubería Flexible y el top drive, ofrecen mayores ventajas sobre los equipos convencionales, ya que con éstos se obtienen ahorros en tiempo de perforación y por ende en su economía.

Debido a que la Tubería Flexible y el top drive, son los que ofrecen ciertas ventajas sobre las convencionales, por ejemplo, con la Tubería Flexible se pueden perforar laterales de radio ultracortos, en yacimientos donde sus espesores son de 5 a 10 metros, además de perforar laterales de diámetros reducidos, obteniéndose de esta manera un ahorro considerable por transporte, reducción de las localizaciones, pocos materiales, tales como tuberías, fluidos de perforación y terminación, minimización del daño al medio ambiente y altos ritmos de penetración.

Con el empleo del top drive, se obtienen varias ventajas tales como: minimización en el tiempo de viajes ya que este equipo facilita trabajar con lingadas completas, minimiza el daño a los equipos superficiales, debido a que el desgaste a mayor superficie expuesta en los cabezales es menor, permite trabajar en condiciones bajobalance, facilitando llevar un control adecuado de las presiones en la superficie durante la perforación o viajes, también, se reduce el arrastre ya que este equipo permite rotar lentamente la sarta mientras se está sacando o metiendo tubería.

4.6.1 PERFORACIÓN DE POZOS MULTILATERALES CON EL EMPLEO DE TUBERÍA 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 ¼ 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.

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.

Quando 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 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.

4.6.2 PERFORACIÓN 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 incremento 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 producción, eliminando las pérdidas de circulación, reduciendo la pegadura de la tubería e incrementando la vida de la barrena.

El contacto con las fracturas tanto horizontales como 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 marinas.

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 este modo mantener una condición de bajobalance para que sea mayor del 90% durante la perforación y la fase de terminación.

4.6.3 BENEFICIOS

La unión de las tecnologías de perforación bajobalance y la perforación multilateral para desarrollar nuevos yacimientos o ya existentes, 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 los 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.

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 sobrealance. Este sistema vence estos problemas y permite una productividad mayor.

4.6.4 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 está 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 de influjo en el pozo.
 - * Mejorar la calidad de los recortes.
 - * Información de la desviación.
 - * Presiones de tiempo real en el fondo del agujero.

4.6.5 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 asociadas 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 lb/pg².

- 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.

4.7 HERRAMIENTAS ESPECIALES PARA LA PERFORACIÓN Y TERMINACIÓN DE POZOS MULTILATERALES

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 tecnología de Tubería Flexible, perforación de diámetro reducido y perforación bajo balance, aquí se describirán las herramientas que se utilizan para la perforación y terminación de pozos multilaterales. A continuación se describen las herramientas que se utilizan durante la perforación y terminación de los pozos multilaterales.

4.7.1 BARRENAS

Las barrenas tricónicas estándar y las 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 éstas 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 Figura IV-5 y la Figura IV-6 muestran las barrenas PDC.

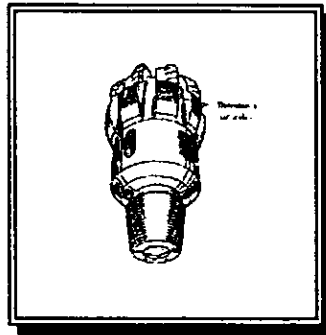


Figura IV-5. Barrena PDC

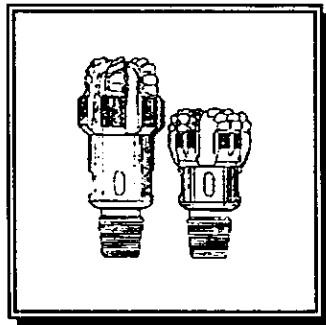


Figura IV-6. Barrena PDC

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 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 de 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.

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 lutita se quema entre los diamantes bajo malas condiciones de hidráulica.

4.7.2 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 de la BHA. La medida de estabilizador es modificada en el fondo del agujero, variando el peso en la barrena.

4.7.3 PERCUSORES "JARS"

Estos dispositivos mecánicos son comúnmente incluidos en los BHA's para soltar una varilla ensamblada. Cuando una 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.

4.7.4 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 MWD son usadas para la perforación direccional, 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 sensor en el fondo del pozo, el sensor 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 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. La mediciones de dirección son obtenidas de los tres magnetómetros de las entradas de flujo. Las lecturas de 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, éstas son codificadas a través de unos empacamientos electrónicos en el fondo del pozo en: Una serie de señales binarias son transmitidas por una serie de presión de pulsos o una señal modulada que es cambiada para indicar un 1 ó 0 lógico.

El pulso negativo trabaja con un impulsor que abre y cierra una válvula pequeña, la cual descarga una pequeña cantidad de fluido de perforación al espacio anular. El fluido causa una pequeña presión aumentando en la Tubería de Perforación (100 a 300 lb/pg²), causando un pulso de presión negativo. A duración del pulso de presión está relacionada a qué 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 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 al del sistema de pulso negativo de 3 a 5 minutos.

La sirena de lodo está basada en una turbina impulsora de lodo que gira un generador, el cual da potencia a un motor, su velocidad varía 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 modulada 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 la barrenas perforan más o menos 100 horas, el empaque de la batería puede ser reemplazado durante el cambio de barrena.

A. 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 resistividad² y el compensador de densidad de neutrón³ 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 almacenados en la memoria para leerlos cuando la herramienta es removida del pozo.

4.7.5 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 reemplazar 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.

² Compensated Dual Resistivity CDR

³ Compensated Density Neutron CDN

Actualmente los motores de fondo se usan no solo para iniciar la desviación sino también para controlar el ritmo de 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 Figura IV-7, muestra la desviación del lateral con el uso de MWD, motor y barrena.

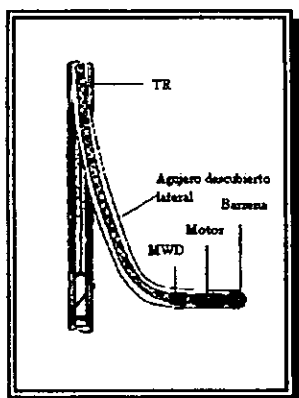


Figura IV-7. Desviación del lateral

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 del motor de fondo.

A. Motores de desplazamiento positivo⁴

Un motor de desplazamiento positivo 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 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

⁴ Positive Displacement Motor PDM

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 de 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 sustituto donde la barrena es conectada. Un cojinete de empuje y un cojinete radial, se utilizan para oponerse a la carga axial y a la carga normal en la barrena y la rotación del sustituto. Un cojinete de empuje superior guarda las cargas hidráulicas cuando la barrena está fuera del fondo y cuando hay circulación.

La vida de operación de los motores de fondo de desplazamiento está limitada principalmente por el desgaste del estator, los cojinetes de empuje, y los componentes de la transmisión. El estator es la parte vulnerable del motor, ya que éste es sujeto a continua fricción y deformación del rotor. El 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 llamado elastómero correctamente formulado que estará vinculando con el motor desviador. El estator está sujeto ocasionalmente al ataque químico por los hidrocarburos aromáticos en la fase diesel o los sistemas de lodos base aceite.

B. Motores de fondo articulados⁵

Recientemente el desarrollo de motores de fondo articulados permite la perforación de pozos multilaterales de radio corto. Un motor articulado es el corazón de 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 dobles de 0 a 4°. Se utilizan tres articulaciones para construir la curva y dos son usadas 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 rpm, 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.

4.7.6 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

⁵ Articulated Downhole Motor ADM.

sustituto, la desviación se controla manteniendo la herramienta y la barrena en un ángulo exacto en relación con el lastrabarrena 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.

4.7.7 CAJA DESVIADORA (BENT HOUSING)

Esta herramienta da un permanente pandeo en el BHA, este pandeo por lo regular es de 0.5 a 1.5 grados. Esta herramienta se utiliza para hacer la desviación del pozo y controlar la trayectoria horizontal.

4.7.8 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, lastrabarrenas y Tubería de Perforación o esto podría ser complicado teniendo una barrena de perforación, estabilizadores, collar magnético, 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 ésta agarre un ángulo y gire a la derecha y a la 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 está 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.

4.7.9 ESTABILIZADORES

Los estabilizadores son usados en los BHA's 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.

4.7.10 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 es mayor la fricción por arrastre, por esta razón, se requiere atornillar debido a que la rotación reduce fricción por arrastre, en este momento se hace evidente el ahorro de tiempo con el top drive.

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 pozos multilaterales.

Ventajas

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% deslizante, sin detener el avance para hacer conexiones, re-intentar la cara de la herramienta o re-alinear dentro de la curva inicial; esto es válido para incrementos de ángulo altos y bajos.
- Se incrementa el control de la cara de la herramienta con el empleo del sistema top drive.
- Se tienen límites en el torque por 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.

4.7.11 CUCHARA DESVIADORA (WHIPSTOCK)

En los años recientes, se ha vuelto una necesidad re-entrar en los pozos para perforar una 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 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:

A. 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 giroscópica 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 requerirá 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 de packstock.

B. Cuchara desviadora bottom trip

La cuchara desviadora del bottom trip tiene un émbolo 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 (Figura IV-8). 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.

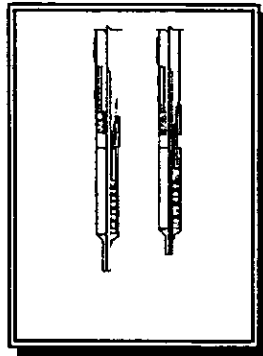


Figura IV-8. Cuchara desviadora botton trip

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.

C. 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 Figura IV-9, muestra la cuchara desviadora hueca.

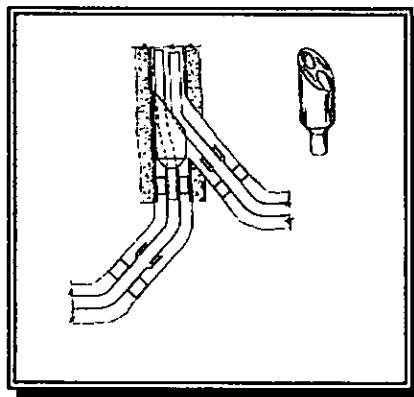


Figura IV-9. Cuchara desviadora hueca

4.7.12 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 estos 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 puedan pasar con facilidad y no se tengan problemas durante la perforación de los laterales. la Figura IV-10, muestra el molino de ventana y el molino "watermelon".

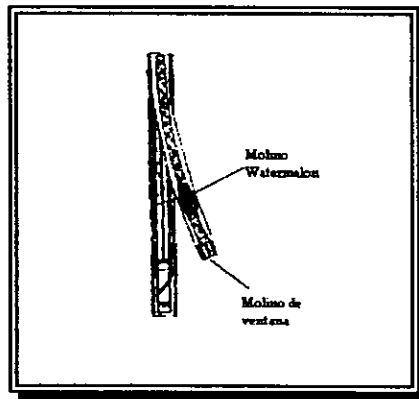


Figura IV-10. Molino de ventana y molino watermelon

4.8 PROBLEMAS QUE SE TIENEN CON MAYOR FRECUENCIA DURANTE LA PERFORACIÓN 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 CaCl_2 .
- 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 las formaciones productoras.
 - Fallas de los motores y el MWD.
 - Difícil control del deslizamiento de re-entradas en los laterales.
 - Difícil 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.
 - Difícil control de las operaciones de aislamiento de los 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.

4.9 BENEFICIOS DE LA PERFORACIÓN MULTILATERAL

1. 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.

2. 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 las 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, por lo que se ahorra en cantidad y costo de éstas.

3. 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.

4. 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.

5. 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.

6. 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 perforarán 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.

4.10 TERMINACIÓN DE POZOS MULTILATERALES Y/O RAMIFICADOS

El objetivo principal de esta nueva tecnología radica en los sistemas de terminación con re-entradas posteriores, aislando los ramales para el control de los fluidos y las diferencias de presiones de los estratos productores, mezclando la producción de los laterales en el pozo principal o intervenir en un ramal sin que los otros laterales dejen de producir.

En consecuencia, el principal reto de esta tecnología de terminación, es la integración y estandarización de los sistemas disponibles en el mercado, capaces de poder mantener aislado ya sea mecánica o hidráulicamente los laterales con el pozo principal en el punto de enlace o unión entre éstos.

Por lo anterior, el principal reto que falta por superar en la terminación de pozos multilaterales, es la integración de los métodos de perforación y terminación que permitan a los operadores, realizar intervenciones posteriores manteniendo el control de las secciones individuales.

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

- Tiempo estimado de la vida productiva del pozo.
- La mejor geometría del pozo para optimizar la producción.
- Los tipos de terminación disponibles.
- Diseño de las Tuberías de Revestimiento laterales, las técnicas de cementación y los sistemas de tie-back disponibles.
- El tiempo de operación de cada etapa de perforación y de terminación.
- Entradas laterales: éstas deben tener la facilidad de re-entrada con herramientas acopladas a la Tubería Flexible o Tubería de Perforación.
- Aislamiento: éste debe caracterizarse por las operaciones de control adecuado del flujo de fluidos de los otros ramales hacia el pozo principal.
- Selectividad: éste debe permitir la re-entrada en forma selectiva a uno de los laterales cuando se requieran hacer trabajos de reparación.
- Flexibilidad: ésta debe permitir los cambios de intervalos productores, o realizar trabajos de toma de información cuando se presentan síntomas de cambios en los ramales.

- Estabilidad de los laterales. Debe ser capaz de proporcionar una cierta estabilidad a éstos, a fin de evitar el colapso de los mismos.

4.11 VENTAJAS Y DESVENTAJAS

Ventajas

La principales ventajas de la perforación multilateral son las siguientes:

- 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.

Desventajas

- 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 éstos se localizan en diferentes estratos productores.

4.12 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 perforen desde el pozo principal.

La Tabla IV-1, tomada de Texaco, muestra el costo promedio unitario para re-entrar en pozos verticales y perforar multilaterales.

Tabla IV-1. Costos de Re-entradas y 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	151,000
Para una nueva localización vertical \$ 475,000		
Promedio = \$253,000/lateral		

4.13 RESUMEN DE PERFORACIÓN DE POZOS MULTILATERALES Y/O RAMIFICADOS

Existe una clasificación de tres niveles para la construcción de pozos multilaterales y/o ramificados, siendo estos:

Nivel 1. Originalmente, este nivel nos da como resultado un pozo en donde existe el tronco y agujero lateral sin terminación, en agujero descubierto.

Nivel 2. Con respecto a este nivel cabe mencionar que el conducto aunque también permanece sin ser revestido, su desplazamiento inicia en el tronco ya revestido por medio de una ventana.

Nivel 3. El conducto se construye de la misma forma que el nivel 2, pero con la diferencia de que en la rama construida se ubican herramientas integrales de terminación, con el objeto de seleccionar y aislar intervalos no deseados.

Propósito

- Incrementar la recuperación total de hidrocarburos
- Reducir el costo de dólares por barril

Aplicaciones

- En campos de pozos nuevos
- Re-entradas en pozos viejos
- En yacimientos fracturados, delgados y de muchas capas de arenas
- Yacimientos de baja permeabilidad
- Yacimientos con flujo de agua o recuperación mejorada de aceite
- Incrementa el número de pozos por el agujero principal
- Mantener la presión del yacimiento
- Fallas de bloque

Beneficios

- Aumento en gasto de producción
- Aumento de reservas
- Disminución en los costos por barril
- Incorporar reservas discontinuadas
- Mejorar la recuperación en campos viejos
- Reducción de recortes generados y lodos
- Disminuir el riesgo de perforación y terminación
- Reduce el número de pozos para explotar un yacimiento
- Reduce el número de ranuras

- Reduce el costo de perforaciones, terminaciones e instalaciones superficiales
- Obtención de la producción en yacimientos delgados e inaccesibles

Impacto ambiental

- Reduce la cantidad de construcción y de instalaciones superficiales
- Reduce las necesidades de control y recorte
- El impacto ambiental total es mínimo

Requerimientos

- Uso de motores de fondo y MWD
- Aditivos especiales para reducir torque y arrastre en la perforación direccional y horizontal
- Mayor hidráulica para una limpieza efectiva
- Tubería articulada en giros de radio corto
- Cálculos de ingeniería de los planos direccionales
- Uso de herramientas especiales de dirección y orientación
- Herramientas desviadoras
- Centralización de la sarta de Tubería de Revestimiento
- Se requiere de un grupo interdisciplinario
- Conectividad mecánica del liner lateral al revestimiento del agujero principal
- Acceso de re-entrada a cualquier lateral sin la intervención de equipo
- Sistema capaz de proveer más laterales de un pozo común

Planeación

Se requiere contar con un equipo multidisciplinario de geología, yacimientos, terminación y producción, así como de operadores de compañías de servicio. El diseño de pozos multilaterales debe estar basado en información geológica, de yacimientos de producción, de perforación y terminación y la decisión de dónde, cuándo, por qué, cómo, debe ser cerrado para asegurar el éxito.

Consideraciones de planeación

- Evaluación geológica del área
- Determinar el gradiente de presión de poro y de fractura
- Programa de registros
- Programa de revestimiento
- Programa de fluidos de perforación

-
- Programa de barrenas
 - El equipo y procedimientos
 - El diseño del aparejo de fondo
 - Programa hidráulico
 - Procedimientos de perforación rutinaria
 - Curvas de tiempo de perforación
 - Selección de equipo
 - Plan de contingencias
 - Usar cada información disponible
 - Determinar el número de laterales
 - Evaluar la posible configuración del pozo
 - Determinar el uso de las herramientas LWD y MWD
 - Determinar la dirección de la perforación lateral
 - Evaluar los sistemas de terminación disponibles

Selección de la configuración del pozo

El criterio de diseño depende de las propiedades del yacimiento, esfuerzos de la roca, geometría y área de drene del yacimiento. La metodología para el diseño de la geometría del pozo de acuerdo a Echlig-Economide es:

- Definir la trayectoria óptima del pozo
- Estimar la productividad del pozo y agrupar las trayectorias similares
- Producción pronosticada
- Estudio económico
- Configuración del pozo

Diseño de curvas

- Método de radio largo
- Método de radio medio
- Método de radio corto
- Método de radio ultracorto

Tipos de curva

- Construcción de curva sencilla
- Construcción de curva tangente simple
- Construcción de curva tangente compleja
- Construcción de curva ideal

Herramientas para la perforación multilateral/ramificados/re-entradas

- Sección de ventana (con liner)
- Cuchara whipstock
- Cuchara whipstock recuperable
- Herramientas de intervención del pozo
- Empacadores
- Controladores de flujo
- Colgadores de liners

Tipo de terminación

- Agujero principal ademado y cementado
- Laterales en agujero descubierto

Impactos de costos

- Ahorro en el número de pozos verticales con objetivos en yacimientos delgados
- Ahorros en operaciones marinas
- Menos plataformas de producción
- Menos equipo superficial y más pequeño
- Ahorros por perforación en el mismo sitio
- Ahorros en impacto ambiental

Tecnología necesaria

- Diseño de herramientas de producción
- Conectividad mecánica
- Uniones aisladas
- Terminación lateral
- Capacidades de re-entrada
- Integración de la perforación bajobalance, Tubería Flexible, diámetro reducido y sistemas de perforación multilateral

CAPÍTULO 5

SISTEMAS DE RE-ENTRADAS

5.1 DEFINICIÓN

Una re-entrada convencional es la perforación vertical o direccional, aprovechando un pozo ya perforado para explotar una formación inaccesible desde el pozo original (Figura V-1).

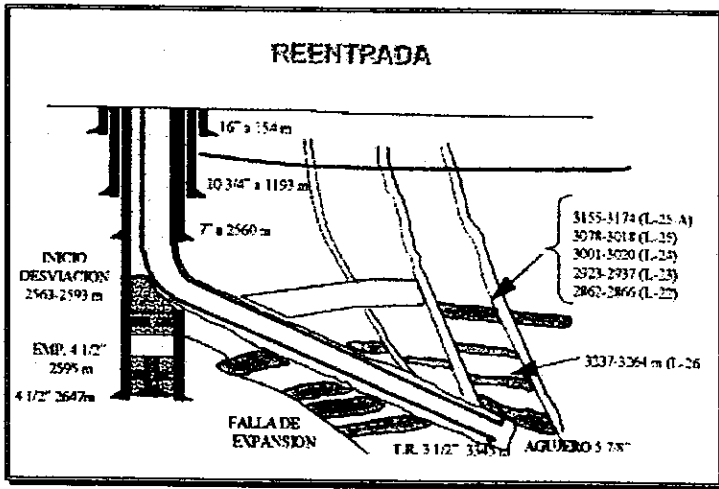


Figura V-1. Sistema de re-entrada

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 operación, 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.

5.2 APLICACIONES

Actualmente las aplicaciones más novedosas para la tecnología de re-entrada son 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 yacimiento, 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 dirigir 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.

5.3 PROCEDIMIENTOS DE RE-ENTRADAS

Hay procedimientos que son usados para la desviación de pozos existentes, éstos son:

1. Sección a perforar
2. Cuchara desviadora
3. Agujero descubierto

Cuando se planea perforar 40 a 60 pies de la sección lateral se utilizan unas cuchillas extendidas. Se suministra rotación por la Tubería de Perforación o por motores de fondo (Figura V-2). 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.

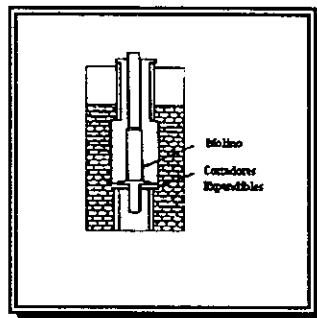


Figura V-2. Sección de ventana

5.3.1 DESVIACIÓN EN AGUJERO DESCUBIERTO

La desviación en agujero descubierto llega a ser una práctica común, especialmente en pozos multilaterales que deben ser desviados en el agujero descubierto. La desviación 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.

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 está 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 de perro.
6. Terminar con perforación normal.

5.3.2 RE-ENTRADA CON CUCHARA DESVIADORA

Las re-entradas pueden ser hechas usando técnicas de molinos desviadores como se muestra en la Figura V-3. 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:

1. Colocar un empacador con línea de acero.
2. Correr un giroscopio para determinar la orientación de la pata de perro.
3. Orientar el aguijón en la cuchara desviadora.
4. Cortar una ventana arrancando el molino.
5. Correr el molino telescopiado y ensamblar el molino "watermelon".
6. Correr una barrena con molino "watermelon" (20 a 30 pies).

En este caso, un empacador con línea de acero contiene una llave de pata de mula que se coloca y se utiliza la herramienta giroscopio para medir la orientación de la llave de la pata de mula. El aguijón contiene una parta de mula ranurada que se utiliza en el fondo del desviador. Este aguijón 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 orientada 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 molino es arrastrado, un molino ensamblado y un molino "watermelon" se corre, el cual es usado 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:

- Herramientas golpeando la ventana cuando se corre dentro o fuera del pozo.
- Empacadores apropiados y rotación.
- Dificultades en empacadores recuperables.

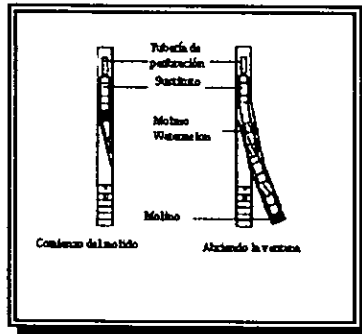


Figura V-3. Procedimiento del molido de la re-entrada

5.3.3 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, 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. 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 tricónicas o PDC 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 éstos 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.

5.3.4 MÉTODO CST (COMMONLY-USED SIDETRACKING TECHNOLOGIES) 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 20000 pies y con frecuencia a través de dos sartas 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 escariar la ventana con molinos adicionales.
- Seguir perforando el lateral con ensamble de perforación convencional.

A. Ventajas del Método CST

- Este 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 desviador es seguramente anclado en el empacador permanente y no regresará. El empacador puede actuar también como un tapón de 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.
- Los costos de los recortes son reducidos, ya que un molino de diamantes es usualmente suficiente para terminar la desviación.

Se deben 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 hace monitoreando el torque.
- Cuando se muele a través de múltiples sartas de Tuberías de Revestimiento, la ventana deberá ser cementada para prevenir comunicación anular después de que la ventana es terminada.

5.3.5 RE-ENTRADA EN POZOS DE DIÁMETRO 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 4 ½ pg.

Los inherentes daños de las re-entradas horizontales son disminuidos con la reducción de las Tuberías de Revestimiento de 4 ½ pg. 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.

5.3.6 TAMAÑO DE LAS RE-ENTRADAS MÁS 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.

Tabla V-1
Re-entradas en Tuberías de Revestimiento

RE-ENTRADA EN EL TAMAÑO DE BARRENA	
Diámetro de T.R. (pg)	Diámetro de barrena (pg)
7	6 a 6 1/8
5 ½	4 a 4 ¾
4 ½	3 5/8 a 3 7/8

5.4 SISTEMAS DE TERMINACIÓN

5.4.1 SISTEMA DE RE-ENTRADA LATERAL (Lateral Re-Entry System "LRS")

El sistema de Re-entrada Lateral (LRS) tiene la característica de un Sistema Multilateral no accesible (NAML) con la adición de accesos a través de la tubería para cualquier lateral. Igual 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 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 aislada a través de una 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.

A. Sistema de Re-entrada Lateral "LRS" Guiberson Ava.

Este sistema 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 está 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). Ello 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.

El sistema "LRS" da las mayores características disponibles en la tecnología de terminación multilateral. Este sistema es más flexible y podría ser adaptado a cualquier pozo nuevo o ya existente. La Tabla V-2, muestra las opciones del sistema "LRS" Guiberson Ava.

Tabla V-2. 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 en la 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 LTS de Sperry SUN	Si
Re-entrada (Nuevo lateral)	Si
Re-entrada (Lateral existente)	Si
Máximo número de laterales	Ilimitado

B. Operaciones de reparación del "LRS"

Las operaciones de reparación para multilaterales podrían necesitar entrada mecánica dentro de cualquier pozo lateral horizontal en el pozo. En 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. La Figura V-4 ilustra el "LRS".

El sistema "LRS" da una 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 se alinea.

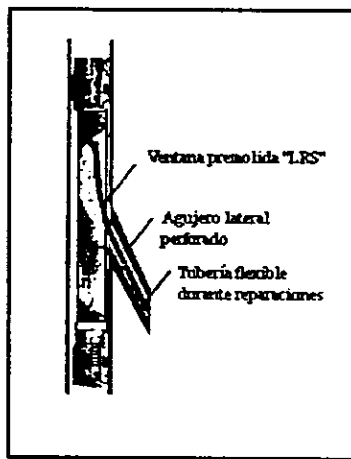


Figura V-4. Sistema de re-entrada lateral en reparaciones

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 realizar la reparación. El bloque desviador "LRS" puede ser recuperado con línea de acero o Tubería Flexible.

La Figura V-5, muestra el sistema de ventana "LRS" Guiberson Ava, así como el acceso lateral "LRS" Guiberson Ava, la Figura V-6, muestra la

configuración de producción "LRS" Guiberson Ava y muestra los sistemas de aislamiento "LRS" Guiberson Ava.

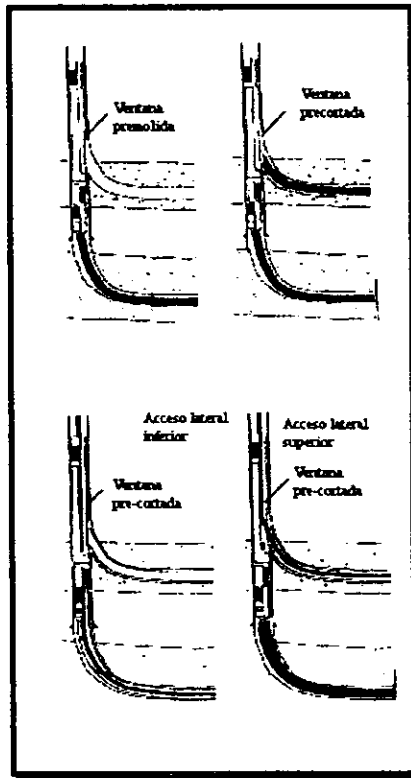


Figura V-5. Sistema de ventana "LRS" Guiberson Ava y Sistema de acceso lateral "LRS" Guiberson Ava.

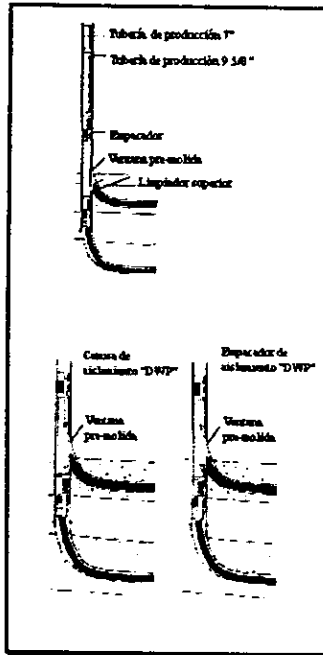


Figura V-6. Sistema de producción y Sistema de aislamiento

5.4.2 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 lateral.

Una vez que es colocado el sistema "DSML", éste 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 de este sistema, 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 es 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.

A. Sistema Multilateral de Doble Sarta Guiberson Ava.

Este sistema ofrece separar el flujo, tratamiento y disponibilidad de producción. Esto incluye la capacidad para controlar el flujo de los laterales con equipo superficial. El equipo "DSML" e 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 Figura V-7, muestra el sistema de producción doble "DSML" Guiberson Ava.

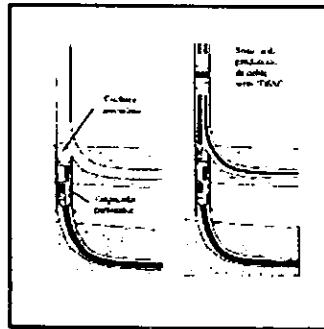


Figura V-7. Sistema de producción de doble sarta "DSML" Guiberson Ava.

Este sistema da un máximo control y capacidades de flujo. Esto generalmente será limitado para dos laterales. La Tabla V-3, muestra las opciones del sistema "DSML" Guiberson Ava.

Tabla V-3. 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 en la Tubería de Revestimiento en el lateral	
Agujero descubierto	Si
Tubería corta pre-empacado	Si
Cedazo pre-empacado	Si
Tubería corta cementada	Si
Compatibilidad del sistema	
Nuevos pozos perforados	Si
Sistema LTS de Sperry SUN	Si
Re-entrada (Nuevo lateral)	Si
Re-entrada (Lateral existente)	Si
Máximo número de laterales	2

5.4.3 CLASIFICACIÓN DE LAS APLICACIONES DE RE-ENTRADAS MULTILATERALES DISPONIBLES EN LOS SISTEMAS DE TERMINACIÓN

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 hace para producir yacimientos adicionales, para aumentar el contacto de drenado y aumentar el contacto de fractura.

Muchos pozos interceptan múltiples yacimientos delgados de producción. Pero solo un yacimiento puede ser productor con un 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 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.

A. Re-entrada a través de la Tubería de Producción.

Cuando se planea el 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 utilizan 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 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 ésto los costos totales de perforación y terminación de pozos laterales.

De avance 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 ésta y afuera 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.

B. Desviación del pozo lateral terminado en agujero descubierto.

Es una buena forma de hacer laterales de manera sencilla, la cual consiste en perforar la salida de la ventana, la terminación del lateral se dejará en agujero descubierto (sin revestir). (Figura V-8). Esto requerirá una buena formación para que no se tape o se colapse durante la vida del pozo.

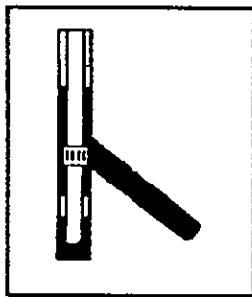


Figura V-8. Desviación del pozo lateral terminado en agujero descubierto

Ventajas:

- El aislamiento selectivo 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.

C. Desviación del pozo lateral terminado en agujero ademado.

La desviación del agujero descubierto puede ser ademada con cedazos pre-empacados o tubería corta ranurada (Figura V-9), sobretodo cuando se perforan pozos laterales en formaciones débiles. La tubería corta o cedazos, se instala dentro del pozo desviado sin tie-back en el pozo principal de la Tubería de Revestimiento.

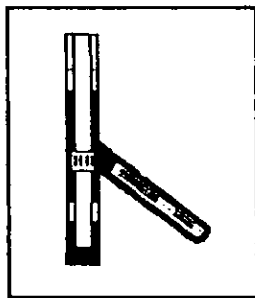


Figura V-9. Desviación del pozo lateral terminado en agujero descubierto

Ventajas:

- El aislamiento selectivo es realizado con empacadores estándar y camisa deslizable.
- Uso de terminación estándar.

Desventajas:

- La entrada es difícil pero no imposible, debido a la precisión de la orientación de las herramientas.
- La estabilidad del pozo está en función del pozo principal.

D. 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 los laterales y terminarlo en agujero descubierto (Figura V-10). 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.

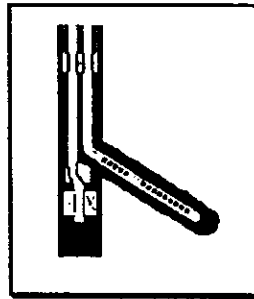


Figura V-10. Terminación doble con lateral ademado

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.

E. 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 futuras predicciones de conificación de gas o agua (Figura V-11). Igual que en la

terminación doble, la tubería corta lateral es desviada dentro del pozo lateral sin revestir por la cuchara desviadora hueca.

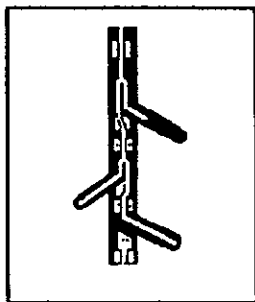


Figura V-11. Sistema de re-entrada selectivo

Este sistema utiliza un niple tipo "Y" invertido llamado herramienta de re-entrada selectivo SRT (Selective Re-entry Tool). El SRT es sellado 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 hasta 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 empacadores 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.
- Mayor costo.

F. 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 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 (Figura V-12). En el agujero desviado se instala debajo de la ventana 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 dicho plato 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 plato para dirigirse dentro del lateral descubierto.

Ventajas:

- Puede ser instalado en agujero 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 perforación estándar.

Desventajas:

- La re-entrada por la tubería corta es difícil, ya que la placa puede estar mal posicionada o mal colocada.
- No permite aislamiento entre los laterales.

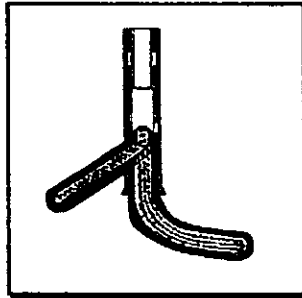


Figura V-12. Enlace mecánico entre el pozo y el lateral

G. 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 (Figura V-13). Con la tubería corta especialmente diseñada para este sistema, se pueden realizar utilizando técnicas de terminación estándar y mecanismos de control del 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 puede colapsarse.
- Se tienen diámetros pequeños de laterales y por lo tanto limitan el diámetro de la Tubería de Producción.

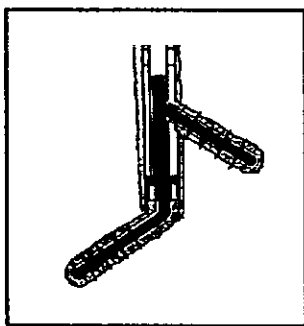


Figura V-13. Sistema de conexión entre el pozo principal y el lateral ademado y cementado

H. 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 Tubería 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:

1. Enlace de laterales terminados en agujero descubierto.

Este es un ejemplo sencillo de la aplicación de la tecnología de terminación multilateral (Figura V-14). 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.

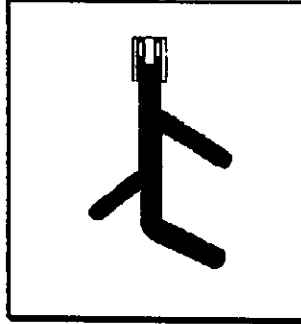


Figura V-14. Enlace de laterales terminados en agujero descubierto

Ventajas:

- Puede ser instalado en pozos nuevos o ya existentes.
- Se tiene mayor área de drenado.
- Su mantenimiento es bajo y barato.
- Se tiene posibilidad de ademar y cementar los laterales en futuras aplicaciones.
- Se utiliza tecnología de terminación convencional.

Desventajas:

- No permite aislamiento entre los laterales.
- La entrada lateral es difícil.
- Se tienen problemas de estabilidad del pozo.

2. Lateral en agujero descubierto aislado, ademado o sin ademar.

Esta opción de terminación está basada en el uso de una sarta de tubería corta para obtener un sistema de aislamiento para cada uno de los laterales (Figura V-15). 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.

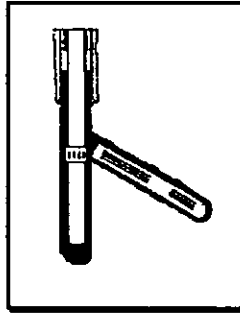


Figura V-15. Pozo lateral en agujero descubierto aislado, ademado o sin ademar

Ventajas:

- Puede ser instalado en pozos nuevos o ya existentes.
- Se tiene un control del aislamiento para todos los laterales.
- Se tiene una mayor área de drene.
- Se utiliza tecnología y tubería corta convencional.
- El pozo es entubado y cementado en el yacimiento.

Desventajas:

- La entrada al lateral es difícil.
- Se tiene problemas de estabilidad del pozo.

3. Sistema de re-entrada selectivo en agujero descubierto.

Como en el sistema de re-entrada selectivo en agujero entubado, la variante del agujero descubiertos ideal para todos los multilaterales que requieren los pozos con terminación multilateral y el pozo principal debido a la inestabilidad geológica del agujero, pero también requerirá aislamiento selectivo independiente para futuras predicciones de conificación de gas o agua (Figura V-16). 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 el anterior sistema selectivo de re-entrada en agujero entubado, el punto del sistema es el SRT, el cual permite la 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.

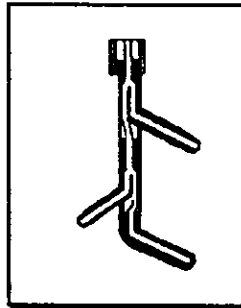


Figura V-16. Sistema de re-entrada selectiva en agujero descubierto

5.5 COSTOS DE LA RE-ENTRADA

La Tabla V-4, muestra el costo de la re-entrada para un pozo de 4 ½ pg. Además se muestra el costo de la re-entrada cuando se hace en un pozo nuevo o en uno ya existente.

Tabla V-4
Costo de la re-entrada.

COSTO DE LA RE-ENTRADA	
•	Para un pozo de 4 ½
•	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)

5.6 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 (Figura V-17).

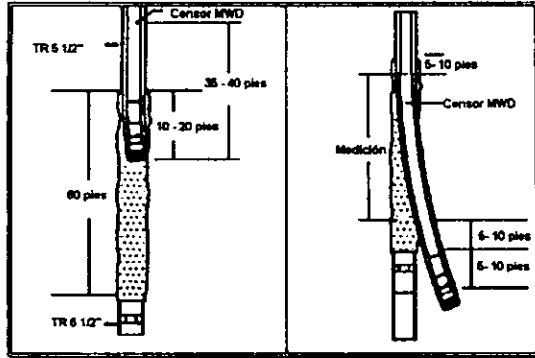


Figura V-17. Problemas típicos durante la reentrada

La herramienta de reconocimiento giroscópico, 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 robusto 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. Los sensores magnéticos, "actuarán arriba" o no trabajará si éstos vienen cerca del sustituto de la tubería corta debajo del tapón de cemento (Figura V-18).

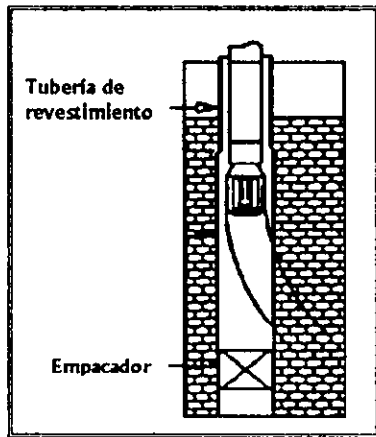


Figura V-18. Desviación de la ventana

5.7 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAS RE-ENTRADAS EN LOS POZOS

Ventajas:

- Reduce costos (ahorrando de un 40 hasta un 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.

Desventajas:

Las desventajas asociadas con la tecnología de pozos multilaterales radican 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 3/8 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.

CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

PERFORACIÓN CON DIÁMETRO REDUCIDO

El empleo de la tecnología de perforación de pozos con diámetro reducido, a nuestro modo de ver, se basa en dos aspectos principalmente: Uno es el bajo costo, pues los pozos tienen un costo considerablemente menor que el costo de los pozos convencionales, se reducen los costos de 30 hasta un 75%, debido a que el equipo utilizado es más pequeño que el convencional, esto facilita su transportación y reduce tanto la inversión como sus costos de transporte y operación; además, los diámetros utilizados son pequeños, reduciendo los costos originales por fluidos, cemento, tubulares y demás materiales empleados; menor consumo de energía por el equipo, personal para realizar las operaciones y minimiza el daño al medio ambiental; el uso de Tubería Flexible y la utilización de motores de fondo en combinación con barrenas de larga vida útil (PDC, TSD y diamante) en este tipo de pozos ha mejorado los ritmos de penetración reduciendo aún más los costos de perforación. La segunda razón importante es la ventaja de poder obtener núcleos en forma continua durante toda la perforación con un alto porcentaje de recuperación de los mismos. Esto es posible gracias a la combinación de la tecnología usada en la industria minera para evaluaciones geológicas y la tecnología de la industria petrolera. Por ejemplo, para el caso de pozos exploratorios, permite obtener información geológica de toda la profundidad perforada. Esta toma continua de núcleos reduce los errores en comparación con las correlaciones dada la gran información que de ellos se puede obtener y permite comparar con otras mediciones como la evaluación sísmica previa a la perforación para mejorar la calidad en su interpretación.

De acuerdo a las restricciones que se tienen en las dimensiones del equipo, en la capacidad del mismo, recomendamos el uso de ésta tecnología, para pozos no muy profundos, no más de 4000 metros, también podría utilizarse tanto en pozos verticales como horizontales. Mucho depende del tipo de yacimiento y de la producción que sea esperada. Una buena alternativa en la aplicación de la tecnología sería aplicarla en pozos exploratorios, pozos con ramificaciones, con intervalos selectivos y sobre todo en yacimientos de gas.

PERFORACIÓN DIRECCIONAL

El uso de la perforación direccional es una alternativa útil en los casos donde la perforación vertical presente problemas operacionales o económicos, casos de estructuras afalladas, intervalos múltiples, intervalos en flancos; también se recomienda para el desarrollo de campos marinos por el ahorro en instalaciones. El caso más común en el uso de esta tecnología es accidentes en la perforación, donde se tenga algún pescado.

PERFORACIÓN DIRECCIONAL DE ALCANCE EXTENDIDO

La aplicación adecuada y prudente de la tecnología de perforación y terminación de pozos direccionales y de alcance extendido ha resultado en el incremento de los gastos de producción, incremento de la recuperación final del campo, optimización en desarrollo del mismo por la reducción del número de plataformas y pozos requeridos, reducción de los costos, desarrollo de nuevas herramientas y tecnologías así como récords en profundidades y desplazamientos avanzados. La reducción de costos, se produce al reducir el número de plataformas y al eliminar templetos o plantillas submarinas, para los campos que estén fuera de costa. Los pozos de alcance extendido puede sustituir desarrollos submarinos con un efecto de reducción en el costo considerable, hasta un 70% para cada pozo y hace posible económicamente ventajoso el desarrollo de campos que no se consideraban rentables y el desarrollo de campos marginales en la vecindad de plataformas existentes.

Pensamos que el desarrollo de la tecnología de perforación de pozos direccionales y de alcance extendido, buscará aumentar el alcance y las profundidades verticales, ésto se lograría: Reduciendo la fricción entre la tubería y el agujero mediante el uso de fluidos con un bajo coeficiente de fricción, una limpieza adecuada del agujero y flotación asistida de sartas. Mejorando u optimizando la fase de planeación con programas de cómputo especializados asegurando un mejor rendimiento en las operaciones. Incrementando la predicción de los simuladores que se cuentan para el diseño de la trayectoria, cálculo de torque y arrastre, predicción de estabilidad e hidráulica óptima. También se requiere aumentar la resistencia de las tuberías en cuanto al torque y tensión. Algo muy importante es que se cuente con sistemas dirigibles-rotatorios, los cuales proporcionen el control, registro de inclinación y dirección en modo rotatorio.

PERFORACIÓN DE POZOS MULTILATERALES Y/O RAMIFICADOS

Con el empleo de la tecnología de perforación de pozos multilaterales, se tiene un ahorro del costo total del 30 al 40%, en comparación con un pozo convencional, reduciendo por ejemplo el tamaño de las plataformas de producción y el número de pozos adicionales para desarrollar un campo.

Pensamos que el futuro de la aplicación de las re-entradas multilaterales estarán enfocadas en: El tamaño máximo de la Tubería de Producción, pues 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 dependerá de que se compense el tamaño de la terminación que impida la producción. Aplicaciones a través de la Tubería de Producción con las aplicaciones de Tubería Flexible y perforación bajobalance para optimizar completamente la perforación de los pozos.

El empleo de perforación bajobalance reduce o elimina el daño del agujero, reduciendo o eliminando, también, la estimulación y limpieza normalmente requerida con perforación convencional. Los costos de perforación se reducen a través de altos gasto de penetración, mejorando la vida de la barrena, reduciendo los problemas de perforación, los costos en fluidos de perforación, todo esto comparado con la perforación convencional. Los costos de terminación también se reducen debido a la eliminación de la fase de limpieza.

Recomendamos el uso de las tecnologías de perforación multilateral para yacimientos de poco espesor, para yacimientos fracturados verticalmente, además que las terminaciones multilaterales podrían utilizarse como inyectores y se producen desde los nuevos laterales.

SISTEMA DE RE-ENTRADAS

El sistema re-entradas se recomienda para aumentar el drenado de los pozos, aumentar el contacto de la fractura, para zonas productoras que no fueron objetivos en los programas de desarrollo originales. Todo esto con el fin de incrementar la producción y así mejorar el regreso de las inversiones para las estructuras existentes en el campo, ahorrándose capitales de inversión.

En general, el empleo de estas tecnologías no convencionales está restringido por el dominio que se tenga acerca de ellas; no se puede hacer al margen dichas tecnologías pues surgen del desarrollo de la industria y de las necesidades de obtener mayores ganancias, al reducir los costos y de la intención de perforar campos que antes no eran posible su desarrollo o simplemente no era

costeable. La gente que trabaja en la industria petrolera, debe tener la mente abierta a estas tecnologías y no asumir una actitud conservadora injustificada. Todo esto se logrará con el conocimiento que tengan acerca de las tecnologías; y su éxito en el uso dependerá de que se apliquen en las condiciones que requiere cada una, con el personal capacitado para tales operaciones. Por último, el desarrollo de ellas y otras tecnologías queda abierto, pues se tienen que mejorar muchos problemas que se presentan, pero un primer paso es la difusión de lo que ya se ha investigado, de las aplicaciones que en el mundo se han tenido y la adaptación que se haga para las condiciones que se tienen en México.

BIBLIOGRAFÍA

1. BOURGOYNE JR. AND MILHEIM K.,
"Applied Drilling Technology".
Text book Series
Vol. 2
2. CANADIAN TRITON INTERNATIONAL LIMITED,
"Study of Slim Hole Performance-Development".
Advanced Technology in Petroleum Exploration and Development
3. CARL AUSTIN CHRIS ZIMMERMAN, BOB SULLAWAY, FRED SABINS
"Fundamentals of Horizontal Well Completions".
Drilling
Mayo / Junio, 1988
4. DAN THERMIG,
"Planning and Evaluation are Crucial to Multilateral Wells".
Petroleum Engineer International
Enero, 1996., Pg. 53-57
5. G. JOHN GUILD Y MANOHAR LAL,
"Diseño y Perforación de Pozos de Alcance Extendido: Estabilidad de Pozos".
Petroleum Engineer International,
Febrero, 1995
6. G. JOHN GUILD, TOM H. HILL Y MARC A. SUMMERS,
"Diseño y Perforación de Pozos de Alcance Extendido: Análisis, Selección de
tuberías de Revestimiento".
Petroleum Engineer International,
Noviembre, 1994
7. G. JOHN GUILD, TOM H. HILL Y MARC A. SUMMERS,
"Diseño y Perforación de Pozos de Alcance Extendido: Diseño y Construcción
de la Trayectoria".
Petroleum Engineer International,
Diciembre, 1994
8. G. JOHN GUILD, TOM H. HILL Y MARC A. SUMMERS,
"Diseño y Perforación de Pozos de Alcance Extendido: Tecnologías Críticas".
Petroleum Engineer International,
Abril, 1995

9. HERNÁNDEZ R.,
"Terminación de Pozos Horizontales".
Tesis, División de Estudios de Posgrado
Facultad de Ingeniería, UNAM
Octubre, 1991
10. J.R. LONGBOTTOM,
"Development and Testing of a Multi-Lateral System".
SPE 35545
Abril 1996., Pg. 119-130
11. LEÓN LOYA JUAN GILBERTO,
"Fundamentos de Control de Pozos y Optimización de la Hidráulica".
IPN
12. LEÓN LOYA JUAN GILBERTO,
"Fundamentos de Perforación Direccional".
IPN
13. MARTIN QUINLAN,
"Multi-Lateral Wells Promise More Oil, Less Cost".
Petroleum Economist
Abril 1996., Pg 3-5
14. MAURER ENGINEERING (ALLEN SHOOK, JAMES DECH), BAKER
OILTOOLS (MARK HOOPMAN) AND HALLIBURTON ENERGY (PAUL
BOONEN),
"Slim Hole Drilling and Completion Barrier".
Capitulos 3 y 5
Mayo, 1995
15. MAURER ENGINEERING INC.
"CAP. 27 Sidetrack and Re-Entries"
Horizontal Technology Manual
1994., Pg 1-27
16. MAURER ENGINEERING,
"Slim Hole Well Technology Training Manual".
Capitulos 2, 5,6, 7, 9, 14, 16 y 17
Julio, 1993

17. MIKE COONEY., KEITH FISHER,
"Horizontal Drilling Makes Re- Entry Attractive in US Gulf".
Offshore
Febrero, 1995., Pg 30-32
18. NEAL J. ADAMS,
"Drilling Engineering: A Complete Well Planning Aproach".
Penn Well Books
Tulsa.
19. PETROLEUM ENGINEER STAFF
"Fundamentals of Rotatory Drilling".
Seven Edition
20. RICHARD PARLIMAN
"Horizontal Completion Systems".
Texas Iron Works, Inc.
1990
21. SIMON CABRERA JOSÉ,
"Perforación y Terminación de Pozos de Diámetro Reducido".
IMP.
22. SPERRY- SUN DRILLING AND SERVICES
"Horizontal drilling: Multilateral and Twinned Well",
Catalogo de servicios
23. STEVE BURTON,
"World's First Through-Tubing Multilateral Intervention Sistem Installed".
Offshore
Mayo, 1996. , Pg. 90

NOMENCLATURA

3D	Tercera dimensión
API	Instituto Americano del Petrleo
Bent Sub	Sustituto curvo
BHA	Aparejo de fondo
bl	Barriles
CaCl ₂	Dicloruro de Calcio
CBL	Registro de adherencia de cemento
cf	Coefficiente de fricción
cm	Centímetros
CO ₂	Dióxido de Carbono
cp	Centipoises
CST	Método de desviación de pozos entubados
DEC	Densidad Equivalente de Circulación
DHO	Distancia Horizontal
DOT	Herramientas de Orientación Direccional
DSML	Sistema multilaterla de doble sarta
ECP	Empacadores externos de la Tubería de Revestimiento
gal	Galones
Gi	Densidad del lodo de control
Gm	Densidad del lodo
gpm	Galones por minuto
Gpm	Revoluciones por minuto
H ₂ S	Acido sulfídrico
KOP	Punto
lb	Libras
LRS	Sistema de Re-entrada lateral
LTBS	Sistema lateral "Tie-back"
LWD	Sistema de registros geofisicos mientras se perfora
LLD	Mecansimo de localización lateral
m	Metros
MD	Profundidad media medida de la superficie hasta el fondo del fondo del pozo sobre su trayectoria
MWD	Sistema de medición continua
NAML	Sistema multilateral no accesible
PAE	Perforación de Alcance Extendido
Pc	Presión de colapso
PDC	Diamantes Compactos Policristalinos
PDI	Punto de Inicio de la Desviación
pg	Pulgadas
PI	Presión de Inyección
Pint	Presión interna

PVTO	Distancia Vertical Total
SRT	Sistema de re-entrada selectiva
TF	Tubería Flexible
ton	Toneladas
TP	Tubería de Perforación
TR	Tubería de Revestimiento
TSD	Dientes de Diamante Térmico
USD	Dólares americanos