

3



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

TECNOLOGIA DE PERFORACION CON TUBERIA DE
PRODUCCION Y TUBERIA DE REVESTIMIENTO

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A N :

ARAIZA DE LA ROSA GABRIELA

PICHARDO HERNANDEZ ARMANDO

DIRECTOR DE TESIS:

M.I. JOAQUIN MENDIOLA SANCHEZ



CIUDAD UNIVERSITARIA,

ENERO 2001



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“TECNOLOGÍA DE PERFORACIÓN CON TUBERÍA DE PRODUCCIÓN Y
TUBERÍA DE REVESTIMIENTO”

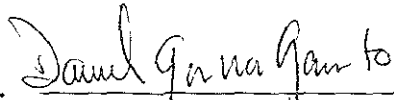
Tesis presentada por:

ARAIZA DE LA ROSA GABRIELA
PICHARDO HERNÁNDEZ ARMANDO

Dirigida por: M.I. Joaquín Mendiola Sánchez.

Jurado del examen profesional.

Presidente. Dr. Daniel García Gavito.

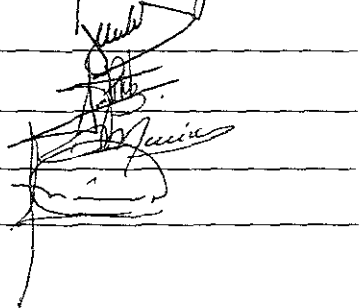


Vocal. M. I. Joaquín Mendiola Sánchez.

Secretario. M.I. José Martínez Pérez.

1er Spte. Ing. Salvador Macias Herrera.

2do Spte. M.I. Néstor Martínez Romero.





FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-776

SR. ARMANDO PICHARDO HERNANDEZ
Presente

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

TECNOLOGIA DE PERFORACION CON TUBERIA DE PRODUCCION Y TUBERIA DE REVESTIMIENTO

- I INNOVACION Y DESARROLLO DE PERFORACION CON TP Y TR**
 - II CONSIDERACIONES DE DISEÑO EN TUBERIAS TP Y TR**
 - III TECNOLOGIA DE PERFORACION CON TUBERIA DE REVESTIMIENTO**
 - IV APLICACIONES Y DESARROLLO DE PERFORACION EN CAMPOS DE MEXICO**
- 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, a 4 de julio del 2000

EL DIRECTOR


ING. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB*RLLR*gtg

Ⓟ



FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-1-777

SRITA. GABRIELA ARAIZA DE LA ROSA
Presente

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

TECNOLOGIA DE PERFORACION CON TUBERIA DE PRODUCCION Y TUBERIA DE REVESTIMIENTO

- I INNOVACION Y DESARROLLO DE PERFORACION CON TP Y TR**
 - II CONSIDERACIONES DE DISEÑO EN TUBERIAS TP Y TR**
 - III TECNOLOGIA DE PERFORACION CON TUBERIA DE REVESTIMIENTO**
 - IV APLICACIONES Y DESARROLLO DE PERFORACION EN CAMPOS DE MEXICO**
- 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, a 4 de julio del 2000
EL DIRECTOR


ING. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB*RLLR*gtg



AGRADECIMIENTOS

ARMANDO PICHARDO HERNÁNDEZ

A mi madre Guadalupe Hernández Arvizu, por haberme enseñado el valor del trabajo, la dignidad y el amor, siendo para mí el libro más sabio que me diste y por aprender que lo realmente importante es la vida de las personas que más queremos y admiramos. **TE QUIERO MUCHO.**

A mi padre Fulgencio Pichardo Alvarez, por darme la vida, cariño y respeto.

A mis hermanos; Teresa, Juan Eusebio, Juan Epifanio, Agustín A, José Jesús, Juventino, Juanita, por apoyarme en mis decisiones y por formar parte de una gran familia, **PICHARDO HERNÁNDEZ.** Con admiración y respeto los **QUIERO MUCHO.**

A todos mis sobrinos y cuñadas que forman parte de mi familia.

A ti amor, por formar una gran pareja y estar siempre conmigo apoyándome en todo. **TE AMO.** *O y c.*

A mi **UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO** por darme los conocimientos para servir a la sociedad y ser mejor cada día.

A mi **FACULTAD DE INGENIERÍA** por haberme formado como **INGENIERO.**

Al M.I. Joaquín Mendiola Sánchez, por darme su confianza y sus conocimientos para la realización de esta tesis.

A los ingenieros que me asesoraron para poder realizar esta tesis y por su amistad. Ing Eliseo Alvarez, Ing Herón Gachuz, Ing Gustavo Escobedo, Ing Rodolfo Rodríguez, Dr. Daniel García Gavito, Ing José Luis Cazares.

A mis amigos que compartieron la carrera en la facultad, Néstor, Gaby, Hipolito, Guillen, Víctor, Silvino, Silvia, Virginia, Juan, Ivan, Edgar, Joram Melchor, y todos los que me faltaron.



AGRADECIMIENTOS:

Antes que nada y primero que todo agradezco a Dios por otorgarme el privilegio de existir. Gracias Dios, sin ti no habría podido lograrlo.

A mis padres por, por todo el apoyo para terminar mis estudios, por la paciencia con la que soportaron mis cambios de decisión y por darme la oportunidad de ser alguien productivo; por su educación y consejos mil gracias.

A la Universidad Nacional Autónoma de México, mi alma mater, por que hizo de mí lo que ahora soy, por que me enseñó que en esta vida hay que esforzarse el doble de lo necesario para salir adelante y para lograr lo que se quiere.

A la Facultad de Ingeniería por la formación obtenida a través de mi estancia en ella y por que me enseñó que cuando se quiere lograr algo hay que dedicarse para obtenerlo.

A todos mis profesores, a los buenos y a los no tan buenos, por todo su conocimiento transmitido.

A los Ingenieros:

Herón Gachuz Muró y Joaquín Mendiola Sánchez por el apoyo recibido para la realización de esta Tesis.


A los Ingenieros:


Daniel García Gavito, José Martínez Pérez, Salvador Macías Herrera, Néstor Martínez Romero, por la atención prestada a la revisión de mi tesis y por ser parte del jurado examinador.

A la SAIP y a la SPE por la oportunidad de conocer un aspecto de mí y de la Ingeniería y por la oportunidad de desarrollarme en el ámbito petrolero.

A todos los compañeros que conocí durante mi estancia en la facultad y cuya lista sería interminable, les agradezco por que de todos aprendí.

A Jorge, Javier, Manuel, Benjamín, Fernando, Arturo, Paul, Yair y Roberto, gracias por hacer mi estancia en el Anexo más llevadera.






A JC, Versalles y Nazareth, gracias por ayudarme a desarrollar otra fase de mi vida y por la oportunidad de compartir grandes momentos.

Y por ultimo, y no por ello menos importante, a todos mis amigos:

María del Pilar Amieva Villaseñor, Roberto Barbosa Sánchez, Joram Carriles Díaz, María Elena Castañeda B, Silvia Clemente Arroyo, Gabriela Cruz Cruz, Arturo García Hernández, Roberto Ariel Guzmán Guzmán, Juan Gabriel Hernández Cortes, Hugo Hernández Ordoñez, Fidel López, Germán López Bautista, José Antonio López Morales, Ulises Neri Flores, Horacio Andrés Ortega Benavides, Oscar Osorio Peralta, Armando Pichardo Hernández, Elías Ramos Lima, Néstor Rodríguez Amaro, Iván Santamaría Vite, Samuel Iván Trujillo Tames.

Gracias por estar con migo en las buenas y en las malas.

Gabriela Araiza de la Rosa.



INDICE

	Pag.
Introducción.	Pag.
CAPITULO I. INNOVACIÓN Y DESARROLLO DE PERFORACIÓN CON TP Y TR.	
I.1. <i>Conceptos básicos</i>	6
I.1.1 Tubería de revestimiento	6
I.1.2 Grado de tubería.	7
I.1.3 Juntas para tubería de perforación.	8
I.1.4 Procedimiento de diseño de TR.	8
I.1.5 Función de la Tubería de perforación.	9
I.1.6 Tubería extrapesada.	11
I.1.7 Perforación de diámetro reducido.	12
I.1.8 Motor de fondo	13
I.2 <i>Innovación de perforación con terminación Tubingless.</i>	14
I.2.1 Pozos Tubingless.	14
I.3 Casos históricos de perforación con TP y TR.	19
CAPITULO II. CONSIDERACIONES DE DISEÑO EN TUBERÍAS TP Y TR.	
II.1 Características de diseño en conexiones para tubería TP y TR.	27
II.1.1 Propiedades relacionadas a esfuerzos de compresión	27
II.1.2 Juntas para perforar con tubería de producción	30
II.1.3 <i>Características de diseño serie</i>	33
II.1.4 Juntas para perforar con tuberías de revestimiento	36
II.1.5 Características de diseño	38
II.2 Diseño de tuberías TP y TR.	41
II.2.1 Consideraciones de diseño	41
II.2.2 Predicción y control de brotes en pozos de diámetro reducido	50
II.2.2.1 Métodos de control de brotes.	52
II.2.2.2 Equipo de detección de brotes	54
II.2.3 Análisis de cargas axiales.	54
II.2.4 <i>Consideraciones de diseño del sistema de perforación</i>	
con tubería de producción	62
II.2.4.1 Diseño de la tubería de producción.	62

II 3 Diseño y operación de la cementación en la perforación de pozos	63
II 3 1 Consideraciones de la cementación.	63
II.4 Consideraciones aplicadas al fracturamiento de la formación y tubería.	65
II.4 1 Fracturamiento hidráulico.	66
II 4 2 Características de los disparos en la formación y tubería.	67
CAPITULO III. TECNOLOGÍA DE PERFORACIÓN CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.	
III.1 Tecnología de perforación con TR.	69
III 1 1 Desarrollo de tecnología con TR.	69
III 1 2 Problemas presentes con perforación convencional.	71
III.1 3 Consideraciones adicionales asociadas con TR.	73
III.1.4 Solución con perforación de TR.	74
III.1.5 Ventajas con perforación de TR.	75
III.2 Equipo para la perforación con TR.	76
III.2 1 Aparejo de fondo	77
III.2 2 Equipo "Top Drive".	78
III.2.3 Ventajas de perforación con equipo "Top Drive".	81
III 2 4 Escareador para TR.	82
III 2 5 Características del escareador.	83
III 3 Procedimiento y manejo con técnica mexicana para perforar con TR.	84
III.3 1 Equipo de perforación usado en México.	85
III.3.2 Herramientas para perforar con sarta de revestimiento.	86
III 3 3 Accesorios para jalar y maniobrar la TR.	86
III 3 4 Procedimiento para manejar la TR durante la perforación	87
III.3 5 Procedimiento para manejar y jalar la TR después de perforar	88
III 3 6 Procedimiento para manejar y correr la TR para cementarla.	88
CAPITULO IV. APLICACIONES Y DESARROLLO DE PERFORACIÓN EN CAMPOS DE MÉXICO.	
IV.1 Perforación en la Región Norte.	91
IV.1 1 Pozo Culebra 281.	92
IV.1.2 Localización del pozo Culebra 281.	94
IV 1.3 Análisis de tiempo.	95
IV 1.4 Diseño de tubería de revestimiento.	97
IV.2 Programa de barrenas.	109
IV.2 1 Programa hidráulico del pozo.	111

IV 3 Perforación en la Región Sur	113
IV 3 1 Antecedentes históricos del campo Fortuna Nacional	113
IV.3 2 Perforación del pozo Fortuna Nacional No 9	114
IV 3 3 Aplicación de "Tubingless" en la Región Sur	115
IV 3 4 Comportamiento de producción del pozo Fortuna Nacional No 9	119
IV 3 5 Ventajas y desventajas al aplicar "Tubingless" al pozo Fortuna Nacional No 9	121
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	122
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.	124

INDICE DE FIGURAS

CAPITULO I. INNOVACIÓN Y DESARROLLO DE PERFORACIÓN CON TP Y TR.

Figura 1 Ejemplos de programas de tubería de revestimiento.	7
Figura 2 Perforación con motor de fondo.	13
Figura 3 Comparación en el diseño de pozos con perforación convencional y con TP.	16
Figura 4. Elipse de esfuerzos biaxiales para TP de 3 ½ pg.	17
Figura 5. Conexión Integral Serie 500 Tipo 533.	17
Figura 6 Geometría y diseño de tuberías en la perforación de pozos con TP	20
Figura 7 Estado mecánico del pozo, con terminación "Tubingless"	24

CAPITULO II. CONSIDERACIONES DE DISEÑO EN TUBERÍAS TP Y TR.

Figura 8. Áreas críticas en conexiones premium más comunes.	28
Figura 9 Distribución de esfuerzos presentados en las tuberías durante la perforación.	29
Figura 10. Conexiones de Tubería Serie 500 Tipo 533 para perforar con TP.	31
Figura 11. Mayor esfuerzo de torque desarrollado por el doble ahusamiento en las conexiones.	32
Figura 12 Tubería 100% de hermeticidad y ángulo inverso	34
Figura 13. Protección a la corrosión y diámetro externo	35
Figura 14. Tubería Serie 500 Tipo 521	37
Figura 15 Resistencia a compresión y pandeamiento	39
Figura 16 Capacidad estructural a compresión desarrollado por Hydril Serie 500 Tipo 521	40
Figura 17 Interacciones que afectan la integridad de la TR en la aplicación de CDS.	42
Figura 18. Esfuerzos axiales generados por la flexión.	44
Figura 19. Gráfica de fuerzas axiales vs profundidad para una sarta de 12,000 pies	56
Figura 20 Efecto de Poisson.	57

CAPITULO III. TECNOLOGÍA DE PERFORACIÓN CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.

Figura 21 Aparejo de fondo convencional para perforación con TP y TR.	77
Figura 22. Top Drive HCL 1100 HP, utilizado en la perforación con TR	79
Figura 23 Escareador para perforar con TR	82

CAPITULO IV. APLICACIONES Y DESARROLLO DE PERFORACIÓN EN CAMPOS DE MÉXICO.

Figura 24 Cambio de diámetro del estado mecánico del pozo.	90
Figura 25. Mapa de localización	92
Figura 26. Plano de localización del pozo Culebra 281	94
Figura 27. Distribución de tiempos de perforación.	96
Figura 28. Trayectoria del pozo Culebra 281.	105
Figura 29. Distribución de tensión en la tubería	106
Figura 30 Distribución de torque en la tubería.	107
Figura 31 Estado mecánico final del pozo Culebra 281	109
Figura 32. Estado mecánico del pozo Fortuna Nacional No 9 antes de aplicar Tubingless.	116
Figura 33. Estado mecánico actual del pozo Fortuna Nacional No 9 perforado con Tubingless.	118
Figura 34. Pronostico de producción de aceite del pozo Fortuna Nacional No 9.	119
Figura 35. Pronostico de producción de gas, en el pozo Fortuna Nacional No 9	120

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Distribución de tiempo programado.	95
Tabla 2. Distribución de tiempo real.	96
Tabla 3. Estado mecánico del pozo Fortuna Nacional No 9.	114
Tabla 4. Columna geológica del pozo Fortuna Nacional No 9	115
Tabla 5 Fluidos de control utilizados en la primera etapa,	115

INTRODUCCIÓN

El desarrollo de nuevas tecnologías para perforar pozos en campos de E.U.A. y México ha venido en aumento debido a que se reduce el tiempo y costo por pozo perforado. En esta tesis se pretende dar a conocer la tecnología de perforación con Tubería de Producción (TP) y Tubería de Revestimiento (TR) y su aplicación en campos de México

El primer capítulo presenta los primeros avances de la perforación con TP y TR, realizados en E.U.A. y México, estos pozos requieren ser perforados con esta tecnología, con el objetivo de reducir la cantidad de materiales, como fluido de perforación, cemento, empacadores, tuberías, etc., lo cual hace que un pozo convencional aumente su costo por el uso de estos materiales.

La aplicación de la perforación con TP es perforar la última etapa con esta tubería y posteriormente cementarla y dejarla como tubería de revestimiento, y aparejo de producción, a esta técnica se le llama "Tubingless" o pozo con tecnología "Tubingless".

En México el éxito de perforar con TP se debe al diseño con que cuenta la junta Hydril Serie 500 Tipo 533, las cuales mostraron en sus conexiones una mayor resistencia a esfuerzos de tensión y compresión debido a su geometría con doble ahusamiento, ángulo inverso, y sello metal-metal. También se utilizó la junta Hydril Serie 500 Tipo 521 para perforar con TR, este tipo es más robusta en sus conexiones lo que permite perforar con esta tubería la primera y segunda etapa, y para la última etapa se utiliza el concepto "Tubingless" que es perforar con TP.

CAPITULO I

INNOVACIÓN Y DESARROLLO DE PERFORACIÓN CON TP Y TR.

Durante el paso de los años, se han presentado grandes desarrollos haciendo más fácil la perforación de pozos en áreas petroleras. La perforación con Tubería de Producción (TP) y Tubería de Revestimiento (TR) ha sido empleada sucesivamente en pozos de gas con el fin de incrementar la rentabilidad de los proyectos y reducir los costos de materiales y servicios.

La tecnología aplicada a pozos con perforación de TP y terminación Tubingless ha venido a proporcionar un gran avance en pozos que requieren ser perforados a profundidades someras, reduciendo con esto sus costos y su tiempo. Esta técnica se aplica a pozos con profundidades menores a 3000 m y su procedimiento en México consiste en perforar las dos primeras etapas con tubería convencional y la tercera etapa con tubería de producción, esta última tubería tiene tres funciones, como tubería de perforación, tubería de revestimiento y como aparejo de producción.

El funcionamiento de la TP se debe al diseño que proporcionan las conexiones integrales Hydril* Serie 500 Tipo 533 y 521, las cuales están diseñadas a trabajar tanto en tensión como en compresión, esto ha venido en aumento y se espera que en unos años se pueda mejorar la tecnología y perforar pozos a mayor profundidad.

*Hydril Company, Houston Texas E U A.

En México y en otros países se han perforado pozos con gran éxito y esto se debe a que se ha venido usado Tubería de Producción y Tubería de Revestimiento para perforar y terminar los pozos, así como el uso del tipo de conexiones integrales que presentan un diseño especial para cada tipo de formación y esfuerzo requerido en cada pozo.

1.1 CONCEPTOS BÁSICOS.

La perforación de pozos, a lo largo de la historia de la industria petrolera, ha tratado de innovar técnicas para optimizar la perforación de pozos; esto siempre ha sido a partir de los principios básicos que rigen el diseño de un pozo. Es por eso que es importante mencionar la parte esencial en la cual está basada cualquier tecnología; a continuación se hace un breve resumen de los conceptos básicos que se utilizarán a lo largo de esta tesis.

1.1.1. TUBERÍA DE REVESTIMIENTO ¹.

En la perforación se requiere la introducción de diferentes tipos de tubería de revestimiento, con el fin de alcanzar un objetivo. Las diferentes sartas de TR son:

- 1) Tubería Conductora
- 2) Tubería Superficial
- 3) Tubería Intermedia
- 4) Tubería de Explotación.
- 5) Combinaciones. Intermedia –TR corta, Producción Liner.

Las diferentes sartas de tuberías de revestimiento deberán cumplir en términos generales con las siguientes funciones.

- Evitar derrumbes
- Dar un diámetro conocido
- Proteger formaciones
- Instalar equipo de control.

El diseño de la TR consiste en la selección del peso, grado y tipo de junta que soportan las cargas anticipadas de presión externa, presión interna y tensión a las cuales está sujeta la TR (fig. 1). Los criterios empleados en el diseño de TRs varían de compañía en compañía.

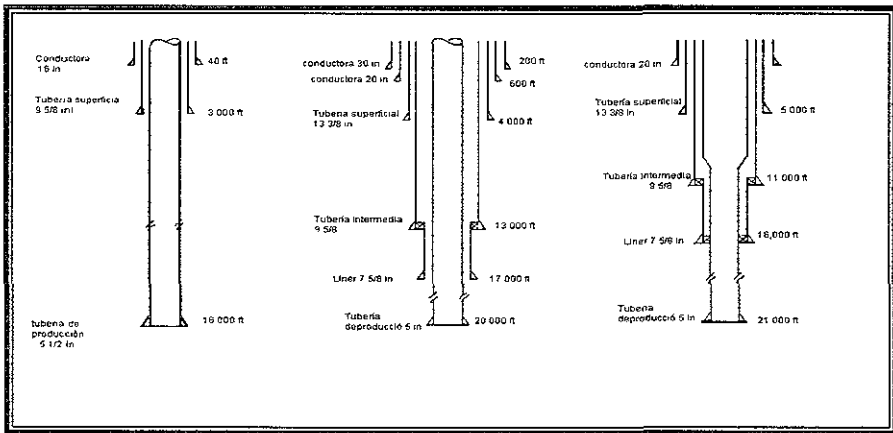


Figura. 1 Ejemplos de programas de Tubería de Revestimiento.

I.1.2 GRADO DE TUBERÍA

El grado de una TR es la resistencia mínima de cedencia al acero para soportar los esfuerzos. Se clasifican de acuerdo a una letra y un número (N-80, P-110), la primera indica la calidad y las características del acero con que fue fabricada, y el número, la presión mínima de cedencia con la que podría empezar a deformar la integridad de la tubería.

I.1.3 JUNTAS PARA TUBERÍA DE PERFORACIÓN.

Las juntas para perforar con tubería de revestimiento están basadas en el diseño para tubería de perforación convencional, por ello se hace una breve descripción de las juntas que existen para tubería de perforación que son reconocidas por el API, estas son; la junta de rosca redonda, cople corto y largo, junta con rosca Buttres y la junta integral de uso extremo. En forma similar a los grados no-API, existen juntas que no son API, entre las que se encuentran las juntas Hydril con sello de metal, la junta Armco con sello – candado y juntas Atlas bradford con sello de empaque. Estas juntas, tienen la característica de que pueden emplearse en condiciones especiales como en el caso de pozos profundos. Las juntas más usadas en la perforación de los pozos son:

- IEU (Internal – External Upset). El diámetro de la junta es mayor que el de la tubería de perforación y el diámetro interior es menor que el de la tubería.
- IF (Internal Flush). El diámetro interior de la junta es aproximadamente igual al de la TP. El diámetro exterior es mayor.
- IU (Internal Upset). El diámetro interior de la junta es menor que el de la tubería, el diámetro exterior es aproximadamente el mismo que el de la tubería.

I.1.4 PROCEDIMIENTO DE DISEÑO DE TR.

- 1) Diseñar la tubería por carga máxima de presión interna, con estos datos se selecciona de manera preliminar, una tubería de grado y peso tales que soporte la carga por presión interna obtenida.
- 2) Se realiza el diseño por presión de colapso y se chequea si la tubería seleccionada soporta dicha carga, sino es así se selecciona una nueva tubería.

- 3) Nuevamente se realiza el diseño, pero ahora por tensión y por segunda ocasión se verifica si la tubería, seleccionada con anterioridad, soporta la carga por tensión y si no es así una vez más se elige otra tubería. En este último paso también se lleva a cabo la selección de la junta.
- 4) Si se desea optimizar, es posible elegir diferentes grados y pesos de las TRs.
- 5) Se corrige la presión de colapso de las tuberías de revestimiento por efecto a la tensión, después se determina la profundidad de asentamiento a la presión de colapso corregida.

I.1.5 FUNCIONES DE LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN.

La sarta de perforación tiene básicamente las siguientes funciones:

- Proporcionar un conducto al fluido del equipo a la barrena.
- Transmitir el movimiento de rotación a la barrena.
- Aplicar peso a la barrena.
- Bajar y subir la barrena dentro del pozo.
- Evitar vibraciones.
- Realizar pruebas de presión.
- Colocar TR's cortas (liners).

Los componentes de la tubería de perforación son:

- Aparejo de fondo
- Tubería extrapesada
- Tubería de perforación.

El aparejo de fondo se puede constituir de los siguientes componentes:

- Lastrabarrenas
- Estabilizadores
- Martillo
- Amortiguadores de vibración
- Motor de fondo
- Medición Durante la Perforación (MWD)
- Barrenas.

La tubería de perforación es la sección más larga de la sarta de perforación. El aparejo de fondo no es mayor a los 400 m de longitud de la barrena a la superficie; existen tuberías disponibles en varios grados y pesos, el grado de la tubería determina el mínimo esfuerzo a la cedencia.

La clase de tubería indica el desgaste del tubo debido al uso, de acuerdo a la norma API 7G la clasificación de las tuberías es:

- NUEVA. Nunca ha sido usada.
- PREMIUM. Uso uniforme y un mínimo de espesor de pared de 80% del original.
- CLASE 2. Tubería con un espesor de pared mínimo de 65% del original.
- CLASE 3. Tubería con un espesor de pared del 55% del original.

Las TPs están disponibles en varios rangos de longitud

RANGO	LONGITUD [PIE]
1	12 – 18
2	27 – 30
3	38 – 40

1.1.6 TUBERÍA EXTRAPESADA.

El espesor de pared de esta tubería es de dos a tres veces mayor que el de la tubería de perforación, esta tubería proporciona los siguientes beneficios.

- 1) Reduce las fallas de la tubería de perforación debidas a la reducción abrupta de rigidez en la zona de los lastrabarrenas.
- 2) Incrementa significativamente el rendimiento y capacidad de profundidad de equipos chicos en áreas de perforación someras.
- 3) Proporciona ahorros sustanciales en los costos de perforación, por sustituir parte de la longitud de los lastrabarrenas, reduciendo el torque y decreciendo la tendencia al cambio de dirección.

Las juntas de esta tubería son más largas de lo normal, esta tubería tiene además, menor contacto con la pared del pozo que los lastrabarrenas, reduciendo los riesgos de pegadura por presión diferencial.

I.1.7 PERFORACIÓN DE DIÁMETRO REDUCIDO².

En la perforación con TP y TR se maneja el concepto de diámetro reducido, debido a que se tienen agujeros pequeños por el empleo de tuberías y barrenas, por ello la perforación con este tipo de pozos requiere un estricto control en las caídas de presión por fricción.

Actualmente existen tres diferentes sistemas de aplicación para la perforación de pozos con 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 % hasta un 70 %. Este ahorro se debe principalmente al empleo de equipos más pequeños, ritmos de penetración altos, tuberías de revestimiento de menor costo, etc.

La técnica de perforación rotatoria prácticamente es la misma empleada para perforar un pozo convencional, 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.

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 sujetas a grandes esfuerzos en operaciones especiales.
 - Incremento en el riesgo de control de pozo durante la perforación en yacimientos goepresionados y de gas.
 - Limitación en los esfuerzos de torsión aplicado a la sarta de trabajo.
-

I.1.8 MOTOR DE FONDO.

La perforación con TP y TR se ha realizado en algunas ocasiones con motor de fondo logrando para ello un aumento en la perforación y reduciendo los problemas por pozo perforado, en la actualidad su uso se ha extendido para perforar pozos convencionales, pozos desviados y horizontales, tomando relevancia en la perforación de pozos de diámetro reducido, incrementando su eficiencia con sistemas de medición continua.

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 diámetro reducido.

La técnica de motor de fondo (fig. 2), 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 50 a un 75 %.

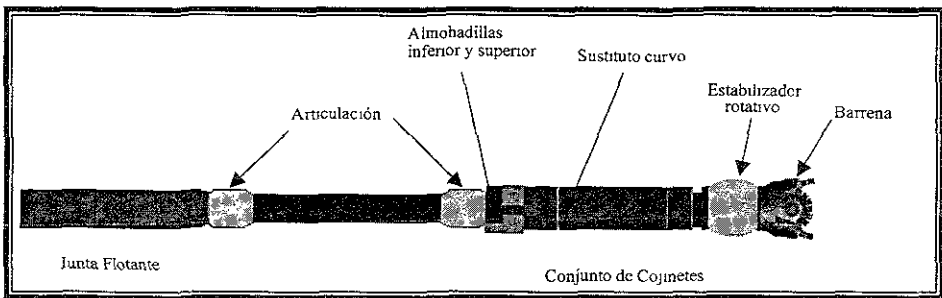


Figura 2. Perforación con motor de fondo.

I.2 INNOVACIÓN DE PERFORACIÓN CON TERMINACIÓN “TUBINGLESS”.

Para la explotación de los campos en el Sur de Texas en E.U.A. así como los campos que integran la Región Norte de México se presentó una nueva técnica para su explotación mediante la perforación de pozos con tubería de perforación y terminación “Tubingless”. Esto se debió a que la perforación de pozos representa aproximadamente el 80% de la inversión total, de igual forma el 75 % del costo total de perforación esta relacionado con el costo de materiales y servicios los cuales estan directamente relacionados con el diseño del pozo (diseño de TP, TR, barrenas, sistema hidráulico, equipo de perforación, etc.). Es por ello que al perforar los pozos se decidió usar la tecnología con “Tubingless” de tal forma que los costos en los materiales y servicios empleados se reduzcan al perforar los pozos, y de esta forma poder incrementar la rentabilidad de los proyectos a nivel mundial.

I.2.1 POZOS CON “TUBINGLESS” ³.

Los pozos con “Tubingless” se han utilizado en la última década para la explotación de arenas compactas de baja permeabilidad en campos de la Región Norte como en la Región Sur de México, esto se debió a que se requieren bajos costos de perforación a fin de hacer rentable su explotación. Las consideraciones para aplicar esta tecnología son.

- Campos de bajo riesgo en donde se tiene la mayor información geológica.
- Los fluidos a producir no presentan corrosión y/o tienden a presentar incrustación que puedan dañar las tuberías e instalaciones superficiales.
- La certeza o seguridad de tener un alto índice de éxito en la cementación primaria.

Como primer paso fue necesario reducir la geometría del pozo, por lo que se utilizó el concepto de diseño esbelto, el cual consiste en reducir tanto el diámetro del agujero como el de la tubería de revestimiento (TR). El segundo paso es aplicar la técnica de terminación "Tubingless".

Haciendo un análisis tanto del programa convencional como del nuevo programa con "Tubingless" se muestra la (fig.3) con perforación convencional la cual requiere barrenas de 17 ½ pg, 12 ¼ pg , y 8 ½ pg, y tuberías de revestimiento de 13 ¾ pg, 9 ⅝ pg, y 7 pg respectivamente. Para ello se utilizaba una tubería de perforación de 4 ½ pg en las tres etapas del pozo debido a la resistencia del tubo a tensión, torsión y la hidráulica requerida. Finalmente la terminación se hacía con un aparejo de producción de 2 ⅞ pg con un empacador permanente colocado arriba del intervalo productor.

Para el nuevo programa de perforación se emplean barrenas de 12 ¼ pg, 8 ½ pg y 5 ⅝ pg para introducir tuberías de revestimiento de 9 ⅝ pg y 3 ½ pg respectivamente.

La tubería de 3 ½ pg se utiliza para perforar la última etapa del pozo, y posteriormente se cementa como tubería de explotación y así producir a través de ella misma, la TP debe ser cementada hasta arriba de la zapata de la TR anterior y posteriormente dispararse para inducir el pozo a producción, a esta técnica es llamada terminación Tubingless. De esta forma la tubería cumple con tres funciones fundamentales como.

- Tubería de perforación.
- Tubería de revestimiento de explotación.
- Como aparejo de producción.

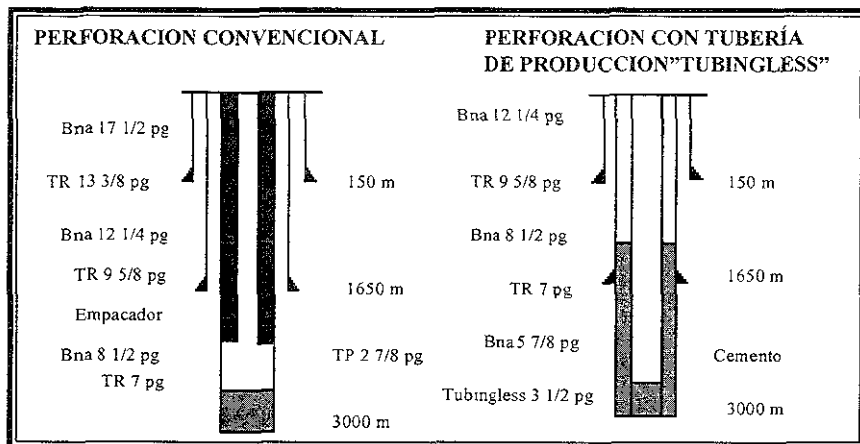


Figura 3. Comparación en el diseño de pozos con perforación convencional y con TP.

En la etapa de producción la tubería esta sujeta a incrementos de temperatura, que a su vez causan incrementos de longitud y fuerzas compresivas, que por lo general afectan la estabilidad de la tubería en la parte no cementada (parte superior), causando pandeo helicoidal, lo cual puede provocar obstrucción en la introducción de herramientas de línea de acero y en la bajada o en la recuperación de pistolas, adicionalmente a las fallas de los coples por compresión de la tubería.

Es por ello que el primer paso para diseñar la tubería de producción se aplica el análisis axial a fin de escoger la tubería adecuada. La (fig. 4) muestra la elipse de esfuerzo axial para TP de 3 1/2 pg 9.3 lb/pie N-80 Hydril 533. Esta tubería presenta un diseño extraordinario en los extremos tanto interno como externo, esto se debe a la conexión integral Hydril Tipo 533 de tipo acuñada, cuyo diseño permite resistir a un 100% las cargas de torsión, tensión, flexión y compresión, así mismo la conexión garantiza una hermeticidad en pozos de gas al 100%, además de un sello metal-metal.

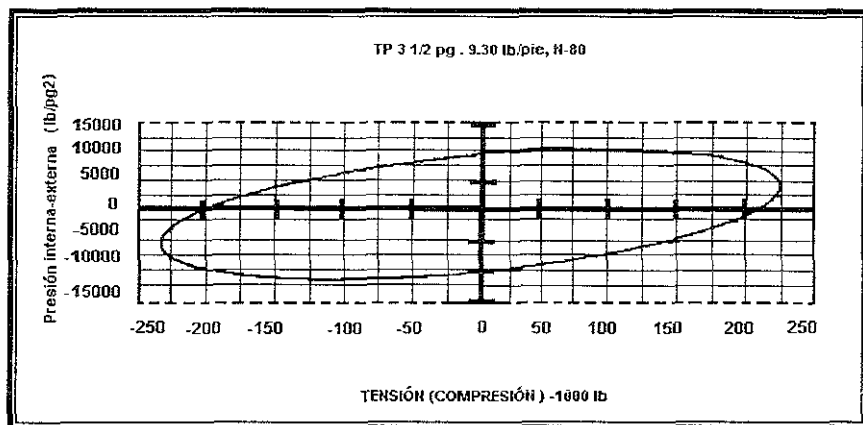


Figura 4. Elipse de esfuerzos biaxiales para TP de 3 ½ pg.

Durante la corrida en la tubería de producción de 3 ½ pg en el pozo, se requiere darle un apriete a cada conexión de 3000-4000 lb-pie y realizar una prueba hidráulica a 9000 lb/pg² de presión para garantizar la total hermeticidad de la TP como se muestra la (fig.5) y así evitar cualquier fuga durante el proceso de cementación, fracturamiento y la vida productiva del pozo.

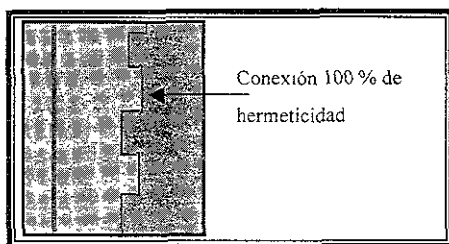


Figura 5. Conexión Integral Serie 500 Tipo 533.

La cementación en pozos con TP y TR representa una operación crítica por lo que se debe tener éxito en la cementación primaria. Se debe llevar un análisis cuidadoso en el acondicionamiento del fluido de perforación (densidad y viscosidad) previo a la cementación, además el cemento debe tener un aditivo que permita controlar la migración del gas que existe en la formación al estar desplazando el cemento.

La operación se realiza rotando la tubería de 15 a 20 r.p.m. durante la cementación, y el desplazamiento se debe de realizar con fluido de terminación (salmuera). Una vez realizada la cementación se realiza un fracturamiento a la formación debido a que estos pozos presentan baja permeabilidad en los intervalos productores.

De esta forma la tecnología aplicada en la perforación de estos pozos con "Tubingless" permite tener un avance en la reducción de tiempo y costos, es por ello que se tienen grandes ventajas en la perforación de estos pozos:

- Se requiere menor cantidad de acero.
- Costos bajos de barrenas.
- Reducción en los tapones de arena para los fracturamientos.
- Eliminación del uso de empacadores y del equipo de terminación de línea de acero
- Menores tiempos de perforación y de terminación del pozo.
- Una más rápida y eficiente limpieza después de los trabajos de fracturamiento.

Las ventajas de estos pozos son grandes, y por ello se han perforado una gran cantidad de ellos en México como en otros países, haciendo de esta tecnología un avance en la reducción de costos y tiempo.

I.3 CASOS HISTORICOS DE PERFORACIÓN CON TP Y TR¹.

La perforación de pozos en diferentes partes del mundo hace que la tecnología en perforación con TP y TR muestre un avance más rápido en cada uno con diferentes parámetros de operación, y al manejo del equipo para cada pozo, es por ello que se tiene el mismo objetivo en cada uno de ellos, llegar a la profundidad programada reduciendo costos y tiempo.

1. En septiembre de 1999, una compañía petrolera del Sur de Louisiana E.U.A perforó exitosamente a 9800 pies incluyendo formaciones salinas con tubería de 3½ pg P-110 9.30 lb/pie conexiones Hydril 533. La tubería perforó dos etapas a 9800 pies, la primera etapa a 4100 ft usando una barrena de 9 7/8 pg con perforación rotatoria y la segunda sección hasta 9800 pies usando una barrena de 6 ½ pg con motor de fondo (fig. 6). El punto de desviación al intervalo productor fue aproximadamente a 4300 pies con un incremento de ángulo de 2°/100 pies teniendo un ángulo máximo de 43°.

El torque aplicado a las llaves para enroscar la tubería se encontró dentro del rango de 3000-4000 lb-pie y el rango de presión de bombeo de 1400-1600 lb/pg² durante la perforación de la primera etapa y 2400-2500 lb/pg² durante la segunda etapa, y un peso promedio sobre barrena de 4 a 5 toneladas. El tiempo de rotación fue de 208 horas y un gasto de 60 gpm además la tubería de 3 ½ pg fue rotada cerca de las 750,000 revoluciones. La velocidad promedio de penetración fue de 50 pie/min para la segunda etapa con barrena de 6 ½ pg.

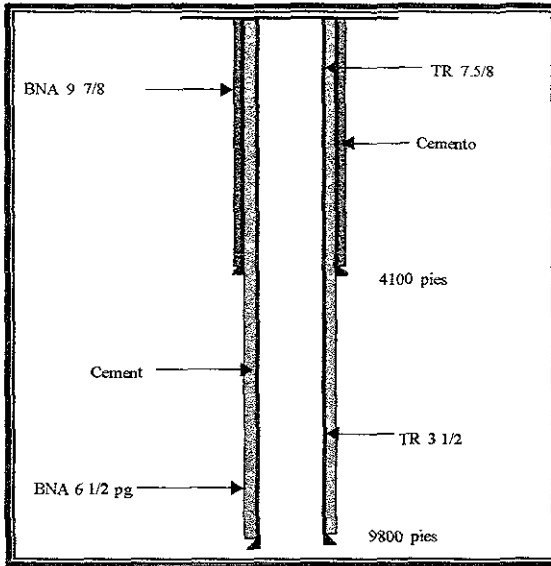


Figura 6. Geometría y diseño de tuberías en la perforación de pozos con TP.

Una vez alcanzada la profundidad total (TD) en la primera etapa a 4100 pies, la tubería fue sacada y revisada en su totalidad. Los protectores de rosca se colocaron sobre cada una de las juntas. Después el parejo de fondo (BHA) fue recuperado en su totalidad y la TR de 7 5/8 pg fue corrida y cementada en el fondo de pozo. La perforación continuó hasta alcanzar la profundidad de 7700 pies con una tubería de 3 1/2 pg, posteriormente la tubería fue sacada y la barrena fue remplazada por un motor de fondo a una profundidad total (TD) de 9350 pies.

A la profundidad de 9135 pies se encontraron zonas salinas con cavidades las cuales presentan un atrapamiento en la sarta de perforación por pegadura por presión diferencial lo que representó un retraso en la perforación.

Posteriormente se incrementó el peso del fluido de perforación de 9.5 lb/gal a 13.2 lb/gal para atravesar esta zona problemática. Se bajó la sarta de perforación para observar las condiciones del fluido de perforación y del motor de fondo y poder continuar con la perforación. Estos se encontraron en buenas condiciones y se continuó la perforación hasta obtener la profundidad vertical deseada.

Después de alcanzar la profundidad total (TD) en el pozo a 9800 ft la tubería de 3 ½ pg fue sacada de nuevo y puesta en la torre de perforación para retirar el aparejo de fondo. La tubería fue nuevamente corrida y cementada en el fondo del pozo. La terminación del pozo fue realizada con la técnica "Tubingless", lo que permite el ahorro de accesorios de terminación (empacador, niple, unidades selladoras, válvula de seguridad, etc.), ésta técnica tiene como objetivo ahorrar en el costo de tuberías y de fluido de perforación, así como la ventaja de usar la sarta como TR de producción y TR de revestimiento, por lo tanto permite abatir costos y tiempo.

2. En junio de 1999 una compañía petrolera Schlumberg en el Norte de México perforó con éxito a 1633 m con una TR de 5 ½ pg, 17 lb/pie N-80, conexiones Hydril 521. La primera sección perforada se realizó con una TR de 9 5/8 pg y una zapata a 250 m, la perforación pudo continuar hasta llegar a la profundidad de 1883 m atravesado formaciones problemáticas como zonas salinas⁵.

El aparejo de fondo incluye una barrena de Diamante Policristalino Sintético (PDC) de 8 ½ pg, seis lastrarbarrenas de 6 ½ pg tres estabilizadores y martillo. Cada junta de la tubería fue evaluada para observar su resistencia lo que garantiza el seguir usándola. Inicialmente, la fuerza aplicada de torque fue 6000 lb/pie, lo que garantiza una hermeticidad del 100% entre la junta y la caja de la tubería.

Debido a la fuerza del torque que se aplico en la tubería, fue necesario usar el equipo de perforación y elegir el tamaño de las llaves para confirmar un apriete adecuado en la tubería.

El rango de presión de bombeo fue de 1000 a 1500 lb/pg², y el peso sobre barrena de 3 a 5 toneladas. Con un tiempo de rotación de 52 hrs y una velocidad promedio de 150 r.p.m. la rotación de la TR de 5 ½ pg fue alrededor de las 470,000 revoluciones. La velocidad promedio de penetración fue de 32 m/hr. Después de alcanzar los 1883 m la tubería fue sacada y colocada en la torre de perforación.

El torque aplicado sobre la junta para desenroscar la tubería fue de 9000 lb/pie y el ultimo cople para desenroscar la tubería fue muy alto de 14,000 lb/pie, esto se atribuye a que esta ultima sección se encuentra trabajando en el fondo del pozo lo que ocasiona que esta se apriete con más fuerza.

Antes de correr alguna sarta de TR para terminar el pozo, las conexiones fueron inspeccionadas sin mostrar daño por exceso en el torque aplicado, lo que garantiza el poder seguir utilizando la tubería sin riesgos en el pozo. Es por ello que las conexiones se encontraron en buenas condiciones y listas para correr la tubería y llegar hasta los 1883 m.

El tiempo total empleado en correr la TR fue de casi 8 hrs y se realizó estando tensionada hasta alcanzar una velocidad alta del fluido de perforación. Una vez que se alcanzó la profundidad total del pozo a 1883 m se tiene la posibilidad de circular el fluido de perforación hasta encontrar el pozo en condiciones óptimas, y continuar la operación de la cementación hasta la profundidad objetivo.

La ultima sección del pozo fue perforada a los 1883 m con una profundidad total (TD) de 2850 m usando tubería de 2 7/8 pg, N-80, 6.5 lb/pie Hydril 533.

Después de perforar a la profundidad total (TD), la sarta de perforación fue sacada y recuperada la barrena de 4 ¾ pg. De esta forma la sarta de perforación fue inspeccionada tanto en las conexiones como en la junta y corrida hasta la profundidad objetivo y cementada en el fondo del pozo.

3. En enero de 1998, Petróleos Mexicanos (Pemex) perforó un pozo en la Región Norte de México hasta alcanzar una profundidad de 2900 m. En este pozo se perforaron tres etapas (fig. 7), la primera etapa se realizó con una barrena tricónica de 12 ¼ pg hasta alcanzar los 150 m de profundidad, utilizando un fluido de perforación base agua de 1.20 gr/cm³ y se cemento un a TR de 9 5/8 pg.

La segunda etapa se perforó a una profundidad que varió entre 1300 a 1600 m con una barrena de Diamante Policristalino Sintético (PDC) de 8 ½ pg utilizando un fluido base aceite con una densidad de 1.25 a 1.30 gr/cm³ y cementando una TR de 7 pg a la profundidad objetivo.

La tercera y ultima etapa se perforó hasta una profundidad de 2900 m con barrena de diamante Policristalino (PDC) de 5 7/8 pg y tubería de producción de 3 ½ pg conexión Serie 500 Tipo 533, con fluido de perforación base aceite de densidad 1.75 gr/cm³ a 1.80 gr/cm³, esta ultima etapa se conoce como técnica Tubingless.

Posteriormente se cemento la tubería de 3 ½ pg a la profundidad de 2900 m utilizando un cemento anti-migración de gas de densidad normal, cubriendo todas las arenas atractivas con un traslape de 100 a 150 m dentro de la TR de 7 pg

El desplazamiento se efectuó con salmuera al 2 % de cloruro de potasio, la tubería se dejó represionada durante la espera de fraguado con la presión diferencial obtenida para prevenir el pandeo en la parte cementada (inferior).

Durante la cementación se rotó la tubería de 15 a 20 rpm, para mejorar la eficiencia de desplazamiento de fluido de perforación.

A la espera del fraguado del cemento, se descargo la presión del interior de la tubería, posteriormente se desmanteló preventores y se instaló el niple y bola colgadora dejando de 4 a 6 ton de tensión adicional al peso flotado de la tubería, y finalmente se instaló y probó el medio árbol de válvulas.

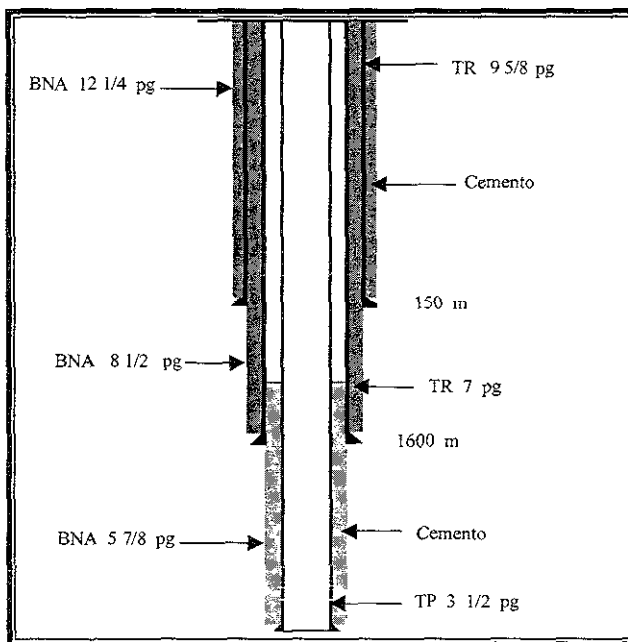


Figura 7. Estado mecánico del pozo, con terminación Tubingless.

Posteriormente, se tomó el registro de evaluación de la cementación sonico compensado (CBL) y el de densidad variable (VDL), posteriormente se efectuaron los disparos de la primera arena a probar, utilizando pistolas de 2 1/8 pg, 13 cargas/m, fase 60 grados. Después de desmantelar el equipo de perforación se realizaron los fracturamientos en las arenas de interés, aislando cada intervalo fracturado con tapones temporales de arena, los cuales fueron removidos finalmente utilizando tubería flexible.

CAPITULO II

CONSIDERACIONES DE DISEÑO EN TUBERÍAS TP Y TR.

En la perforación de pozos, el diseño de tuberías tanto para TP y TR son de vital importancia, porque representan el éxito de la perforación.

Las conexiones de la tubería que se presentan en este capítulo son Hydril Serie 500 Tipo 533 y 521, las cuales muestran excelentes condiciones para trabajar en tensión y compresión, además de presentar un doble sello, lo que garantiza el poder perforar sin ocasionar problemas en el pozo y al personal. Aunado a ello se tiene el diseño de las tuberías, lo cual implica hacer varias consideraciones como; el pandeo, flexión, torsión, y compresión a los que estarán sujetas estas tuberías al estar operando en el pozo.

Otra consideración de diseño muy importante en el desarrollo de ésta tecnología con perforación de TP y TR es la cementación, la cual esta sujeta a varias consideraciones de operación, como las propiedades reológicas (viscosidad, densidad, punto de cedencia, viscosidad plástica) del fluido de perforación, así como los aditivos y el desplazamiento de la lechada de cemento. Por último se tienen las consideraciones al fracturamiento de la formación y la tubería cuando éstas se disparan para producir los fluidos de la formación productora.

II.1 CARACTERÍSTICAS DE DISEÑO EN CONEXIONES PARA TUBERÍA TP Y TR.

Las conexiones para TP y TR son de gran importancia para perforar los pozos en los que se requiere reducir los costos y tiempo de perforación. Las características de la caja y el piñón junto con la junta, presentan un diseño muy especial, en el cual se tiene un ángulo inverso en la rosca que hace que al estar trabajando tanto en tensión y compresión ésta no se salga además de presentar un sello metal-metal que evita la fuga de gas y así tener un mejor control del pozo. Esta y otras características muestran las conexiones para perforar pozos con gran éxito.

II.1.1 PROPIEDADES RELACIONADOS A ESFUERZO DE COMPRESIÓN⁶.

Los rangos de compresión en conexiones para TP y TR muchas veces son significativamente más bajos que la capacidad de compresión del cuerpo de la tubería. La compresión puede afectar desfavorablemente la estructura y la integridad de las conexiones.

Desafortunadamente el API no presenta los rangos de compresión para las conexiones API. Algunos fabricantes de conexiones premium no le dan mucha publicidad a los rangos de compresión de sus conexiones. Así los rangos de compresión están generalmente disponibles sólo si se contacta a los fabricantes.

Existen diferencias substanciales en los métodos utilizados para evaluar las conexiones premium en compresión. La mayoría, si no es que todas las conexiones premium están evaluadas en tensión basándose en el área crítica de las conexiones. La fig.8 muestra las áreas críticas de tres conexiones premium más comunes: metal sello, cople MTC, línea esbelta de alto desempeño (SLH) y junta lisa integral (IFJ).

El área crítica en tensión es la mínima de A_1 , A_2 , o A_3+A_4 . El rango de tensión es simplemente el área crítica multiplicada por cualquiera de los dos, la cedencia o la tensión del material.

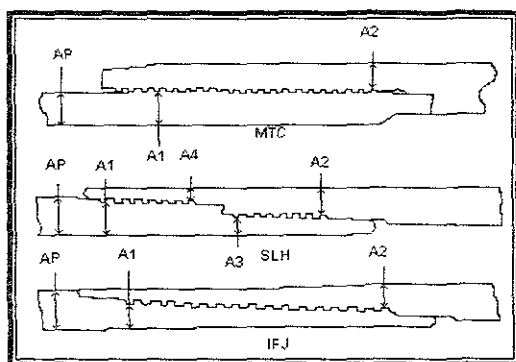


Figura 8. Áreas críticas de tres conexiones premium más comunes.

Determinar el rango de compresión de las conexiones no es tan directo como calcular el rango de tensión. Es por ello que los fabricantes utilizan diferentes métodos haciendo comparación entre las diferentes conexiones. Dependiendo de los atributos de las conexiones el rango de compresión se puede basar en:

- Área crítica.
- Tensión en el borde del área.
- Datos empíricos.

Otra característica de las conexiones es la geometría en la rosca que determina la capacidad de compresión. Específicamente, cuando la conexión está mal conectada se puede presentar una hendidura en la conexión o en el flanco de compresión de la rosca. El tamaño de la hendidura si es que existe, y el ángulo del flanco de compresión es un efecto significativo en la capacidad de las conexiones para resistir las fuerzas de compresión axial.

Las conexiones con muy poca o sin hendidura en la conexión o el flanco de compresión de la cuerda, generalmente pueden resistir altas cargas de compresión debido a que la torsión del borde no está resistiendo toda la fuerza de compresión.

En estas conexiones la cuerda tiene la habilidad de distribuir el esfuerzo axial de la carga de compresión dentro de áreas críticas que definen la capacidad de tensión en la conexión y controla su capacidad de compresión en la conexión.

El ángulo que se presenta en el flanco de compresión (fig.9) y de la cuerda es importante para los rangos de compresión en conexiones con muy poca o ninguna hendidura en el flanco de compresión. Si este ángulo es muy pronunciado existe una hendidura para que la caja y el piñón se separen debido a que existen bajas cargas de compresión por debajo de su resistencia a la compresión.

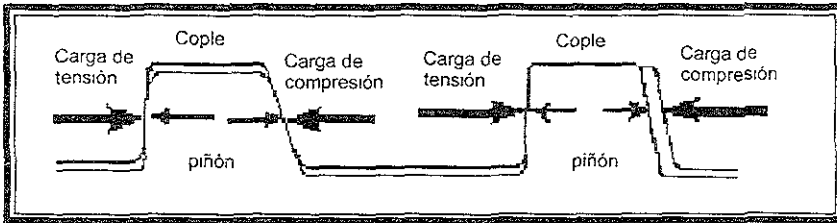


Figura 9. Distribución de esfuerzos presentados en las tuberías durante la perforación

II.1.2 JUNTA PARA PERFORAR CON TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

La tubería Hydril Serie 500 Tipo 533 (fig.10) presenta una conexión integral maquinada y forjada en caliente, con refuerzo en los extremos interno – externo para ser usada en aplicaciones con mas demanda en pozos que requieren ser perforados con esta tubería en la ultima sección del pozo. Esta combinación da excelentes resultados por sus características estructurales con doble enganche, la junta y rosca son maquinadas con un refuerzo en los extremos, y está expuesta a trabajar con altas presiones de gas dentro de la tubería, mostrando así un sello que garantiza la seguridad y funcionamiento de ésta, además de un sello metal-metal con la tubería².

La junta ha se ha utilizado en tuberías de producción o como sarta de perforación o en ambas aplicaciones.

La conexión integral es la única que tiene el perfil de rosca acuñada, creando un ángulo inverso en ambos costados de la carga para poder conectar la tubería. La carga que sé tiene al engancharse en el costado, permite a la conexión transmitir una mayor carga de tensión y poder resistir una separación radial en la rosca.

El doble gancho en la conexión integral se produce en el flanco de ella a lo largo de la componente al esfuerzo radial, esto permite que la resistencia de la caja sea mayor y pueda soportar una alta compresión inducida por el esfuerzo realizado desde la superficie.

La energía concentrada que ha viajado por la misma trayectoria y en direcciones opuestas a la conexión integral, prevé una mayor resistencia en la rosca a tensión y compresión creada por el pandeo de la tubería.

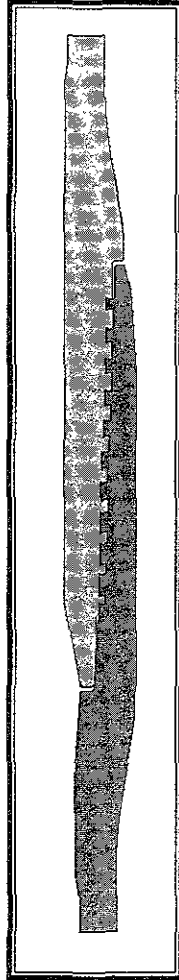


Figura 10. Conexiones de Tubería Serie 500 Tipo 533 para perforar con TP.

Esta aplicación realizada en la parte de arriba por el torque, presenta simultáneamente una precarga al centrar dos tubos y conectarlos a la rosca, además de existir una carga en los extremos de la tubería. Estas precargas en el borde de la tubería permite a la rosca retener al engrane durante una carga axial cíclica, y el espacio libre en el anillo permite un movimiento relativo del piñón y el cople durante la tensión y compresión.

Además el efecto de la cuña se opone al borde del engrane, produciendo un torque positivo como se observa en la fig. 11 lo que prevé un exceso de rotación al enroscar la tubería.

La conexión puede tolerar un torque alto y de carga en el fondo del pozo durante la rotación al estar perforando sin crear en el fondo del pozo una restricción al final del piñón

Esta tubería presenta menos hilos por pulgada en diámetro de 3 ½ pg, lo que representa un perfil mucho mayor en su resistencia, además no solamente es más resistente si no que también su manejo en las conexiones es mucho mayor, esto permite que no se dañe la conexión al estar trabajando con ella

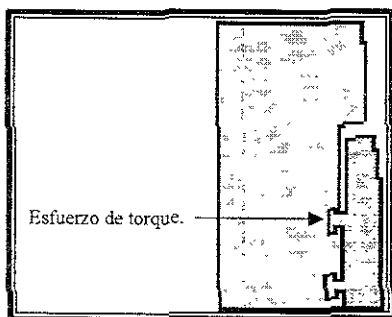


Figura 11. Mayor esfuerzo de torque desarrollado por el doble enganche en las conexiones.

Las conexiones tienen la capacidad de resistir repetidamente el viaje de ida y vuelta en la perforación del pozo, por lo que la tubería no sufre ningún daño en sus conexiones. Esto ha sido usado frecuentemente en operaciones de rehabilitación de pozos tales como rebajar cemento, y pescas, además para probar la formación por medio del equipo de perforación.

II.1.3 CARACTERÍSTICAS DE DISEÑO⁴

- 1) Alta resistencia al esfuerzo de torsión a través de engranes simultáneos oponiéndose en los extremos de rosca acuñaada.
- 2) El cuerpo de la tubería es clasificado 100 % a tensión y pandeamiento, el cual es provisto por el maquinado del piñón y la caja y por un refuerzo forjado en caliente interno y externo. Las conexiones exceden el área crítica y el área del cuerpo de la tubería.
- 3) La durabilidad y el trabajo de la sarta son desarrollados de forma rigurosa, además presenta una gran facilidad para poder conectar la tubería a una profundidad dada
- 4) En la distribución del esfuerzo a un nivel de esfuerzo mínimo, la junta es compatible con otros productos y también es recomendado para usar un 9 % a 13 % de acero con cromo.
- 5) La junta se clasifica en 100% a compresión, estando prevista por un ángulo inverso fig.12 para la conexión de la tubería sobre el costado de la rosca acuñaada

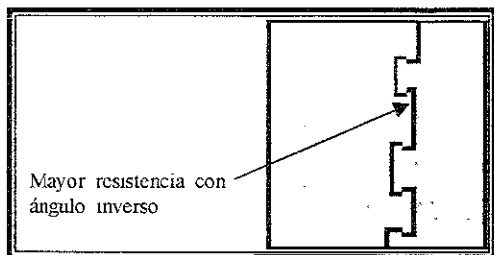


Figura 12. Tubería 100% de hermeticidad y ángulo inverso.

- 6) El cuerpo de la tubería es resistente al colapso y está recubierta con un sello lubricante en la rosca. La rosca también prevé la presión interna sellando al 100% el cuerpo de la tubería
- 7) Es ideal para perforar con ángulos grandes y de alcancé extendido, además de otras aplicaciones demandadas en la perforación de pozos, superando la relación de tiempo y capacidad de pandeamiento. Las cuñas para conexión integral protegen a la rosca con excelente calidad y se combinan con la torsión, pandeamiento y tensión-compresión.
- 8) Un porcentaje del 100% sello metal-metal, mantiene la capacidad de sello a presión del gas bajo altas cargas axiales y de pandeamiento. El ángulo superficial biselado que se encuentra en el borde del diámetro interno de piñón representa un sello alrededor de toda la circunferencia de la conexión.
- 9) La protección continua a la corrosión (fig.13) es prevista por las características del sello lubricante. Este es un material inerte el cual tiene la función de crear un anillo resistente a la corrosión al conectar el piñón y la caja

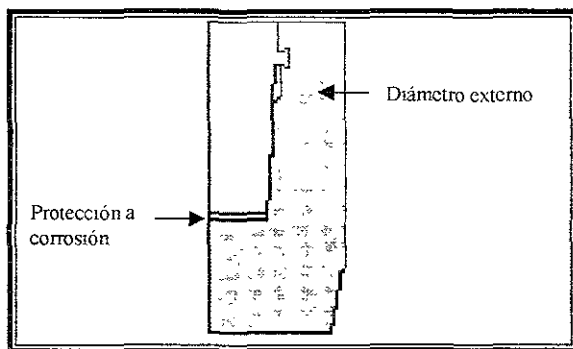


Figura 13. Excelente protección a la corrosión y diámetro externo.

- 10) El diámetro externo facilita que se corra la tubería, se jale y circule el fluido de perforación.
- 11) El flujo continuo en la sarta de perforación es mantenido aerodinámicamente sin interrupción sobre la configuración del diámetro interno. La erosión y corrosión asociada con el flujo turbulento es minimizada dentro de la sarta.

II.1.4 JUNTA PARA PERFORAR CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO⁴.

La conexión serie 500 tipo 521 de TR (fig 14), no tiene comparación con otras combinaciones en capacidad estructural. Esta tubería ofrece esfuerzos de torque, pandeo y tensión-compresión, todo esto sobre el perfil del diámetro externo de la tubería, además de presentar un espacio mayor para otras aplicaciones en el pozo.

Esta conexión de TR supera las demandas estructurales en aplicaciones tales como en pozos horizontales y de alcance extendido.

La capacidad de rotación de la junta presenta una resistencia al pandeo mayor que es superado por el refuerzo en las conexiones tanto del piñón como de la caja. Esta junta se ha corrido en radios medio y largo de pozos horizontales y de alcance extendido, ha sido manejada adecuadamente en operaciones durante la limpieza del pozo y de cementación.

El alto esfuerzo de pandeo de la tubería y el esfuerzo de torque para la junta representa un gran avance en operaciones con pozos que tienen un alto costo, por lo que se combina una relación de bajo costo que la hace más atractiva para el control de arena y de otras aplicaciones. Este tipo de conexiones resuelve dos problemas frecuentes encontrados en diámetros grandes de TR como son: rosca cruzada y rosca para poder jalar la tubería.

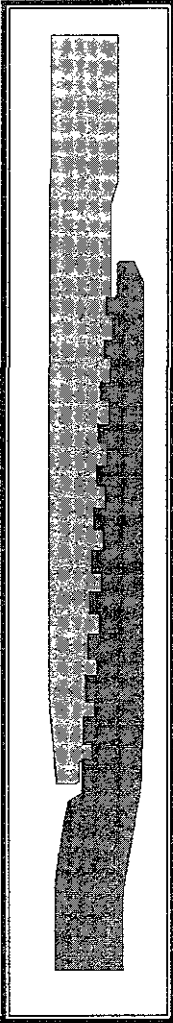


Figura 14. Tubería Serie 500 Tipo 521

Este tipo de conexión se presenta como robusta y gruesa, además de tener una resistencia mayor alrededor de la rosca, lo cual permite que ésta se trabaje y evite que se salga. Para diámetros grandes de tubería, la junta no presenta un esfuerzo mayor debido a su gran capacidad estructural.

Como ejemplo de aplicación se tiene que en México se ha corrido desde plataformas flotantes y ha sido usada como sarta de TR superficial e intermedia. Otros ejemplos incluyen mencionar un pozo perforado con barrena de 14 ¾ pg y colocada una TR de 13 ¾ pg y conexiones tipo 521, con un ángulo de desviación de 12°/100 pies. También fue usada en aguas profundas en el Golfo de México con barrena de 16 ¾ pg y colocando una TR superficial de 15 pg.

II.1.5 CARACTERÍSTICAS DE DISEÑO.

- 1) Las pruebas de campo en pozos horizontales y de alcance extendido presentan un efecto de acuíamiento que produce una eliminación del esfuerzo a la tensión al presentar rotación, y durante el pandeamiento provocado por la limpieza o cementación del pozo, (fig.15). La rosca es probada en los extremos por un exceso en el torque, lo que provoca que la rosca se ensamble haciendo que sea más resistente a tensión y compresión creado por el pandeamiento.
- 2) La confirmación visual de la rosca es generalmente en la parte de arriba de la caja, y al enroscar la tubería sobre la banda del piñón.
- 3) La alta relación a compresión es comprobada por un ángulo inverso al conectar dos tubos sobre los extremos y al ensamblar la rosca.

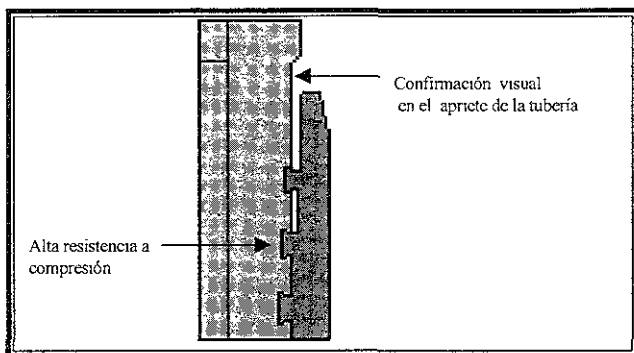


Figura 15. Mayor resistencia a compresión y pandeamiento.

- 4) Con diámetros grandes de tubería, el ensamble de la rosca elimina que ésta se saiga, este es un problema común con espesores delgados en tubería convencional.
- 5) El grueso de la rosca presenta una inclinación pequeña y permite probar que al enroscar la tubería ésta no se pueda salir.
- 6) El diseño integral relacionado con las conexiones y el cople permiten que este no se pueda salir.
- 7) El esfuerzo de torque excepcional permite hacer operaciones de limpieza y de perforación. El esfuerzo al torque es desarrollado a través del engrane y simultáneamente se opone al extremo de la rosca para ser ensamblado.
- 8) El cuerpo de la tubería tiene un 100% de resistencia al colapso y crea un sello lubricante con el ensamble de la rosca.
- 9) La tubería presenta una buena capacidad estructural la cual es probada a tensión y a esfuerzo por pandeo de un 65 a un 75 % (fig. 16), cada uno se presenta sobre la pared de la tubería. El esfuerzo a compresión excede el de tensión.

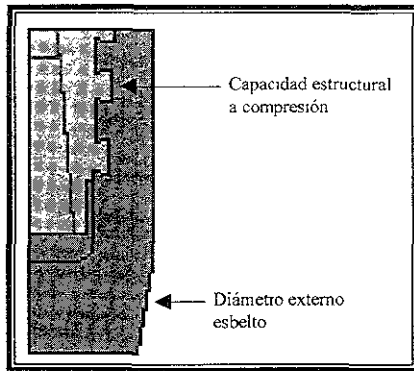


Figura 16. Capacidad estructural a compresión desarrollado por Hydril Serie 500 Tipo 521

- 10) Una reparación de campo permite un sello al ser ensamblada la rosca por lubricante. Las roscas pueden ser reparadas en el lugar, reduciendo el número de desechos en el campo.
- 11) El diámetro externo esbelto es introducido y puede circularse direccionalmente eliminando los problemas en el fondo del pozo.

II.2. DISEÑO DE TUBERÍAS TR Y TP.

II.2.1 CONSIDERACIONES DE DISEÑO⁸.

En muchos aspectos el diseño de un pozo para la perforación con TR es similar al diseño de un pozo convencional. Consideraciones tales como estabilidad del agujero, control del pozo, profundidad de asentamiento de la TR, la planeación de la dirección y la selección de las barrenas, en la mayoría de los casos se calcula de la misma manera como en una perforación convencional. La diferencia significativa es que la TR está sujeta a esfuerzos adicionales mientras está perforando.

La figura 17 muestra alguna de las interacciones que afectan la integridad de la tubería utilizada para perforar con TR. Las tres consideraciones principales que afectan a la tubería (cargas elásticas, fatiga y desgaste) se muestran del lado derecho, mientras que lo que se muestra bajo el control de operaciones (parámetros de operación, propiedades de la tubería, diseño de conexiones y diseño del pozo) se muestra del lado izquierdo.

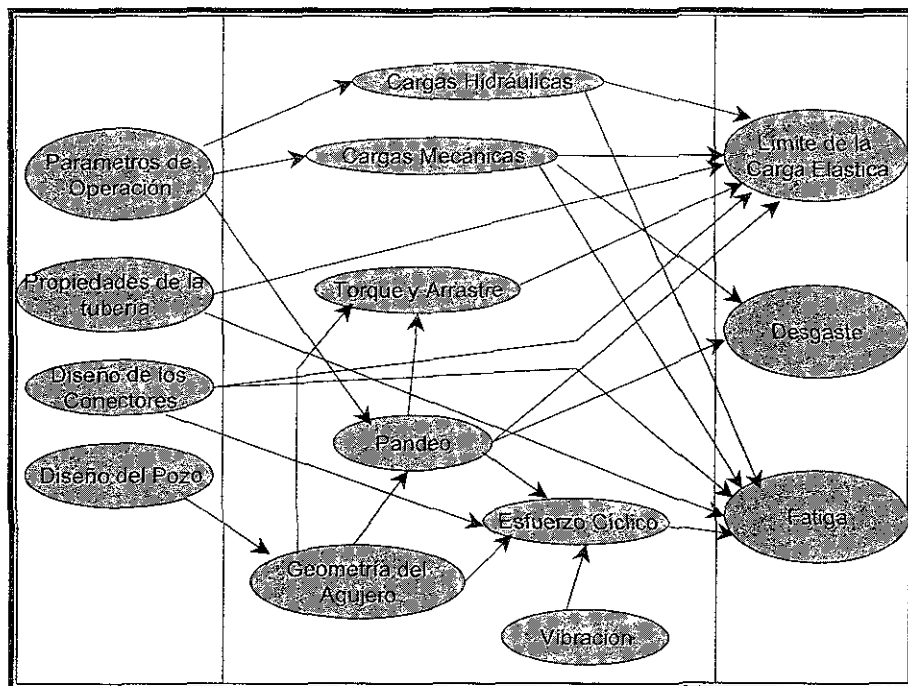


Figura 17. Interacciones que afectan la Integridad de la TR en la aplicación de CDS.

La mayoría de estos factores que afectan la perforación con TR pueden manejarse con técnicas de ingeniería convencionales, pero tres aspectos – pandeo, fatiga e hidráulica – merecen especial atención.

PANDEO. Una diferencia significativa entre perforación con tubería de perforación y con tubería de revestimiento es que no se utilizan lastrabarrenas para proporcionarle el peso a la barrena. Por años la perforación nos ha enseñado que es necesario introducir lastrabarrenas para obtener una perforación segura y que la tubería no se dañe debido al pandeo. Una pregunta obvia sería ¿cómo puede el proceso de perforación con TR operar eficientemente sin utilizar lastrabarrenas?

La porción inferior de la TR de perforación soporta solo una carga de compresión limitada antes de que esta se pandee. El pandeo ocurre cuando la carga de compresión y la geometría de la TR y el agujero, crean un momento de flexión suficiente para que la TR se vuelva inestable. Después de esto la tubería es incapaz de soportar la carga de compresión sin un soporte lateral, pero esto no significa que exista una ruptura estructural. La pared del pozo circundante a la TR provee un soporte lateral que limita la flexión para cualquier serie de parámetros dada.

En realidad no hay nada inherente que pueda confirmar que el pandeo cause la destrucción de la TR, pero el pandeo causa dos efectos que pueden ser determinados. Primero, la fuerza de contacto lateral entre la TR de perforación y la pared del agujero puede causar desgastes en la tubería e incrementar la torsión que se requiere para girar la TR. Segundo, el pandeo causa que la TR asuma una geometría curva dentro del agujero que incrementa el esfuerzo de la tubería y puede incrementar la tendencia a la vibración lateral.

Para la aplicación de la perforación con TR es importante determinar si existe pandeo o no en la TR o si el pandeo es suficiente tal que pueda causar un problema (desgaste, valores altos de torsión o esfuerzos grandes).

En pozos rectos las cargas de compresión que causa el pandeo están determinadas por la rigidez de la tubería, las fuerzas laterales y la distancia de la pared del pozo. En un pozo vertical, la porción de la TR de perforación que está en compresión está siempre pandeada si el agujero no proporciona su soporte lateral a través de un centrador. Si el pozo es recto pero no vertical, el contacto de pared normal de la tubería sirve como estabilizador e incrementa el valor de las fuerzas de compresión que pueden ser proporcionadas antes de que la tubería se pandee.

Cuando se generan los esfuerzos de pandeo y de flexión en la TR (fig.18), los esfuerzos de flexión están en la dirección axial. Por dentro de la curvatura el esfuerzo es compresivo, y por el lado exterior de la curva existe fuerza de tensión.

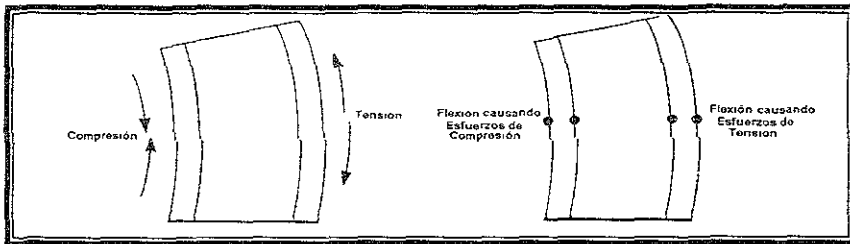


Figura 18. Esfuerzos axiales generados por la flexión.

El pandeo ocasiona un dobléz en la tubería que puede ser cuantificado como severidad de pata de perro en grados por cada 100 pie. La severidad de la pata de perro se utiliza para medir la intensidad del pandeo que puede ser convertido en un esfuerzo axial o en una fuerza axial equivalente. El esfuerzo axial o la fuerza axial equivalente debido al pandeo puede ser usada para evaluar la calidad de la TR y las conexiones.

El esfuerzo de flexión se calcula con las siguientes ecuaciones:

$$\sigma_B = \pm 218.2 d_B \Delta\theta \dots\dots\dots (1)$$

donde:

σ_B = esfuerzo de flexión, [psi]

d_B = diámetro del agujero, [pg]

$\Delta\theta$ = severidad de la pata de perro, °/100 pie

El esfuerzo de flexión se puede convertir en una fuerza equivalente para facilitar la evaluación del diseño de la TR y las conexiones.

$$F_{bend} = \sigma_B A_{pb} \dots\dots\dots (2)$$

F_{bend} = fuerza equivalente debida a la flexión, [lb]

A_{pb} = área de la sección transversal de la tubería, [pg²]

Existen expresiones analíticas que pueden describir las condiciones de pandeo tanto para fuerzas de contacto como para esfuerzos en la tubería, y un análisis más detallado se puede obtener por el método del elemento finito. El pandeo puede no ser un problema significativo para el sistema de perforación con TR debido al diámetro grande de la TR, relativo al tamaño del pozo, esto se debe a que mitigan muchos de los efectos del pandeo y usualmente mantiene bajos niveles de esfuerzo. Para diámetros menores de 7 pg e inclinaciones de agujero de 5° se debe llevar acabo un análisis completo del pandeo.

FATIGA. El debilitamiento por fatiga es causado por una carga cíclica en los esfuerzos del pozo por debajo de la resistencia elástica del material. Bajo cargas repetitivas, se comienza a presentar una pequeña grieta en un punto donde el esfuerzo es alto, y se propaga a través del cuerpo de la tubería hasta que el resto del área de la sección transversal es insuficiente para soportar la carga estática. El número de esfuerzos cíclicos que se requieren para causar una ruptura depende de los factores naturales, y pueden variar de unos cuantos ciclos hasta el infinito. La ruptura por fatiga es altamente susceptible a las condiciones locales.

Las causas de la ruptura por fatiga de la sarta de perforación, generalmente se presentan más por las cargas de flexión que por las cargas de tensión. Estas se localizan principalmente en la porción baja de la sarta de perforación que en la parte de arriba donde la carga de tensión estática es mayor. En muchos casos la fatiga resulta de una pequeña fisura antes de la ruptura total; así, la mayoría del desgaste que se ha encontrado hasta ahora en una tubería de perforación la ha causado por una ruptura por fatiga y generalmente ésta se localiza en la porción baja de la tubería o en el área de las juntas. Existe muy poca información específica disponible acerca de fatiga en TR y sus conexiones, esto debido a que históricamente, la TR no está expuesta a condiciones de fatiga.

HIDRÁULICA

Para la hidráulica de perforación con tubería de revestimiento nos remontaremos a la hidráulica de pozos de diámetro reducido, debido a que la sarta de perforación frecuentemente se gira a velocidades mucho más altas y el área de flujo anular entre la sarta y la pared del pozo o la TR es mucho menor. Debido a esto, durante la perforación de pozos de diámetro reducido la mayor pérdida de presión por circulación en el sistema se presenta en el espacio anular, mientras que en la perforación convencional se presenta dentro de la sarta.

La capacidad hidráulica es determinada por el equipo del sistema de circulación, el cual consiste de una bomba para mover el fluido de perforación, una sección continua de mangueras, tuberías para transportar el fluido hacia la barrena y un tanque para mantener una reserva de abastecimiento del fluido de perforación.

La hidráulica en la perforación de pozos de diámetro reducido puede ser optimizada por la determinación de las propiedades del fluido, requerimientos de velocidad anular, potencia hidráulica de la barrena, fuerza de impacto sobre el fondo del agujero y velocidad de las toberas.

Para una perforación exitosa, se debe seleccionar adecuadamente las dimensiones del espacio anular, las características reológicas del fluido de perforación, el ritmo de flujo del fluido y el diámetro de las toberas de la barrena.

La velocidad del fluido en el espacio anular optima debe ser mucho mayor que la velocidad de asentamiento de los recortes perforados. La velocidad de asentamiento de los recortes es una función del tamaño, densidad y forma de los recortes, densidad y propiedades reológicas del fluido. La velocidad anular está definida como la velocidad promedio del fluido en el espacio anular, entre las dimensiones de la sarta de perforación y el agujero y es calculada con:

$$V = \frac{24.5Q}{D_H^2 - D_P^2} \dots\dots\dots(3)$$

donde:

V = velocidad anular [pie/min]

Q = Gasto [gpm]

D_H = diámetro del agujero [pg]

D_P = diámetro exterior de la tubería de perforación [pg]

La determinación del esfuerzo de corte es crítica en pozos de diámetro reducido debido a la circulación del fluido, especialmente en formaciones suaves, el ritmo de corte es igual a:

$$\frac{dv}{dy} = \frac{2.4V}{(D_H - D_P)} \dots\dots\dots (4)$$

$$\frac{dv}{dy} = \left[\frac{f\rho V^2}{31000K} \right]^{1/n} \dots\dots\dots (5)$$

donde:

dv/dy = ritmo de corte [seg^{-1}]

ρ = densidad del lodo [lb/gal]

f = factor de fricción

k = factor de consistencia [lb/100pie²rpm]

n = índice de comportamiento de flujo

y el esfuerzo de corte τ en la pared del espacio anular es:

$$\tau = \frac{3(D_H - D_P)\Delta P}{L} \dots\dots\dots (6)$$

donde:

τ = esfuerzo de corte en la pared del espacio anular [lb/100pie²]

ΔP = caída de presión [psi]

L = longitud [pie]

Es muy importante minimizar la pérdida de presión por circulación total para minimizar el consumo de potencia así como minimizar la pérdida de circulación en el espacio anular a fin de mantener la presión por debajo de la presión de fractura de formación.

La pérdida de presión en el espacio anular depende de la reología del fluido, dimensiones anulares y régimen de flujo. Todos los factores son interrelacionados y cualquier cambio en uno de ellos puede afectar a los otros.

Generalmente, la determinación de la pérdida de presión anular está basada en el régimen de flujo el cual es determinado por la comparación de la velocidad de flujo anular a la velocidad crítica V_C . La velocidad de flujo sobre la velocidad crítica implica que el flujo sea turbulento.

Para un fluido plástico de Bingham, la velocidad crítica es igual:

$$V_C = \frac{64.57PV + 64.57\sqrt{(PV)^2 + 9.9\rho(D_H - D_p)^2 YP}}{\rho(D_H - D_p)} \dots\dots (7)$$

donde:

V_C = velocidad crítica para flujo turbulento (pie/min.)

PV = viscosidad plástica [cp]

YP = punto de cedencia [lb/100pie²]

La caída de presión anular en flujo laminar ($V < V_c$)

$$\frac{\Delta P}{L} = \frac{YP}{282(D_H - D_p)} + \frac{PV(V)}{90,000(D_H - D_p)^2} \dots\dots\dots (8)$$

Y la caída de presión anular para flujo turbulento ($V > V_c$)

$$\frac{\Delta P}{L} = \frac{f\rho V^2}{93,000(D_H - D_p)} \dots\dots\dots (9)$$

Esto es posible para definir las condiciones óptimas del fluido de perforación en el espacio anular con el propósito de minimizar la pérdida de presión para un régimen de flujo y un ritmo de penetración dados.

II.2.2 PREDICCIÓN Y CONTROL DE BROTES EN POZOS DE DIÁMETRO REDUCIDO⁹.

Un brote es el flujo indeseable de la formación al pozo. Su manifestación se puede originar debido a diferentes motivos como: sacar tubería, pérdida de circulación, mezcla de fluidos de la formación con el fluido de control, zonas de presión anormal

En pozos de diámetro reducido un brote es posible que se presente, además, debido a que existe una reducción en el espacio anular, lo que genera una alta velocidad a bajos ritmos de bombeo, creando grandes caídas de presión por fricción. Es por ello que la pérdida de presión en el sistema es la clave para el control del pozo.

Las pruebas de campo muestran que la distribución de la pérdida de presión en un pozo de diámetro reducido es inversa a las generadas en un pozo convencional, en estos, más del 90% de la presión de las bombas es consumida por fricción en el espacio anular mientras que en un pozo convencional el 90% se consume en la sarta de perforación y en la barrena.

Un término muy importante para el control de brotes en diámetro reducido es la densidad equivalente de circulación (DEC) la cual se define como; la densidad que expresa la presión total existente en un punto cuando el fluido de control es circulado.

La DEC es importante porque es un fácil camino para determinar el peso del fluido de control necesario para mantener estable el pozo y prevenir un brote o una pérdida de circulación. Esta DEC se puede expresar como sigue:

$$DEC = \rho_L + \frac{\Delta Pa}{0.052d} \dots\dots\dots (10)$$

Donde:

ρ_L = densidad del fluido de control (lb/gal)

ΔPa = pérdida de presión en el espacio anular (lb/gal)

d = profundidad total (pies)

Generalmente, el peso del lodo en el pozo puede ejercer la suficiente presión hidrostática para controlar la presión de poro y el esfuerzo de la roca sin que exceda la resistencia a la fractura de la roca. Cuando el lodo es circulado, la presión anular se incrementa, incrementándose la DEC y si excede la resistencia a la fractura de la roca, esta podría fracturarse hidráulicamente y ocurrirá una pérdida de circulación.

Como ejemplo podemos citar la relación que existe en la DEC en un pozo de diámetro reducido al variar la caída de presión en el espacio anular, $d = 8000$ pies, $\rho_f = 12.4$ lb/gal, $\Delta Pa = 300$ lb/pg² y 1000 lb/pg². Aplicando la ecuación 10 que define a la DEC.

$$DEC = \rho_f + \frac{\Delta Pa}{0.052d}$$

Para 300 lb/pg²

Para 1000 lb/pg²

DEC = 13.1211 lb/gal

DEC = 14.8038 lb/pg²

Esto nos muestra que la circulación en un pozo convencional incrementa la DEC de 12.4 a 13.1211 lb/gal, mientras que en pozos de diámetro reducido se incrementa de 12.4 a 14.8038 lb/gal. Esta alta DEC en pozos de diámetro reducido posiblemente podría fracturar la formación y causar problemas por pérdida de circulación.

Para incrementar la presión de fondo no es necesario aumentar el peso del fluido de perforación, con elevar el ritmo de bombeo se generan mayores caídas de presión por fricción en el espacio anular lo que produce a su vez mayor DEC, que en pozos de diámetro reducido es muy significativa. Si no se mantiene estricto control de esto, puede inadvertidamente causar una pérdida de circulación y a consecuencia de ello la generación de un brote.

II.2.2.1 MÉTODOS DE CONTROL DE BROTES.

En el sistema de perforación con TR las mayores caídas de presión se tienen en el espacio anular por ello es importante tener un adecuado control de brotes en el sistema mientras se está perforando.

Para el control de un brote existen diferentes métodos que son los siguientes:

- Método del perforador. Se basa en el principio básico de control, requiere de un ciclo de circulación completo para que los fluidos invasores circulen fuera del espacio anular, utilizando el lodo con densidad original a un gasto y presión constante y un estrangulador ajustable.
- Método del ingeniero. Este método también es llamado de esperar y densificar, implica que estando el pozo cerrado se tenga que esperar mientras se prepara lodo con densidad adecuada y equilibrar la presión hidrostática con la presión de formación, así como recabar los datos necesarios y efectuar los cálculos para llevar a cabo el control del pozo.
- Método dinámico. Se basa en el control de la presión de formación usando las pérdidas de presión por fricción en el anular durante la circulación.

El método dinámico para pozos de diámetro reducido tiene ventajas sobre los otros métodos, debido a que es más rápido su uso y las presiones en la zapata son minimizadas. Para implementar el control dinámico, el ritmo de circulación es incrementado hasta un ritmo predeterminado. Si el brote se presenta durante la perforación, el ritmo deberá ser el máximo. El máximo ritmo dependerá de los límites de presión en la superficie, la capacidad de bombeo, las presiones de fractura o de la presión de formación anticipada. Si el brote se presenta cuando la rotaria o las bombas trabajan lentamente, se reinstalan las condiciones originales que se tenían antes del brote dentro de un margen de seguridad así será controlada la afluencia. Si el brote se presenta durante el viaje de la tubería, el ritmo de flujo depende de la longitud de la sarta de trabajo, si se tiene una pequeña longitud de la sarta de trabajo en el pozo, este deberá cerrarse y trabajar con las presiones de control para matar el pozo.

La presión a cualquier profundidad en el pozo durante el método dinámico, es la presión hidrostática más las caídas de presión por fricción a esa profundidad hasta la superficie.

Para el control de un brote, mediante el método dinámico, es necesario mantener la DEC al valor requerido variando el ritmo de bombeo, teniendo en consideración: diámetro del agujero, profundidad, diámetro de tuberías, características reológicas del lodo y rendimiento de equipo de bombeo. Todas las 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.

II.2.2.2 EQUIPO DE DETECCIÓN DE BROTES.

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 los 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 equipo de viaje a través de ondas de presión en bombas. Como las ondas viajan mas despacio a través del gas que a través del lodo, un incremento en el tiempo de viaje indica la presencia de gas.

II.2.3 ANÁLISIS DE CARGAS AXIALES.

CAUSAS DE LA COMPRESIÓN AXIAL EN EL FONDO DEL POZO⁶.

Se entiende que el impacto de las fuerzas de compresión en la TR, comienza cuando se reconoce el origen de las fuerzas de compresión en el pozo. Existen varios factores que afectan las fuerzas de compresión axial en el fondo del pozo; estos son:

- Flotación.
- Efecto de Poisson BALLONING.
- Expansión Térmica.

- Fricción en el agujero.
- “Aflojamiento”(slack- off).

FLOTACIÓN. La flotación del fluido de perforación, es resultado de las fuerzas de compresión axial en el fondo de la sarta de revestimiento.

En un diseño convencional, el factor de flotación es considerado como un parámetro en el peso por pie de la TR en el fluido, para determinar la fuerza de tensión en la superficie de la sarta. Esta es una aproximación al valor correcto de la tensión en la superficie de una TR suspendida en fluido, solo que este valor tiene una gran inexactitud si se aplica en un análisis detallado del diseño de la TR.

El método correcto para calcular el factor de flotación es el método de área – presión. Para obtener la fuerza de flotación, la presión que ejerce el fluido en el fondo de la sarta se multiplica por el área de la sección transversal de la tubería (principio de Arquímedes). La carga axial de la tubería es el peso de está en el aire, menos la fuerza de flotación actuando en la sarta, esta se calcula con la siguiente ecuación.

$$F_B = -p_O A_{pb} \dots \dots \dots (11)$$

donde:

F_B = fuerza de flotación [lb]

P_O = presión externa [psi]

A_{pb} = área de la sección transversal de la tubería [pg²]

Para tuberías con una válvula flotadora

$$F_B = p_i A_i - p_o A_o \dots \dots \dots (12)$$

donde:

P_i = presión interna

A_i = área correspondiente al diámetro interno de la tubería [pg^2]

A_o = área correspondiente al diámetro externo de la tubería [pg^2]

La fig. 19 nos muestra la gráfica de las fuerzas axiales contra profundidad, para una TR de 12,000 pie, 9 $\frac{3}{8}$ pg., 53.5 lb/pie suspendida en un fluido de 16 lb/gal, y el cálculo está basado en el método de peso ajustado que produce el valor correcto en la cima de la sarta, pero este es solo un punto donde el perfil de la fuerza es mejor, y nos indica que la compresión axial está afectando la presión en la parte más baja de la TR.

La fuerza de compresión debida al factor de flotación en el fondo de la sarta es igual a 155,000 lbf.

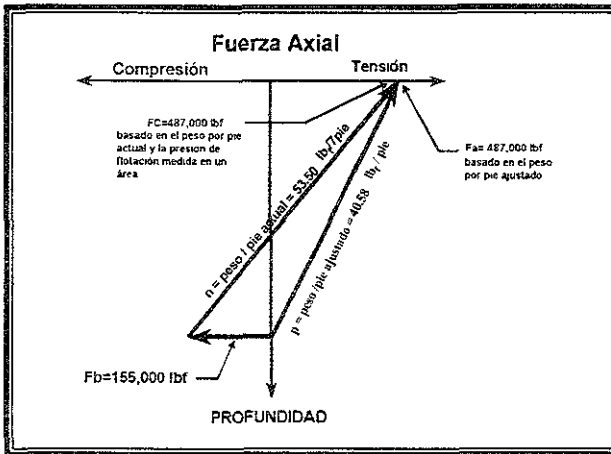


Figura 19. Gráfica de fuerzas axiales vs profundidad para una sarta de 12,000 pies.

Una vez que la TR se cementa, la fuerza de flotación es confinada bajo el cemento y afecta todas las condiciones de carga subsecuentes.

EFFECTO DE POISSON. Después que la TR se cementa cambian, en las presiones interna y externa, los efectos del perfil de las fuerzas axiales en la TR. La tubería, que está libre de movimiento, disminuye su longitud cuando la presión interna se incrementa o la presión externa decrece. Esto es llamado, en ocasiones, efecto de POISSON. Una disminución en la presión interna o un aumento en la presión externa ocasiona que la tubería que está libre se alargue. Desde que la TR es cementada y no se puede mover, cambia la presión y cambian los esfuerzos axiales (fig. 20).

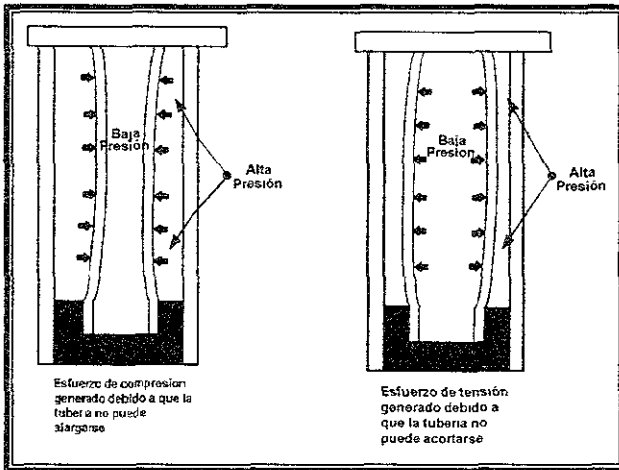


Figura 20. Efecto de Poisson

El incremento neto en la presión externa y la disminución neta de la presión interna genera fuerzas de compresión axial. La fuerza debida al efecto de POISSON se calcula con la siguiente ecuación.

$$F_p = 0.6[\Delta p_i A_i - \Delta p_o A_o] \dots\dots\dots (13)$$

donde:

F_p = fuerza debida al efecto de poisson [lb]

La evaluación completa o parcial de las condiciones de carga pueden generar altas fuerzas de compresión axial en la TR.

EXPANSIÓN TERMICA. El incremento en la temperatura del pozo y de la TR, puede producir grandes cargas de compresión. Si la tubería está libre de movimiento el incremento de la temperatura ocasiona que la TR se alargue.

Si la TR es anclada en el fondo con cemento, las fuerzas de compresión axial se crean para prevenir que la tubería se expanda en longitud, la ecuación para calcular la fuerza axial debido al cambio en la temperatura es:

$$F_T = -207\Delta T A_{pb} \dots\dots\dots (14)$$

donde:

F_T = fuerza debida al cambio de temperatura [lb]

ΔT = cambio de temperatura [°F]

Un incremento de 100°F produce una fuerza de compresión axial de 312,800 lb en una TR de 9 5/8 pg y 53.3 lb/pie. Convirtiéndose la formula anterior en la ecuación 15 para determinar el esfuerzo axial debido al cambio de temperatura producida.

$$\sigma_T = -207\Delta T \dots\dots\dots (15)$$

donde:

σ_T = esfuerzo axial debido al cambio de temperatura [psi]

En otras palabras por cada grado °F que se incrementa la temperatura, existe 207 psi de incremento en la fuerza de compresión de la TR. Con un incremento de 100°F en la temperatura se obtienen 20,700 psi en la fuerza de compresión; 25% del mínimo especificado para una TR L - 80.

FUERZAS DE ARRASTRE. Las fuerzas de arrastre en pozos direccionales en su mayoría son causadas por las fricciones de resbalamiento. La fuerza de fricción por resbalamiento está determinado por la multiplicación de la fuerza de contacto entre la pared del pozo y la TR por el coeficiente de fricción. El arrastre es el incremento de la fuerza requerida para mover la TR hacia arriba o hacia abajo.

AFLOJAMIENTO. El Aflojamiento de la TR en la superficie puede resultar en una fuerza de compresión que afecte el fondo de la tubería. Si las cargas por compresión son demasiado grandes o existe el efecto de aflojamiento, entonces puede presentarse un pandeo en la tubería. Una fuerza de fricción entre la TR y el agujero, está generada como resultado del pandeo, limitando la suma de las fuerzas de aflojamiento que se obtienen en el fondo de la sarta.

EJEMPLO

El siguiente ejemplo se considera adecuado para ilustrar el impacto potencial de la compresión axial en la tubería de revestimiento y el diseño de las conexiones.

Se tiene una TR intermedia cementada de 5 ½ pg N-80, 17 lb/pie.

Carga de tensión axial 397,000 lb.

Severidad de pata de perro. 6°/100 pies.

* Calculando el esfuerzo de tensión.

$$\sigma_B = \pm 218.2 d_B \Delta \theta .$$

El esfuerzo de flexión en contacto uniforme entre la TR y la pared del agujero, se tiene por la ecuación anterior, y nos da el esfuerzo máximo de curvatura para la TR.

$$\sigma_B = 218.2 (5.5) (6) = 7200.6 \text{ lb}$$

* Calculando la fuerza equivalente; F_{bend}

$$F_{bend} = \sigma_B A_{pb}$$

$$A_{pb} = (\pi / 4) (5.5^2 - 4.892^2) = 4.9624 \text{ pg}^2$$

$$F_{bend} = 7200.6 * 4.9624 = 35732.77 \text{ lb}$$

*Calculando el esfuerzo axial sin curvamiento.

$$F_{Tension} / A_{pb} = 397,000 / 4.9624 = 80001.612 \text{ psi.}$$

* Por lo tanto el esfuerzo axial total.

$$F_{Tensión} / A_{pb} + \sigma_B = 80001.612 + 7200.6 = 87202.212 \text{ psi.}$$

Efecto de flotación.

* Calculo de compresión axial en el fondo de la tubería con válvula flotadora.

$$\text{Fuerza de flotación. } F_B = p_i A_i - p_o A_o$$

$$F_B = 12,468 \text{ lb/pg}^2 (28.312 \text{ pg}^2) - 12,598 (38.485 \text{ pg}^2) = -131,840 \text{ lb.}$$

Efecto de Poisson.

Calculando la fuerza debido al efecto de Poisson

$$\text{Fuerza debido al efecto de Poisson } F_p = 0.6 [\Delta p_i A_i - \Delta p_o A_o]$$

$$F_p = 0.6 [(0-12,468) * 28\,328 - (12,4668- 12.598)* 38\,485] = -208,795 \text{ lb}$$

La fuerza existente en este caso es negativa, debido a que la tubería que esta libre esta sujeta a cambios de presión interna y externa, por lo que en este caso la tubería esta presentando una reducción en su diámetro interno y por lo tanto tiende a alargarse.

Efecto por expansión térmica.

Calculando la fuerza debido al cambio de temperatura

$$F_t = -207 \Delta T A_{tb}$$

$$F_t = -207 (350 - 300) * 10.173 = -105,291 \text{ lb}$$

Calculando el esfuerzo debido al cambio de temperatura

$$\sigma_t = -207 \Delta T$$

$$\sigma_t = -207 (350-300) = -13,500 \text{ lb/pg}^2$$

Por lo tanto sumando la fuerza por efecto de flotación, Poisson, y expansión térmica se tiene una fuerza total de, $F_{\text{total}} = -445,926 \text{ lb}$, indicando que la tubería que no esta cementada sufre un alargamiento lo que dañaría su estructura interna durante la vida productiva del pozo.

II.2.4 CONSIDERACIONES DE DISEÑO DEL SISTEMA DE PERFORACIÓN CON TUBERÍA DE PRODUCCIÓN⁸.

La apropiada selección del diseño y la instalación de la Tubería de Producción (TP) es una parte crítica del programa de terminación de un pozo. La TP debe ser de un tamaño adecuado de manera que pueda ser corrida y manejada eficientemente dentro del agujero, esto genera que deba ser diseñada por fuerza de tensión y por presiones externa e interna, además de considerar las acciones de corrosión.

II.2.4.1. DISEÑO DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN.

El diseño de la tubería de producción es esencialmente el mismo que el de la tubería de revestimiento. Solo que en este caso se debe considerar el tipo de TP a utilizar. El más común que se utiliza es el de disminuir el diámetro de la TP conforme aumenta la profundidad del pozo, aunque un tamaño uniforme en la TP es el más conveniente pero también el más caro.

Con un peso uniforme en la tubería de producción se puede obtener el límite de la fuerza de tensión en el aire con la tabla siguiente:

GRADO	FACTOR DE SEGURIDAD		
	1.50	1.60	1.75
J-55	10,200	9,600	8,000
C-75	13,900	13,000	11,900
N-80	14,800	13,900	12,700
P-105	19,500	18,300	16,700

Comúnmente se utiliza un factor de diseño por tensión de 1.60 para una TP de tamaño uniforme.

El factor de diseño por colapso no debe ser menor a 1.0 basándose esta en la presión diferencial que pueda ser aplicada.

La TP no se debe estar sujeta a presiones de estallamiento mayores a su rango de presión dividido entre 1.3.

II.3 DISEÑO Y OPERACIÓN DE LA CEMENTACIÓN EN LA PERFORACIÓN DE POZOS.

La técnica de terminación TUBINGLESS utiliza la tubería de producción como TR de producción y al mismo tiempo como tubería de producción sin empacador. La TP debe ser cementada arriba de la ultima TR cementada y también debe ser disparada.

II.3.1. CONSIDERACIONES DE LA CEMENTACIÓN¹⁰.

Para la cementación de una TP utilizando la técnica TUBINGLESS, se debe tener en cuenta que las operaciones de cementación son críticas y por tanto la cementación primaria debe ser exitosa. Por eso es altamente recomendable que se tenga especial énfasis en: 1) Las condiciones del fluido de perforación (densidad/viscosidad) antes de la cementación; 2) La mezcla de la lechada (densidad/viscosidad); 3) Tipo de lechada, la cual debe tener un aditivo anti-migratorio de gas en el cemento; 4) Técnica de desplazamiento; y 5) Movimiento de la tubería durante la operación de la cementación. También para evitar la limpieza del pozo con tubería flexible se recomienda usar un fluido limpiador (salmuera) para el desplazamiento del cemento y la terminación.

- Durante el viaje de reconocimiento previo a la corrida de la tubería, las propiedades reológicas del lodo, viscosidad plástica y punto de cedencia, deberán reducirse a los niveles mínimos permisibles en el pozo.
- Es recomendable mezclar la lechada de cemento en baches para obtener una mezcla homogénea en densidad y propiedades reológicas, así como una distribución uniforme de los aditivos.
- Realizar el desplazamiento de la lechada al máximo gasto posible, sin que la densidad equivalente de circulación rebase los límites del gradiente de fractura. Antes de soltar el tapón de desplazamiento, las líneas de cementación deben lavarse hasta la cabeza de cementación para evitar la presencia de cemento detrás del tapón de desplazamiento.
- Durante la operación de cementación, debe aplicarse movimiento de rotación y reciprocación a la tubería, para incrementar la eficiencia del desplazamiento y asegurar el éxito de la operación.

Dos puntos son importantes en la cementación de la tubería de producción de los pozos TUBINGLESS:

- a) Dejar represionada la tubería durante el fraguado, con una presión suficiente para evitar el pandeo en la parte cementada, la cual es función de la diferencia entre las presiones hidrostática de los fluidos en el interior de la tubería y el espacio anular.
- b) Efectuar el desplazamiento con el fluido de terminación y evitar la operación con tubería flexible de cambiar el lodo de desplazamiento por el fluido de terminación.

En áreas difíciles donde se tienen bajos gradientes de fractura de formación generalmente se emplean lechadas de baja densidad para lograr una cementación exitosa, debido a que los sistemas convencionales difícilmente alcanzan este nivel, es inevitable perder el cemento en zonas abiertas del pozo.

Las lechadas de baja densidad tienen la desventaja que a medida que se reduce la densidad también se reducen los esfuerzos de gelatinosidad y aún, con la densidad de la lechada en su valor más bajo, se obtiene una presión hidrostática de la columna que puede exceder la presión crítica de la formación; en este caso, se debe hacer una *cementación por etapas, usando medios mecánicos para reducir la presión hidrostática de la lechada y dejar un tiempo para que fragüe el cemento en cada etapa.*

Otro problema con las lechadas convencionales y ligeras es que pueden cortarse con gas de la formación durante su colocación, para evitar esto, se debe aplicar una presión en el espacio anular para intentar balancear la presión hidrostática en la base de la columna con la presión de la formación; el resultado usual de esta práctica es un sobre balanceo y pérdida de la lechada hacia la formación.

II.4 CONSIDERACIONES APLICADAS AL FRACTURAMIENTO DE LA FORMACIÓN Y TUBERÍA¹¹.

La tubería de producción esta sujeta a cargas de presión interna durante el fracturamiento de la formación, así como a esfuerzos de tensión adicional sobre su peso flotado, lo cual debe ser evaluado para seleccionar una conexión que resista estas cargas adicionales. Es por ello que no se recomienda utilizar conexiones sobre tubería de extremos lisos, pues ellos reducen considerablemente la resistencia de tubería a la tensión³.

Las conexiones que se consideran en este trabajo son especiales para soportar cargas adicionales a tensión y compresión durante el fracturamiento y disparos en la tubería.

II.4.1 FRACTURAMIENTO HIDRAÚLICO EN POZOS TUBINGLESS.

En la producción de pozos con esta tecnología se tienen zonas o intervalos productores que tienen baja permeabilidad por lo que una vez disparados los intervalos se procede a un fracturamiento de estos con taponos temporales de arena, los cuales son removidos con tubería flexible.

Existen intervalos que tienen poca importancia para su explotación, por lo que se omiten al inicio de la explotación del pozo y posteriormente se ponen a producir haciendo disparos a la tubería con fracturamiento⁷.

En las zonas productoras, las perforaciones creadas por los disparos juegan un papel importante en el control de la hidráulica en las operaciones de tratamientos de la tubería como a la formación. Estos proporcionan dimensiones de disparos específicos y caídas de presión controladas al bombear cantidades diseñadas de fluido. También proporcionan acceso selectivo a zonas a ser fracturadas y tener una comunicación entre las fracturas y el pozo después de disparar.

Estas fracturas se diseñan para emanar desde la base de los disparos. La orientación de las fracturas esta influenciada solamente por las características del esfuerzo de la formación sin considerar la orientación del disparo.

Los parámetros importantes en los disparos son;

- Dimensiones y características de la TR.
- Densidad efectiva.
- Fasamiento.

➤ Daño en la formación creada por el disparo.

El diámetro de los disparos en la tubería de revestimiento implica que se tenga caídas de presión por fricción (Pf) y se puede expresar como:

$$Pf = \frac{0.2369qt^2\rho_o}{n^2d^2Cd^2}$$

Donde:

Cd = coeficiente de descarga. (adim)

qt = gasto total (bpm)

ρ_o = densidad del fluido de perforación (lb/pie³).

d = diámetro del disparo en la TR. (pg)

n = número de disparos.

En esta ecuación se puede observar que al cambiar el diámetro del disparo en la TR se tiene un efecto mayor en las caídas de presión por fricción a través de los disparos. Cuando se tratan zonas múltiples la uniformidad de la dimensión del disparo también es importante, sobre todo por que el fluido de tratamiento puede fallar si el gasto de bombeo no se ajusta para compensar el crecimiento del agujero disparado. Se ha mostrado que disparos de diámetro pequeño se erosionan más rápidamente que disparos de gran diámetro⁸.

II.4.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS DISPAROS EN LA FORMACIÓN Y TUBERÍA¹¹.

La penetración dentro de la formación es considerada de importancia secundaria debido a que las fracturas generalmente proceden de la base de los disparos. El uso de cargas formadas de alta penetración es más grande, puede resultar en presiones de inyección mayores como resultado de mayor daño a la formación por la pistola. También se pueden generar mayores presiones de inyección con el uso de cargas pequeñas de poca penetración, debido a que apenas entran a la formación. Una penetración de 4 a 6 pulgadas dentro de la formación es la adecuada.

La selección de la pistola para tratamientos típicos de fracturamiento hidráulico se basa en los requerimientos de dimensiones del disparo, densidad y fasamiento

La densidad del disparo se determina por el número de disparos requeridos para mantener la presión de inicio, la presión de tratamiento y la presión instantánea de cierre a niveles razonablemente bajos a la Pf a 100 lb/pg² o menores. Se recomienda de 4 a 8 disparos por pie, y para operaciones de acceso limitado el número de disparos se determina de la Pf deseada la cual esta entre 500 y 2500 lb/pg².

Para tratamientos de fracturamiento se sugiere un fasamiento de 20° a 60° para facilitar la intersección de los disparos con las fracturas para mantener bajas presiones de bombeo. Para tratamientos de acceso limitado comúnmente se usan pistolas de carga formadas con fasamiento de 0° para proporcionar los disparos individuales que sean requeridas.

El uso de pistolas a 0° facilita su posicionamiento para obtener un diámetro de disparo consistente. Generalmente se usan pistolas de carga formada y cargador hueco para las operaciones a través de la tubería de producción y de la TR. Las pistolas de bala son una buena opción viable para usarse en tuberías de revestimiento que excedan los 4½ pg.

Los pozos que van hacer fracturados hidráulicamente pueden ser disparados en condiciones de sobre balance o de bajo balance. La selección depende de varios factores. Si las condiciones del yacimiento presenta formaciones geopresionadas o agotadas dictan el fracturamiento por medio de bombeo a través de la TP, se recomienda una terminación bajo balance en el yacimiento normalmente presionado que será fracturado posteriormente en la parte inferior de la TR, generalmente se recomienda una terminación sobre balance con pistolas de gran diámetro. Además una planeación cuidadosa y un análisis del yacimiento para asegurar la compatibilidad entre el método del disparo y la operación de tratamiento hidráulico.

CAPITULO III

TECNOLOGÍA DE PERFORACIÓN CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.

III.1 TECNOLOGÍA DE PERFORACIÓN CON TR.

El Sistema de Perforación con Tubería de Revestimiento "Casing Drilling System" (CDS) es una técnica alterna del sistema convencional de perforación por medio del uso de Tubería de Revestimiento (TR) ordinaria como tubería de revestimiento. Esto hace posible que el pozo sea ademado conforme es perforado, lo cual reduce el costo del pozo. Los ahorros potenciales se reducen con el viaje de la sarta y el tiempo es menor al manejar el equipo de perforación, además los ahorros por la reducción de los problemas del agujero pueden ser más significativos con esta tecnología.

III.1.1 DESARROLLO DE TECNOLOGÍA CON TR^s.

El proceso de perforación convencional para pozos de aceite y gas utilizan una sarta de perforación que es colocada en la parte de arriba de los lastraberenas, y la tubería de perforación suministra la energía mecánica (rotación, carga axial) sobre la barrena para perforar el pozo, además se tiene un fluido de perforación que prevé un medio de conducción hidráulica en el pozo.

La sarta de perforación es sacada del agujero cada vez que la barrena y/o el aparejo de fondo necesitan ser cambiados, o cuando se alcanza la profundidad a la que hay que colocar la TR.

La perforación con TR es una tecnología que surge para perforar y revestir simultáneamente al pozo, la TR es usada para transmitir energía mecánica e hidráulica a la barrena en lugar de usar una sarta de perforación convencional.

Se tiene un aparejo de perforación que es colocado en la parte baja de la TR, y reemplaza las herramientas que normalmente son colocadas en la parte baja de la sarta de perforación convencional (lastrabarrenas y tubería extrapesada). Este aparejo es recuperado con línea de acero donde se encuentran colocadas las herramientas de fondo como son; barrena, motor de fondo, escareadores, medición durante la perforación (MWD), registro durante la perforación (LWD), y otros componentes que son llevados en el aparejo y que se encuentran dentro de la TR.

La perforación de los pozos se puede realizar rotando la TR, o usando un motor de fondo. Debido a que esta tecnología permite abatir costos, se utiliza comúnmente el motor de fondo. La característica más importante es el uso de herramientas de fondo las cuales son corridas y recuperadas a través de la TR, además pueden ser intercambiadas y se puede circular durante todo el proceso de la operación.

El tiempo y la reducción del trabajo intensifican el proceso de eliminar más tuberías así como tener menos problemas en el pozo, y poder controlar los incidentes que puedan ocurrir durante el proceso de perforación.

Los registros con línea de acero pueden ser corridos por debajo de la zona de interés después de que la TR ha sido colocada en el fondo del pozo, lo que representa una ventaja más de esta tecnología.

Como alternativa, el pozo puede estar en perforación y simultáneamente toma registros (sonico compensado, neutrón compensado, rayos gamma, etc.). El uso de esta tecnología de perforación con TR se puede utilizar también en perforación horizontal o direccional, la cual se puede hacerse usando las herramientas convencionales para desviar el pozo y pueden ser corridas hasta el fondo de la TR.

En síntesis, el sistema de perforación con TR, Casing Drilling Sistem (CDS), prevé una alternativa hacia el sistema de perforación convencional para usar TR convencional como sarta de perforación. Con esta tecnología los pozos se perforan reduciendo los costos y los problemas relacionados cuando se está perforando, estos problemas están relacionados con el viaje de ida y vuelta con la tubería de perforación convencional como pueden ser pérdida de circulación, estabilidad del pozo, atrapamiento de tubería y pescados por herramientas de fondo. Estos costos están relacionados de un 10 a 15 % del costo total en las operaciones para perforar un pozo con tubería convencional. Otros costos más significativos están relacionados al manejo del equipo, inspección de tubería, transporte, sacar y meter tubería, etc., con la eliminación de estas operaciones se tiene un ahorro económico y se reducen los problemas dentro del pozo.

III.1.2 PROBLEMAS PRESENTES CON PERFORACIÓN CONVENCIONAL.¹²

1) Formaciones hidratables.

La perforación convencional requiere sacar completamente la barrena a través del fondo del agujero como consecuencia de presentar formaciones hidratables, lo que puede provocar que la tubería se pegue.

2) Formaciones suaves.

Las formaciones que son suaves pueden ser estratos con grandes espesores y pueden causar que la tubería quede atrapada, especialmente cuando se detiene la circulación del fluido de perforación en la tubería. Por ejemplo, las formaciones suaves forman grandes cavidades que pueden ser causa de pérdidas de fluido de perforación.

3) Derrumbamiento.

Los derrumbes aumentan dentro del agujero haciendo más difícil la reentrada hacia el pozo. Este problema es frecuente y muy severo en pozos direccionales, y da como resultado un alto costo cuando se requiere desviar la trayectoria del pozo ya que debe ser taponado.

4) Equipo de perforación.

El uso de sartas de perforación rotatoria puede ser causa de que la TR se deteriore y no pueda llegar hasta el fondo del agujero, especialmente si el equipo de perforación es rígido al usar las herramientas sobre la junta.

5) Medición de registros.

Es imposible correr registros a través de la zona transversal del pozo o la zona de interés en un pozo inestable. Los pozos inestables pueden ser causa de que sean abandonados por una falla de operación, esto hace más difícil correr la TR cuando la perforación ha sido terminada.

III.1.3 CONSIDERACIONES ADICIONALES ASOCIADOS CON TR.¹³

a) Cambio de barrena y aparejo de fondo. En un proceso de perforación convencional con equipo rotatorio, se considera un problema el sacar y meter la sarta de perforación al pozo. Este proceso consume tiempo y puede conducir a eventos que hagan más ineficiente el proceso.

La perforación con TR elimina el viaje de ida y vuelta en tubería de perforación, las herramientas en el fondo del pozo son recuperadas con línea de acero a través de la TR, esto puede reducir el tiempo de viaje.

Las herramientas en el fondo del pozo presentan una torsión axial asegurando su mecanismo en la TR y pueden ser ancladas desde el fondo del pozo, y de esta forma poder continuar la perforación con rotación o con motor de fondo.

b).Conexiones de TR. Éstas no son diseñadas o adaptadas para resistir en el fondo del pozo cargas de compresión, esfuerzo de torque y pandeamiento. Es por ello que la solución con TR es perforando con esfuerzos de torque y pesos sobre barrena relativamente bajos, así como mantener un esfuerzo de pandeamiento mínimo.

c).Estructura de corte de barrenas. Para perforar con TR, la barrena debe ser lo bastante pequeña para que pase a través del diámetro interior de la TR, y de esta forma poder recuperarla junto con las demás herramientas de fondo con línea de acero. Pero debe tener la capacidad de perforar agujeros grandes para TR, esto se puede hacer mediante el uso de un escareador de diámetro pequeño que va detrás de la barrena guía, de esta manera, la barrena genera un agujero mayor al diámetro de la TR.

d).Evaluación de la formación. Al perforar con TR se requiere que al estar perforando también se revista el pozo, esto impide el poder registrar en agujero abierto. Una solución para este problema puede ser el llevar una herramienta de registro durante la perforación (LWD). Como alternativa se tiene el tipo de registros que pueden ser introducidos para registrar el intervalo de interés ya sea con la TR cementada o en agujero abierto. Otro tipo de herramientas para evaluar la formación son las barrenas corta núcleos y otros equipos que pueden ser adaptados con línea de acero y recuperados al sacar el aparejo.

e).Cementación. Una vez que la TR perforó la sección del pozo, y se colocó a la profundidad objetivo, se recupera el aparejo de fondo con línea de acero. La cementación se debe de realizar teniendo un copie flotador para alojar el tapón de cementación y el desplazamiento debe ser por el interior de la TR

III.1.4 SOLUCION CON PERFORACIÓN DE TR.¹²

La perforación con TR elimina todos los costos asociados a los problemas del pozo. Esto se debe a que la perforación lleva herramientas que van dentro de la TR, y esto da como resultado que se puede circular en poco tiempo.

Los registros pueden ser corridos por debajo de la zona de interés de la TR y registrar en tiempo real durante la perforación. Existen algunos problemas que estan asociados con la formación y la tubería, pero estos son evitados como resultado de un manejo rápido y seguro de la perforación con TR.

III.1.5 VENTAJAS CON PERFORACIÓN DE TR.

1) Eficiencia del Equipo de Perforación

- El peso de la subestructura y la torre de perforación es ligera y reduce el costo y de logística.
- Eliminación y manejo de tuberías extensas reduciendo así los requerimientos de mano de obra e incrementando la seguridad.
- La adquisición de transporte, mantenimiento de lastrabarrenas y tubería de perforación son eliminado.
- Menos potencia y bajo mantenimiento.
- Las pérdidas de presión por circulación son reducidas.

2) Eficiencia en la Operación del Pozo.

- Para llegar al fondo del pozo ya no es necesario sargas de perforación convencional, ahora se realiza con TR, lo que facilita que esta no sea sacada desde el fondo, sino solamente el aparejo de fondo.
- Los problemas de creación de pata de perro son reducidos debido a una tolerancia pequeña en los diámetros del agujero y sargas de perforación rígidas, evitando la desviación no deseada.
- Los costos en fluidos de perforación y cemento son menores por la reducción del diámetro del pozo.
- Al correr la TR y manejar la sarga se reduce el tiempo de operación.

III.2 EQUIPO PARA LA PERFORACIÓN CON TR.¹³

El Casing Drilling System (CDS) elimina la sarta convencional de perforación por el uso de TR como conductora hidráulica y como el medio para transmitir la energía mecánica a la barrena. Se tiene un aparejo de fondo pequeño que consiste de una barrena, escareador expandible y otras herramientas para perforar con esta tecnología

Para perforar con TR, el objetivo fue construir y armar el equipo para perforar con esta tecnología, se tienen cuatro cambios básicos para un equipo de perforación convencional.

- El primer cambio es instalar un malacate adicional con línea de acero capaz de correr y recuperar el aparejo de fondo (BHA). Se tiene una línea de acero adicional automática para operaciones con herramientas posteriores. La operación de este malacate con línea de acero fue integrada dentro del panel de control (PLC)
- El segundo cambio fue instalar una polea viajera en la corona, y un Top Drive a fin de facilitar el viaje con línea de acero a través de la TR.
- El tercer cambio fue instalar una línea de acero sobre un preventor de reventones con doble empaque cerca del Top Drive, lo que permite tener un sello alrededor de la línea de acero
- El cuarto cambio fue agregar mas herramientas para el manejo de la TR, en vez de perforar con sargas convencionales.

III.2.1 APAREJO DE FONDO (BHA).⁸

El aparejo de fondo consiste en herramientas que van colocadas en el fondo, como son, barrena, motor de fondo, escareador, medición durante la perforación (MWD), registro durante la perforación (LWD), etc. (fig.21), el cual es anclado por medio con un seguro que ajusta dentro del diámetro interior de la TR, y mantiene a todo el conjunto conector en el fondo de la TR, este puede ser recuperado con línea de acero sin sacar la tubería una vez que alcanzó la profundidad objetivo o se requiera cambiar la barrena. Es importante mencionar que para esta tecnología se requiere línea de acero, siendo esta la clave principal para perforar con tecnología Casing Drilling System (CDS).

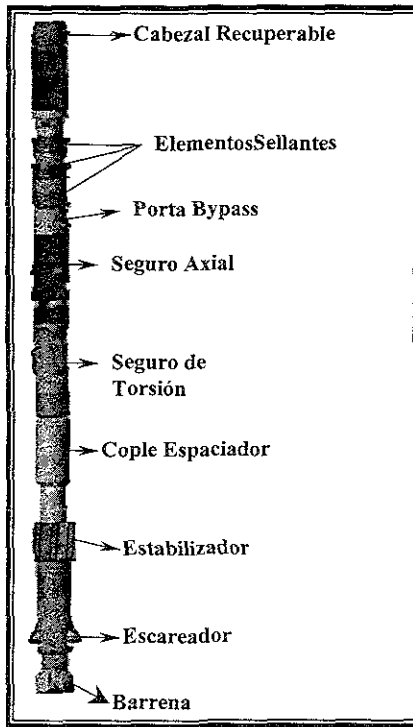


Figura 21. Aparejo de Fondo convencional para Perforación con TP y TR

Se tienen dos seguros o protecciones en la perforación para asegurar la tubería y el aparejo de fondo, uno acanalado para transmitir la torsión de la TR al estar perforando, permitiendo que no exista flujo en la tubería, el otro, un perfil de cierre axial para transferir las cargas de compresión y de tensión al aparejo de fondo.

Se tiene un estabilizador en el aparejo de fondo que es colocado sobre la zapata de la TR, lo que reduce el movimiento lateral de la sarta dentro de esta. Los centradores estabilizan la TR dentro del pozo y previenen un desgaste de los coples. La barrena guía y el escarador pasan a través de la TR y perforan un agujero de diámetro conocido capaz de permitir un espacio libre para la TR y el cemento que será bombeado para dar mayor rigidez a la TR.

Las herramientas convencionales y el Log While Drilling (LWD) pueden colocarse arriba de la zapata. Además se puede hacer un muestreo continuo con herramientas convencionales corta núcleos.

III.2.2 EQUIPO TOP DRIVE.¹⁴

La tecnología de perforación con TR utiliza como equipo principal un Top Drive, este equipo es muy versátil para aplicación de alta calidad en perforación de pozos. Existen diferentes modelos y estos varían en potencia según las necesidades del pozo, la (fig.22) es un Top Drive HCL con 1100 HP.

“El Top Drive es un robot mecánico que consiste de un motor con gran potencia (HP) para perforar los pozos, donde su función es la de realizar el viaje hacia arriba y hacia abajo como mecanismo de izaje en la torre de perforación, e imprimir la energía para rotar la tubería, además con tubería de perforación convencional se puede girar y circular el fluido de perforación al mismo tiempo”.¹⁵

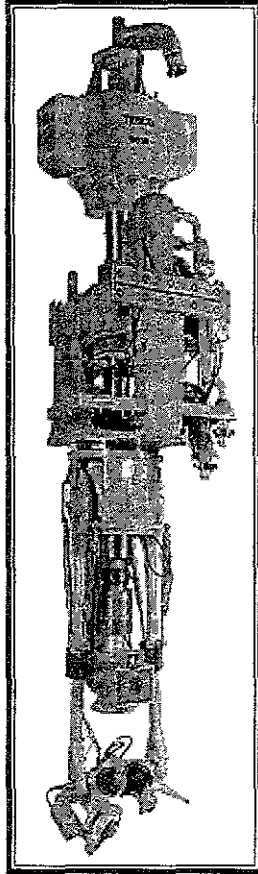


Figura. 22 Top Drive HCL 1100 HP, utilizado en la perforación con TR.

Tradicionalmente se perfora utilizando la flecha y la mesa rotaria que fue desarrollada cerca del año 1930 para perforar pozos verticales terrestres, pero existen desventajas del equipo con flecha, y que pueden ser de gran magnitud en perforación costafuera, pozos direccionales y de alcance extendido que son perforados desde plataformas fijas y equipos móviles o a través de pozos multilaterales. El Top Drive reduce el tiempo de rotación de la sarta de perforación, que con la flecha (Kelly). El Top Drive también permite acomodar la tubería en lingadas sobre la torre de perforación, teniendo con esto un ahorro en tiempo de perforación.

Los equipos convencionales con flecha pueden solamente rotar y circular cuando la flecha es engranada (anclada) en la mesa rotaria, y también cuando la sarta de perforación es sacada del agujero, o cuando se perforan pozos direccionales y horizontales donde la barrena de perforación necesita ser reorientada a medida que el tiempo avanza.

En pozos verticales el sacar la barrena toma tiempo y aumenta el tiempo de perforación, con él Top Drive no se requiere sacar la sarta de perforación para agregar mas tubería. El Top Drive hacer girar la tubería durante la operación de izaje, presentándose un rompimiento por fricción entre la tubería y el agujero del pozo, con el objetivo de impedir que la tubería se pegue, es por ello que se tiene menor nesgo al introducir la sarta de perforación con él Top Drive que con el equipo convencional.

Con el Top Drive se pueden realizar modificaciones opcionales, como el de incluir una unión giratoria con capacidad de 500, 650, 750 toneladas. El torque y la velocidad pueden ser realizadas por el operador al variar los engranes, y poder seleccionar la potencia adecuada al equipo.

III.2.3 VENTAJAS DE OPERACIÓN CON EQUIPO TOP DRIVE.¹⁴

- El sistema completo que incluye el Top Drive es, equipo de torque, unidad de potencia que puede ser instalada en menos de un día.
- En algunos casos, las modificaciones del equipo no son necesarias.
- Ofrece en su conjunto el desarrollo para el manejo de tubería, incluyendo las funciones para agujeros de conexión rápida.
- Se tiene una válvula de seguridad instalada en el equipo, cuando sé esta circulando el fluido de perforación durante toda la etapa de perforación.
- Se puede variar el desplazamiento hidráulico del motor.
- Incluye un paquete especialmente diseñado para el torque.
- Puede ser transportado totalmente en barco.
- Reduce la fricción entre la tubería y al pared del pozo al sacar la tubería.

III.2.4 ESCAREADOR PARA TR.¹⁶

El escareador es un equipo que se instala en la parte superior de la barrena (fig.23), para dar un mayor diámetro al pozo que con la barrena, además de mantener a lo largo del pozo un mayor espacio para correr la tubería y para la cementación de la misma.

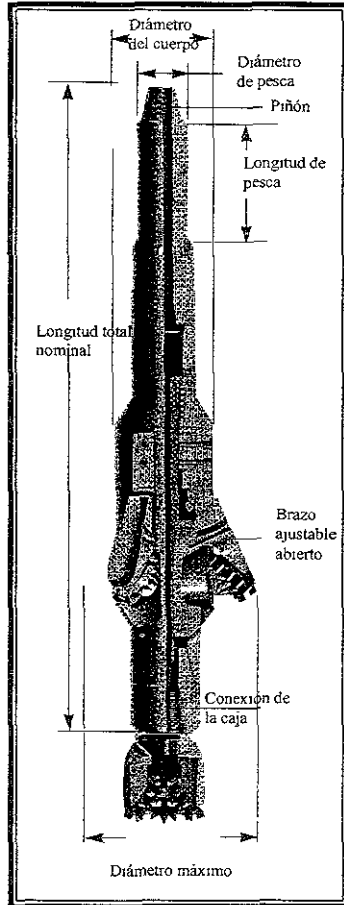


Figura 23. Escareador para perforar con TR.

El funcionamiento de esta herramienta consiste en abrir dos de sus brazos a presión hidráulica que es mantenida por el fluido de perforación. Cuando el bombeo se suspende, el brazo se colapsa y regresa a su posición original dentro del cuerpo del escareador.

Este equipo se utiliza para perforación con TR, lo que implica tener diámetros más grandes, pero las barrenas deben ser pequeñas, es por ello que se instala este equipo para dar mayor eficiencia y menor costo con esta tecnología.

III.2.5 CARACTERÍSTICAS DEL ESCAREADOR.

El escareador para TR fue desarrollado con el fin de aumentar las limitaciones que presentan los ampliadores convencionales. Entre sus características, el escareador para TR muestra ser muy eficiente para perforar con esta tecnología, lo que permite ser una herramienta fácil de manejar y de bajo costo, las características principales son:

- Mantiene un peso equivalente sobre la barrena al estar perforando.
- Los cojinetes y conos son más grandes, lo que permite aumentar la vida en el fondo del pozo.
- Mayor aumento hidráulico para la limpieza del pozo.
- Es capaz de perforar y escariar simultáneamente.
- Resiste altas cargas de choque y torque en el fondo de pozo.
- Incrementa la velocidad de penetración.
- Presenta un cierre positivo para mantener los brazos en posición abierta.

- Las unidades de corte son estructuras que están diseñadas exclusivamente para escareadores, logrando reducir las revoluciones por minuto (rpm), dando como resultado una mayor vida útil.
- Se tiene dos toberas con chorros direccionales en la parte inferior, y uno en cada cortador o brazo del escareador.
- Se tiene un mayor incremento en la energía hidráulica para mejorar la eficiencia y limpieza del agujero, y una mayor velocidad de penetración.

III.3 PROCEDIMIENTO Y MANEJO CON TECNOLOGÍA MEXICANA PARA PERFORAR CON TR¹⁷.

La planeación de perforación en campos de desarrollo, se debe implementar la re – ingeniería en el diseño de pozos, como una práctica común en todos los procesos establecidos para la perforación de pozos de gas y de aceite. Esto permitiría una constante reducción de los costos de perforación e incrementaría el aprovechamiento de los proyectos de inversión en campos en etapas intermedia o avanzada de explotación por medio de la integración de nuevas tecnologías, las cuales permitan obtener los objetivos a corto plazo.

Uno de los principales objetivos es aplicar la tecnología de perforación continua, para hacer una mejor perforación de los pozos, y el desarrollo de campos. Esto se debe realizar a través del esfuerzo conjunto del área de perforación y el área de ingeniería de diseño de pozos.

III.3.1 EQUIPO DE PERFORACIÓN UTILIZADO EN MÉXICO.

La perforación con TR puede ser implementada con equipo especialmente desarrollado con Top Drive y escareador que son utilizados en países como Canadá y E.U.A. para aplicar esta técnica, o bien, puede modificarse un equipo convencional, como se hace en México. Hasta ahora el sistema se ha utilizado solo con un equipo designado específicamente para probar el sistema completo y maximizar la eficiencia de la perforación con TR en México.

Es necesario un equipo especial para manejar la tubería de revestimiento como tubería de perforación, y manejar el aparejo de fondo que no se recupera con línea de acero.

El equipo a utilizar es el siguiente:

- Equipo de perforación convencional.
- El equipo debe ser adaptado para utilizarse con flecha de 15 metros de longitud. Para este propósito, es necesario modificar la profundidad del agujero auxiliar y alargar el bajante y la conexión de la manguera.
- Asignar una nueva longitud a la rampa para la nueva longitud de TR, como se especifica en la norma API 5CT.
- El peine de la tubería debe estar disponible para abrir la saliente entre 4 y 6 centímetros de ancho del diámetro exterior que va utilizar la TR.
- Utilizar un indicador de torsión como herramienta necesaria durante la perforación del pozo.

III.3.2 HERRAMIENTAS PARA PERFORAR CON SARTA DE REVESTIMIENTO.

- Barrena PDC.
- Estabilizadores.
- Lastrabarrena helicoidal.
- Martillo y amortiguadores.
- Ordenar la TR de acuerdo con la norma estándar API 5CT, tal que su longitud varíe entre 13.90 y 14.50 metros.
- Las conexiones para esta TR será Hydril serie 500 tipo 521.

III.3.3 ACCESORIOS PARA JALAR Y MANIOBRAR LA TR.

- Elevador con cuñas para TR , debe revisarse que el empaque del elevador ajuste en el diámetro exterior de la TR.
- Conjunto elevador sencillo para TR.
- Empaque de seguridad para TR.
- Cuñas para TR.
- Araña para TR.
- Conjunto de tres substitutos de la flecha, de 40 a 45 centímetros de longitud, de un material igual o equivalente al de la TR.
- Conjunto de cuatro tapones de manejo para TR con conexiones Hydril serie 500 tipo 521.
- Guía para conectar la tubería TR con conexiones Hydril serie 500 tipo 521.
- Llave de potencia hidráulica con capacidad para TR.
- Conjunto de dos válvulas de seguridad de la flecha.
- Sello lubricante API para roscas API de TR.

III.3.4 PROCEDIMIENTO PARA MANEJAR LA TR DURANTE LA PERFORACIÓN.

- La tubería debe ser inspeccionada, medida y colocada en el orden correcto como va a ser utilizada durante la perforación.
- Colocar los protectores de rosca a la TR, mientras este en el estibador.
- Colocar el conjunto elevador de tubería en el orden en que va ser elevada.
- Colocar la TR en la rampa.
- Repetir la operación hasta que haya cuatro conjuntos en la rampa.
- Durante la perforación, colocar un conjunto de tubería dentro del agujero auxiliar.
- Cuando se termine la perforación hasta la longitud total de la flecha, levantar la flecha y colocar las cuñas y el empaque de seguridad, mientras no exista suficiente peso en la TR.
- Desconectar la junta que está entre la TR y el sustituto de la flecha.
- Aplicar sello lubricante API para TR, solo en el piñón de la junta (Hydril serie 500 tipo 521).
- Manualmente, sujetar el sustituto de la flecha y asegure de nuevo la tubería. Esto evitara un daño a la rosca causada por una conexión doblada de la TR al sustituto de la flecha.
- Apretar la junta de la flecha a velocidad baja para evitar un daño a la junta, hasta que este segura.
- Hacer la conexión con las pinzas del equipo hasta que la torsión sea la óptima. Verifique en el indicador de torsión que ha sido alcanzado el valor apropiado.
- Levantar la flecha junto con la TR a fin de alinearla, y finalmente conéctela a la sarta de perforación colocada en la mesa rotaría.
- Bajar la unión giratoria para continuar perforando.
- Repetir la operación hasta que se llegue a la profundidad requerida.

III.3.5 PROCEDIMIENTO PARA MANEJAR Y JALAR LA TR DESPUÉS DE LA PERFORACIÓN DEL POZO.

- Sacar la TR cada 28 metros, de dos tubos, y colocar las cuñas.
- Desconectar la junta hasta que se vea que más de la mitad del piñón está expuesto.
- Levantar despacio el piñón y girar un cuarto de vuelta para prevenir que la junta sea golpeada.
- Colocar el protector de rosca en el piñón.
- Ayudar al chango a mover la tubería a fin de guardar correctamente la TR en el peine.
- Continuar la operación hasta que el indicador del peso muestre el peso considerado en el diseño.
- El empaque de seguridad debe colocarse en su lugar en este momento, hasta que no halla suficiente peso en la TR y exista un riesgo para que la tubería pueda ser soltada.
- Continuar moviendo todo el conjunto hasta que los lastrabarrena hallan sido recuperados junto con los estabilizadores y la barrena.
- Colocar las herramientas en estibador de la tubería

III.3.6 PROCEDIMIENTO PARA MANEJAR Y CORRER LA TR PARA CEMENTARLA.

- Verificar si el árbol de válvulas es convencional o compacto. En el caso de que sea convencional el colector del lodo debe ser movido antes de que comience el proceso de cementación de la TR.
- Colocar la zapata guía.
- Colocar 28 metros de TR
- Colocar cople flotador.

- Correr la TR por lingadas y aplicar a los piñones de sello lubricante.
- Utilizar una guía para conectar tubos, para facilitar el centrado y la conexión de los tubos.
- Hacer la conexión con llave de potencia hidráulica hasta que se alcance la torsión optima en libras por pie.
- Colocar el centrador, de acuerdo al programa.
- Utilizar la araña y el elevador de cuñas de TR, para llevar acabo un manejo correcto.
- Correr la TR en lingadas hasta la profundidad deseada.
- Llenar la TR cada 4 juntas. Utilice los tapones de manejo para proteger la junta durante el llenado de la tubería.
- Se recomienda tener a la mano algunas juntas de tubería de Rango 2, para facilitar el ajuste de la TR después de correrla.
- Colocar cabezal de cementación.
- Circular el retardador.
- Comenzar los preparativos para llevar acabo la cementación y subsecuentemente completar la operación.

CAPITULO IV

APLICACIONES Y DESARROLLO DE PERFORACIÓN EN CAMPOS DE MÉXICO.

Al mostrar en una forma simplificada como ha ido evolucionando el proceso de perforación en México, sobresalen dos etapas:

Primero, el cambio que sufre el diseño convencional en el campo, al perforar con la técnica Tubingless, que consiste en modificar el arreglo convencional de $13\frac{3}{8}$ pg, $9\frac{5}{8}$ pg, 7 pg y $2\frac{7}{8}$ pg a uno mucho más esbelto y económico de $9\frac{5}{8}$ pg, 7 pg, $3\frac{1}{2}$ pg.

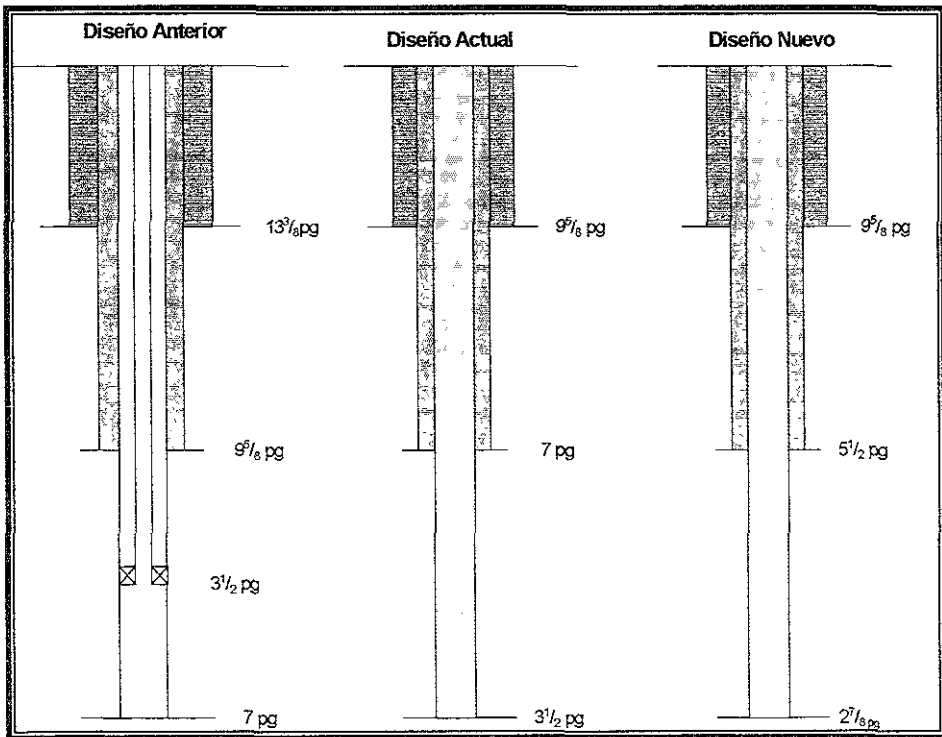


Figura 24. Cambio de diámetros del estado mecánico del pozo.

Y como una consecuencia de la técnica Tubingless aparece la técnica de perforación con tubería de revestimiento, como una revolucionaria idea para la reducción de los costos en la perforación de pozos petroleros

Cabe destacar que en las aplicaciones de esta técnica en campos mexicanos, no se utiliza toda la tecnología que ya existe para aplicarla. Como ya ha sido mencionado en capítulos anteriores, el cambio básico consiste en eliminar la sarta de perforación y sustituirla por tubería de revestimiento. En México se continúan utilizando tubos lastrabarrenas y mesa rotaria, además de que el aparejo de fondo no es recuperable con línea de acero, para eliminar la barrena y las herramientas de perforación en cada caso, se deberá sacar la TR a superficie.

En el Distrito Reynosa, se adecuo un equipo para poder perforar rotando la tubería de revestimiento hasta el objetivo y poder evaluar tanto la resistencia de la junta como el de la tubería a los esfuerzos de torque y arrastre dando origen a lo que se dio por llamar **LA TÉCNICA MEXICANA DE PERFORACIÓN CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.**

IV.1 PERFORACIÓN EN LA REGIÓN NORTE.

El objetivo de la Región Norte de México es tener una reducción de costos, materiales y servicios en los que se incurren en la perforación de pozos de gas, a fin de incrementar la rentabilidad de la Cuenca de Burgos, ya que de acuerdo con estudios económicos realizados, dichas actividades de perforación representan el 80% de la inversión total.

IV.1.1 POZO CULEBRA – 281

A continuación mostraremos el pozo Culebra – 281, dicho pozo es un buen ejemplo de la aplicación de la técnica de perforación con tubería de revestimiento en la Región Norte de México.

ANTECEDENTES

La Cuenca de Burgos corresponde al Distrito de Reynosa en la zona noreste de la República Mexicana fig. 25. Se caracteriza por ser un campo productor de gas. Entre los campos que componen la Cuenca de Burgos se encuentra el campo Arcabuz – Culebra, que tiene una producción promedio diaria de 403.996 MMPCD, donde la producción por pozo varía de 4 a 8 MMPCD.

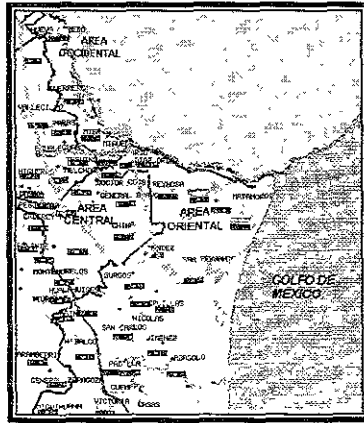


Figura 25. Mapa de localización

El pozo Culebra -281 se perfora en formaciones compuestas de lutitas y arenas del terciario, el objetivo es continuar con el desarrollo y explotación de la arena W-4 productora del campo, las arenas productoras en estos campos se encuentran a las profundidades promedio de

FORMACIÓN	PROFUNDIDAD (m)
E YEGUA	AFLORA
E.COOK MOUNTAIN	300.0
E. WECHES	800.0
E. Q. CITY	900.0
E. REKLAW	1450.0
E. WILCOX	1850.0
ARENA W-1	2100.0
ARENA W-2	2200.0
ARENA W-3	2370.0
ARENA W-4	2470.0

La perforación del pozo tuvo una duración aproximada de 20 días, el tiempo de perforación se ha ido optimizando con el desarrollo del campo

Las propiedades de los fluidos requeridas para perforar el pozo es en tres etapas y fueron

ETAPA	PROFUNDIDAD (m)	LODO	DENSIDAD (g/cm ³)
1	150	BASE AGUA	1.15-1.20
2	1500	BASE ACEITE	1.43-1.45
3	2900	BASE ACEITE	1.82-1.85

Los datos del yacimiento son

Presión del yacimiento (W – 4) 310 kg/cm²
 Temperatura del yacimiento 136 °C
 Gasto pronosticado 6.0 MMPCD

IV.1.2 LOCALIZACIÓN DEL POZO CULEBRA –281

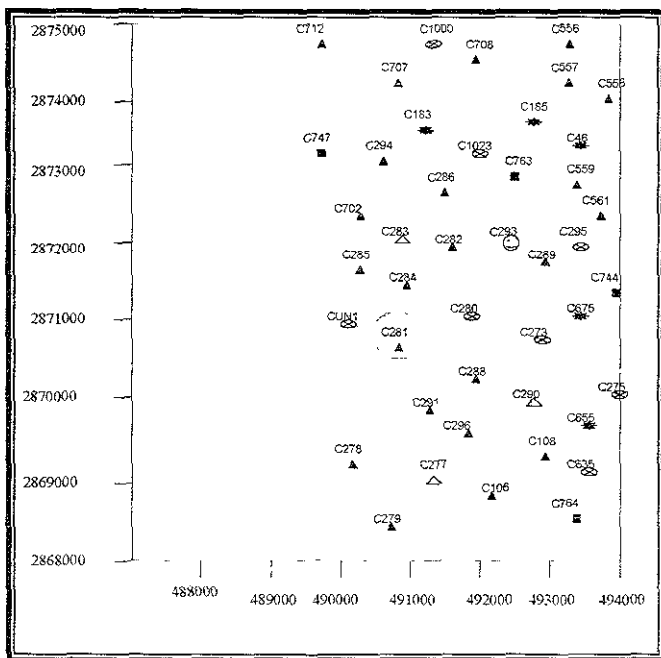


Figura 26. Plano de localización del pozo Culebra 281

IV.1.3 ANÁLISIS DE TIEMPO

En esta sección se muestra la distribución de tiempos programados tabla1, donde se ve el tiempo de las intervenciones También en la gráfica tiempo contra profundidad (fig. 27) se muestra como se utiliza el tiempo a lo largo del proceso de perforación

Fecha de inicio 1 de junio de 1999

Equipo PM - 9113

ETAPA	AGUJERO	T.R (pg)	PROFUN (m)	CONCEPTO	TIEMP. (DIAS)	ACUM (DIAS)	M/d	FECHA PROGR.
PRIMERA	12¼pg	9 5/8	150	PERFORA	1.3	1.3	116.3	1-JUN-99
				R.E.	0.3	1.6		1-JUN-99
				T.R.	0.6	2.1		2-JUN-99
				C.S.C.	1.3	3.4		3-JUN-99
SEGUNDA	8½ pg	5½	1500	PERFORA	3.9	7.3	347.9	7-JUN-99
				R.E.	0.4	7.7		7-JUN-99
				T.R.	0.5	8.3		8-JUN-99
				C.S.C.	1.6	9.9		9-JUN-99
TERCERA	4 ¾ pg	2 7/8	2700	PERFORA	8.5	18.4	141.1	18-JUN-99
				R.E.	0.5	18.9		18-JUN-99
				T.R.	1.1	20.0		19-JUN-99

Tabla 1 Distribución de tiempos programados

ETAPA	AGUJERO	T.R (pg)	PROFUN (m)	CONCEPTO	TIEMP. (DIAS)	ACUM (DIAS)	M/d	FECHA PROGR.
PRIMERA	12¼pg	9 ⁵ / ₈	250	PERFORA	2	2	116.3	1-JUN-99
				R.E.	0.5	2.5		1-JUN-99
				T.R.	0.7	3.2		2-JUN-99
				C.S.C.	0.8	4.0		3-JUN-99
SEGUNDA	8½ pg	5½	1883	PERFORA	6	10	347.9	7-JUN-99
				R.E.	1	11		7-JUN-99
				T.R.	1	12		8-JUN-99
				C.S.C.	3	15		9-JUN-99
TERCERA	4¾ pg	2 ⁷ / ₈	2850	PERFORA	9	24	141.1	18-JUN-99
				R.E.	1	25		18-JUN-99
				T.R.	1	26		19-JUN-99

Tabla 2. Distribución de tiempos reales

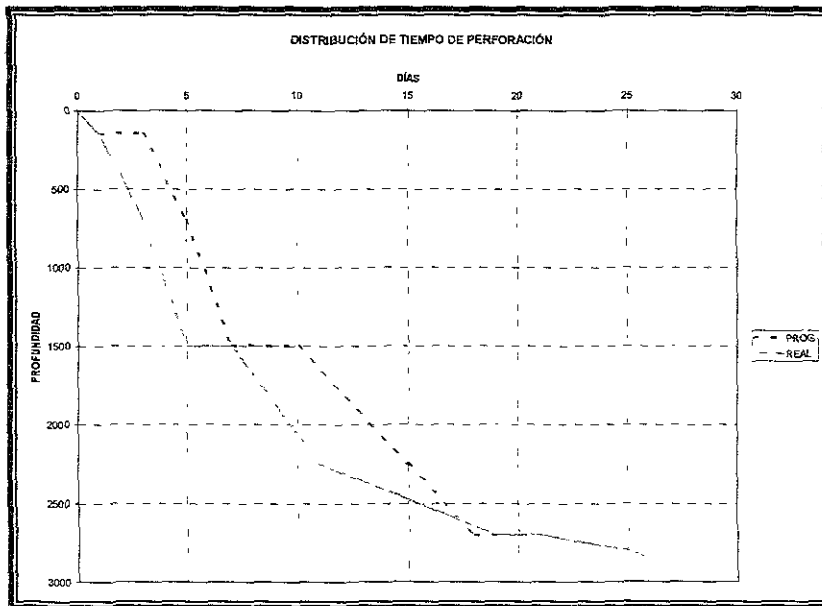


Figura 27. Distribución de tiempos de perforación.

IV.1.4. DISEÑO DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

Para perforar eficientemente con la técnica de perforación con tubería de revestimiento es necesario diseñar la tubería de revestimiento, abarcando tanto el diseño de tubería de perforación como el de tubería de revestimiento

La primera etapa se diseña normal a 250m, únicamente se sustituye la tubería de perforación por tubería de revestimiento, en este caso se usa tubería de revestimiento de 5½ pg, N – 80, 17 lb/pie, HD – 521.

Para perforar la segunda etapa de 250 a 1500 m, se recomienda el uso de lastrabarrenas para darle peso inicialmente y poder perforar el cople, cemento y la formación a 400 m aproximadamente, posteriormente, perforar de 400 a 1500 m con solo barrena y tubería de revestimiento, cuidando las condiciones de operación, para mantener la vertical del agujero.

En la perforación de la tercera etapa se utilizan lastrabarrenas de 3¹/₈ pg y motor de fondo de 3½ pg de alta torsión, baja velocidad de rotación y barrena PDC de 4¼ pg para perforar hasta 2800 m

A) TR SUPERFICIAL

OBJETIVO: Instalar C S C y aislar acuífero somero.

INTERVALO (m)	DIÁMETRO (pg)	GRADO	PESO (lb/pie)	JUNTA	APRIETE (lb - pie)
0 - 150	9 ⁵ / ₈	J - 55	36 00	BCN	10,000

CEMENTACIÓN: se efectúa cementación en una sola etapa hasta la superficie, con 6 8 toneladas de cemento de densidad 1 89 g/cm³

ACCESORIOS:

1 cabezal de 9⁵/₈ pg 3M

1 zapata guía de 9⁵/₈ pg

1 Tapón de desplazamiento compacto de 9⁵/₈pg perforable con PDC

1 Arbol de válvulas de 9⁵/₈ pg x 5½ pg x 2⁷/₈pg (3M, 5M, 10M)

B) TR INTERMEDIA

El objetivo fue aislar la parte inferior del Eoceno Queen City para estar en condiciones de incrementar la densidad del fluido y continuar perforando

DISEÑO DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO INTERMEDIA

A continuación se presenta el diseño de la sarta de la tubería de perforación intermedia, esta tubería es una de las dos que se utiliza como tubería de perforación y tubería de revestimiento

Los datos a considerar son los siguientes

Diámetro de la tubería	5½ pg
Diámetro de trabajo mínimo aceptado	4.767pg
Profundidad de asentamiento	4920pie
Longitud mínima	2132pie
Máxima presión superficial	1292 77lb/pg ²
Gradiente de fractura	12lb/gal
Densidad del lodo máxima anticipada	14.98 lb/gal
Peso del lodo	11.658 lb/gal
Cima de cemento	2624 lb/gal
Densidad del cemento:	
De 800 – 1400 m	13 324 lb/gal
De 1400 – 1500m	15.739 lb/gal

1. Diseño por presión interna

$$PI = 0.052 * (12+1) * 4920$$

$$PI = 3325 \text{ lb/pg}^2$$

2 Presión de superficie

$$P_s = 3325 - (4920 * 0.115) = 2759.2$$

3 Línea de respaldo

$$\text{Superficie} = 0 \text{ lb/pg}^2$$

$$\text{Fondo} = 4920 * 8.9 * 0.052 = 2276.9 \text{ lb/pg}^2$$

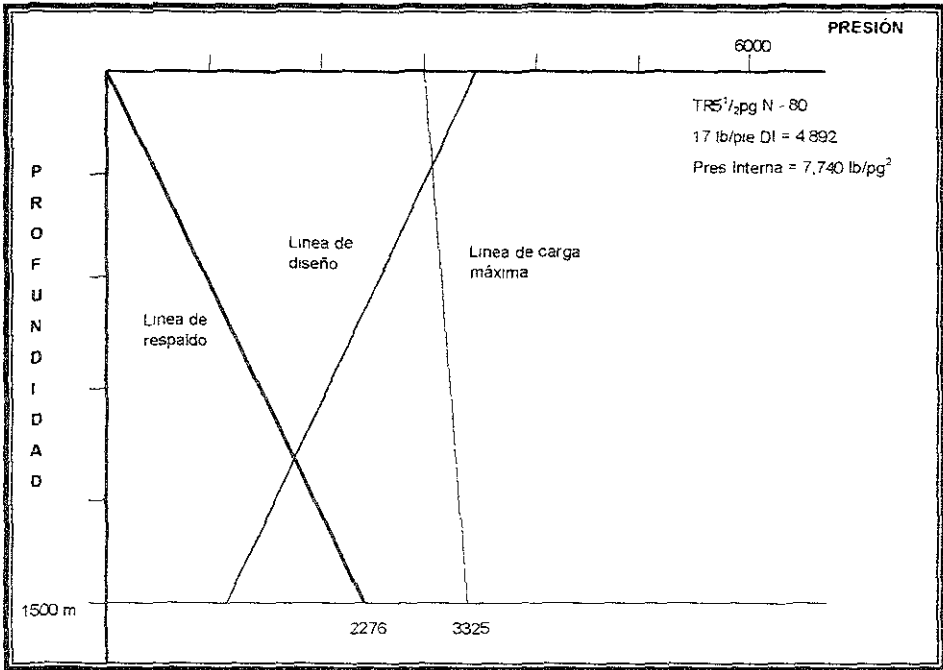
4 Línea resultante

Resultante = carga – respaldo

Superficie = $2759.2 - 0 = 2752.2 * 1.1 = 3035.12 \text{ lb/pg}^2$

Fondo = $3325 - 2276.9 = 1048.1 * 1.1 = 1152.91 \text{ lb/pg}^2$

5 Se gráficán los resultados



6 Se selecciono la tubería de 5½ pg N – 80, 17 lb/pie que soporta una presión interna de 7, 740 lb/pg²

7 Diseño por Colapso

Se consideran las dos densidades del cemento

Línea de carga máxima

$$P_c = L * G_i$$

$$P_c = 1500 * 0.14 = 210 \text{ Kg/cm}^2 = 2982.16 \text{ lb/pg}^2$$

Profundidad a la que se localiza el nivel del fluido

$$0.052 * 8.9 * 4920 = 0.052 * 14.98 * L$$

$$L = 2923 \text{ pie} = 891 \text{ m}$$

Línea de diseño:

$$\text{Superficie} = 0 \text{ lb/pg}^2$$

En el espejo

$$1968 * 0.052 * 13.32 = 1363.11$$

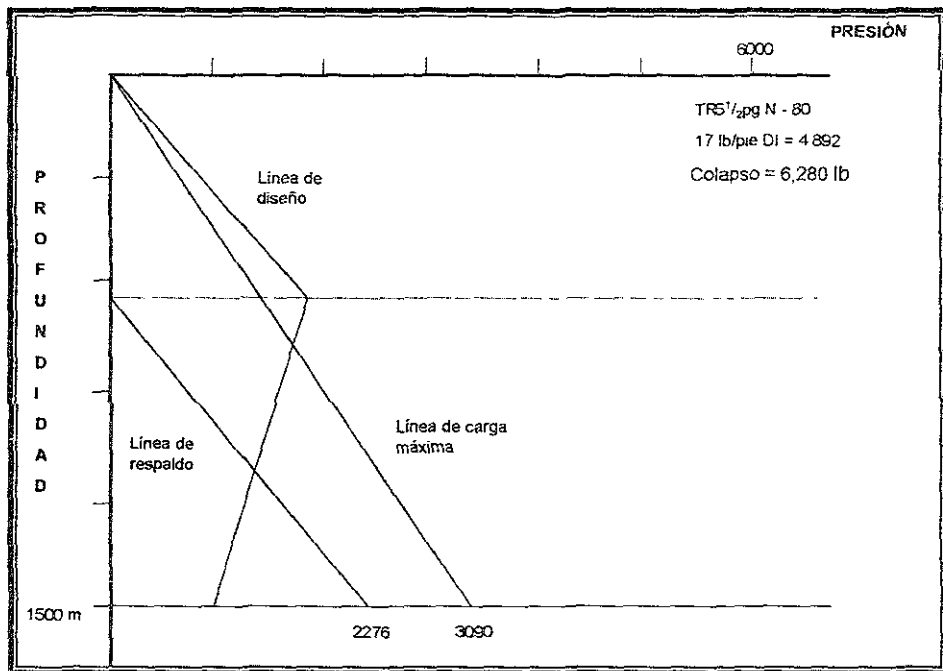
$$329 * 0.052 * 15.73 = \underline{268.29}$$

$$1631.40 \text{ lb/pg}^2$$

$$\text{En el fondo} = 2982.16 \text{ psi} * 1.1 = 3280.37 \text{ lb/pg}^2$$

8. Diseño por tensión

Longitud de Lastrabarrenas = 176 pie



$$F_1 = -0.052 * 4920 * 11.658 * [\pi / 4 (5.5^2 - 4.892^2)]$$

$$F_1 = -14,800.79 \text{ lb}$$

$$F_2 = 0.052 * 4744 * 11.658 * [\pi / 4 (6.5^2 - 5.5^2) + \pi / 4 (4.892^2 - 3^2)]$$

$$F_2 = 60,831.02 \text{ lb}$$

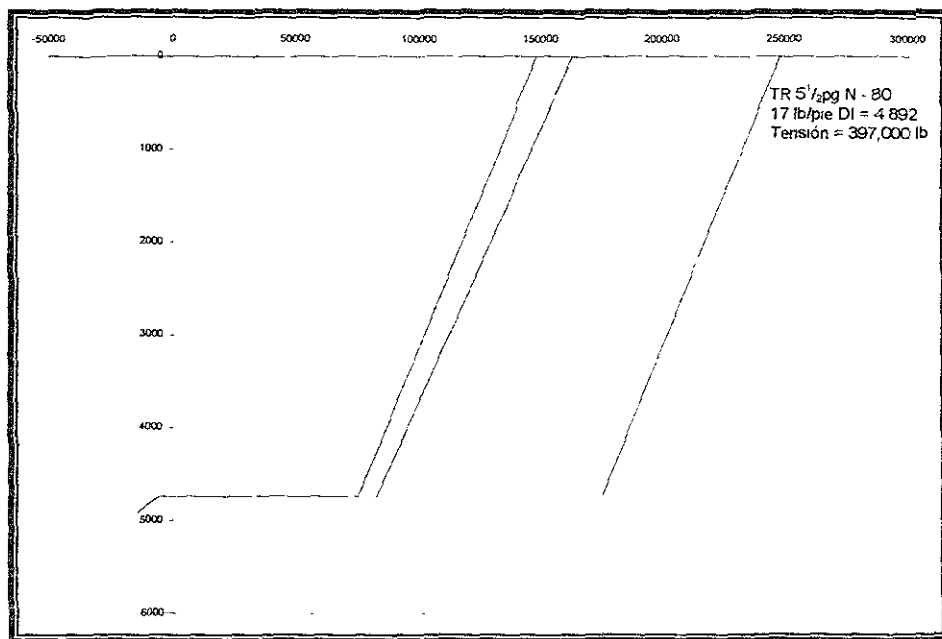
Peso de los lastrabarreras

$$W_{LB} = 50 \text{ lb/pie} * 176 \text{ pie}$$

$$W_{LB} = 8,800 \text{ lb}$$

$$W_{TP} = 17 \text{ lb/pie} * 4744$$

$$W_{TP} = 80,648 \text{ lb}$$



Por lo tanto se elige la Tubería de 5½pg N – 80 de 17 lb/pie, con los siguientes accesorios.

INTERVALO (m)	DIÁMETRO (pg)	GRADO	PESO (lb/pie)	JUNTA	APRIETE (lb – pie)
0 – 1500	5½	N – 80	17.00	HYD – 521	5980

CEMENTACIÓN: Se efectuará en una sola etapa cubriendo el intervalo de 800 – 1400m con 13.6 Ton de cemento de 1.60 g/cm³ y de 1400 – 1500m con 3.4 Ton de cemento de 1.89 g/cm³.

ACCESORIOS

1 cabezal de 5½pg 5M

1 zapata guía de 5½ pg N – 80, 17 lb/pie. HYD – 521, perforable con PDC

1 cople diferencial de 5½ pg N – 80, 17 lb/pie, HYD – 521, perforable con PDC

20 centradores de 5½ pg x 8½pg

20 coples de detención de 5½pg

1 Tapón limpiador de diafragma de 5½ pg, perforable con PDC

1 Tapón de desplazamiento compacto de 5½ pg, perforable con PDC

NOTA: Después de cementar la TR de 5 ½ pg se efectúa una prueba de densidad equivalente 20 m, aproximadamente, debajo de la zapata.

Para complementar el diseño de la TR intermedia a continuación se presenta el análisis de cargas axiales el cual se llevo acabo con el programa DRAGPRO de la Universidad de Tulsa. En las gráficas siguientes se presentan los resultados.



Figura 28. Trayectoria del pozo

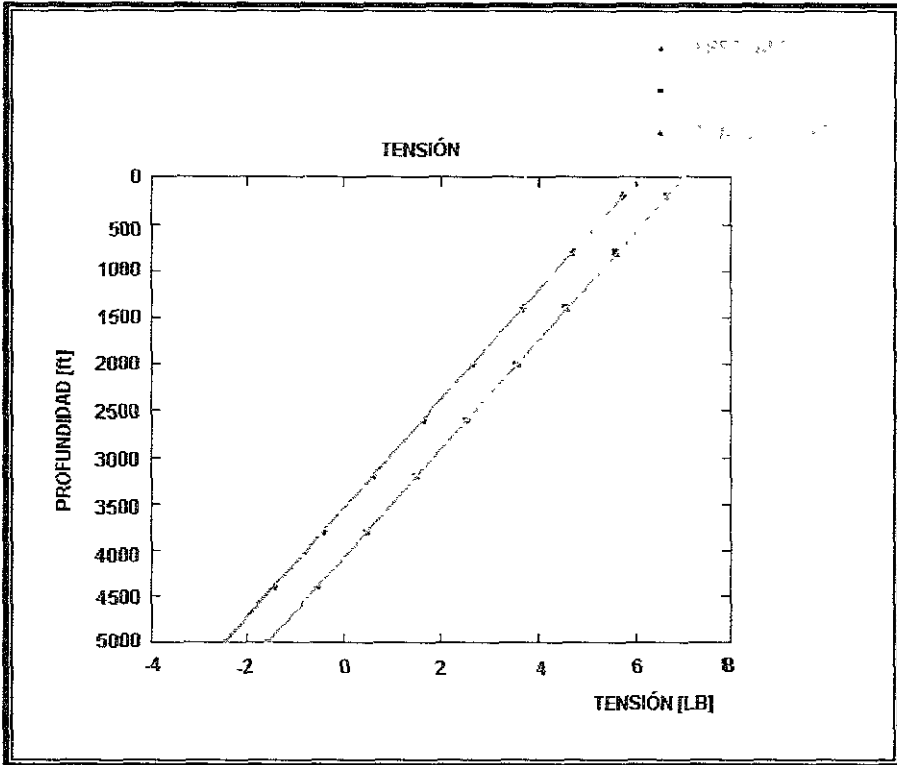


Figura 29. Distribución de tensión en la tubería

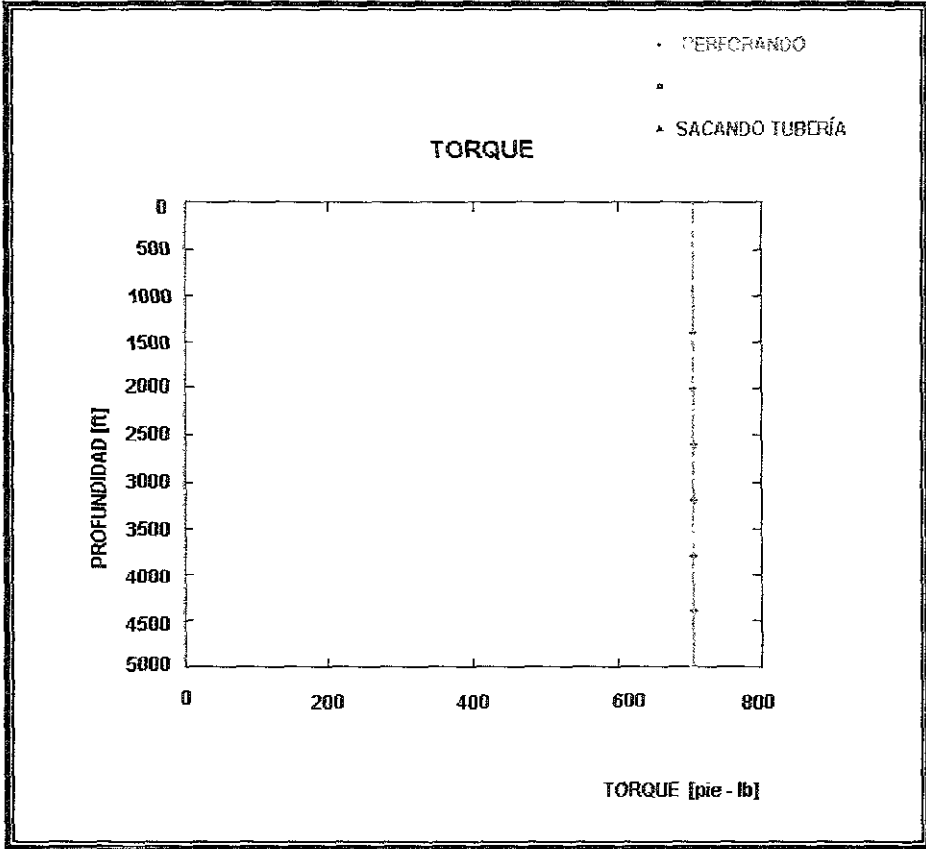


Figura 30. Distribución del torque en la tubería

C) TR DE EXPLOTACIÓN

OBJETIVO: cubrir la arena W – 4 productora del campo y terminar el pozo

INTERVALO (m)	DIÁMETRO (pg)	GRADO	PESO (lb/pie)	JUNTA	APRIETE (lb – pie)
0 – 2600	2 7/8	P – 110	6 50	HD – 533	2200

CEMENTACIÓN: Se efectuará en una sola etapa hasta la superficie. con 31 1 Ton de cemento de densidad de 1.89 g/cm³

ACCESORIOS.

1 zapata flotadora de 2 7/8 pg P - 110, 6.5 lb/pie, HD – 533

1 cople flotador de 2 7/8 pg P - 110, 6 5 lb/pie, HD – 533

20 centradores fluid master de 2 7/8 pg x 4 3/4 pg

20 coples de detención de 2 7/8 pg

1 Tapón limpiador sólido de 2 7/8 pg

1 Tapón de limpiador de diafragma de 2 7/8 pg

En la fig 25 se puede observar como se encuentra actualmente el pozo Culebra 281, con su estado mecánico, el cual muestra un ahorro sustancial en tubería como en tiempo para perforar

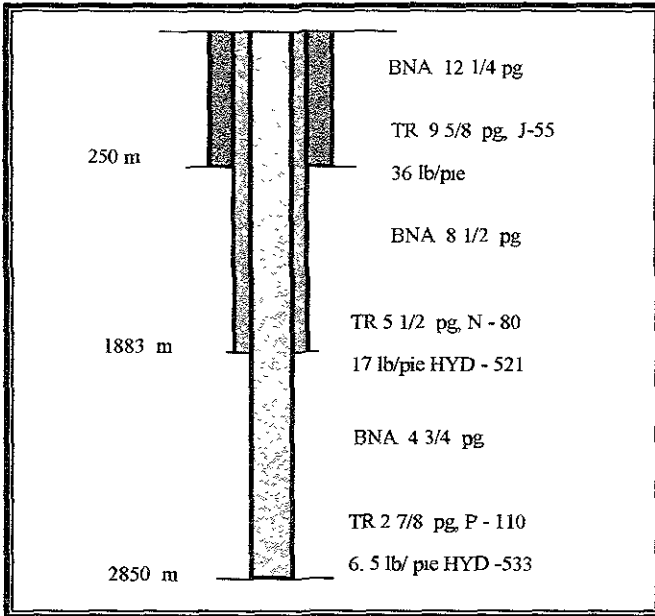


Figura 31. Estado mecánico final del pozo Culebra – 281

IV.1.5 PROGRAMA DE BARRENAS.

- 1 Los diámetros de barrenas y las profundidades a que se perfora se listan a continuación:

Diámetro de barrena	Profundidad a perforar
12 ¼ pg	150m
8 ½ pg	1500m
4 ¾ pg	2700m

- 2 En la primera etapa se utilizó una barrena tricónica tipo 116 con tres toberas de 14/32 pg, pronosticando a perforar con un ritmo de 10 a 12 metros por hora, con las siguientes condiciones de operación

Peso sobre barrena	3 a 4 Ton
Revoluciones por minuto	120 a 140 rpm
Fluido bentonítico	1.09 a 1.15 g/cm ³

- 3 Para la segunda etapa se utilizó una barrena de 8 ½ pg tipo PDC con 5 toberas de 10/32 pg, pronosticando perforar a un ritmo de 35 a 50 metros por hora, con las condiciones de operación siguientes:

Peso sobre barrena	4 a 7 Ton
Revoluciones por minuto	90 a 130 rpm
Fluido bentonítico	1.40 a 1.44 g/cm ³

- 4 Finalmente para la tercera etapa se usa una barrena de 4 ¾ pg tipo PDC con tres toberas de 16/32 pg, con un pronostico de perforación de 10 a 20 metros por hora, con las siguientes condiciones:

Peso sobre barrena	2 a 4 Ton
Revoluciones por minuto	90 a 140 rpm
Fluido bentonítico	1.75 a 1.80 g/cm ³

PROGRAMA DE BARRENAS

Diámetro (pg)	Tipo	Tobera 1/32	Intervalo (m)	Peso/Bna Ton	Velocidad de rotación (rpm)	Presión de bombeo (lb/pg ²)	Gasto (gpm)	Camisa (pg)
12 ¼	Triconica	(3) 14	1-150	3-5	120-140	1338	500	6 ¼
8 ½	PDC	(5) 10	151-1500	4-7	90-130	880	302	6 ¼
4 ¾	PDC	(3) 16	1501-2700	2-4	80-150	3468	120	4 ½

IV.1.6 PROGRAMA HIDRÁULICO DEL POZO.

PRIMERA ETAPA:

Densidad (g/cm ³)	1 15
Viscosidad Plástica (cp)	10
Punto de cedencia (lb/100pie)	8
Profundidad (m)	150
Sarta de perforación D.C.	6½pg
Perforación H W.	4½pg
Barrena	12¼pg
Toberas	(3) 15/32 pg

GASTO (gpm)	POTENCIA HCA DE SALIDA DE LA BOMBA (HP)	PÉRDIDA EN EL SISTEMA DE CIRCULACIÓN (HP)	HP HIDRÁULICO EN LA BARRENA	PRESION EN LA CABEZA DEL POZO (psi)	PERDIDA DE PRESION EN EL EQUIPO SUPERFICIAL (psi)	CAIDA DE PRESION EN EL SISTEMA (psi)	CAIDA DE PRESION EN LAS TOBERAS (psi)	FUERZA DE IMPACTO EN EL POZO (HP)	FUERZA DE IMPACTO EN ÁREA DEL POZO (psi)	AREA DE TOBERAS (pg ²)	VELOCIDAD EN LAS TOBERAS (pie/seg)	INDICE DE LIMPIEZA (HP/pg ²)
380	178.39	70.36	106.4	793.93	29.87	316.66	477.26	445.94	3.78	0.62	275.96	3.2

SEGUNDA ETAPA

Densidad (g/cm ³)		1.4
Viscosidad Plástica (cp)		18
Punto de cedencia (lb/100pie)		10
Profundidad (m)		1500
Sarta de perforación D C		6½pg
Perforación	H W	4½pg
	T.R	5½ pg
Barrena		8½ pg
Toberas		(5) 10/32 pg

GASTO (gpm)	POTENCIA HCA DE SALIDA DE LA BOMBA (HP)	PÉRDIDA EN EL SISTEMA DE CIRCULACIÓN (HP)	HP HIDRÁULICOS EN LA BARRENA	PRESIÓN EN LA CABEZA DEL POZO (psi)	PÉRDIDA DE PRESIÓN EN EL EQUIPO SUPERFICIAL (psi)	CAÍDA DE PRESIÓN EN EL SISTEMA (psi)	CAÍDA DE PRESIÓN EN LAS TOBERAS (psi)	FUERZA DE IMPACTO (HP)	FUERZA DE IMPACTO EN ÁREA DEL POZO (psi)	ÁREA DE TOBERAS (pg ²)	VELOCIDAD EN LAS TOBERAS (pie/seg)	ÍNDICE DE LIMPIEZA (HP/pg ²)
350	263.98	131.93	132.06	1292.77	26.66	846.07	846.7	526.35	9.23	0.45	248.96	3.98

TERCERA ETAPA

Densidad (g/cm ³)		1.8
Viscosidad Plástica (cp)		30
Punto de cadencia (lb/100pie)		14
Profundidad (m)		2600
Sarta de perforación D C		3 ¹ / ₈ pg
Perforación	TUBINGLESS	2 ⁷ / ₈ pg
Barrena		4 ³ / ₄ pg
Toberas		(3) 16/32 pg

GASTO (gpm)	POTENCIA HCA DE SALIDA DE LA BOMBA (HP)	PÉRDIDA EN EL SISTEMA DE CIRCULACIÓN (HP)	HP HIDRÁULICOS EN LA BARRENA	PRESIÓN EN LA CABEZA DEL POZO (psi)	PÉRDIDA DE PRESIÓN EN EL EQUIPO SUPERFICIAL (psi)	CAÍDA DE PRESIÓN EN EL SISTEMA (psi)	CAÍDA DE PRESIÓN EN LAS TOBERAS (psi)	FUERZA DE IMPACTO (HP)	FUERZA DE IMPACTO EN ÁREA DEL POZO (psi)	ÁREA DE TOBERAS (pg ²)	VELOCIDAD EN LAS TOBERAS (pie/seg)	ÍNDICE DE LIMPIEZA (HP/pg ²)
141.1	293.03	266.5	6.52	3569.5	5	3490.24	79.26	84.26	4.75	0.99	76.84	0.2

En el diseño de las tuberías para la perforación con tubería de revestimiento se puede observar que se trabaja con tuberías robustas con un amplio margen de seguridad para que puedan resistir todos los esfuerzos a los que será sometida, además utilizando esta técnica se optimiza la hidráulica, por que se dispone de mayor energía en la barrena

IV.2 PERFORACIÓN EN LA REGIÓN SUR.

La perforación de pozos en México ha estado siempre en constante evolución, los cambios han sido matizados por corrientes que atienden necesidades del orden económico y tecnológico, buscando siempre satisfacer los requerimientos que la explotación y producción de hidrocarburos nacional esta demandando. En este contexto se tiene el pozo Fortuna Nacional N.º 9 de la Región Sur de México, el cual presenta una profundización del pozo para explotar intervalos con mayor potencial de hidrocarburos con tecnología Tubingless

IV.2.1 ANTECEDENTES HISTORICOS DEL CAMPO FORTUNA NACIONAL.

En México se tiene el campo Fortuna Nacional que se encuentra situado a 13 km de rumbo astronómico S 46° 00' W de Ciudad Pemex. En este campo se han localizado 8 horizontes arenosos almacenadores de hidrocarburos, los cuales se identifican por medio de los siguientes números: 3, 11, 13, 20, 21, 31, 32, y 34, estos dos últimos de gran importancia para su explotación.

La explotación del campo se inicio en 1949 obteniéndose una producción promedio diario anual de 32 barriles de aceite y 390 mil pies cúbicos de gas. La producción diaria actual del campo es de 277 barriles por día (BPD), y 14 MMPCD de gas, la cual proviene del pozo Fortuna Nacional N.º 109 de las arenas 32 y 34

IV.2.2 PERFORACION DEL POZO FORTUNA NACIONAL No 9.

El pozo Fortuna Nacional No 9 se perforó en Junio de 1955 y se terminó el 4 de Septiembre del mismo año, con una profundidad de 1139 m, metros bajo mesa rotaria (mbMR), teniendo el intervalo productor a la profundidad de 1096-1106 mbMR, con una producción de 10,414 m³/ día de gas, con presión en TP de 83 kg/cm² en

la superficie Debido a su baja producción se cerro en 1960. Como resultado de un estudio integral se propuso en Marzo de 1998 la profundización del pozo, obturando el intervalo productor actual, y aplicando tecnología con Tubingless para explotar las arenas 32 y 34 siendo estas las más atractivas del campo para su explotación

El estudio integral para este pozo incluye, estado mecánico, Tabla 2, columna geológica, Tabla 3, fluidos de control utilizados Tabla 4, la profundidad a la que se encuentra el intervalo productor y la profundidad objetivo del pozo es de ± 2000 m La técnica con Tubingless (Capítulo I) muestra que en este pozo es factible para aplicar esta tecnología

Profundidad (m)	Grado de TR	Peso (lb/pie)
0-83	13 3/8 pg, J-55	54.4
0-30	9 5/8 pg, N-80	40
30-348	9 5/8 pg, J-55	36
0-1139	6 5/8 pg, J-55	20
Perforación Tubingless 0-1200	3 1/2 pg, N-80 HD 533	9.3
1200-1840	3 1/2 pg, C-95 HD 533	9.3

Tabla 3. Estado mecánico del pozo Fortuna Nacional No 9.

Formación	Profundidad (m)
Reciente – Belem	Aflora
Zargazai	503
Encajonado	1056
Amante superior	1150
Arenas a explotar. Arena 32	1720-1735
Arena 34	1767-1785

Tabla 4. Columna geológica del pozo Fortuna Nacional No 9.

Profundidad (m)	Tipo	Densidad (gr/cm ³)
0-50	Bentonítico	1.08
50-600	Bentonítico	1-10-1.12
500-1150	Bentonítico	1.24-1.34

Tabla 5. Fluidos de control utilizados en la primera etapa.

IV.2.3 APLICACIÓN DE TUBINGLESS EN LA REGION SUR.

El pozo Fortuna Nacional No 9 presentó las condiciones necesarias para aplicar tecnología Tubingless, debido a que reúne las características para terminarlo con esta técnica dado que es un pozo antiguo y su profundidad no será mayor de 2000 m, la cual es una profundidad aceptable para emplear este tipo de terminación. se cuenta con equipo, materiales y servicios de buena calidad y en caso de que el pozo requiera en lo futuro una reparación, está se puede llevarse acabo sin ningún tipo de restricción ya que Pemex cuenta con tubería macarroni o bien se tiene la posibilidad de contratar una compañía para que efectúe trabajo con tubería flexible (TF), además el pozo sólo requiere una profundización para explotar los yacimientos de interés por lo que se puede aplicar Tubingless, y con esto lograr una disminución en el costo total de la inversión.

El pozo se terminó empleando una tubería de 3 ½ pg Hydril 533 debido a que este diámetro es el más adecuado para manejar el potencial del yacimiento, si se utilizara un diámetro menor no sería capaz de manejar los gastos esperados y si por el contrario se utilizara una tubería de mayor diámetro entonces se presentarían caídas de presión considerables de acuerdo a la experiencia en la Cuenca de Burgos

El primer paso para aplicar la tecnología Tubingless al pozo Fortuna Nacional N.º 9 fue realizar una reparación que consiste en obturar el intervalo 1098-1106 m y profundizarlo hasta +/- 2000 m, (fig. 29), cementar tubería de 3 ½ pg Hydril 533, (Tubingless) y explotar las arenas 32 y 34, previo a la toma de registros, Potencial espontáneo (SP), Rayos Gamma (RG), Inducción Sonico (ISF), Doble Laterolog (LLD), CNL (Neutrón Compensado), de 2000 a 1139 mbMR, así como tomar núcleos con corona en las arenas 32 y 34, y terminar el pozo sencillo en los intervalos determinados de la información obtenida de los registros geofísicos.

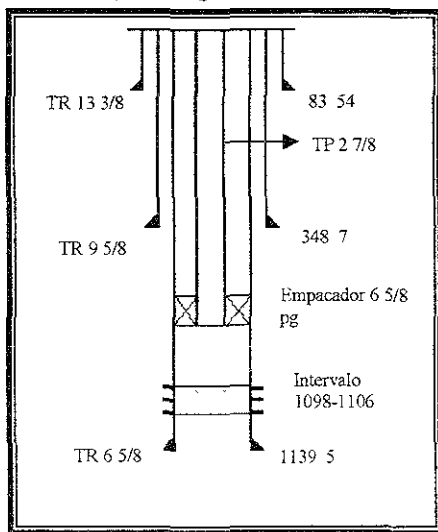


Figura 32. Estado mecánico del pozo Fortuna Nacional N.º 9, antes de aplicar Tubingless.

Hasta el momento se tiene la propuesta de probar las dos arenas, una vez obteniendo esta información la arena 34 será aislada y se explotara solamente la arena 32. La densidad máxima del fluido de control programado durante la profundización fue de 1.7 a 2 kg/cm³, con una presión diferencial esperada a 1150 m es de 100 kg/cm², siendo este el margen máximo para trabajar, la presión esperada en la cabeza del pozo es de 230 kg/cm², la presión esperada del yacimiento en la arena 32 es de 282 kg/cm² y en la arena 34 se espera una presión de 300 kg/cm²

Como se puede ver en la fig 26 el pozo tiene tres tuberías de revestimiento, 13 3/8 pg, 9 5/8 pg, y 6 5/8 pg, por lo que la próxima tubería es de 3 1/2 pg Hydril 533 que servirá como tubería de perforación, de revestimiento y de producción, pero además se elimina el aparejo de producción. De lo anterior se observa que se obtienen ahorros significativos en tiempo y costo al eliminar el empleo de la tubería de perforación, aparejo de producción, también se elimina el equipo necesario para anclar el empacador y por la geometría del pozo se reducen los volúmenes de los fluidos tanto en la perforación como en la terminación. La fig. 30 muestra el estado mecánico actual del pozo Fortuna Nacional No 9

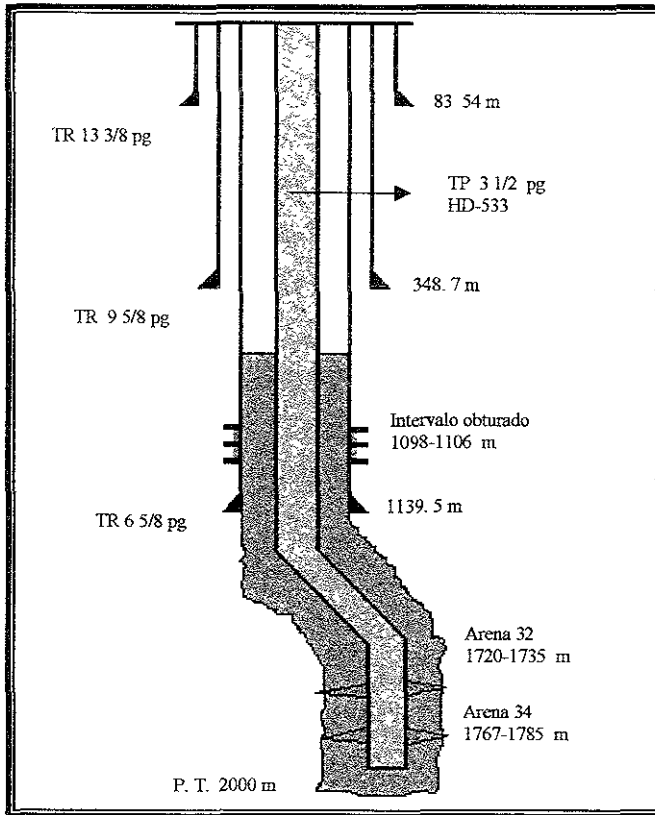


Figura 33. Estado mecánico actual del pozo Fortuna Nacional N.º 9, perforado con Tubingless.

IV.2.4 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DEL POZO FORTUNA NACIONAL N_o 9.

Con la intervención del pozo Fortuna Nacional N_o 9 con tecnología Tubingless se espera obtener una producción de 200 barriles por día (BPD) de aceite y 4 millones de pies cúbicos por día (MMPCD) de gas en cada una de las arenas sin fracturar (32 y 34), el comportamiento del pronóstico de producción de aceite y gas se presenta en la fig. 31 y 32 Este comportamiento del pronóstico de producción se determino a partir de la cuota de producción por el área de ingeniería de yacimientos, la reserva calculada y la declinación del campo permitirá que el pozo produzca aproximadamente 10 años

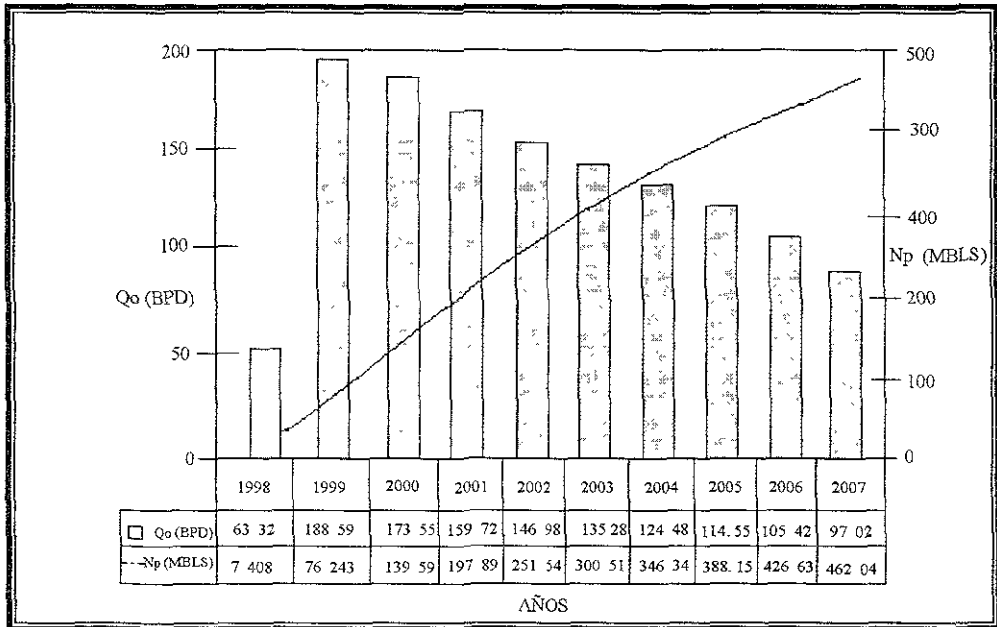


Figura 34. Pronóstico de producción de aceite del pozo Fortuna Nacional N_o 9

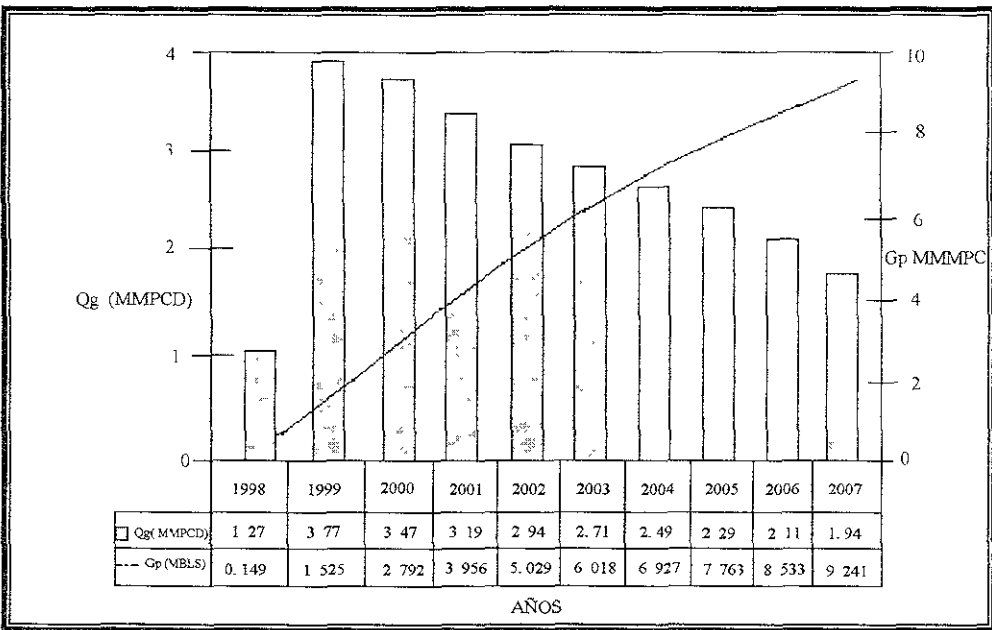


Figura 35. Pronostico de producción de gas, en el pozo Fortuna Nacional N. 9.

Como se puede observar en las figuras anteriores, el pronóstico de producción tanto para gas como de aceite es muy significativo al realizar la intervención del pozo con Tubingless, lo que garantiza una producción mayor y beneficios económicos con estas producciones.

IV.2.5 VENTAJAS Y DESVENTAJAS AL APLICAR TUBINGLESS AL POZO FORTUNA NACIONAL N^o 9.

En la perforación del pozo Fortuna Nacional N^o 9 con tecnología Tubingless se tienen ventajas y desventajas que se pueden resumir en las siguientes

Ventajas.

- Eliminación de la tubería de perforación convencional
- Reducción del costo total en la intervención del pozo
- Reducción de tiempo al perforar.
- Menor cantidad de acero empleado en tuberías.
- Reducción del costo por metro perforado
- Disminución del volumen del fluido de perforación y de terminación
- Eliminación del empacador.

Desventajas.

- Se requiere buena calidad en la cementación de las tuberías anteriores, así como de los materiales y equipos a utilizar.
- Su aplicación esta restringida a profundidades menores de 3200 m
- Dificultad para realizar trabajos posteriores, debido a la reducción del diámetro en el pozo
- Las intervenciones posteriores requieren tubería flexible o tuberías especiales (macarrón) con diámetros de 1.66 a 1.9 pg
- La tubería de producción "Tubingless" de 3 ½ pg deberá manejarse bajo un estricto control para no dañar las conexiones

CONCLUSIONES

- En la perforación con tubería de revestimiento, las consideraciones de diseño son muy parecidas a las consideraciones de perforación convencional, salvo tres conceptos a los que se les debe poner especial atención, pandeo, fatiga e hidráulica
- Existen grandes diferencias entre la técnica de perforación con TR utilizada por compañías de servicios petroleros que la utilizada aquí en México, debido al alto costo del equipo completo para aplicar correctamente esta tecnología
- Con esta nueva tecnología de perforación con TP y TR, se ha reducido el tiempo y costo de perforación en campos de México. Lo que garantiza el poder seguir utilizando esta técnica en otros pozos.
- Con tecnología "Tubingless" se tiene una reducción en tuberías, barrenas, fluido de perforación y cemento, logrando así una reducción en el costo total de perforación.
- Para la perforación de pozos con TR se elimina un manejo extenso de tubería de perforación, presentando con esto un incremento en la seguridad del personal que está operando los equipos.
- En la perforación con tubería de revestimiento y tubería de producción se elimina el uso de tubería de perforación, tubería extrapesada y parte del aparejo de fondo.
- Se tienen mejores beneficios económicos por pozo perforado con tecnología de TP y TR, siendo rentables los proyectos a corto plazo e incrementando la producción de los activos con esta tecnología

RECOMENDACIONES

- La tecnología de perforación con tubería de revestimiento se debe aplicar en pozos con profundidades de bajas a medias, en donde el promedio de profundidad sea entre 1500 y 3000 metros en donde solo se requieran dos o tres secciones para perforar.
- Se debe aplicar en campos con un grado intermedio o avanzado de explotación, en donde se desee un incremento en el aprovechamiento de los proyectos de inversión
- Se recomienda monitorear directamente la reología del fluido de perforación para mantener bajos valores de viscosidad plástica y punto de cedencia de acuerdo con la optimización de la hidráulica durante la perforación.
- En la cementación primaria se requiere un estricto control de calidad para que esta sea exitosa ya que la geometría reducida complica la corrección de la cementación
- Usar la tecnología más avanzada para poder perforar los pozos con Top Drive y escareador, logrando reducir el tiempo por pozo perforado
- Desarrollar e investigar más sobre esta tecnología a fin de evitar sacar la TR una vez que alcanza la profundidad programada, y retomar la tecnología original con TR a fin de reducir a un más el tiempo y costo de perforación
- Capacitar y motivar al personal de operación con esta tecnología, involucrándolo a que aporte sus conocimientos para mejorar esta tecnología en México
- En el manejo de las tuberías, tanto para TP y TR se debe tener cuidado de no utilizar los procedimientos estándar de perforación, debido a que esto podría dañar las tuberías y las conexiones.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- 1 Jim Short, J A Drilling and Casing Operations. Penn Well Publishing Company
Tulsa, Oklahoma
- 2 Lummus, James L. Drilling Optimization SPE-AIME. Pan American Petroleum
Corporation, JPT, Nov 1978.
3. Revista Petróleo Internacional, Año 1957, No. 6, Sep-Oct 1998
4. Hydril Company. "Nota Técnica 9917" Houston USA. Dec 1999.
5. M Perdure, Jeanne. Casing Technology Improves, Jun 1999 USA
6. Jellison, Michael J And Brock, James N "The Impact of Compression Forces on
Casing String Designs And Connectors" SPE/ IADC Drilling Technology
Conference, Sep, 1998
7. S J Olejniczak and S N Gulrajani. Schlumberger Oil Field Services. "Fracturing
Bypassed Pay in Tubingless Completions, SPE, No 56467 Houston Texas
Oct 1999
8. M Warren, Tommy " Casing Drilling- Application Design Considerations, SPE, Tesco
Drilling Technology . Feb, 2000.
9. Gutierrez Escobedo, Gustavo, Tesis F.I U N.A.M. " Tecnología de la Perforación de
Pozos de Diámetro Reducido" México, D F 1998
- 10 De León Mojarro, José C. And Terrazas, Martín, " Drilling/ Completing With Tubing
Cuts Well Cost by 30% " Word Oil Magazine. Jul 1998) pgs, 145-150
- 11 Alvarez Baena, Adrian Tesis F I U N.A.M " Diseño y Selección de los Disparos en
Pozos Convencionales y en Pozos no Convencionales. México, 2000.
- 12 Folleto Técnico, " Casing Drilling" Tesco Corporation
- 13 R.M Tessari. Garret, Madell, " Casing Drilling – A Revolutionary Approach to
Reducing Well Costs" Tesco Corporation, March, 9-11, 1999.
- 14 Folleto "Top Drive" Drilling Technology" Tesco Corporation.
- 15 Allen Books Laura Herzog, Artículo Técnico. CIBC, "Tesco Corporation"
Sep, 11, 1999

- 16 Catalog General, "A-Z Servco, Smith Drilling & Completions"
17. De León Mojarro, José Cruz. Drilling With Casing, The Mexican Technique Uses The Casing as a Drilling SPE 59055 February 1999
18. Rodríguez Saucedo, N Programa de Perforación del Pozo Culebra 281, División Norte. PPMP. Junio de 1999.
- 19 Sánchez Chavez, G T Técnica Tubinbless Aplicada al Pozo Fortuna Ncional No 9 Revista AIPM, Febrero 2000
- 20 Reporte Técnico PPMP, Región Sur