

29



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“MANTENIMIENTO DE POZOS
PETROLEROS”

279690

TESIS PROFESIONAL
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A N:

RANGEL MARTINEZ IGNACIO
TORRES SIERRA ARTURO

DIRECTOR DE TESIS: M.I JOSÉ MARTÍNEZ PÉREZ



MÉXICO, D.F.

FEBRERO 2001



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-1655

SR. ARTURO TORRES SIERRA
Presente

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

MANTENIMIENTO DE POZOS PETROLEROS

- INTRODUCCION**
- I ASPECTOS GENERALES DEL MANTENIMIENTO DE POZOS**
- II REPARACIONES MAYORES**
- III REPARACIONES MENORES**
- IV OPERACIONES ADICIONALES**
- V EJEMPLOS DE APLICACION**
- VI CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**
- BIBLIOGRAFIA**

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

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

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

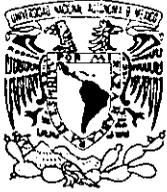
Cd. Universitaria, D. F., a 8 de diciembre de 2000

EL DIRECTOR

ING. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB*RLLR*gtg

R



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-195

SR. IGNACIO RANGEL MARTINEZ
Presente

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

MANTENIMIENTO DE POZOS PETROLEROS

- I INTRODUCCION
- I ASPECTOS GENERALES DEL MANTENIMIENTO DE POZOS
- II REPARACIONES MAYORES
- III REPARACIONES MENORES
- IV OPERACIONES ADICIONALES
- V EJEMPLOS DE APLICACIÓN
- VI CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- BIBLIOGRAFIA

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

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

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

Cd. Universitaria, D.F., ~~el 1 de febrero de 2001~~
EL DIRECTOR

ING. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB*RLLR*gtg

if

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

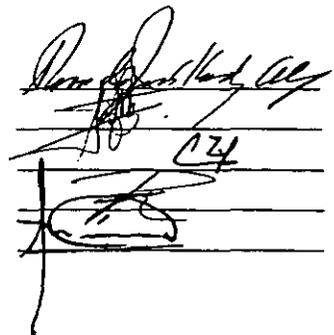
“MANTENIMIENTO DE POZOS PETROLEROS”

TESIS PRESENTADA POR: Rangel Martínez Ignacio
Torres Sierra Arturo

DIRIGIDA POR: M.I. José Martínez Pérez

JURADO DEL EXAMEN PROFESIONAL:

PRESIDENTE: Quím. Rosa de Jesús Hernández Alvarez.
VOCAL: M.I. José Martínez Pérez.
SECRETARIO: Ing. Carlos J. Lira Sil.
1^{er} SUPLENTE: Ing. Jesús Rodríguez Roman.
2^o SUPLENTE: M.I. Néstor Martínez Romero.



The image shows three handwritten signatures on a set of horizontal lines. The top signature is the most legible and appears to be 'Rosa de Jesús Hernández Alvarez'. The middle signature is less legible but appears to be 'José Martínez Pérez'. The bottom signature is also less legible but appears to be 'Néstor Martínez Romero'. There is a small number '124' written next to the middle signature.

MÉXICO D.F FEBRERO DEL 2001

AGRADECIMIENTOS

A Dios por todo.

A mis padres, el Sr. Angel Rangel Ortiz y la Sra. Angela Martínez Trejo, a quienes les debo la vida y con quien he compartido años maravillosos de enseñanzas, amor, alegría, gracias por su confianza.

A mis hermanos porque entre risas y disgustos no permitieron que cesara en el intento, particularmente a Bertín.

A mi esposa Lolita por compartir su vida conmigo, su gran amor y su alegría.

A mi hija Gisela por ser mi principal motivo de seguir adelante.

A la Sra. Imelda Ponce porque siempre confió en mi, por su cariño y apoyo que me ha dado siempre, mil gracias.

A mi compañero Arturo Torres por darme su apoyo cuando más lo necesite.

A mi alma mater y a la Facultad de Ingeniería por dejarme pertenecer a la mejor universidad del país.

A los profesores de la Facultad de Ingeniería y en especial a los sinodales por dedicar parte de su tiempo en la revisión de este trabajo.

IGNACIO RANGEL MARTÍNEZ

A MI PADRE DIOS:

Por dejarme ser, darme todo lo que tengo y estar siempre a mi lado sin ninguna condición.....

A MIS PADRES: SILVINO Y JOAQUINA

Por enseñarme y regalarme lo mejor de ustedes, este logro sin ustedes no tendría sentido, siempre los llevare conmigo y ruego a dios que los bendiga cada día que pase, los amo....

A MIS HERMANOS: YESENIA, ADRIANA Y EDUARDO

Por brindarme su apoyo, aliento y compañía durante todo este camino, disfruten conmigo este logro ya que también en gran parte es de ustedes.....

A TODA MI FAMILIA: ABUELOS, TIOS, PRIMOS ,SOBRINOS.

Por sus buenos deseos, su confianza y el apoyo que siempre me han brindado, gracias por todo, especialmente a mi tía Gloria y a maye: por sus consejos y su gran compañía.

A MI GRAN AMIGO: R.P FRANCISCO GARCIA SANCHO A.T (q.e.p.d)

Siento mucho que no estés en estos momentos pero se que siempre confiaste en mi y espiritualmente estas conmigo, tu esfuerzo ha dado frutos amigo te extrañare siempre....

A MIS AMIGOS: P. AYALA, P. NADER, CHARLY, ISAAC, RAUL, MIGUEL H.

Siento que compartí con ustedes muchos de los momentos que han dejado huella en mi vida, gracias por el apoyo y la compañía desinteresada, esperando encontrarlos nuevamente.....

A MI COMPAÑERO: IGNACIO:

Por realizar juntos este trabajo, y compartir sus experiencias...

A MIS COMPAÑEROS DE TRABAJO:

Gracias por compartir sus conocimientos y sus experiencias.....

De antemano ofrezco disculpas por todos los nombres que no he mencionado, quedaran grabados en mi corazón, y nunca olvidare su ayuda.....

Sinceramente. Artossi

ALA UNAM:

Por ser mi Alma Mater, siempre estaré orgulloso de ser universitario.....

A LA FACULTAD DE INGENIERIA:

Por permitirme instruirme dentro de sus instalaciones y prepararme para ser un profesional comprometido con mi país....

A MIS PROFESORES:

Por compartir sus conocimientos y experiencias, de manera gratuita y sin ningún afán de lucro. siempre estaré orgulloso de haber sido su alumno, todos son dignos de orgullo. gracias....

A MIS SINODALES:

Por su tiempo valioso y sus finas atenciones quedando siempre agradecido por su labor desinteresada....

ARTOSI

Carissime

Í N D I C E

INTRODUCCIÓN

CAPITULO I ASPECTOS GENERALES DEL MANTENIMIENTO DE POZOS.

I.1	Definición.-----	1
I.2	Clasificación.-----	1
I.3	Consideraciones generales para la elaboración de un programa de mantenimiento de pozos.-----	2
I.4	Diagrama de flujo para el tipo de reparación de un pozo.-----	8

CAPITULO II REPARACIONES MAYORES.

II.1	Definición.-----	12
II.2	Clasificación.-----	12
II.2.1	Cambios de intervalos por invasión de fluidos no deseados.-----	13
II.2.2	Obturamiento de intervalos por baja productividad o alta relación agua-aceite o gas-aceite.-----	16
II.2.3	Incorporación y ampliación de intervalos.-----	20
II.2.4	Obturamiento parcial de intervalos.-----	20
II.2.5	Reentradas.-----	23
II.2.6	Profundizaciones.-----	39
II.2.7	Taponamiento.-----	42

CAPITULO III REPARACIONES MENORES.

III.1	Definición.-----	45
III.2	Clasificación.-----	45
III.2.1	Reacondicionamiento de aparejos de producción.-----	46
III.2.2	Cambio de aparejo o empacador por comunicación o daño.-----	56
III.2.3	Limpieza de pozos.-----	58
III.2.4	Corrección de anomalías de tuberías de revestimiento.-----	62
III.2.5	Estimulaciones.-----	65
III.2.6	Inducciones.-----	96
III.2.7	Mantenimiento a conexiones superficiales.-----	111

CAPITULO IV OPERACIONES ADICIONALES.

IV.1	Definición.-----	116
IV.2	Clasificación.-----	116
IV.2.1	Control del pozo.-----	117
IV.2.2	Eliminación del árbol de válvulas e instalación de preventores.-----	120
IV.2.3	Toma de muestras.-----	124
IV.2.4	Problemas comunes.-----	138
IV.2.5	Disparos.-----	164

CAPITULO V EJEMPLOS DE APLICACIÓN

V.1 Reparaciones mayores.-----173

V.2 Reparaciones menores.-----189

CAPITULO VI CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES-----211

BIBLIOGRAFÍA

INTRODUCCIÓN

El principal objetivo de la aplicación de la tecnología en la Industria Petrolera es el mantener y/o incrementar la producción en los pozos petroleros, lo anterior se traduce en la aplicación de técnicas que coadyuvan al mantenimiento y en algunos casos al mejoramiento de la producción mediante intervenciones, que nos permiten lograr objetivos como pueden ser: mejoramiento en la recuperación de hidrocarburos, cambio de horizontes de producción, y así prolongar la vida productiva del yacimiento, aprovechando al máximo la energía del mismo.

La etapa de producción de un pozo, necesita una serie de intervenciones, las cuales consisten en diferentes operaciones que en realidad constituyen su terminación, por lo que es recomendable que durante la etapa productiva se reacondicione para poder explotarlo al máximo.

Durante el desarrollo del presente trabajo, se explicaran de manera sencilla los aspectos generales del mantenimiento de pozos petroleros, que tienen localizaciones terrestres, definiendo los tipos de intervención que se realizan tanto al pozo como al yacimiento, teniendo en cuenta el objetivo de la intervención, clasificándose como reparaciones mayores y menores.

Con las reparaciones mayores se modifican sustancial y definitivamente las condiciones y características de la zona productora, dichas operaciones son realizadas con equipo de reparación convencional o equipos especiales, como pueden ser; Unidades de tubería flexible, Unidades de registros geofísicos y Unidades de línea de acero. Los tipos de intervenciones pueden ser, entre otros, profundizaciones, reentradas, taponamientos, cambios de intervalos por presencia de fluidos no deseado.

Mientras que las reparaciones menores son aquellas que tienen como objetivo el modificar las condiciones del estado mecánico del pozo y optimizar las condiciones de flujo del yacimiento teniendo como principal encomienda, el no modificar de forma sustancial la situación del yacimiento; algunas de estas intervenciones son: inducciones, cambios de aparejo de producción, estimulaciones, fracturamientos, limpieza de pozos, corrección de anomalías, reacondicionamiento de aparejos de producción y mantenimiento a conexiones superficiales.

Todas las intervenciones dentro del trabajo desarrollado son definidas, clasificadas y se presentan con un procedimiento operativo de ejecución, teniendo en consideración que la finalidad del mismo es facilitar el marco introductorio a los Ingenieros Petroleros recién egresados de la Carrera de Ingeniería Petrolera.

También son incluidas otras operaciones consideradas adicionales que pueden realizarse antes, durante y después de las reparaciones mayores y/o menores, estas son el apoyo necesario para cumplir con el objetivo de la intervención, dentro de las que se encuentran las siguientes: Operaciones de control del pozo, Instalación de preventores y desmantelamiento de árbol de válvulas, Disparos, Toma de muestras, etc.

Finalmente son presentados algunos ejemplos de aplicación, que reafirmarán los conocimientos adquiridos durante el estudio y la práctica de las intervenciones, tratadas a través de este trabajo, lo anterior con la finalidad de comprobar de forma sencilla la utilidad del mismo.

CAPÍTULO I. ASPECTOS GENERALES DEL MANTENIMIENTO DE POZOS

1.1.- DEFINICIÓN DE MANTENIMIENTO DE POZOS

Durante la vida productiva de los pozos petroleros resulta necesario su reacondicionamiento, para aprovechar correctamente la energía del yacimiento, además de eliminar los problemas mecánicos que impidan una producción de hidrocarburos óptima, o en el caso de recuperación mejorada, una óptima inyección, hasta que finalmente se llegue al tiempo en el cual sea necesario su taponamiento definitivo.

Mantenimiento de pozos son todas aquellas intervenciones realizadas en los pozos para mantener la producción de hidrocarburos, mejorarla o cambiar los horizontes de producción, aprovechando al máximo la energía propia del yacimiento.

1.2.- CLASIFICACIÓN

De acuerdo con el objetivo de la intervención, el mantenimiento de pozos se clasifica como **mayor o menor**, se le conoce también dentro del ambiente petrolero al mantenimiento de pozos como reparaciones mayores o menores según sea el caso, su aplicación dependerá entre otros factores, de la finalidad de la intervención, las condiciones que imperen, y del desarrollo de la misma intervención.

1. *Reparaciones Mayores.*
2. *Reparaciones Menores.*

1.3.- CONSIDERACIONES GENERALES PARA LA ELABORACIÓN DE UN PROGRAMA DE MANTENIMIENTO DE POZOS

Al planear y desarrollar el programa de mantenimiento de un pozo se requiere tomar en consideración los siguientes aspectos:

1. Objetivo de la intervención
2. Requerimientos básicos de información
3. Secuencia operativa
4. Problemas comunes en el área
5. Costos de la intervención

Objetivo de la intervención

Aquí se deben determinar los alcances de la intervención con base en las características específicas requeridas en el reacondicionamiento del pozo.

Requerimientos básicos

Al efectuar un programa de intervención de mantenimiento, el diseñador debe realizar una recopilación completa de los antecedentes del pozo y de los datos de tomas de información (registros de producción, toma de muestras, calibraciones , etc.), dentro de los cuales se tendrán:

1. Clasificación del pozo (tipo)
2. Estado mecánico
3. Columna geológica
4. Posición estructural con respecto a los pozos vecinos
5. Perfil de desviaciones
6. Características de los fluidos (durante la perforación, de control)
7. Tipo y características de los fluidos producidos
8. Conexiones superficiales
9. Intervalos con posibilidades de producción
10. Presión y temperatura de fondo
11. Antecedentes de perforación
12. Antecedentes de terminación
13. Antecedentes de reparaciones
14. Intervenciones sin equipo
15. Historia de producción
16. Condiciones físicas del camino de acceso y la localización.

El análisis de la información recabada, junto con el objetivo de la intervención, nos permite contar con un panorama amplio en cuanto a los aspectos de la planeación, como tiempo, costo y riesgo, factores importantes en la toma de decisiones.

Secuencia operativa

Es el conjunto de eventos ordenados secuencialmente para alcanzar el objetivo planteado en la intervención, dentro del marco de seguridad al personal y de protección al medio ambiente y optimizando los recursos existentes para efectuar la intervención en el menor tiempo y costos posibles.

Problemas comunes en el área

Esta resulta una de las consideraciones que más se descuidan al momento de planear y diseñar una intervención, tal vez esto se deba a la mínima relación que establecemos entre los problemas que se presentan en los pozos del área; al tener en cuenta los problemas de los pozos determinamos que posibilidad de ocurrencia puede existir en el pozo que será intervenido, inclusive nos permite determinar factores importantes para su eliminación o disminución, se debe hacer un análisis buscando establecer una correlación de problemas comunes entre los pozos del área y el que será intervenido.

Costos de la intervención

Debido a la transformación de la Industria Petrolera Mexicana en líneas de negocios, se requiere conocer los costos de la intervención a los pozos.

Por lo tanto es de suma importancia que en la planeación se realice un análisis tomando en consideración los porcentajes de riesgo involucrados, que permitan la generación de ganancias.

El costo total de la intervención estará compuesto por:

1. Costos de los materiales
2. Costos de los servicios
3. Costo por la utilización, mantenimiento y depreciación del equipo

Ahora bien, para hablar de costos debemos tener en cuenta las diferencias entre los conceptos de costo y gasto, precio y utilidad.

Gasto. Es el flujo de efectivo que se ve reflejado directamente en el capital existente en caja. En algunos casos se puede igualar al costo; esto es, cuando los servicios utilizados en la intervención son proporcionados por las compañías de servicio. En caso contrario, cuando son por administración, siempre deberán ser menores al costo.

Costo. Es el flujo de efectivo reflejado en caja, más los gastos contables como depreciación de los equipos, servicios y productos proporcionados por otras entidades, tales como servicio médico, telecomunicaciones, combustibles, lubricantes, etc.

Precio. Es el costo del servicio proporcionado. Se establece de acuerdo con el comportamiento del mercado y engloba los conceptos de gasto, riesgo y utilidad.

Utilidad. Es la diferencia entre el costo y el precio, normalmente manejado en porcentaje.

Riesgo. Son aquellos eventos imponderables que pueden o no ser del conocimiento del diseñador y afectan el estado de resultados de la intervención, por lo que deberán ser considerados en el costeo del pozo.

Por ejemplo los conceptos manejados en el costeo en una intervención de mantenimiento mayor de Reentrada, se listan a continuación:

Concepto

Costo día /equipo

Materiales

Tubería de revestimiento

Accesorios de tubería de revestimiento

Tuberías de producción

Accesorios para el aparejo de producción

Empacadores y retenedores

Molinos, escariadores, barrenas y herramientas de percusión

Combinaciones

Servicios

Apertura de ventana

Perforación direccional

Prueba de lubricador

Apriete computarizado (llave y computadora) TR'S y TP

Disparos

Estimulación

Registros Geofísicos

Instalación de bola y niple colgador

Cementación de TR's y TXC (tapón por circulación)

Mantenimiento, instalación y prueba del ½ árbol

Nitrógeno

Pruebas hidráulicas

Herramientas especiales

Tubería flexible

Unidad de alta presión

Unidad de línea de acero (registro de gradientes y muestras)

Transporte de:

1. Equipo (desmantelar, transportar e instalar)
2. Personal, accesorios y material diverso
3. Fluidos de control
4. Material químico
5. Tuberías

Fluidos:

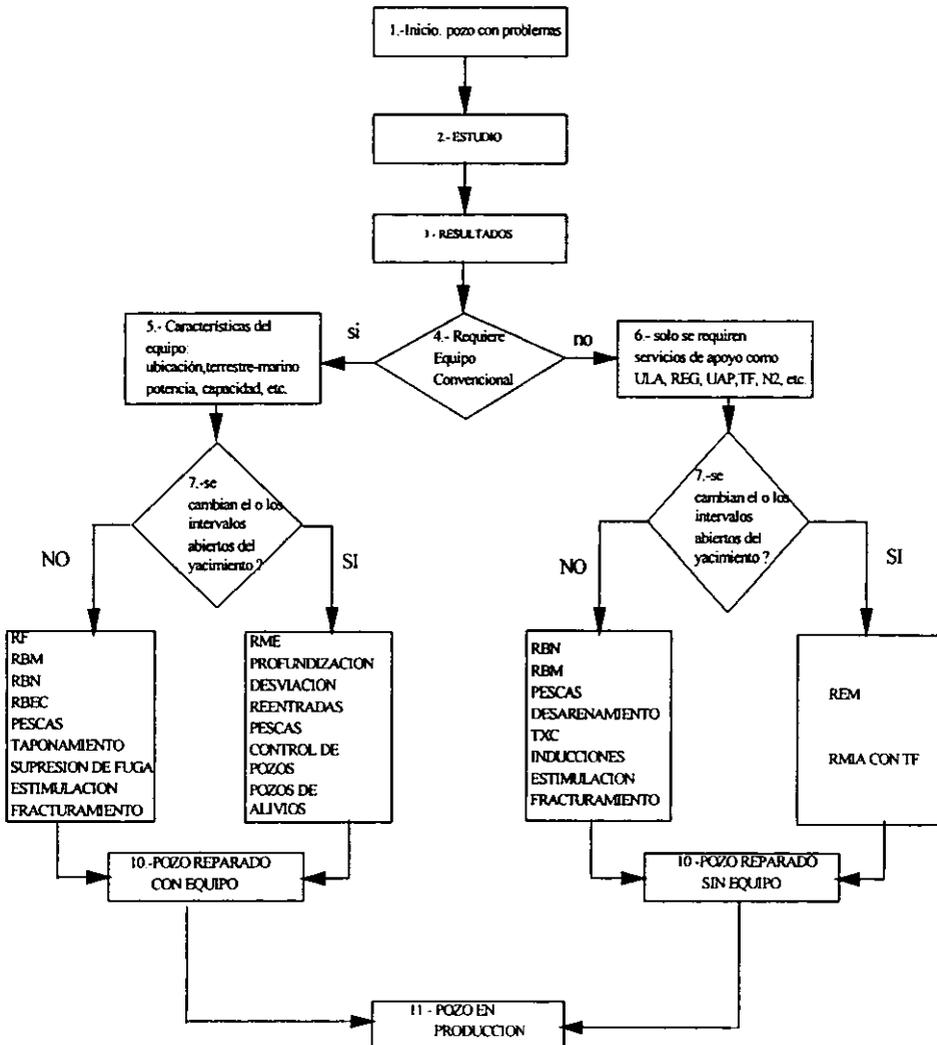
1. Para Perforación
2. Para Terminación
3. Filtrado de fluidos de terminación

Servicios de Ingeniería

Indirectos y de administración

1.4 DIAGRAMA DE FLUJO PARA EL TIPO DE REPARACIÓN DE UN POZO.

A continuación se presenta un diagrama de flujo en el cual se tienen las opciones que se eligen para el caso de las Reparaciones:



1. Los responsables administrativos del yacimiento o activos de explotación llevan el control físico y la historia de producción de todos los campos y cuando ocurre un **problema en un pozo** lo turna de inmediato a la sección de estudio.
2. **“Estudio del pozo”** aquí es donde se analizan las condiciones de pozo, su estado mecánico, historia de producción, los tipos de fluidos que ha estado aportando, presiones y los estranguladores utilizados, sus gráficas respectivas de producción y otros datos importantes como intervalos de producción, intervalos pendientes de explotación reservas, registros de producción etc.
3. De los estudios del pozo se obtienen los resultados que con sus diferentes opciones se interpretan para diseñar el tipo de intervención que se necesita.
4. **¿Se determina si se requiere un equipo convencional de mantenimiento de pozos?**
5. Si la respuesta es afirmativa, se definirá que tipo de equipo (marino, terrestre ó lacustre), su ubicación, potencia ó capacidad, disponibilidad y otras características.

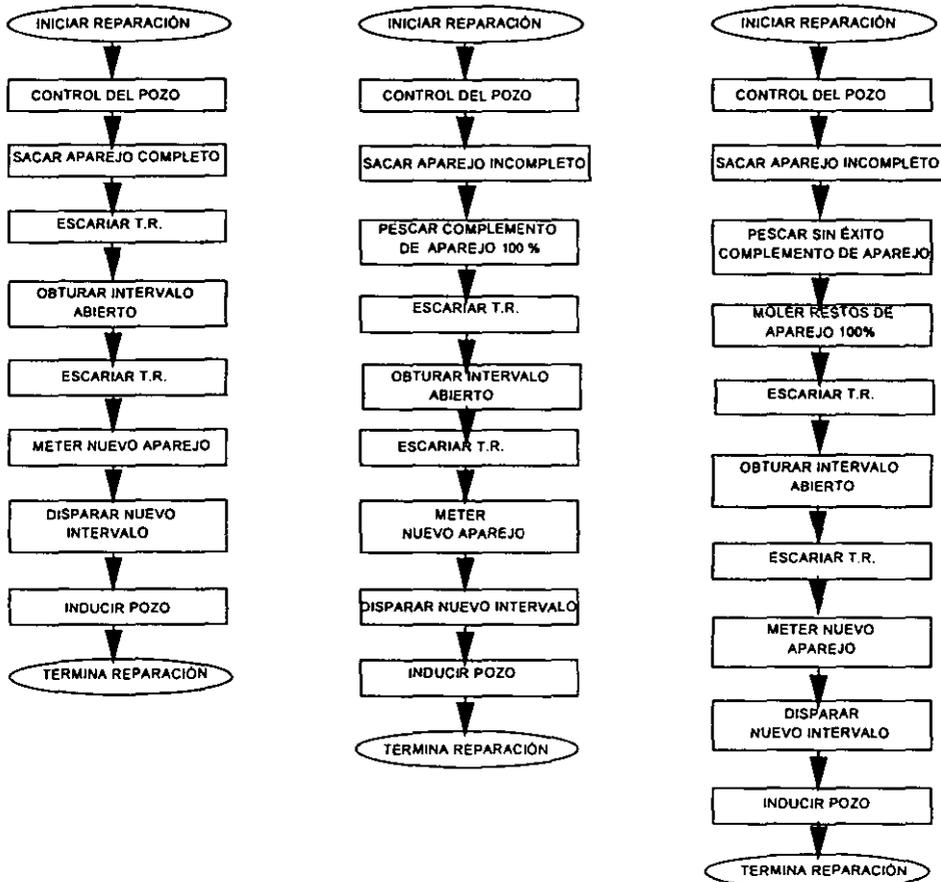
6. Si la respuesta es negativa, ó sea que no se requiere equipo de mantenimiento sino solamente “servicios de apoyo como línea de acero, registros eléctricos, tubería flexible, etc.
7. AL intervenir el pozo, se deberá definir sí se cambia el ó los intervalos del yacimiento.
8. Si la respuesta es NO, entonces seleccionamos el tipo de **Reparación Menor** mas común que se le hace a un pozo.
9. Si la respuesta es afirmativa, entonces, seleccionamos el tipo de **Reparación Mayor** mas común que se le hace a un pozo.
10. Terminada la intervención se evalúan los resultados del **Pozo Reparado**.
11. El activo recibe el pozo y pasa de nuevo a otra vida productiva.

El usuario (dueño del pozo) solicita la reparación del pozo, y se pueden presentar tres opciones (A,B,C) de entre las “n” posibles de ejecución. Cada opción incluye sus diferentes tiempos y costos de intervención.

La opción "A" representa las condiciones normales, sin problemas, en la ejecución del programa.

La opción "B" representa las condiciones de ejecución del programa con problemas inherentes al pozo que hacen que el volumen de obra original de la opción "A" se incremente reflejándose en tiempo y costo.

La opción "C" representa las condiciones del pozo más desfavorables en mayor tiempo y costo, para la ejecución del programa.



CAPÍTULO II REPARACIONES MAYORES

II. 1.-DEFINICIÓN

Reparaciones mayores son las intervenciones al pozo que impliquen la modificación sustancial y definitiva de las condiciones y/o características de la zona productora o de inyección.

Dichas operaciones se realizan con equipo de reparación convencional o con equipos especiales, (tubería flexible, unidades de registro).

II.2.-CLASIFICACIÓN: Entre las intervenciones comprendidas dentro de las reparaciones mayores se encuentran las siguientes.

- a) Cambios de Intervalos por invasión de fluidos no deseados.
- b) Obturamiento de intervalos por baja productividad o alta relación agua-aceite o gas-aceite.
- c) Incorporación y ampliación de intervalos
- d) Obturamiento Parcial de Intervalos
- e) Reentradas
- f) Apertura de ventana con cortador de tuberías o molinos de sección.

- g) Consideraciones para la apertura de ventanas
- h) Apertura de ventanas con herramienta desviadora tipo cuchara
- i) Profundizaciones
- j) Taponamiento Definitivo

II.2.1 Cambios de intervalos por invasión de fluidos no deseados.

Se realiza mediante el aislamiento del intervalo, de manera temporal o definitiva, con tapones mecánicos o de cemento, o por medio de cementaciones a presión.

Dichas intervenciones pueden efectuarse con equipo convencional de reparación, con tubería flexible, unidades de registros o a través del aparejo de producción (Ver figura II.1)

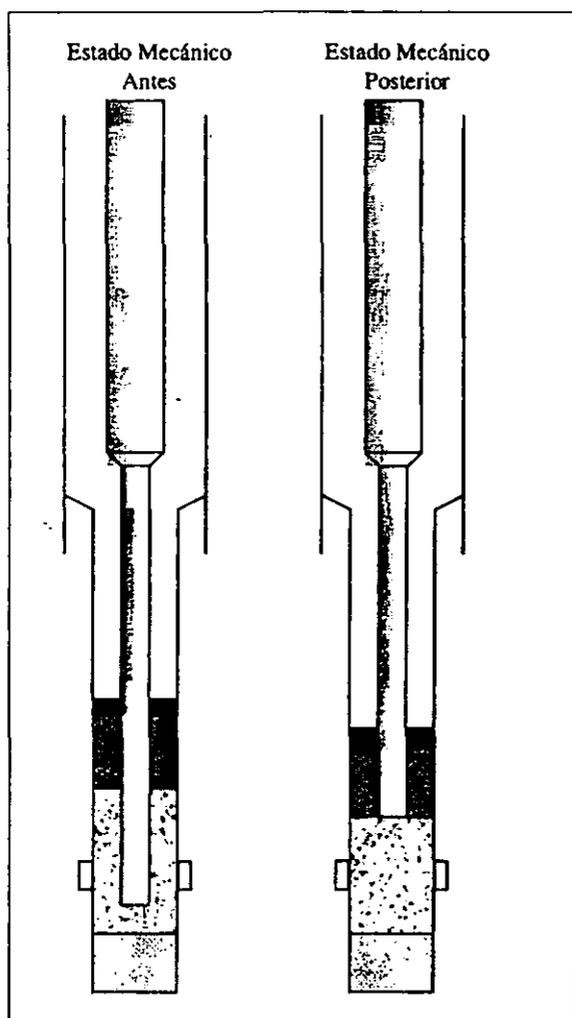


Fig. II.1 Colocación de un tapón por circulación para aislar un intervalo

Procedimiento Operativo:

- a) Bajar la sarta de trabajo a la profundidad de colocación del tapón de cemento.
- b) Verificar la apertura y cierre de los rams anulares en el conjunto de preventores; esto es debido a que durante la operación se requiere circular en inverso.
- c) Instalar las unidades con cemento, la pipa con agua y la unidad de alta presión.
- d) Probar conexiones superficiales de control con la presión de prueba API. Deberá instalarse una línea de la unidad de alta presión hacia la TP, para circular directo y otra hacia el cabezal de producción para circular inverso.
- e) Con la sarta en el fondo, circular cuando menos un ciclo completo, para homogeneizar columnas en el espacio anular y en la TP.
- f) Efectuar una junta de seguridad entre el personal involucrado en la operación con la finalidad de asignar tareas específicas al personal y evitar riesgos innecesarios.
- g) Bombear el primer bache de separación
- h) Mezclar y bombear el cemento, verificando en todo momento que la densidad de la lechada sea la requerida.
- i) Bombear el segundo bache separador.
- j) Desplazar el cemento con el volumen de fluido calculado
- k) Levantar la sarta a la profundidad donde se pretende dejar la cima de cemento

- l) Cerrar los rams anulares del preventor y circular el volumen del pozo en inverso a través del cabezal de producción, desalojando el exceso de la lechada de cemento.
- m) Abrir el preventor y sacar la tubería de trabajo a la superficie

II.2.2 Obturamiento de intervalos por baja productividad o alta relación agua-aceite o gas-aceite.

Cuando un intervalo ha declinado su producción, o sus relaciones agua-aceite o gas-aceite han aumentado a límites económicamente no manejables, es necesario obturarlo por medio de cementaciones a presión.

La cementación a presión o cementación forzada es la operación mediante la cual una lechada de cemento es forzada bajo presión en un punto específico del pozo. El objetivo es llenar todas las perforaciones con cemento o canales atrás de la tubería, para obtener un sellado entre la TR y la formación.

Existen dos técnicas para llevar a cabo una cementación forzada:

- a) Cementación a baja presión
- b) Cementación a alta presión

La cementación a baja presión consiste en la colocación del cemento sobre el intervalo disparado, más la aplicación de la presión necesaria para formar un enjarre de cemento deshidratado dentro de las perforaciones de los disparos y la formación.

La cementación a alta presión comprende el fracturamiento de la formación y el bombeo de la lechada de cemento dentro de la formación, hasta alcanzar y mantener una presión superficial determinada.

Procedimiento operativo :

- a) Armar la herramienta cementadora
- b) Bajar la herramienta con la sarta de trabajo hasta la profundidad de anclaje.
- c) Efectuar una junta de seguridad entre el personal involucrado en la operación, con la finalidad de asignar tareas específicas al personal y evitar riesgos innecesarios.
- d) Anclar la herramienta cementadora en presencia del operador o personal técnico de la compañía de servicio, según sea el caso, de acuerdo con los procedimientos especificados para la misma
- e) Cerrar los rams anulares del preventor y probar la hermeticidad del espacio anular. Se recomienda un 50% de la presión de superficie calculada para forzar la lechada de cemento hacia la formación.
- f) Instalar las unidades con cemento, pipa con agua y unidad de alta presión.
- g) Probar conexiones superficiales de control con la presión máxima de trabajo de las mismas.
- h) Abrir preventores y desenchufar el soltador del retenedor. Se recomienda levantar la sarta de 2 a 3 m, para verificar su libre movimiento.
- i) Efectuar una prueba de admisión para garantizar la circulación de fluidos a través de la válvula del retenedor y formación.

- j) Bombear, en caso de requerirse, bache lavador.
- k) Mezclar y bombear el cemento, verificando en todo momento que la densidad de la lechada sea la requerida
- l) Bombear segundo bache separador, en caso de emplearse.
- m) Desplazar el cemento con el volumen de fluido calculado para el desplazamiento.
- n) Bajar y enchufar el soltador en el retenedor, y cargar el peso necesario para evitar la comunicación en el espacio anular.
- o) Cerrar los preventores y bombear el volumen de inyección, el cual depende de las presiones en superficies alcanzadas. Represionar gradualmente el espacio anular mientras se realiza la inyección, de acuerdo con el comportamiento de la presión de inyección.
- p) Una vez concluida la inyección, abrir los preventores y levantar la sarta de trabajo de 2 a 4 m, para desenchufar el soltador y cerrar la camisa de circulación del retenedor.
- q) Circular en inverso para desalojar el exceso de cemento y limpiar la tubería de trabajo.
- r) Sacar la sarta de trabajo o superficie.

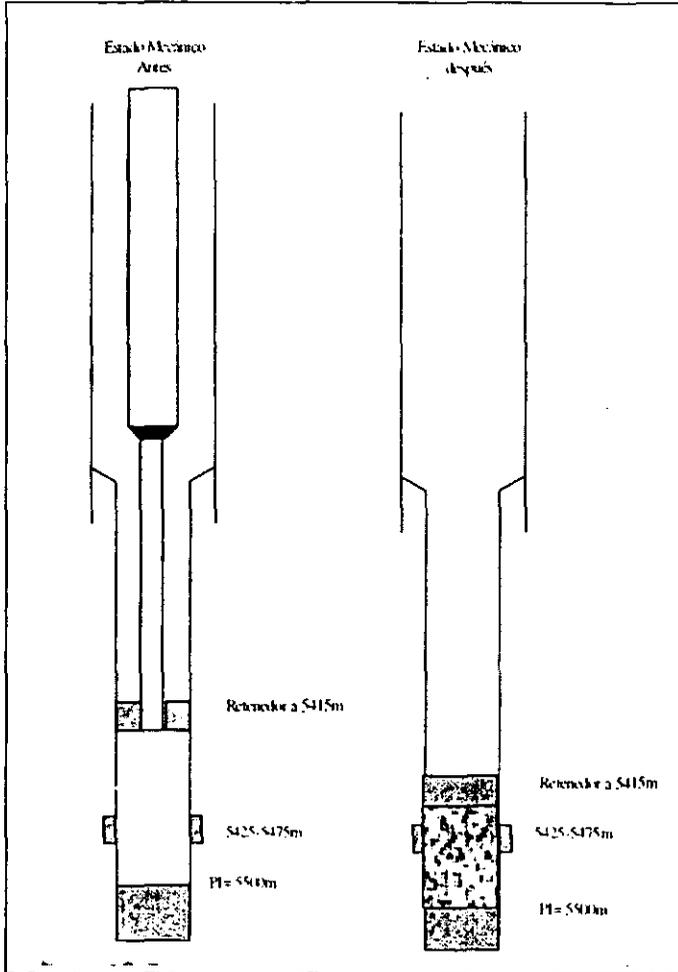


Fig. II.2 Ejemplo de una operación de cementación a presión.

II.2.3 Incorporación y ampliación de intervalos:

Algunas veces, al realizar pruebas de variación de presión y de análisis nodal, se determina la existencia de daño en el pozo por convergencia de fluidos mismos que se corrigen mediante la incorporación de intervalos (redisparos) y/o ampliación del intervalo productor. Por otro lado, cuando los requerimientos de producción lo demandan y el espesor de yacimiento lo permite, se amplía el intervalo productor. Igualmente cuando se tienen arenas productoras con presiones de fondo similares que no constituyen un riesgo de convertirse en zonas ladronas por diferencia de presión.

II.2.4 Obturamiento parcial de Intervalos

El obturamiento parcial de intervalos realizado de manera intencional y con la finalidad de evitar la producción de fluidos no deseados (agua o gas), se conoce como **exclusión**. Este problema se origina por una diferencia en la movilidad de los fluidos en el yacimiento.

En la vecindad del pozo, el gas y el agua tienen mayor movilidad que el aceite. La explotación irracional genera un incremento en la producción de estos fluidos, lo que le ocasiona problemas en su manejo. Cuando esto sucede es necesario el reacondicionamiento del pozo mediante el obturamiento parcial del intervalo productor.

La técnica de aplicación para estas intervenciones es similar a las anteriormente explicadas. Sin embargo, en este caso se requieren operaciones adicionales como:

- a) Moler la herramienta cementadora utilizada y rebajar el cemento.
- b) Descubrir el intervalo productor y probar su obturamiento con un 60% de la presión máxima de la tubería de revestimiento.
- c) Redisparar la cima o base del intervalo (alta relación gas-aceite o agua-aceite, según sea el caso).

El inconveniente de aplicar dicha técnica es el radio de penetración del cemento en la formación, por lo que no siempre es efectiva.

En general los problemas de producción de fluidos no deseados, pueden agruparse en tres grupos:

- a) Problemas de canalización de agua o gas de diferentes estratos
- b) Conificaciones de agua y gas.
- c) Problemas en la vecindad del pozo (malas cementaciones primarias).

El éxito en una exclusión depende básicamente de la identificación del problema. Esto se logra mediante el análisis de registros de producción, historias de producción, etcétera.

Las gráficas convencionales de corte de agua contra el tiempo, se emplean para mostrar cambios drásticos en la producción de agua, que pueden indicar fallas repentinas en el pozo o la irrupción de un canal altamente conductivo al agua. Sin embargo, la información proporcionada por estas gráficas es limitada. Las gráficas log-log de relación agua-aceite, WOR (water-oil-ratio) contra el tiempo son útiles para identificar las tendencias de producción y los mecanismos que originan los problemas de producción de agua o gas, debido a que la derivada de la WOR contra el tiempo se usa para diferenciar si la excesiva producción de agua o gas, es ocasionada por problemas de canalización o conificaciones. La figura II.3 ejemplifica el comportamiento descrito.

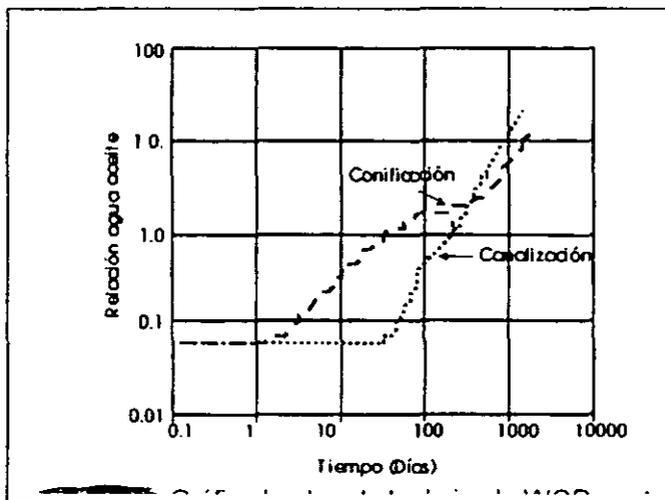


Fig. II.3 Gráfica log-log de la derivada WOR contra el tiempo para una canalización y conificación

En la actualidad existen nuevas técnicas para realizar exclusiones, como la aplicación de cementos microfinos combinados con sistemas de geles, que permiten mayor penetración dentro de la formación y espacios restringidos como canales fracturas o microánulos.

El volumen de fluido que se debe utilizar está en función directa de la longitud del intervalo disparado, que se encuentra en comunicación con la formación. Sin embargo, una práctica de campo es emplear de 30 a 90 sacos de cemento micro matriz, por cada 20 pies de intervalo expuesto, mientras que la cantidad de gel por emplear es una función del radio de penetración que se pretende alcanzar.

Después de determinar la procedencia de agua y los volúmenes por utilizar se debe analizar la conveniencia de realizar el trabajo, debido a la reducción de permeabilidad ocasionada por la inyección del sistema gel-cemento.

II. 2.5 Reentradas

Cuando termina la vida productiva de un pozo y existen zonas del yacimiento aún sin drenar, se puede aprovechar la infraestructura existente, como el estado mecánico o la localización, con el fin de abrir una ventana en el pozo y redireccionarlo hacia las zonas sin drenar. Esta opción resulta obviamente más barata que la de perforar pozos intermedios.

La profundidad de apertura de una ventana corresponde al punto de inicio de desviación y depende básicamente de los requerimientos planteados en el objetivo de la intervención, tales como desplazamiento, coordenadas, profundidad vertical desarrollada, etc.

Una vez definido el punto de inicio de la desviación, el siguiente paso es definir la forma de abrir la ventana. En la actualidad existen varias técnicas para llevar a cabo esta operación, las cuales dependen básicamente de las condiciones del pozo. Estas son evaluadas mediante registros geofísicos (adherencia de cemento, desgaste de tubería, requerimientos de diámetro de agujero y tubería de explotación).

Sin embargo, se pueden agrupar en grupos: el primero, es empleando un cortador de tubería hidráulico y el segundo mediante una cuchara mecánica y una sarta de molienda diseñada especialmente para abrir una ventana en un costado de la tubería de revestimiento. La figura II.4 y la figura II.5 muestran estas herramientas.

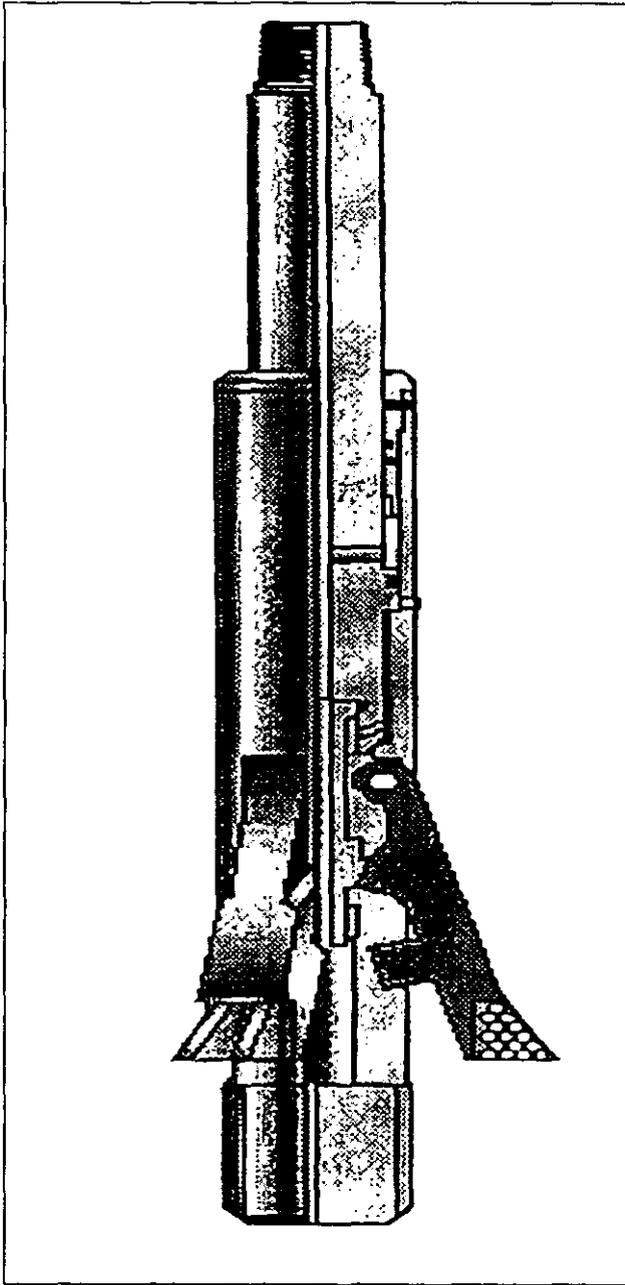


Fig. II.4 Cortador de tubería interno accionado hidráulicamente

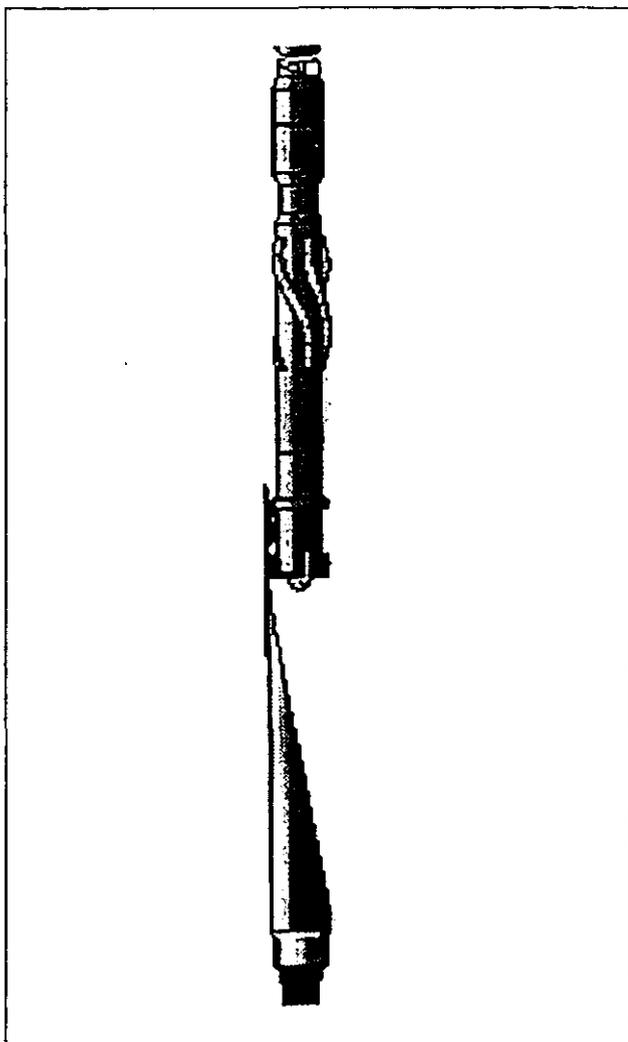


Fig. II.5 Cuchara empleada con sarta de molinda para la apertura de Ventanas.

Consideraciones para la apertura de ventanas.

Antes de iniciar o programar una operación de corte y molienda de tubería es necesario tomar en cuenta las siguientes consideraciones:

- a) Tener fondo suficiente por abajo del punto donde se terminará la ventana. Se recomienda como mínimo 50 m, con objeto de que los recortes de tubería que se precipiten no lo obstruyan durante la operación de molienda.
- b) Tomar registro de adherencia de cemento con coples (CBL/CCL) en la tubería donde se pretende efectuar la ventana.
- c) Utilizar por lo menos, la misma densidad del lodo con la cual se perforo el pozo original en el intervalo que se abrirá la ventana.
- d) Se recomienda una viscosidad del lodo 10-20 cp (de 70 segundos) y un punto de cedencia de 35-50 (lbs/100 pies²) con la finalidad de mantener un óptimo acarreo del recorte, y así cuantificar el volumen de acero recuperado y controlar en superficie el avance de la sección molida.
- e) Tener las bombas equipadas con la camisas necesarias para el gasto requerido de lodo (de 400 a 500 gal/min). Y probar hidráulicamente con la presión de trabajo el tubo vertical (Stand Pipe), y unión giratoria (Swivel).

Apertura de ventana con cortador de tubería o molinos de sección.

El principio básico de operación de estas herramientas es la presión hidráulica de circulación y rotación; poseen la ventaja de que al aplicar presión se pueden localizar los coples de la tubería de revestimiento, con lo cual es posible efectuar el ajuste de la profundidad por cortar.

Para su operación en campo, se aplica rotación y se mantiene una presión de circulación constante, previamente determinada. La presión de bombeo ejerce una fuerza que mantiene las cuñas abiertas, hasta terminar el corte. Cuando esto sucede se observa una disminución de presión y la molienda continua aplicando el peso requerido hasta moler la sección de tubería deseada. La figura II.6 presenta un diseño de sarta típica para la apertura de ventana empleando cortadores de tubería.

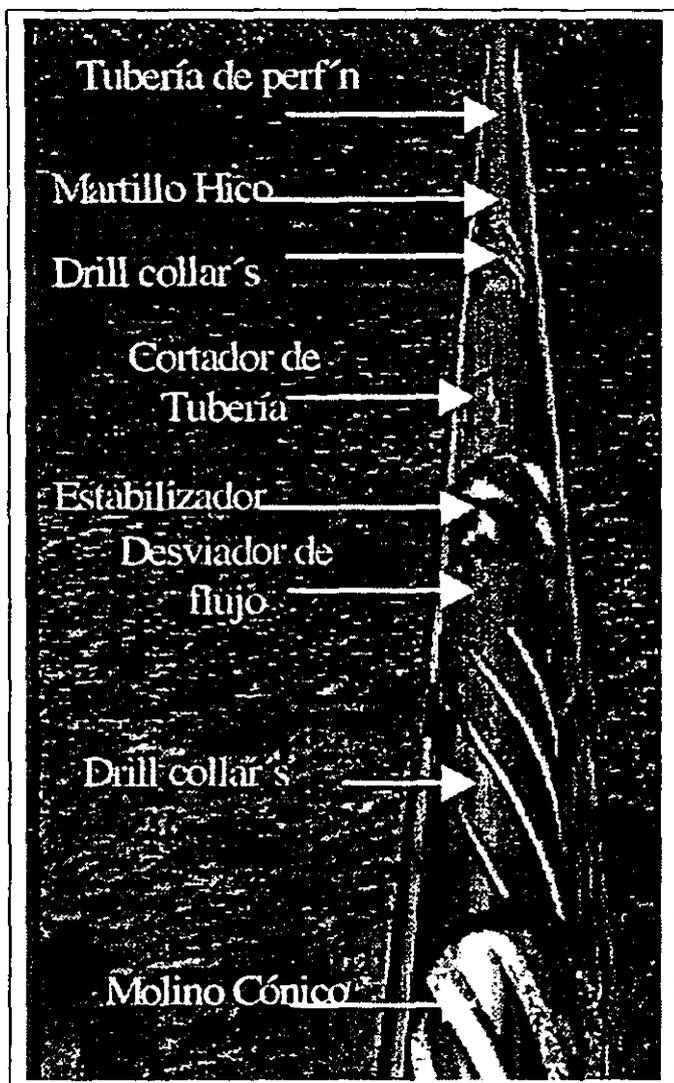


Fig. II. 6 Diseño de sarta típica para apertura de ventana

Procedimiento operativo para apertura de ventanas con corta tubo.

- a) Anotar las dimensiones de la herramienta cortadora de tubería en la bitácora de operación del equipo.
- b) Conectar a la sarta de molienda de acuerdo con el diseño típico mostrado en la figura II.6. Considerar el número de lastrabarrenas (drillcollars), suficientes para proveer del peso requerido para la molienda.
- c) Probar hidráulica y mecánicamente en superficie, la apertura y cierre de las cuñas del cortador de tuberías.
- d) Bajar la herramienta con la tubería de perforación necesaria hasta la profundidad programada.
- e) Iniciar el bombeo con el gasto requerido para la operación de la herramienta y localizar el cople de tubería de revestimiento a la profundidad de apertura de la ventana.
- f) Levantar la sarta de 3 a 4 m arriba del cople de la TR donde se desea abrir la ventana, marcar la tubería de perforación como la profundidad de inicio de la ventana.
- g) Verificar el peso de la sarta hacia arriba y hacia abajo y estática, además de las r.p.m.
- h) Con la herramienta situada a la profundidad de inicio de ventana, aplicar rotación a la sarta incrementando paulatinamente, hasta alcanzar de 100 a 120 r.p.m.
- i) Iniciar el bombeo incrementando lentamente hasta alcanzar 400-500 gpm.

- j) Verificar el torque de la tubería, lo cual indicará que el corte está iniciando. Una vez que disminuya, será la señal que el corte se ha realizado.
- k) Iniciar la molienda o desbaste de la TR con una carga de 1 a 2 ton de peso sobre los cortadores. Se debe evitar cargar mayor peso pues puede dañar el desempeño de los cortadores.
- l) Anotar el avance metro a metro y tomar en cuenta el tiempo de atraso para la recuperación del corte de acero. Si la recuperación de recorte en superficie no corresponde al volumen de acero molido con respecto al avance, es recomendable suspender la molienda y circular el tiempo necesario para limpiar el pozo y continuar con la ventana.
- m) Verificar los parámetros de molienda (peso sobre cortadores, gasto, ritmo de molienda, tiempo de los últimos tres metros molidos).
- n) Una vez que se haya descubierto la longitud requerida de ventana (normalmente de 20-30m), circular el tiempo necesario para garantizar la limpieza de la ventana.
- o) Sacar la herramienta y revisar sus cortadores en superficie. Es posible que durante la operación se requieran viajes de limpieza con tubería franca. Esto dependerá del comportamiento reológico del lodo y del avance de la molienda.
- p) Colocar un tapón por circulación de cemento como apoyo a la sarta navegable para desviar el pozo, de acuerdo con el procedimiento y cálculos ya especificados. Esto deberá cubrir por lo menos 20 m arriba del punto de inicio de la ventana.
- q) Sacar la sarta de trabajo a superficie, y en la espera de fraguado armar la herramienta desviadora de acuerdo a con la fig. II.7.

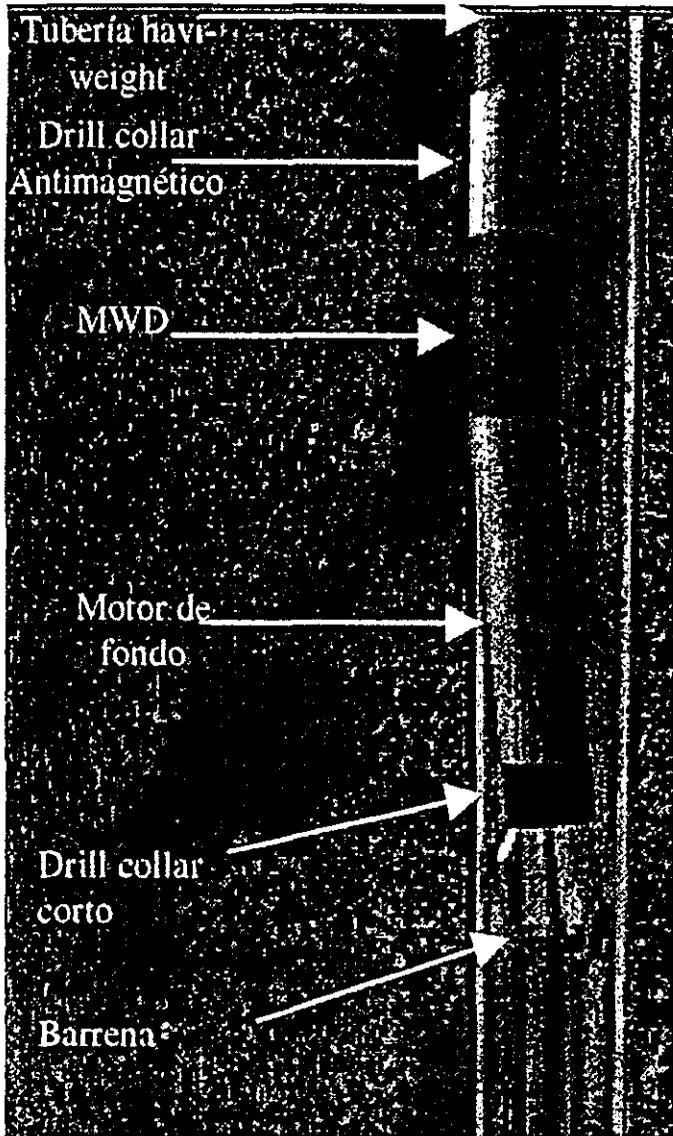


Fig. II.7 Sarta navegable típica para la construcción del ángulo, para perforar en dirección

Apertura de ventanas con herramienta desviadora tipo cuchara.

La apertura de ventanas con herramientas desviadoras tipo cuchara difiere del método con cortadores de tubería. Sin embargo, las consideraciones mencionadas anteriormente también son válidas en este caso. Las diferencias radican, básicamente, en el procedimiento operativo para la apertura de la ventana, debido a que se requieren herramientas adicionales, como un empacador de cuchara, la cuchara misma y los molinos necesarios para la apertura de la ventana (iniciador o started mill, molino ventana o window mill, molinos sandía o watermelon). La figura II.8 y II.9 presentan los esquemas de dichas herramientas.

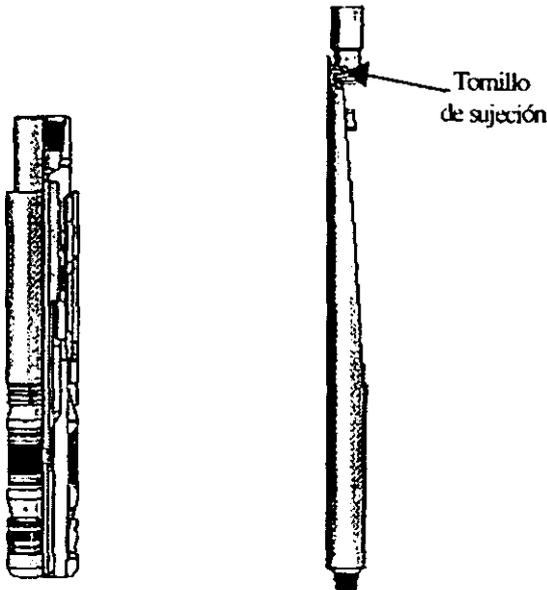


Fig.II.8 Empacador de cuchara y Cuchara

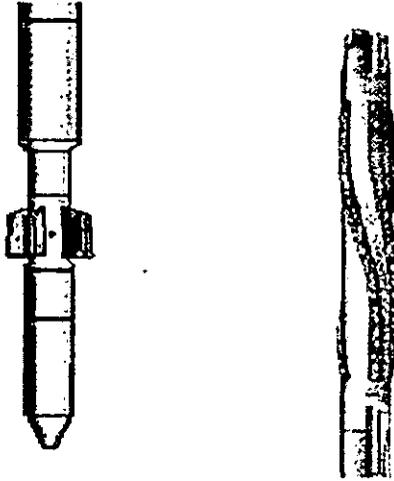


Fig. II.9 Molino Iniciador y Molino Sandia

Procedimiento operativo para apertura de ventanas con cuchara desviadora.

- a) Escariar el pozo cuando menos 50 m abajo de la profundidad de anclaje del empacador.
- b) El anclaje del empacador para la cuchara puede llevarse a cabo con unidades de registros geofísicos o con la tubería de trabajo; sin embargo se recomienda hacerlo con la unidad de registros, debido a que la operación se realiza más rápido. Ver figura II.10.
- c) Tomar un registro giroscópico para ubicar el pozo de acuerdo con las coordenadas objetivo planteadas, además de hacer la impresión de la guía del empacador para orientar la cuchara en superficie.

- d) Armar y orientar la cuchara en superficie, con el molino iniciador y la sarta de trabajo. Medir y calibrar cada uno de sus componentes.
- e) Bajar la cuchara a la profundidad del empacador a una velocidad de introducción constante. Se deben evitar, en lo posible, los frenados bruscos de la tubería al sentarla en cuñas para hacer la conexión.
- f) Verificar los pesos de la sarta hacia arriba, hacia abajo y estática 50m antes de llegar a la profundidad del empacador.
- g) Efectuar el ajuste y enchufar la guía de la cuchara dentro del empacador.
- h) Cargar peso a la cuchara (de 8 a 10 ton) para romper el perno de sujeción del molino iniciador con la cuchara. La figura II.11 muestra una ejemplificación del proceso de ruptura del tornillo de sujeción en el anclaje de la cuchara.

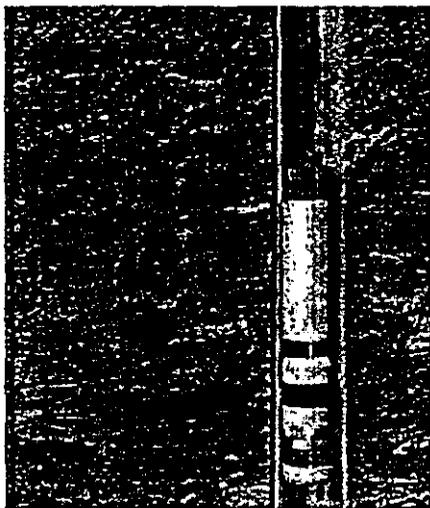


Fig. II.10 Esquematización del anclaje de un empacador para cuchara

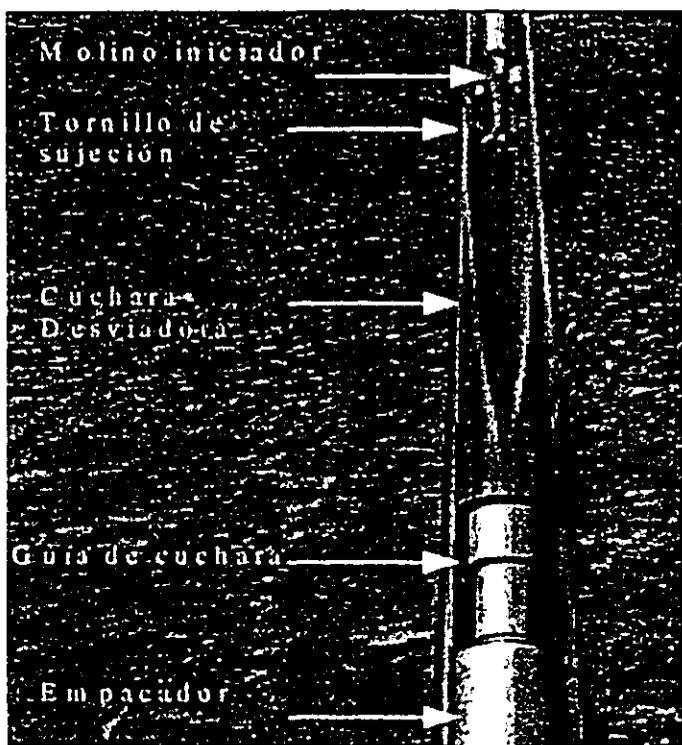


Fig. II.11 Anclaje de cuchara para la apertura de la ventana

- i) Levantar el molino iniciador. Se recomienda de 1 a 2 m arriba de la cuchara, y marcar la profundidad en la tubería.
- j) Conectar la flecha e iniciar la circulación de fluidos y rotación de la herramienta de acuerdo con las condiciones determinadas previamente.
- k) Operar el molino iniciador sobre la tubería de revestimiento y la cuchara más o menos 1 m. El objetivo es marcar la tubería y hacer huella para operar el molino ventana.

- l) Sacar el molino iniciador a superficie, armar y meter el molino ventana junto con los molinos sandía, para abrir y conformar la ventana. La figura II.12 muestra un diseño típico de sarta.
- m) Una vez realizada la ventana, el siguiente paso es el cambio de sarta por una navegable, similar a la de la figura II.7 para construir el ángulo requerido y direccionar el pozo hacia el rumbo establecido. La figura II.13 presenta una ejemplificación de dicho proceso.

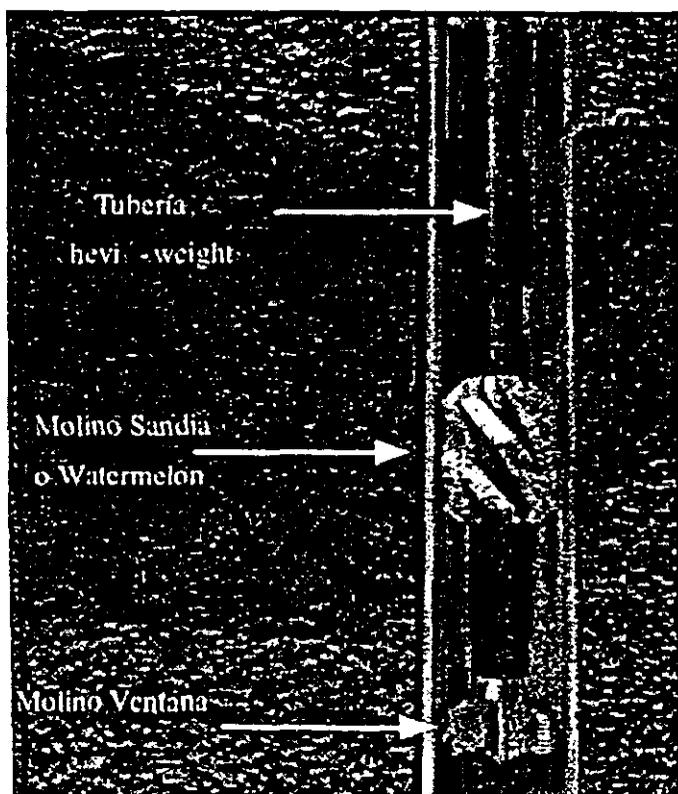


Fig. II.12 Ejemplificación de una sarta típica para abrir una ventana

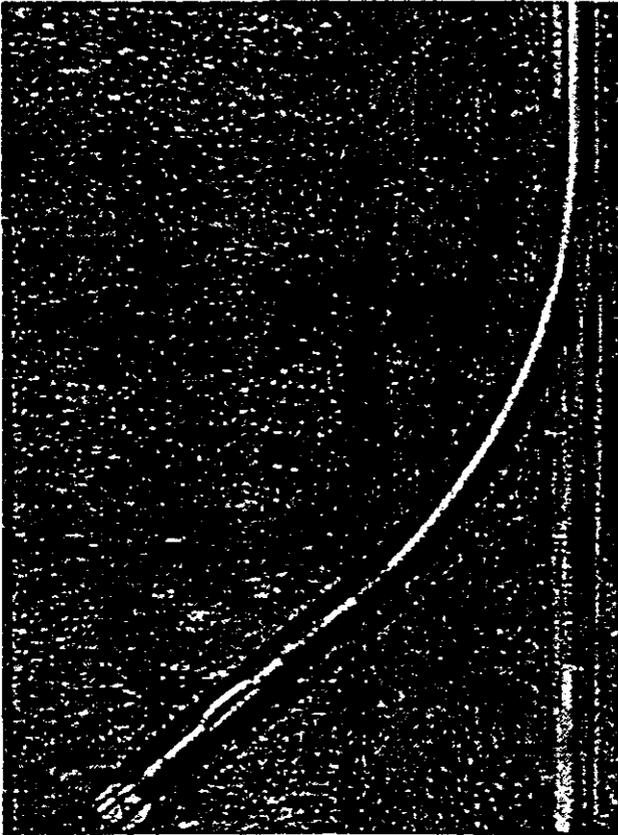


Fig. II.13 Ejemplo del direccionamiento de un pozo

II. 2.6 Profundizaciones

Este tipo de intervenciones se realiza cuando:

- a) Los pozos son terminados en la cima de la formación productora.
- b) Se tienen antecedentes de acumulaciones de hidrocarburos a profundidades mayores.

Básicamente, el proceso consiste en romper la zapata y perforar hasta la profundidad programada. Algunas veces, la presencia de pescados dificulta esta operación; en tal caso se recomienda realizar una ventana en la tubería de revestimiento de acuerdo con el procedimiento visto con anterioridad, y salir lateralmente hasta la profundidad de interés.

La planeación del trabajo de profundización requiere de información adicional a la utilizada para un mantenimiento convencional, tales como registros geofísicos de correlación de pozos vecinos, histórico de barrenas, ritmos de penetración, etcétera.

Los registros geofísicos son fundamentales para el cálculo de los gradientes de presión de poro y fractura. Estos dan la pauta para la selección adecuada la densidad del lodo, con lo que se evitan problemas durante la profundización; al mismo tiempo, los gradientes de presión se emplean para diseñar la tubería de revestimiento que se va a emplear en esta etapa del pozo.

Por otro lado el histórico de barrenas y los ritmos de penetración sirven para hacer una buena selección al comparar su comportamiento en formaciones similares. Así se reduce el número de viajes para cambio de barrena y, por lo tanto, se puede calcular con mayor precisión el tiempo requerido para perforar el intervalo que se va a profundizar.

Cuando se tiene un pozo con intervalos abiertos, y se desea efectuar una profundización, es necesario obturar todos los intervalos y probarlos hidráulicamente de manera que se garantice la hermeticidad del pozo antes de efectuar la profundización.

Procedimiento operativo:

- a) Con un molino del diámetro adecuado, se debe reconocer hasta la profundidad interior del pozo y rebajar los accesorios de la tubería de revestimiento (zapata guía, cople de retención etc.)
- b) Efectuar viaje de limpieza con canastas chatarreras y tubería de trabajo; circular en el fondo del pozo el tiempo necesario para evitar que la barrena sufra daños durante su operación, si es necesario, considerar correr baches viscosos.
- c) Armar sarta de perforación de acuerdo con los requerimientos del objetivo (sarta penduleada, empacada, etcétera).
- d) Una vez alcanzada la profundidad de interés, efectuar viaje corto y acondicionar el agujero para tomar registros eléctricos y sacar la barrena a la superficie.

e) Tomar los registros geofísicos programados:

DI/RG= Doble Inducción/Rayos Gamma

SÓNICO DIGITAL/RG = Sónico digital/rayos gamma

DLL/RG = doble laterlog/rayos gamma

SP/RG = Potencial espontáneo/rayos gamma

FDC-CNL/RG = registro sónico de densidad -registro de neutrón compensado/rayos gamma

FMI/RG= registro de imágenes/rayos gamma

f) Armar el liner con la tubería de revestimiento hasta la profundidad perforada, la cual podría tener la siguiente distribución: zapata flotadora c/doble válvula, un tramo de T.R. cople de retención, la cantidad de tramos de T.R. requeridos, conjunto colgador, tubería de perforación.

g) Probar el equipo de flotación una vez armado el liner. Esto es bombear por el interior de la tubería un fluido de menor densidad, con el objetivo de crear una diferencial entre la columna hidrostática del interior de la tubería y el espacio anular. El equipo de flotación trabajará adecuadamente en la medida que impida el flujo del espacio anular hacia el interior de la tubería de perforación (TP).

h) Introducir el liner hasta la profundidad programada de acuerdo con los procedimientos establecidos.

i) Efectuar el ajuste de tubería. Se recomienda dejar la zapata ± 1 m arriba del fondo perforado circular para homogenizar las condiciones reológicas del lodo a la entrada y salida.

- j) Instalar cabeza de cementar y anclar el conjunto colgador de T.R. de acuerdo con los procedimientos de operación.
- k) Efectuar una junta de seguridad entre el personal involucrado en la operación para asignar tareas específicas para evitar incidentes que puedan poner en riesgo el éxito de la operación.
- l) Efectuar cementación de T.R. de acuerdo con el diseño elaborado.
- m) Efectuar las operaciones subsecuentes para una terminación del pozo.

II. 2.7 Taponamiento Definitivo:

Existen dos razones básicas para taponar de manera definitiva un pozo:

La primera, cuando el pozo ha terminado su vida productiva. En este caso se colocan varios tapones con longitudes entre 150 y 200 m. normalmente, el primero de ellos se coloca arriba del último intervalo disparado; otro, a la profundidad media del pozo, uno más 200 m. debajo de la superficie del pozo, en ocasiones se disparan las tuberías de revestimiento superficiales y se circula el cemento hasta observar salir a la superficie, lo anterior para garantizar que el pozo en todos sus espacios anulares, quede herméticamente sellado.

Finalmente se recuperan las conexiones superficiales como cabezales de producción y se coloca una placa con los datos del pozo (nombre, profundidad, equipo que intervino, fecha del taponamiento, etc.).

La **segunda** razón se da en pozos exploratorios de manera intencional cuando resultan secos o con pobre impregnación de hidrocarburo, en este caso la diferencia es que además, se trata de recuperar la mayor cantidad de tubería de revestimiento, la colocación de los taponés y selección de la profundidad de los mismos es similar a las mencionadas con anterioridad.

A veces, durante las intervenciones de reparación suceden accidentes mecánicos que hacen incosteable continuar con la reparación y entonces es necesario taponar los pozos. La figura II. 14 muestra el estado final de un pozo que fue taponado de forma definitiva.



COLUMNA GEOLOGICA		COLUMNA DE LOGOS		
FORMACION	PROF.	PROF. (m)	DENSIDAD	
PLIO-PLEISTOCENO	AFLORA	0000 - 0056	BENTONICO	1.07 - 1.08
		0056 - 0600	INHIBIDO	1.08 - 1.20
		0600 - 2850	INHIBIDO	1.20 - 1.50
BARRA 4	1730			
BARRA 1	2195			
PROF. TOTAL	2850			
DISTRIBUCION DE T.R. S				
TIPO		PROF.		
13 3/8", 72 L/P, BCH		0056 - 0000		
9 5/8", P-110, 53.5 L/P VAMF/L		0600 - 0000		
7" 35 L/P TAC-140F/L TRC-95, VAMF/L		2850 - 0000		

INTERVALOS DISPARADOS				
INTERV.	FORM	PORO	SW	OBSERVACIONES
2816-2805				Swag-Jet de 2 1/8" x 3 3/8", 11 cm, 7/07/00
2816-2805				Shogun spiral 2 1/2", 13 cm F-60", 10/07/00
2532-3535				Owen 2 1/2", 13 cm, F-60" Abierta 22/07/00
2521-2514				Owen 2 1/2", 13 cm, F-60" Abierta 26/07/00

APAREJO DE PRODUCCION	
DESCRIPCION	PROFUNDIDAD (m)
1 TRAMO TP 3 1/2", TRC-95, 9.2 L/P, MVAM	2003.00 - 1993.00
EMP R-3, REC. 7"	1993.00 - 1991.00
1 TRAMO TP 3 1/2", L-80, 9.2 L/P, MVAM	1991.00 - 1972.00
CAMISA DESL. OTIS, 3 1/2", cda	1972.00 - 1970.00
95 TRAMOS TP 3 1/2", L-80, 9.2 L/P, MVAM	1970.00 - 1057.00
109 TRAMOS TP 3 1/2", TRC-95, 9.2 L/P, MVAM	1057.00 - 0008.00
E.M.R	0008.00 - 0000.00

OPERACION	
OPERACION:	Coloca monumento
SIGUIENTE OPERACION:	Desarmar el equipo
PROGRAMA:	Mover equipo

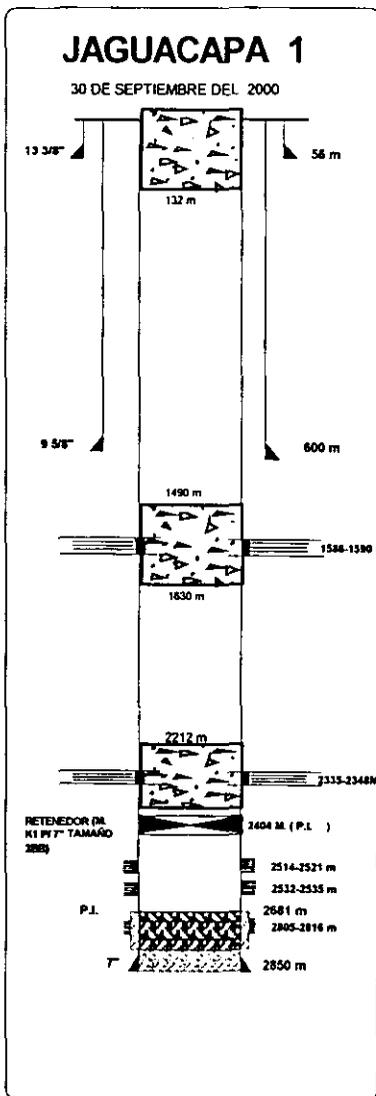


Fig. II.14 Ejemplo ilustrativo de un pozo con taponamiento definitivo

CAPÍTULO III REPARACIONES MENORES

III.1 DEFINICIÓN

Las Reparaciones Menores son aquellas intervenciones cuyo objetivo es corregir fallas en el estado mecánico del pozo y restaurar u optimizar las condiciones de flujo del yacimiento, pero sin modificar sustancial y definitivamente la situación de la zona productora o de inyección; puede ser realizada con equipo de mantenimiento convencional o especial.

III.2 CLASIFICACIÓN

A continuación se enumeran las operaciones más comunes de mantenimiento menor a pozos o reparaciones menores:

1. Reacondicionamiento de aparejos de producción
2. Cambio de aparejo o empacador por comunicación o daño
3. Limpieza de pozos
4. Corrección de anomalías
5. Estimulaciones
6. Inducciones
7. Mantenimiento a conexiones superficiales

III.2.1 REACONDICIONAMIENTO DE APAREJOS DE PRODUCCIÓN

En la explotación de los yacimientos, ya sea por energía propia o con el auxilio de sistemas artificiales, la optimización en la recuperación de los hidrocarburos es un factor importante. Por esta razón se debe poner atención al diseño y mantenimiento de los aparejos de producción.

El **aparejo de producción** es el conjunto de accesorios y tuberías que se introducen en el pozo para que los hidrocarburos producidos por los intervalos abiertos fluyan a la superficie de manera controlada.

Existen diferentes tipos de aparejos de producción, entre los más usuales podemos mencionar:

- Fluyentes

- Inyectores

- De bombeo neumático

- De bombeo mecánico

- De bombeo electro centrífugo

- Sartas de velocidad

APAREJOS PARA POZOS FLUYENTES

Se componen, principalmente, de un empacador permanente o recuperable, una válvula de circulación y la tubería de producción. Se emplean en la etapa inicial del pozo, cuando los yacimientos tienen la energía suficiente para elevar los hidrocarburos a la superficie y hacerlos llegar a la batería. El diseño de este tipo de aparejos está sujeto a las condiciones de flujo de los intervalos productores, así como a los programas futuros de explotación. (ver fig. III.1)

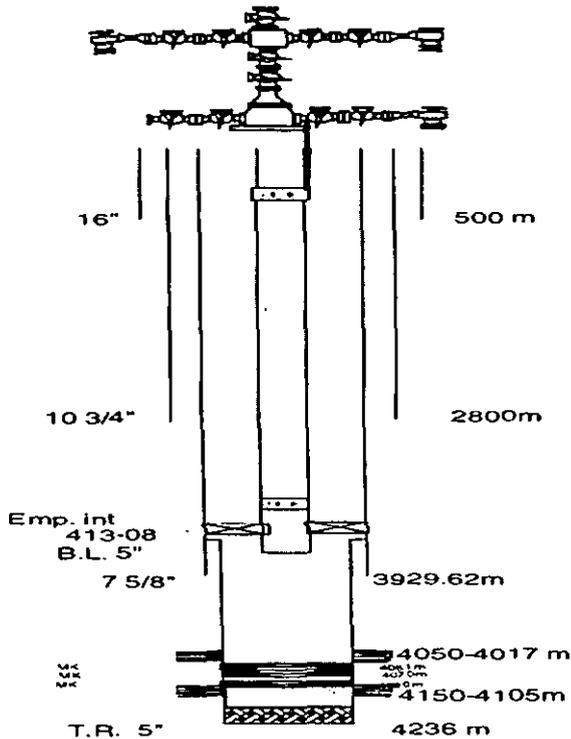


Fig. III.1 Estado mecánico de un pozo costa fuera con aparejo de producción fluyente

APAREJOS PARA POZOS INYECTORES

Su distribución mecánica es semejante a los fluyentes. Constituyen el medio para hacer llegar los fluidos de inyección de la superficie al yacimiento. Se emplean para mantener la energía del yacimiento e incrementar el factor de recuperación de hidrocarburos. (ver tabla III.1 y fig.III.2)

ACCESORIOS	PROFUNDIDAD	
	DE	A (m)
Zapata guía de 3 ½" con asiento expulsable, 9.2 lb/pie MVAM.	3223.56	3223.38
2 tmos. De TP 3 1/2" TRC-95 9.2 lb/pie MVAM		3204.80
Empacador semipermanente para TR de 7 5/8"		3202.69
Ancla candado		3202.29
Junta de expansión 3 ½"		3196.72
2 tmos de TP 3 ¼" TRC-95 9.2 lb/pie MVAM		3177.51
Camisa otis XDH 3 ½"		3176.24
2 tmos de TP 3 ½" TRC-95 9.2 lb/pie MVAM		3157.04
Combinación 3 ½" por 4 ½" MVAM.		3156.63
236 tmos TP 4 ½" TRC-95 12.6 lb/pie MVAM		17.28
Combinación 4 ½" por 3 ½" MVAM		16.90
1 tmo. TP 3 ½" TRC-95 9.2 lb/pie MVAM.		7.25
EMR		0.00

Tabla III.1 Distribución de aparejo de producción.

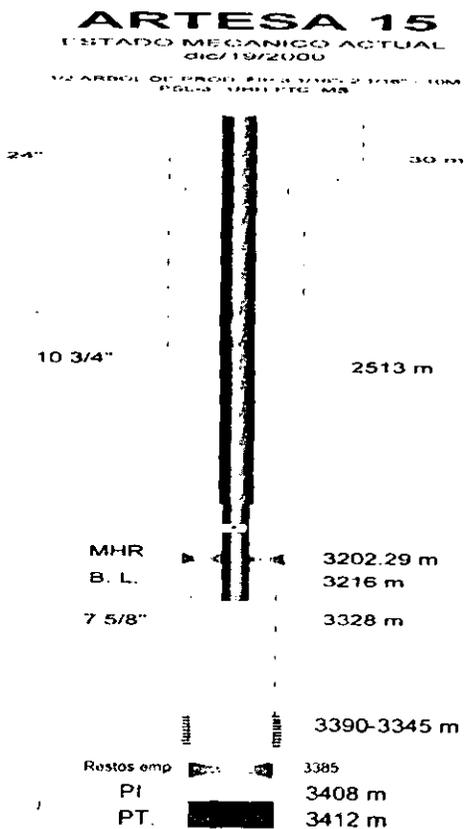


Fig. III.2 Estado Mecánico de pozo inyector

APAREJOS PARA POZOS CON SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN

POZOS CON BOMBEO NEUMÁTICO

Es un diseño de un aparejo de producción artificial, empleado en pozos donde la presión del yacimiento no es suficiente para elevar y hacer llegar los hidrocarburos a la superficie. Está basado en la inyección de un gas a través del espacio anular hacia el interior de la tubería mediante una válvula de inyección, que tiene como función aligerar la columna de fluidos y facilitar que llegue a la superficie.

Estos aparejos se componen, básicamente, de los mismos accesorios que los aparejos de producción para pozos fluentes, con la diferencia de que se les instalan mandriles con válvulas de inyección de gas, distribuidas estratégicamente en la tubería de producción. (ver fig. III.3)

Válvulas de inyección

Empacador superior

Empacador inferior

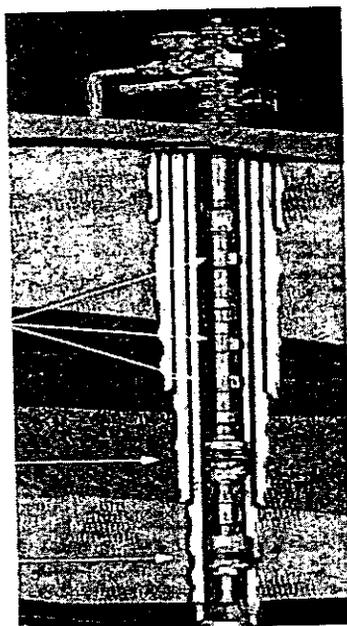


Fig. III. 3 Estado mecánico de un pozo terminado con aparejo de B.N

PARA POZOS CON BOMBEO MECÁNICO

Básicamente, consiste en instalar en el fondo de la tubería de producción una bomba que succiona aceite debido al movimiento recíprocante de un émbolo, generado desde la superficie a través de una sarta de varillas metálicas, por una viga oscilante (balancín) accionada por un motor o unidades superficiales actuadas hidráulica o neumáticamente. (ver fig. III.4).

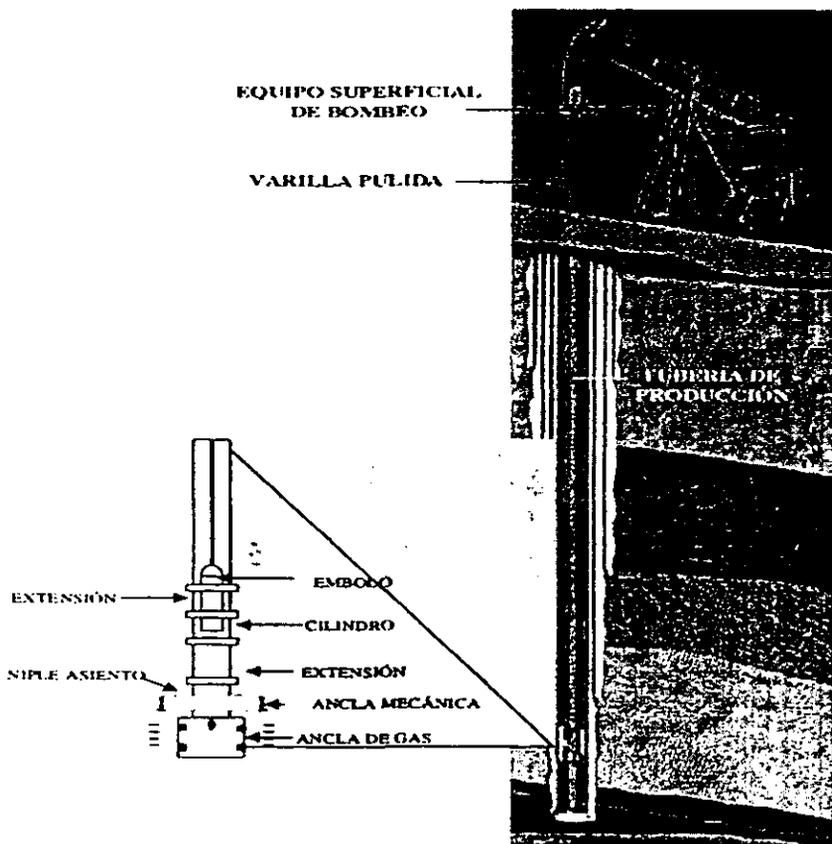


Fig. III.4 Estado mecánico para un pozo terminado con aparejo de producción de B.M

POZOS CON BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO

Consiste en extraer los hidrocarburos mediante el equipo eléctrico superficial (transformador, tablero de control, cable superficial) y subsuperficial (bomba centrífuga, motor eléctrico, protector del motor, cable sumergible, separador de gas). El transformador proporcionará el voltaje requerido por el motor, mientras que el tablero controlará que no exista variación en el voltaje de la corriente eléctrica que será conducida por el cable.

Los accesorios subsuperficiales forman parte del aparejo, el cable conduce la energía que acciona el motor de la bomba centrífuga que a su vez envía el líquido a la superficie. El gas libre afecta a la bomba por lo que se requiere instalar un separador de fondo. (ver fig. III.5)

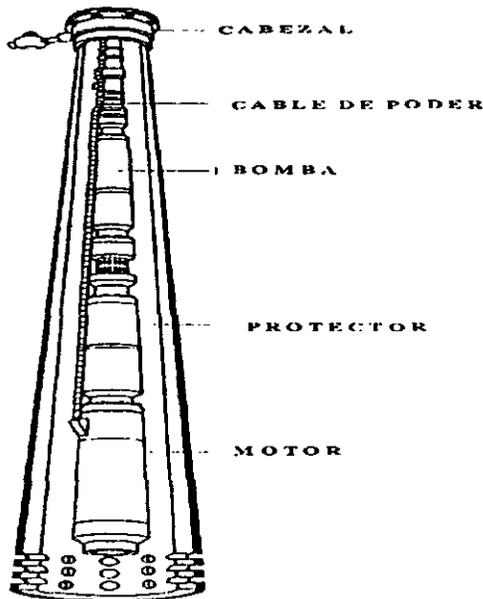


Fig. III.5 Aparejo de producción con BEC

POZOS CON SARTA DE VELOCIDAD

La función que presentan este tipo de aparjos de producción es reducir el área efectiva de flujo del pozo sin necesidad de recuperar el aparejo de producción fluyente, se coloca para ello una tubería flexible colgada dentro del aparejo, de acuerdo a tales arreglos se logra un cambio significativo que consiste en aumentar la velocidad en los hidrocarburos debido a la reducción de área efectiva. (ver figura III.6)

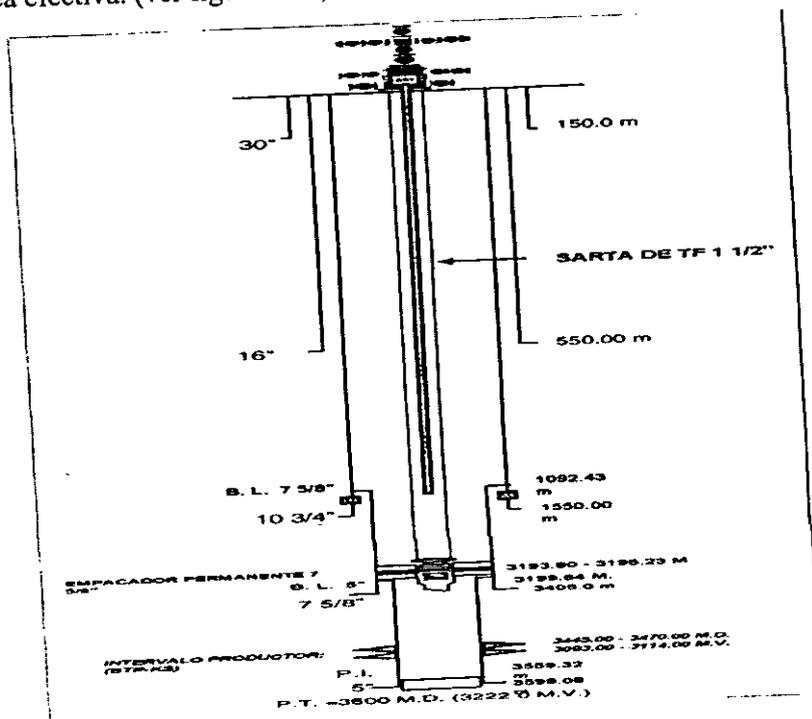


Fig. III.6 Sarta de velocidad con T.F

REQUERIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN Y DISEÑO DEL REACONDICIONAMIENTO DE APAREJOS DE PRODUCCIÓN

La programación en las operaciones de mantenimientos de aparejos de producción requiere de información básica del pozo, tales como: tipo y características de aparejo de producción, diámetros y longitudes de tubería, profundidad del empacador, diámetros y profundidades de las válvulas de inyección.

Con los datos anteriores, y con las características de los hidrocarburos además de las condiciones del pozo, el ingeniero de diseño deberá efectuar un análisis de los esfuerzos a los cuales estará sometido el aparejo, para determinar así los tipos de rosca, peso, grado y tipo de tubería, así como los accesorios que se van a utilizar, un factor importante es el porcentaje de HS_2 Y CO_2 producidos, también es fundamental considerar dentro del análisis de esfuerzos las operaciones futuras, como son, estimulaciones, limpiezas o inducción, pues éstas generan elongación y contracción del aparejo.

III.2.2 CAMBIO DE APAREJO O EMPACADOR POR COMUNICACIÓN O DAÑO

Debido a las características de flujo de los hidrocarburos y de los sólidos que arrastran a los mismos hidrocarburos o a los fluidos de inyección, el aparejo, el empacador y sus accesorios se deterioran por corrosión o desgaste y provocan así comunicación al espacio anular.

Si la comunicación se da en el aparejo de producción o en las unidades selladoras el problema se resuelve cambiando de aparejo, en otras ocasiones el aparejo se colapsa por diferentes causas, de cualquier modo, el flujo se restringe o no se pueden correr herramientas para toma de información y así se hace necesario recuperar el aparejo para restablecer las condiciones originales.

Si la comunicación es en empacador, se puede eliminar por molienda y pesca, cuando es permanente, o sacar con el aparejo cuando es recuperable, posteriormente se coloca otro, cambiando un poco la profundidad de anclaje, debido a que la tubería de revestimiento en ese punto tiene marcas de cuñas del antiguo empacador o efectos de molienda.

El diseñador debe efectuar un análisis y una selección muy cuidadosa de los materiales del nuevo aparejo o empacador para evitar que se repita el mismo problema (materiales especiales con mayor resistencia a los esfuerzos, H²S, CO₂, arena). Ver fig. III.7

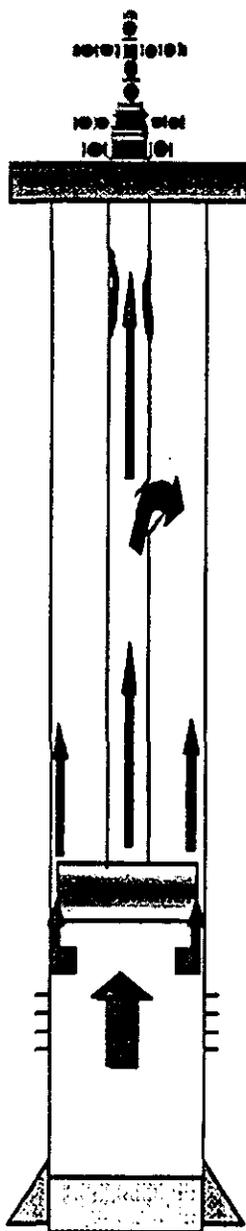


Fig. III.7 Aparejo de producción con comunicación y empacador dañado

III.2.3 LIMPIEZA DE POZO

LIMPIEZA DE APAREJO DE PRODUCCIÓN O INYECCIÓN Y LIMPIEZA DEL FONDO DEL POZO

Se ha comprobado que los cambios de temperatura, presión, composición química del aceite y el contacto con sustancias de bajo pH propician desequilibrio y la consecuente precipitación de sustancias asfálticas y parafínicas, presentes en mayor o menor proporción, que se depositan dentro de la tubería, obturándola parcial o totalmente.

Algunas formaciones, como las arenas consolidadas, producen junto con los hidrocarburos, pequeñas partículas de arenas o sedimentos que por gravedad se depositan en el fondo del pozo y llegan a obstruir el intervalo abierto, generan tapones dentro de la tubería y disminuyen paulatinamente el flujo hasta dejar de producir.

Una práctica muy común para la remoción y limpieza, tanto del aparejo como del fondo del pozo, es utilizar la unidad de tubería flexible con bombeo de fluidos para acarreo, desincrustantes o limpiadores, así como correr herramientas de limpieza a través del aparejo de producción. Ver fig. (III.8 y III.9)

La unidad terrestre de tubería flexible consta, principalmente de:

- Cabina de control
- Carrete de tubería

- Unidad de potencia
- Inyector de tubería
- Sistema de prevención
- Sistema de izaje
- Unidad transportador

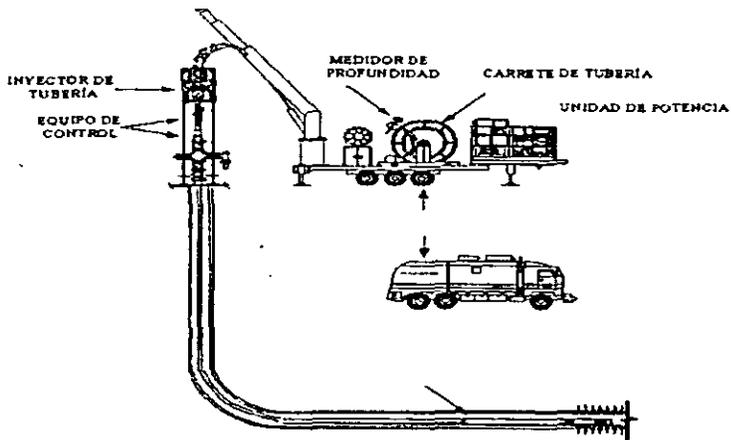


Fig. III.8 Componentes de la Unidad de Tubería Flexible

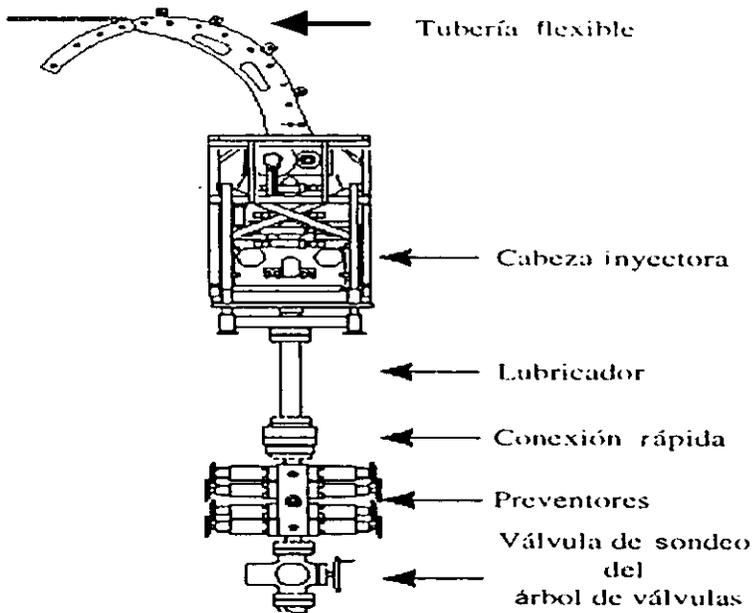


Fig. III.9 Inyector de Tubería Flexible instalado a un árbol de válvulas

Procedimiento Operativo :

- La unidad de TF se distribuye en la localización además de las pipas con los fluidos a utilizar durante la limpieza.
- Se interconecta el panel de control con el carrete mediante mangueras, además del inyector, los preventores y la unidad de potencia.
- Se interconecta el carrete de tubería con el sistema de bombeo.
- Sobre el medio árbol de válvulas del pozo se instala el preventor y sobre éste el inyector de tubería.

- e) Posteriormente se baja la TF al inyector bajando a través de los preventores, se prueba el sistema con $\pm 350 \text{ Kg/cm}^2$ y agua como fluido, si la prueba es satisfactoria se procede a dar inicio con la operación.
- f) Se baja la TF con circulación del fluido que se va a utilizar, removiendo y limpiando hasta dejar libre el aparejo de producción o el fondo del pozo a la profundidad deseada.
- g) Los fluidos que regresan del pozo deberán estar direccionados al quemador, también se deberá evitar parar el bombeo pues se tendría como consecuencia el atrapamiento debido al asentamiento de las partículas desalojadas.
- h) Siempre debe observar y confirmar que los fluidos utilizados durante la limpieza sean desalojados del pozo y/o la tubería.
- i) En caso de parafinas o incrustaciones se bajan herramientas cortadoras o de remoción, ya sea con la unidad de TF o con equipo de línea de acero, sin olvidar repasar varias veces las restricciones o resistencias que se presenten hasta quedar libre el aparejo.

III.2.4 CORRECCIÓN DE ANOMALÍAS DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO

Las principales fallas observadas en las tuberías de revestimiento son desprendimiento, rotura o aplastamiento (colapso).

Las causas que originan tales problemas pueden ser fatiga o desgaste del acero, efectos de corrosión o esfuerzos excesivos de la formación sobre la tubería. Este tipo de anomalías es de alto riesgo y pueden ocasionar la pérdida del pozo.

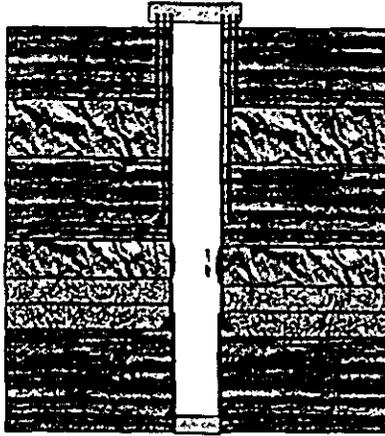
Para su mantenimiento se requiere reintegrarlo nuevamente en condiciones óptimas de servicio.

Las anomalías de las tuberías de revestimiento aquí mencionadas se pueden determinar y localizar con registros eléctricos o pruebas de presión con empacador y tubería de trabajo.

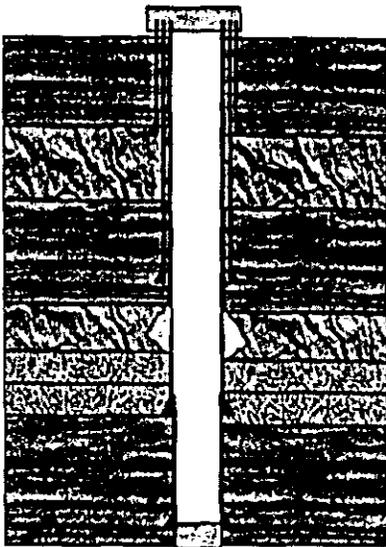
Existen dos formas de resolver este problema: ver fig. (III.10)

1.- Efectuar una recementación a la anomalía con un empacador recuperable o un retenedor de cemento, rebajando y finalmente probando hasta asegurar que este obturado.

2.- Aislado la anomalía con una tubería de revestimiento cementada de menor diámetro.



A) Tuberia de revestimiento colapsada



B) Corrección de anomalía con recementación



C) Corrección de anomalía prolongando la tubería de revestimiento

Fig. III.10 Anomalia en la Tuberia de Revestimiento y su corrección

Procedimiento Operativo:

- a) Controlar el pozo
- b) Instalar válvula de contrapresión tipo “H”
- c) Probar hermeticidad del sello anular del colgador de tubería
- d) Desfogar presión del espacio anular
- e) Desmantelar medio árbol y conexiones superficiales de control
- f) Instalar y probar preventores
- g) Levantar aparejo de producción hasta desenchufar las unidades de sello de empacador
- h) Circular fluido de control en directo hasta llenar pozo
- i) Recuperar aparejo de producción

A partir de aquí se presentan las dos alternativas de solución para este problema:

1.-Prolongar y cementar la tubería de revestimiento de 7” hasta cubrir la anomalía.

- a) Con tubería de trabajo y molino cónico conformar la anomalía.
- b) Con tubería de trabajo y zapata para empacador moler sistema de anclaje de empacador.
- c) Con pescante de agarre interno recuperar restos de empacador.
- d) Con molino cónico conformar camisa soltadora.
- e) Con tubería de trabajo y niple efectuar viaje de limpieza hasta la profundidad interior.

- f) Meter y cementar prolongación de la tubería de revestimiento con una nueva boca de tubería ± 50 mts. Arriba de la zona de riesgo.
- g) Calibrar tubería de revestimiento de acuerdo con el diámetro del empacador que se va a instalar.

2.- Conformar y recementar la anomalía

- a) Con tubería de trabajo y molino cónico conformar la anomalía.
- b) Efectuar recementación de anomalía con empacador recuperable o retenedor de cemento.
- c) Con molino rebajar y probar la cementación con una presión del 60% de la resistencia a la presión interna de la tubería de revestimiento (este valor dependerá de las condiciones de la tubería y del mismo pozo.)
- d) Calibrar tubería de revestimiento con el diámetro adecuado para correr el empacador de producción.
- e) Meter nuevo aparejo de producción. Realizar la misma secuencia operativa que una terminación, (si se obturó el intervalo productor efectuar su limpieza con la unidad de tubería flexible)

III.2.5 ESTIMULACIONES

Entre los más importantes desarrollos tecnológicos con que cuenta la Industria Petrolera están los métodos de Estimulación de Pozos. Tal es su importancia que no existe pozo en el mundo en que no se haya aplicado uno o más de estos métodos.

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

- Estimulaciones reactivas
- Estimulaciones no reactivas

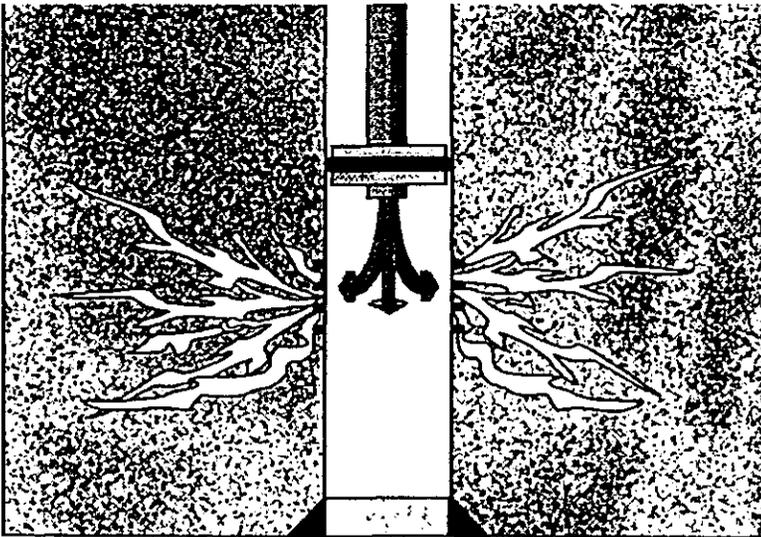


Fig. III.11 Restauración o mejora de las condiciones de flujo por estimulación.

DAÑO A LA FORMACIÓN (S)

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

Los tratamientos de estimulación en la mayoría de los casos reducen el factor de daño, sin embargo, el efecto total de daño involucra varios factores.

Con la finalidad de evaluar en forma teórica y cuantitativa los efectos de los daños susceptibles de removerse a través de estimulación, se debe considerar un yacimiento que no presenta ningún tipo de daño ($S=0$) para estimar el potencial natural del pozo, sin embargo cuando se tiene un agujero revestido y disparado, el flujo debe converger hacia los túneles de los disparos.

Los efectos producidos por los disparos originan un compactamiento de la formación sufriendo alteraciones en sus características físicas, las cuales propician el inicio de los problemas asociados con la restricción al flujo a través de las perforaciones, y estas se ven incrementadas por los detritos de las pistolas, la tubería, el cemento y la propia formación.

ORIGEN DEL DAÑO

El daño a la formación puede ser causado por procesos simples o complejos, presentándose en cualquiera de las etapas de la vida de un pozo. El proceso de la perforación del pozo es el primer y quizá el más importante origen del daño, el cual se agrava con las operaciones de cementación de tuberías de revestimiento, las operaciones de terminación y reparación de pozos e incluso por las operaciones de estimulación.

La fuente de daño la propicia el contacto e invasión de materiales extraños en la formación. Los mecanismos que gobiernan el daño a una formación pueden ser:

- Reducción de la permeabilidad absoluta de la formación, originada por un taponamiento del espacio poroso o fisuras naturales.
- Reducción de la permeabilidad relativa a los fluidos de la formación, resultado de la alteración en las saturaciones de los fluidos o del cambio de la mojabilidad.
- Aumento de la viscosidad de los fluidos del yacimiento, debido a la formación de emulsiones o alteraciones en sus propiedades.

TIPOS DE DAÑO:

La eficiencia de un tratamiento de estimulación depende principalmente de la caracterización y remoción del daño que restringe la producción. Varios tipos de daño pueden existir durante las diferentes etapas de desarrollo del pozo. A continuación se describen los tipos de daño que se pueden presentar durante las diferentes operaciones que se realicen en un pozo petrolero.

Daño por invasión de fluidos, se origina por el contacto de fluidos extraños con la formación, el radio de invasión depende del volumen perdido, de la porosidad y permeabilidad de la formación y de su interacción con los fluidos contenidos en ella o con los componentes mineralógicos de la roca., la fuente principal de este tipo de daño es la perforación misma, además se presenta alguna diversidad de daño como, daño por arcillas, bloqueo de agua, bloqueo por emulsiones y cambio de mojabilidad.

Daño por invasión de sólidos, uno de los más comunes y se debe al obturamiento del sistema poroso causado por los componentes sólidos de los fluidos de perforación, cementación, terminación, reparación y estimulación.

Este tipo de daño esta limitado a unos cuantos centímetros de la pared del pozo y su penetración depende principalmente del tamaño de las partículas y los poros.

Daño asociado a la producción, la producción de los pozos propicia cambios de presión y temperatura en o cerca de la vecindad del pozo, provocando un desequilibrio de los fluidos agua, aceite y/o gas, con la consecuente precipitación y deposito de sólidos orgánicos y/o inorgánicos, generando obturamientos de los canales porosos y por lo tanto, daño a la formación.

Otra fuente común de daño asociado, con el flujo de los fluidos de la formación es la migración de los finos, presentándose generalmente en formaciones poco consolidadas o mal cementadas, provocando obturamientos de los canales porosos. Otro tipo de daño es el bloqueo de agua o gas por su canalización o conificación, provocando una reducción en la producción de aceite e incluso dejando de aportar el pozo.

EVALUACIÓN DEL DAÑO:

Todo pozo al inicio de su explotación o durante la misma, se encuentra dañado en menor o mayor grado y se hace imprescindible la remoción del mismo para restituir las condiciones naturales de producción.

Esta remoción puede resultar difícil y costosa, por lo que el enfoque básico debe ser su prevención o por lo menos minimizarlo.

Para lograr la remoción del daño es necesario evaluarlo lo cual se realiza tomando en consideración los siguientes puntos:

- Revisión de operaciones previas a la actual del pozo
- Pruebas de laboratorio
- Cuantificación del daño

SELECCIÓN DEL TIPO DE TRATAMIENTO:

Dependiendo del tipo y caracterización del daño, los tratamientos de estimulación de pozos pueden ser de dos formas, estimulación matricial y estimulación por fracturamiento hidráulico. Las estimulaciones matriciales se caracterizan por gasto y presiones de inyección por debajo de la presión de fractura, mientras que los fracturamientos hidráulicos utilizan gasto y presiones de inyección superior a la presión de fractura.

DATOS DEL YACIMIENTO

Los parámetros más importantes de análisis para diseñar un tratamiento de estimulación son:

- a) Permeabilidad
- b) Presión del yacimiento
- c) Porosidad
- d) Mineralogía de formación
- e) Densidad de los fluidos de formación
- f) Saturación de los fluidos de formación
- g) Temperatura del yacimiento
- h) Profundidad de la formación
- i) Factor de daño

CURVAS DE INCREMENTO Y DECREMENTO

El registro de presiones durante la producción de un pozo es de suma importancia, ya que dependiendo del comportamiento de las mismas durante su vida productiva se puede determinar que el yacimiento está dañado, y para la comprobación del mismo se hecha mano de herramientas para la determinación de parámetros como la permeabilidad, factor de daño y conductividad del yacimiento.

ANÁLISIS DE MUESTRAS Y PRUEBAS DE LABORATORIO

El éxito de un tratamiento en gran porcentaje depende de los análisis y pruebas de laboratorio, que sirven para determinar y conocer el mecanismo de daño presente en la formación a estimular, para ello se menciona una serie de análisis y pruebas de laboratorio.

- Análisis composicional
- Análisis mineralógico
- Pruebas de compatibilidad
- Pruebas de emulsión
- Pruebas de análisis de agua de formación

SOFTWARE TÉCNICO PARA EL DISEÑO DE LAS ESTIMULACIONES

El software debe contemplar los siguientes aspectos:

- a) Selección del candidato
- b) Establecer la naturaleza y localización del daño
- c) Selección de los fluidos de tratamiento y sus aditivos
- d) Determinación de la presión y gasto de inyección
- e) Desarrollar cédulas y estrategias de colocación de los fluidos de tratamiento
- f) Definir etapas de limpieza del pozo
- g) Análisis económico y rentabilidad del tratamiento

TÉCNICAS BÁSICAS DE ESTIMULACIÓN DE POZOS

Después de la terminación de un pozo, en un mantenimiento o en el desarrollo de la vida productiva de los pozos, generalmente se requiere restaurar o mejorar las condiciones de flujo del intervalo productor o inyector.

Para lograr esto existen dos técnicas principales de estimulación de pozos: la estimulación matricial y por fracturamiento, diferenciándose por los gastos y presiones de inyección.

ESTIMULACIÓN MATRICIAL

Los procedimientos de la estimulación matricial son caracterizados por gastos de inyección a presiones por debajo de la presión de fractura, esto permitirá una penetración del fluido a la matriz en forma radial para la remoción del daño en las inmediaciones del pozo.

El éxito de una estimulación matricial depende primordialmente de la selección apropiada del fluido de tratamiento y el procedimiento de selección es muy complejo, ya que se involucran diversos factores que varían ampliamente, entre los más importantes están: el tipo, la severidad y localización del daño, y su compatibilidad con el sistema roca fluido de la formación.

Dependiendo de la interacción de los fluidos de estimulación y el tipo de daño presente en la roca, se divide en dos grandes grupos:

- Estimulación matricial no ácida
- Estimulación matricial ácida

Ambos grupos incluyen estimulaciones de limpieza y matriciales.

Estimulación de limpieza. Es la que permite restituir la permeabilidad natural de la formación al remover el daño.

Estimulación matricial. Llamada también acidificación intersticial, es la que sirve para incrementar la permeabilidad natural de la formación al disolver el ácido parte del material calcáreo, agrandando los poros comunicados de la roca.

ESTIMULACIÓN NO ÁCIDA

Es aquella en la cual los fluidos de tratamiento no reaccionan químicamente con los materiales de la roca, utilizándose para la remoción de daños ocasionados por bloqueos de agua, aceite o emulsión, pérdidas de fluido de control o depósitos orgánicos.

Los fluidos a utilizar son: soluciones oleosas o acuosas, alcoholes o solventes mutuos, acompañados principalmente de surfactantes u otros aditivos afines. El éxito de estos tratamientos consiste en la buena selección del surfactante.

La estimulación no ácida se emplea para remover daños relacionados con las fuerzas retentivas del yacimiento y bajo estas condiciones pueden atacar problemas de bloqueos de agua, emulsiones, daños por tensión interfacial, por mojabilidad, por depósitos orgánicos, entre otros.

Los agentes de superficie (surfactantes) son los productos químicos que principalmente se utilizan en la estimulación matricial no reactiva, debido a su eficiente acción que permite alterar los fenómenos de superficie.

El flujo de fluidos a través del medio poroso está gobernado por los fenómenos de superficie que representan las fuerzas retentivas de los fluidos en la roca, la acción de la estimulación no ácida concierne principalmente con la alteración de estas fuerzas retentivas, manifestadas en los fenómenos de tensión superficial e interfacial, mojabilidad y capilaridad.

SURFACTANTES

Los agentes de superficie son compuestos de moléculas orgánicas formados por dos grupos químicos, uno afín al agua (hidrofílico) y otro afín al aceite (lipofílico).

Dada la estructura anterior los surfactantes tenderán a orientarse en un líquido, el grupo hidrofílico es más soluble en agua que el grupo lipofílico, entonces las moléculas del surfactante se orientarán en la interfase agua-aire con el grupo afín al aceite en aire y el grupo afín al agua en agua.

El hecho de que un surfactante busque una interfase implica que la tensión superficial o interfacial, presión capilar y la mojabilidad de un líquido en un sólido se altere en mayor o menor grado, y estos efectos se manifiestan en cualquier interfase, ya sea entre dos líquidos inmiscibles, entre un líquido y un sólido, etc. Por otra parte, dado que las rocas de formaciones productoras de hidrocarburos son silíceas o calcáreas, los surfactantes actuarán de acuerdo al carácter eléctrico de estos minerales, pudiendo alterar las condiciones de mojabilidad de un líquido en un sólido.

CLASIFICACION DE SURFACTANTES

La siguiente tabla muestra la clasificación y algunas características de los surfactantes

CLASIFICACION	DESCRIPCION	CARGA SOLUBLE EN AGUA	GRUPO QUIMICO	APLICACIONES
ANIONICO	C	NEGATIVA	SULFATOS FOSFATOS SULFONATOS FOSFONATOS	NO EMULSIFICANTES RETARDADORES LIMPIADORES NO EMULSIFICANTES
CATIONICO		POSITIVA	COMPUESTOS DE AMINAS	BACTERICIDAS INHIBIDOS DE CORROSION NO EMULSIFICANTES
NO-IONICO		SIN CARGA	POLIMEROS	ESPUMANTES NO EMULSIFICANTES INHIBIDOS DE CORROSION
ANFOTERICO		LA CARGA DEPENDE DEL pH DEL SISTEMA	SULFATO DE AMINA FOSFATO DE AMINA	VISCOSIFICANTES INHIBIDOS DE CORROSION

Tabla III.2

REQUERIMIENTOS DE LOS SURFACTANTES

- Que reduzcan la tensión superficial e interfacial
- Prevenir la formación de emulsiones o romper las existentes
- Mojar de agua la roca del yacimiento considerando la salinidad y el pH del agua utilizada
- No hinchar o dispersar las arcillas de la formación
- Mantener la actividad de superficie a las condiciones de yacimiento
- Ser compatible con los fluidos de tratamiento y los fluidos de la formación
- Ser solubles en el fluido de tratamiento a la temperatura del yacimiento

FLUIDOS DE TRATAMIENTO

Los fluidos base utilizados en los tratamientos son oleosos, acuosos, alcoholes, solventes mutuo y soluciones miscelares.

En los tratamientos en los que se utilizan fluidos oleosos como acarreador del surfactante, se emplean diesel, xileno, aromáticos pesados o kerosina con 2 ó 3 % en volumen de un surfactante miscible o dispersable en aceite.

Para tratamientos de estimulación usando agua como fluido acarreador, se debe utilizar agua limpia con 2 % de KCl o agua salada limpia, con 2 ó 3 % en volumen de un surfactante soluble o dispersable en agua.

La utilización de alcoholes, solventes mutuos o soluciones miscelares como fluidos base en la estimulación, han demostrado su efectividad en la remoción de bloqueos de agua, aceite o emulsión y depósitos orgánicos. En general estos fluidos se utilizan al 10% mezclados con fluidos oleosos o acuosos.

ESTIMULACIÓN ÁCIDA

Es aquella en la cual los fluidos de tratamiento reaccionan químicamente disolviendo materiales que dañan la formación y a los sólidos contenidos en la roca. Utilizándose para la remoción de daño por partículas de sólidos (arcillas), precipitaciones inorgánicas. Los fluidos a utilizar principalmente son los sistemas ácidos. El éxito de estos tratamientos se basa en la selección del sistema ácido.

TIPOS DE ÁCIDO

Todos los ácidos tienen algo en común, se descomponen en ion hidrógeno y en un anión cuando se encuentra disuelto en el agua. Además los ácidos tienen sabor amargo y un pH menor a siete. Ejemplos de estos tenemos:

ÁCIDO CLORHÍDRICO (HCl)

El ácido clorhídrico es el más utilizado para la estimulación de pozos, es una solución de hidrócloro en forma de gas en agua y se disocia en agua rápidamente y completamente hasta un límite del 43% en peso a condiciones estándar y esto le da la condición de ácido fuerte.

ÁCIDO FLUORHÍDRICO (HF)

Este es el único ácido que permite la disolución de minerales silicos como la arcilla, feldespatos, cuarzo, etc. En el mercado se puede obtener en soluciones acuosas del 40 al 70 % en peso o como material puro en forma de anhídrita.

ÁCIDOS ORGÁNICOS

Son considerados ácidos mucho más débiles que el ácido clorhídrico, pero pueden ser utilizados en forma individual o en conjunto con el mismo.

ÁCIDO ACÉTICO. Su utilización principal por su lenta reacción con los carbonatos y el metal son la remoción de incrustaciones calcáreas y en la estimulación de calizas y dolomitas a altas temperaturas.

ÁCIDO FÓRMICO. Es más fuerte que el ácido acético y su principal uso es en la estimulación de rocas calcáreas en pozos de alta temperatura.

ADITIVOS

Entre estos se encuentran comúnmente:

- Surfactantes
- Inhibidores de corrosión
- Agentes no emulsificantes
- Agentes controladores de fierro
- Reductores de fricción
- Agentes emulsificantes
- Agentes espumantes
- Solventes mutuos
- Agentes retardadores de reacción, entre otros.

**ESTA TESIS NO SALE
DE LA BIBLIOTECA**

Procedimiento Operativo

- 1.- Actualice el estado mecánico del pozo en cuestión, deberá incluir: asentamiento de tuberías de explotación, aparejo de producción, con diámetros, librajes y profundidades, anomalías, intervalos abiertos, litología, etc.
- 2.- Analice el programa proporcionado por su departamento.
- 3.- Elabore un programa operativo alternativo para solventar cualquier problema que se pudiera presentar durante el desarrollo de la operación, fuga en el árbol de válvulas, comunicación de aparejo, etc.
- 4.- Realice una reunión de seguridad con todo el personal involucrado (jefe de pozo, producción, seguridad industrial, servicio a pozos, compañías, etc.) explique los alcances y la importancia de la operación.
- 5.- Asigne tareas y funciones específicas al personal que intervendrá.
- 6.- Supervise la instalación y prueba hidráulica de las unidades de bombeo y líneas de control.
- 7.- Represione el espacio anular con la mitad de la presión máxima de inyección esperada, para detectar anomalías.
- 8.- Recircule los productos de tratamiento antes de bombearlos al pozo, para su homogeneización (30 min. como mínimo), recupere una muestra de los fluidos de tratamiento.
- 9.- Efectúe la inyección de los fluidos de tratamiento según programa, monitoreando continuamente la presión en TP
- 10.- Al terminar el programa de bombeo, verifique presiones de cierre, final y la estabilizada después de 10 min. De cerrado el pozo.

- 11.- Descargue las presiones del espacio anular si la presión final es \leq a 3000 Lb/pg². Desmantele las unidades de bombeo.
 - 12.- Seleccione el estrangulador dependiendo de la presión final obtenida y habrá el pozo a la batería registrando el comportamiento de la presión.
 - 13.- Recupere y analice muestras continuamente para monitorear la limpieza del pozo.
 - 14.- Evalúe el desempeño del personal y compañías que participaron en la operación.
 - 15.- Elabore el reporte final de la operación, el cual debe incluir: presiones, volúmenes y gastos de inyección durante la estimulación.
- Nota: En pozos donde no exista línea de escurrimiento, se deberá contar con el permiso de quema a cielo abierto para efectuar desfuegos del pozo.

FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

El fracturamiento hidráulico puede ser definido como el proceso en el cual la presión de un fluido es aplicado a la roca del yacimiento hasta que ocurra una falla o fractura, generalmente conocido como rompimiento de formación, al mantener la presión del fluido hace que la fractura se propague desde el punto de rompimiento de la roca creando un canal de flujo que provee un área adicional de drene. Al fluido utilizado para transmitir la presión hidráulica se le conoce como fluido fracturante.

Los conceptos básicos involucrados son: Ley de Hooke, Relación de Poisson, Análisis de esfuerzos, Presión de fractura, Gradiente de fractura.

Previa ejecución de cualquier operación de fracturamiento hidráulico, es altamente recomendable realizar una prueba de inyectividad. Dicha prueba adquiere máxima relevancia ya que permitirá determinar los siguientes parámetros:

- Gradiente de fractura
- Número de perforaciones abiertas
- Localización de las zonas no tratadas.
- Altura de la fractura
- Pérdidas de presión por fricción.

Además de permitirnos conocer a priori la existencia o no de problemas mecánicos en el pozo.

Las etapas que componen una prueba de inyectividad pre-fractura son:

Toma de registros de referencia.- Se deben efectuar registros de temperatura y Rayos Gamma antes y después de la prueba para que sirvan de comparación.

Limpieza de las perforaciones.- Se deberá efectuar una limpieza de las perforaciones utilizando un ácido débil o bolas selladoras y determinar el número de perforaciones abiertas.

Inyección de un fluido enfriador.- Se utiliza un gel de baja eficiencia en control de filtrado. El objetivo es provocar un bloqueo del calor proveniente

de la formación hacia la fractura, evitando así la ruptura prematura del fluido que lo sigue. El volumen empleado dependerá de la temperatura del pozo.

Inyección del fluido de fractura.- Se inyecta un fluido igual al que se utilizará en el fracturamiento. En esta etapa es importante la aplicación de un trazador radiactivo, para luego correr un registro de rayos gamma y determinar el desarrollo de la fractura vertical.

En conclusión, las técnicas mencionadas, aplicadas al fracturamiento hidráulico con sustentante o gravadas, es excelente alternativa para optimizar la distribución de los fluidos de tratamiento.

USOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

La finalidad de un fracturamiento hidráulico es la de establecer o restablecer las condiciones de flujo que faciliten la afluencia de fluidos del pozo a la formación o viceversa. Este tipo de tratamiento se utiliza básicamente en:

- a) En formaciones de baja permeabilidad, para permitir que los fluidos producidos o inyectados atraviesen un daño profundo.
- b) En el campo de la recuperación secundaria para el mejoramiento del índice de inyectividad del pozo y la creación de canales de flujo de alta productividad en el área de drenaje del pozo productor.

FLUIDOS FRACTURANTES.

Existe una gran variedad de fluidos que se utilizan en el tratamiento y para seleccionarlo adecuadamente es necesario analizar las propiedades del fluido a utilizar, las condiciones de presión y temperatura del pozo, características de los fluidos de formación y el tipo de roca.

PROPIEDADES

Las propiedades que debe tener son:

- a) Bajo coeficiente de pérdida.
- b) Alta capacidad de acarreamiento del apuntalante.
- c) Bajas pérdidas de presión por fricción en las tuberías y altas en la fractura.
- d) Fácil remoción después del tratamiento.
- e) Compatibilidad con los fluidos de formación.
- f) Mínimo daño a la permeabilidad de la formación y fractura.

TIPOS

En los fracturamientos hidráulicos se utilizan básicamente dos tipos de fluidos:

- Fluidos base aceite
- Fluidos base agua

FLUIDOS BASE ACEITE

Estos pueden ser aceites crudos o refinados, las ventajas que ofrecen son : no inhiben las arcillas, tienen baja tensión interfacial en el sistema roca-fluido, son compatibles con la mayoría de las formaciones y los fluidos contenidos en ellas.

Los fluidos a base de aceite refinado pueden tener una ventaja que es la económica, ya que este al ser recuperado en la superficie después del tratamiento puede ser utilizado o vendido.

ADITIVOS

Existe una gran variedad de aditivos utilizados en los fluidos fracturantes y son la clave para la obtención de las propiedades requeridas para el éxito del tratamiento, entre los más comunes tenemos:

- a) **Polímeros.** Utilizados para incrementar la viscosidad del fluido y puede ser del tipo Guar Hidroxipropil, guar (HPG) Carboximetil, entre los más comunes.
- b) **Activadores de viscosidad.** Son agentes reticuladores que unen las cadenas formadas por el polímero y elevan considerablemente la viscosidad del fluido, entre los más comunes se tienen los boratos, aluminatos, zirconatos.
- c) **Controladores de pH.** Este aditivo es muy importante ya que es el que le da la estabilidad al fluido con respecto a la temperatura. Entre los más comunes se tiene el fosfato de sodio, ácido acético, carbonato de sodio entre otros.

- d) **Quebradores.** Estos agentes se utilizan principalmente para seleccionar los enlaces de las cadenas poliméricas al término del tratamiento y los más utilizados son los oxidantes , enzimas y ácidos.
- e) **Surfactantes.** Se utilizan básicamente para reducir la tensión superficial e interfacial y la presión capilar en el espacio poroso.
- f) **Bactericidas.** Utilizados esencialmente para prevenir el ataque de bacterias a los polímeros.
- g) **Estabilizadores de arcillas.** Utilizados básicamente para la prevención de migración de arcillas, entre los más comunes es el cloruro de potasio.
- h) **Controladores de pérdida de fluido.** Estos agentes básicamente controlan la filtración del fluido hacia la formación durante el tratamiento, el más común es la arena sílica.
- i) **Reductores de fricción.** Este aditivo se emplea para reducir la pérdida de presión por fricción generada por el efecto del bombeo durante la operación, tanto en la tubería como en los disparos.

FRACTURAMIENTO CON APUNTALANTE.

Un tratamiento de fracturamiento consiste esencialmente en el rompimiento de la formación productora mediante un fluido a un gasto mayor que pueda admitir matricialmente la roca. La inyección continua de dicho fluido permite ampliar y extender la fractura, cuando se alcanza una amplitud tal, se le agrega un material sólido al fluido para que lo acarree y evitar al término del tratamiento cierre la fractura dejando un empaque altamente permeable. El fluido empleado recibe el nombre de fluido fracturante y el sólido es conocido como agente apuntalante.

APUNTALANTES

Del conjunto de materiales utilizados en el fracturamiento hidráulico el agente apuntalante o sustentante es el único que permanecerá en la fractura manteniéndola abierta y estableciendo un canal conductivo para la afluencia de los fluidos de la formación hacia el pozo.

Estos materiales son diseñados para soportar los esfuerzos de cierre de la formación, sin embargo se debe seleccionar de acuerdo a los esfuerzos a que estará sometido y a la dureza de roca, ya que si se tienen esfuerzos de cierre altos, este podría triturarlo, en formaciones suaves éste se puede embeber y el grado de ocurrencia de estos factores depende del tamaño y resistencia del apuntalante, la dureza de la formación y los esfuerzos a que estará sometido.

PROPIEDADES

De acuerdo a las propiedades físicas se han dividido en dos grupos:

Apuntalantes Elasto-Frágiles.

En esta clasificación las deformaciones que sufre el material son casi nulas con los esfuerzos aplicados sobre él hasta que viene la ruptura, ejemplo: arenas de sílice.

Apuntalantes Elasto-Plásticos

En esta la deformación del material es proporcional a los esfuerzos aplicados sobre el mismo, la curva del esfuerzo contra formación presenta una primera fase elástica y posteriormente, el comportamiento de la deformación es plástica.

TIPOS

Existen principalmente dos tipos de apuntalantes, los naturales y los sintéticos.

Apuntalantes Naturales. Principalmente se encuentran las arenas de sílice y soportan bajos esfuerzos de cierre de la fractura, hasta un límite de 4,000 pLb/pg².

Apuntalantes Sintéticos. Este grupo se caracteriza por contener apuntalantes de gran resistencia a cierres de formación al cerrarse la fractura, en la actualidad se han desarrollado apuntalantes para resistir esfuerzos de cierre hasta 14,000 Lb/pg². Estos pueden ser recubiertos con capas de resina curable y precurable según sea la necesidad.

FRACTURAMIENTO CON ESPUMAS.

Por sus propiedades la espuma es un fluido ideal para el fracturamiento de formaciones de baja permeabilidad, productoras de gas o sensibles al agua.

Dichas propiedades son:

- Alta capacidad de acarreo del sustentante.
- Baja pérdida de filtrado
- Baja pérdida de presión por fricción.
- Alta viscosidad en la fractura inducida.
- El daño a la formación es prácticamente nulo, debido a que el líquido filtrado es mínimo y sin residuos.
- Limpieza rápida después de la intervención.

Aunado a estas propiedades, el ácido espumado exhibe un efecto de retardo del ritmo de reacción, lo que es favorable para lograr fracturas con alta penetración.

La calidad de la espuma usada es del 70 al 90 %, ya que en este rango su viscosidad es alta. Abajo del 65 % de calidad. La espuma es propiamente agua con gas atrapado y arriba del 95% se convierte en niebla.

A pesar de las características mencionadas, las espumas se tornan inestables a temperaturas mayores de 80 °C, limita su aplicación. Por otra parte el nitrógeno requerido se incrementa exponencialmente con la presión, incrementando sustancialmente los costos cuando la presión superficial es superior a 300 kg/cm².

FRACTURAMIENTO CON GAS ALTAMENTE ENERGIZADO.

Esta avanzada tecnología está basada en el uso del propelente científico, desarrollado por la industria aeroespacial. Esta técnica es una estimulación dinámica, desarrollada con el objeto de incrementar la permeabilidad de la formación en las cercanías del pozo, revirtiendo así el daño existente.

La combustión del propelente, contenido a un cilindro hueco (la herramienta de Radial Frac) produce un pulso de presión controlado del orden de 5,500 a 25,000 Lb/pg², originado por la expansión de (CO₂) el cual está confinado solamente a la zona de interés por la hidrostática de la columna de fluido dentro del pozo; y por el diseño de la herramienta que al deflagrar hace que la energía se disipe lateralmente, o sea hacia la formación.

La velocidad de propagación del gas está controlada de tal manera, que resulta ser menor que la onda expansiva provocada por una explosión y mayor que la causada por una fractura hidráulica, logrando penetraciones efectivas que van de los 5 a los 53 pies en todas direcciones.

Esta expansión de energía produce múltiples fisuras en la periferia del pozo, dando como resultado un marcado aumento de la permeabilidad en dicha zona. La velocidad de propagación de la energía es la que le da la característica al tipo de fractura originada por lo tanto se tienen tres tipos de fracturas que son:

Fractura estática: Este tipo de fracturas son las ocasionadas por el fracturamiento hidráulico, en donde la energía es transmitida de segundos a milisegundos. En este caso la longitud de la fractura no puede ser controlada.

Fractura explosiva.- Este tipo de fractura ocurre cuando toda la energía es transmitida en microsegundos y la formación no puede absorberla toda en este tiempo, lo que provoca que la misma se pulverice, ocasionando un daño severo en el pozo por compactación (similar al daño por disparo) reduciendo la permeabilidad casi por completo.

Fractura dinámica.- En este caso la energía es controlada por el sistema Radialfrac y la energía es transmitida en un rango de milisegundos a microsegundos.

Aplicaciones de la técnica..- Como es sabido, la presión en una formación productora decrece a medida a medida que el flujo de fluidos se aproxima al pozo. Sin embargo, una zona alterada con menor permeabilidad localizada en la periferia del pozo, provoca una drástica caída de presión (ΔP) disminuyendo en gran medida la capacidad de movimiento de los fluidos hacia el pozo, es en esta corta distancia de algunas pulgadas o pocos pies donde se origina el estrangulamiento e imposibilidad de hacer producir una formación.

Así la técnica puede aplicarse con éxito en:

- Remoción del daño pelicular
- Remoción del daño causado por disparos
- Como sustitución de la estimulación primaria.
- Optimización del fracturamiento hidráulico.

Descripción de la herramienta.- La herramienta Radialfrac consta de un cilindro hueco (resina endurecida), relleno de un propelente sólido, teniendo en su parte central y a lo largo de todo el cilindro, una barra de ignición encargada de iniciar la combustión del propelente, la que se activa eléctricamente desde la superficie. La combustión del propelente se hace en forma progresiva, dando así una mayor superficie de contacto durante la combustión, un mayor volumen consumido en función del tiempo y una mayor energía isotrópica disponible también en función del tiempo.

El propelente es más seguro que las mezclas explosivas ya que solo combustionará cuando la barra de ignición sea sometida a un pulso eléctrico que origine calor.

Diámetro (pg)	Longitud (m)	Temperatura (°F)
3 a 3 ½	1.8 a 3.60	400

Puntos de interés durante el proceso.

Para el buen funcionamiento de la herramienta, el pozo debe tener como mínimo 13 perforaciones por metro y una columna de fluido que origine una presión hidrostática de por lo menos 500 Lb/pg²

La herramienta es bajada al punto de interés y activada eléctricamente desde la superficie mediante una unidad de cable.

Ventajas:

1. Bajo costo.
2. Remoción de múltiples tipos de daño.
3. No contaminante
4. Crea fracturas multidireccionales.
5. No daña las tuberías ni al cemento.
6. Tratamiento a zonas específicas
7. Opera a través del aparejo de producción.

El éxito en la aplicación de esta técnica, solo dependerá de la buena elección del pozo candidato. La mejor será aquel pozo donde se constate la existencia del daño y que tenga el suficiente potencial productivo.

DISEÑO.

Para realizar un diseño de tratamiento deben de contemplarse varios factores, tipo de formación en función de los esfuerzos a que será sometido el apuntalante y la compatibilidad de los fluidos de tratamiento con el sistema roca-fluido de la formación. Se debe contar con la información del yacimiento tal como: Permeabilidad, porosidad, presión de yacimiento, factor de daño, temperatura de yacimiento, espesor del estrato a estimular etc.

Además de la información del yacimiento se debe conocer el estado mecánico del pozo: La profundidad de los disparos, diámetro y densidad de carga del mismo aparejo de producción, etc.; Historial de perforación y mantenimiento del pozo, así como la información de los tratamientos previos realizados en el mismo pozo o en el área e historial de producción.

Toda la información se accesa a un software para determinar el diseño óptimo y pasarlo al análisis de producción pronosticada y al análisis económico para determinar la rentabilidad del tratamiento.

FRACTURAMIENTO ÁCIDO

El fracturamiento ácido es un proceso de estimulación de pozos en el cual el ácido, generalmente ácido clorhídrico es inyectado a la formación carbonatada a una presión suficiente para fracturar la misma o abrir fracturas naturales existentes. El ácido fluye a lo largo de la fractura de una manera no uniforme disolviendo la roca en la cara de la misma, la longitud de fractura depende del volumen de ácido, el ritmo de reacción de éste y de las pérdidas de filtrado en la formación.

En un fracturamiento ácido generalmente se inyecta un fluido altamente viscoso (gelatina) como colchón para generar la fractura y mantenerla abierta durante todo el tratamiento, seguido del ácido que reacciona con la formación creando un ancho gravado y finalmente un fluido para desplazar el ácido dentro de la fractura. La efectividad de un tratamiento de este tipo lo determina la longitud de fractura grabada.

FACTORES QUE CONTROLAN LA EFECTIVIDAD DE UN TRATAMIENTO DE FRACTURAMIENTO ÁCIDO.

Existen dos factores principales que controlan la efectividad de un tratamiento ácido. La longitud de fractura y la conductividad de la misma.

Longitud de fractura efectiva. Este parámetro está controlado por las características de las pérdidas del fluido el ritmo de reacción del ácido y el gasto del ácido en la fractura.

Conductividad de fractura. Este parámetro es la culminación del tratamiento, en el se basa la efectividad del mismo, ya que para obtener canales altamente conductivos, depende de la forma en que el ácido reacciona con la formación y la forma en que este grava las caras de la fractura al cierre de la misma al término del tratamiento.

MECANISMOS DE PENETRACIÓN.

El objetivo de un fracturamiento ácido es la de crear una fractura con penetración suficiente y ancho grabado, la simulación de este fenómeno es mas complejo que la predicción de propagación de fractura con apuntalante.

En la práctica el proceso se realiza en dos partes primeramente se inyecta un fluido con una viscosidad tal que permita propagar y mantener abierta la fractura a este fluido se le conoce como colchón, seguido del ácido que reacciona con la formación creando un ancho grabado y finalmente un fluido para desplazar el ácido dentro de la fractura.

FLUIDOS DE TRATAMIENTO.

Los fluidos más comunes para realizar un fracturamiento ácido es la gelatina, ya se a base aceite o agua, la cual es utilizada como colchón y cuya finalidad es crear y propagar la fractura e interdigitarse con el ácido para el logro de mayor penetración del mismo.

El ácido comúnmente clorhídrico a una concentración del 15 % en diversas formulaciones, ya que este se puede mezclar con alcohol o con emulsificantes según sea el caso particular.

ADITIVOS

Los aditivos más comunes para la preparación de los sistemas ácidos y gelantes son los siguientes:

- a) Surfactantes.
- b) Desviadores químicos.
- c) Controladores de pérdida de fluido.
- d) Controladores del ritmo de reacción.

- e) Agentes gelificantes.
- f) Inhibidores de corrosión.
- g) Inhibidores de ionfierro.

DISEÑO DE TRATAMIENTO

En el diseño de un fracturamiento ácido todos los factores que afectan un éxito del mismo deben ser considerados.

En pozos con baja a moderada temperatura, la pérdida de fluido puede ser el factor de mayor importancia. En pozos con alta temperatura, el factor más importante a considerar es la distancia de penetración del ácido, que puede estar afectado por el alto ritmo de reacción y en este caso los ácidos retardados pueden ser la alternativa.

Otro factor a considerar es la mecánica de rocas y los parámetros de mayor importancia son el modulo de Young, la relación de Poisson y el estado de esfuerzos a que está sometida la formación.

III.2.6 INDUCCIONES

Cuando los hidrocarburos producidos por la formación, no llegan por sí mismos a la superficie, se realizan varias actividades que se denominan Métodos de Inducción, los cuales consisten en disminuir la presión hidrostática actual, a favor del yacimiento que permite la manifestación en superficie.

Actualmente se conocen varios métodos para inducir un pozo, su aplicación depende de las características y estado mecánico del pozo, siendo los más comunes:

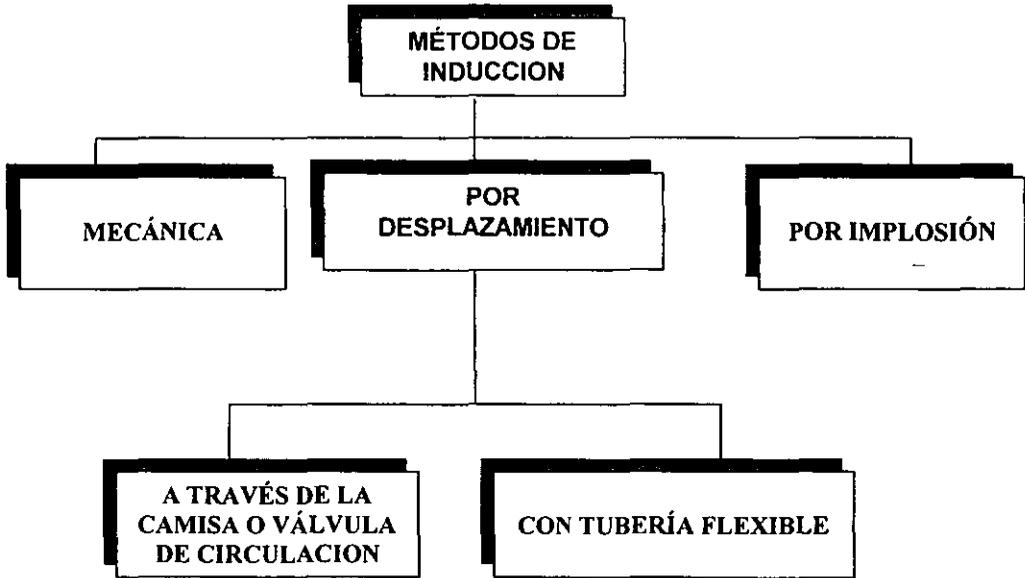


Fig. III.12 Métodos de Inducción

III.2.6.1 INDUCCIÓN MECÁNICA

Es el método más antiguo y consiste en deslizar una barra pesada provista de empaque o copas, a través del aparejo de producción. En su viaje ascendente y debido al peso del fluido, las copas se ajustan al diámetro interior del aparejo, permitiendo con esto el dasalojo del fluido que se encuentre por encima de ellas.

La longitud aproximada que es vaciada en cada viaje es de 150 m. si el fluido desalojado es agua, pero a medida que aumenta la densidad del fluido, disminuye la longitud vaciada.

Este método presenta una serie de desventajas, por lo que en la actualidad resulta de empleo altamente riesgoso y dañino al medio ambiente, las desventajas son:

- Alto riesgo operativo
- No funciona en aparejos de producción combinados
- Las copas tienen una presión de trabajo muy baja (10 a 15 Kg/cm²)
- El primer flujo del pozo es a cielo abierto
- Daño considerable al medio ambiente

Debido a lo anterior y a la existencia de nuevos métodos su empleo ha sido eliminado dentro de la industria petrolera mexicana.

III.2.6.2 INDUCCIÓN POR DESPLAZAMIENTO

A TRAVÉS DE LA CAMISA O VÁLVULA DE CIRCULACIÓN

Este método consiste en abrir la camisa de circulación, desplazar los fluidos contenidos en el aparejo de producción hacia el espacio anular, por fluidos de menor densidad y posteriormente cerrar la camisa, posteriormente probar hidráulicamente el cierre de la misma y aforar el pozo a la batería con el

estrangulador adecuado, dependiendo su elección de la presión final de bombeo y del fluido desplazante utilizado.

Como fluido desplazante comúnmente se utiliza agua dulce, salmueras sódicas o cálcicas y nitrógeno gaseoso, la elección depende de la densidad del fluido de control.

Los parámetros requeridos para efectuar con eficiencia y seguridad una inducción son:

1. Presión final de bombeo. El conocimiento de este parámetro permitirá seleccionar adecuadamente el equipo de bombeo y la presión de prueba de las conexiones superficiales, evitando riesgos innecesarios durante el desarrollo operativo de la inducción.
2. Volumen de fluido para desplazar. La obtención previa de este parámetro evitará que se generen operaciones inconclusas y anómalas por falta de fluido y sobre-desplazamiento del mismo.

El cálculo de los parámetros anteriores para fluidos líquidos es simple y conocido, sin embargo al involucrar como fluido gases, se requiere de un manejo más complicado y de mayor atención.

Para realizar los cálculos existen dos métodos el primero conocido como TRADICIONAL y el segundo conocido como ANALÍTICO posteriormente son explicados mediante un ejemplo de aplicación en el capítulo V.

Los resultados obtenidos por ambos métodos presentan una diferencia mínima por lo que aunado a la experiencia operativa tal hecho no representa riesgo alguno, por lo que finalmente la elección del método resultara de la elección del diseñador.

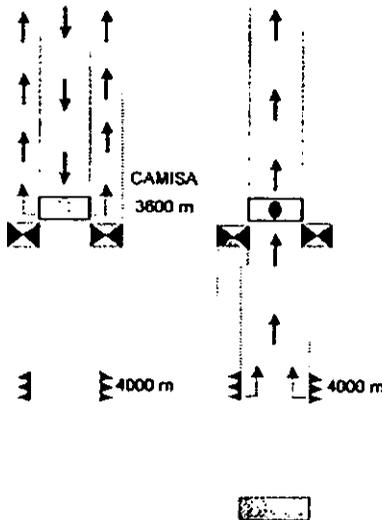


Fig. III.13 Ejemplo de desplazamiento a través de la camisa o válvula de circulación

A continuación se enlistan el Equipo y Herramientas empleadas:

- Unidad de línea de acero
- Unidad de bombeo de nitrógeno
- Sellos de plomo de diferentes diámetros
- Herramienta para abrir o cerrar la camisa o válvula de circulación
- Estranguladores positivos de diferentes diámetro

Procedimiento Operativo:

1. Elaborar un estado mecánico actualizado del pozo en el que se detallen diámetros y librajes de tuberías, profundidades de los accesorios, intervalos disparados, etc.
2. Realizar los cálculos requeridos, verificando las resistencia al colapso del aparejo de producción y calcular la presión final de bombeo, y el volumen de fluido desplazante para solicitar adecuadamente los servicios y evitar incidentes durante la operación.
3. Efectuar la reunión de trabajo y seguridad, antes de dar inicio al desarrollo operativo, explicar el objetivo riesgos y cuidados que se deberán mantener durante el desarrollo, se deberá asignar las tareas y responsabilidades correspondientes a cada uno de los que intervienen.

4. Efectuar la prueba hidráulica correspondiente a las conexiones superficiales de acuerdo con el procedimiento ya descrito.
5. Instalar las unidades involucradas, supervisando el buen funcionamiento, y verificando que cumplan las normas de seguridad establecidas.
6. Calibrar el aparejo de producción con un sello de plomo acorde con el diámetro de la operadora con la cual se abrirá la camisa de circulación. Para evitar confusiones en caso de presentarse anomalías en el aparejo, el sello de plomo deberá estar limpio de marcas en sus áreas frontal y lateral.
7. Para efectuar la apertura de la camisa de circulación:
 - Supervisar el armado de la operadora y bajarla hasta detectar la camisa. Una vez detectada, represionar el aparejo con una presión mayor a la de circulación en ese punto y mantener las válvulas del cabezal de producción abiertas.
 - Efectuar los movimientos de apertura hasta obtener abatimiento de presión y circulación por las válvulas del cabezal de producción, esto indica que la camisa de producción ha sido abierta.
8. Para recuperar la operadora, revisar en qué condiciones se encuentran los pernos, las cuñas, etc.
9. para efectuar el desplazamiento:
 - Si el desplazamiento es entre líquidos, se recomienda circular hasta observar limpio el líquido de salida.

- Si el desplazamiento es de un líquido por gas se utilizará el volumen calculado, para evitar un sobre desplazamiento.
10. Cerrar camisa de circulación, terminado el desplazamiento, armar la operadora en posición invertida, bajarla hasta localizar la camisa y efectuar movimientos ascendentes para el cierre. El paso libre de la operadora a través de la camisa será indicativo de que ha sido cerrada.
 11. Recuperar la operadora, si al sacar la operadora existe duda en el cierre, antes de aforar el pozo se deberá efectuar una prueba con presión, utilizando de 35 a 70 Kg/cm² arriba de la presión final de bombeo.
 12. Aforar o descargar el pozo hacia la batería, para el aforo del pozo es conveniente, seleccionar adecuadamente el diámetro del estrangulador para evitar daños al aparejo de producción, el diámetro del estrangulador dependerá de la presión final de bombeo. Un criterio adecuado para su selección es el siguiente:

Más alta	1/16"	< 3500 psi
< 3 000 lb/pg ²	1/8"	> 1 500 psi
< 1 500 lb/pg ²	¼"	> 1 000 psi
< 1 000 lb/pg ²	½"	0 psi

Tabla III.2

Si el pozo fluye, el criterio de selección es diferente, en pozos con una presión y una RGA (relación gas-aceite) alta, se recomienda estabilizar el flujo por un estrangulador de ½" en pozos con presión baja y una RGA alta, el estrangulado recomendado es de ¼".

13. Calificar el desempeño del personal que intervino.
14. Elaborar el reporte final. El ingeniero de proyecto o el encargado de la operación deberá elaborar el reporte final, en el que detallará el desarrollo secuencial con tiempos; además deberá llenar la hoja de certificación del trabajo realizado por los prestadores de servicio.

CON TUBERÍA FLEXIBLE

Consiste en bajar a través de la tubería de producción una tubería concéntrica de menor diámetro a una profundidad de menor diámetro a una profundidad determinada, circulando continuamente con un fluido de menor densidad que el fluido de lavado o el aportado de la formación..

Cuando se alcanza la profundidad programada, se incrementa el gasto y se circula el volumen necesario para asegurar el desalojo total del fluido de lavado, posteriormente se recupera la tubería flexible hasta la superficie manteniendo el bombeo, lo que permitirá la aportación del intervalo abierto

al sacar la tubería del pozo y observar el flujo, este se estabilizará con el estrangulador adecuado, dependiendo su elección de las características del tipo de hidrocarburo, presión, conexiones superficiales, etc.

Al igual que en la inducción a través de la camisa, aquí se tienen dos casos:

- a) Desplazamiento de líquido por líquido.
- b) Desplazamiento de líquido por gas.

En el primer caso la operación es sumamente simple, ya que se trata de bajar la tubería con circulación continua, llegar a la profundidad programada, circular al máximo gasto el 70 % del volumen total del pozo, efectuando movimientos recíprocos continuos en una longitud de aproximadamente 100 mts.

Y finalmente sacar la tubería flexible a la superficie manteniendo siempre el bombeo al máximo gasto permisible.

En el segundo caso el procedimiento es similar, con la variante de que la circulación iniciara a una profundidad aproximada de 500 o 700 m., si el pozo se encuentra lleno, evitando con esto la rápida canalización del gas

El volumen de gas que se debe circular en el fondo, será igual al volumen total del pozo (en líquido) multiplicado por el factor de volumen del nitrógeno a la profundidad de operación y considerando una presión hidrostática en el espacio anular igual a 2000 psi.

La principal limitante de este método es la resistencia a la presión interna de la tubería flexible, lo que restringe el manejo de altos gastos de bombeo.

Debido a que el volumen del fluido desplazante depende en gran parte de la velocidad de introducción y extracción de la tubería flexible y del gasto manejado, a continuación se presenta un método práctico para determinarlo:

- a) Determinar el volumen necesario para introducir la tubería flexible a una profundidad determinada. Para el caso de fluidos líquidos, este volumen será igual, a la profundidad programada, multiplicada por el gasto de bombeo y posteriormente dividir entre la velocidad de introducción. De utilizar gas, la variante que se tendrá es que el bombeo iniciará después de haber bajado aproximadamente a 500-700 m.

- b) Obtener el volumen para circular a la profundidad programada. Para líquidos, este volumen será igual a 70 % del volumen total del pozo. Si el desplazamiento se realiza con gas (nitrógeno) será igual al volumen total del pozo multiplicado por el factor de volumen de nitrógeno, considerando la profundidad programada y una presión hidrostática en el espacio anular de 2000 psi.
- c) Determinar el volumen para extraer la tubería. Su obtención es igual a lo obtenido en el inciso a).
- d) El volumen total será igual a la suma de los volúmenes parciales obtenidos.

De las estadísticas realizadas en este tipo de operaciones, se ha encontrado que la velocidad promedio de introducción y extracción de la tubería flexible es de 25 m/min, el gasto de bombeo en la introducción es de 18 m³/min, para la extracción será de 20 m³/min.

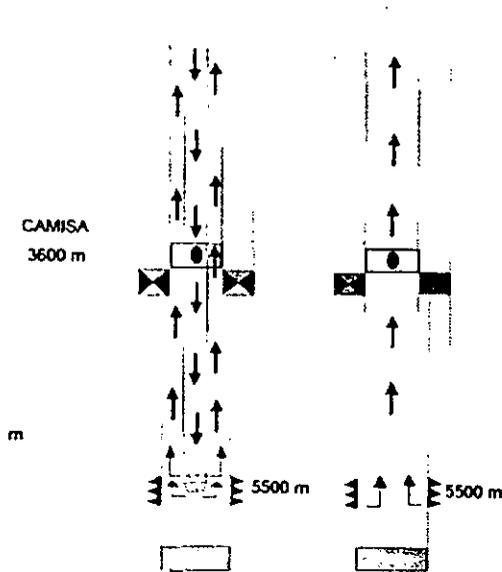


Fig. III.14 Ejemplo de desplazamiento con T.F

EQUIPO Y ACCESORIOS UTILIZADOS

- Accesorios utilizados en la tubería flexible (flejes, tubo difusor, etc.).
- Unidades de bombeo (unidad de alta presión o de nitrógeno).
- Volumen necesario del fluido desplazante (líquido o gas).
- Estranguladores positivos de diferentes diámetros.

Procedimiento Operativo:

- 1.- Elaborar un estado mecánico del pozo, en el que se detallen: diámetros y librajes de las tuberías, profundidades de los accesorios, disparos, etc.
- 2.- Realice los cálculos requeridos: presión final de bombeo y el volumen de fluido desplazante, esto para solicitar adecuadamente los servicios y evitar incidentes durante la operación.
- 3.- Efectúe una reunión de trabajo y seguridad. Antes de dar inicio al desarrollo operativo, explicando el objetivo, riesgos y cuidados que se tendrán durante el desarrollo de la operación, asignando las responsabilidades específicas del personal que interviene de manera directa e indirectamente.
- 4.- Revise las conexiones superficiales. El medio árbol de válvulas, el árbol de estrangulación y la línea de aforo o descarga a la batería y de ser necesario probarlas hidráulicamente.
- 5.- Instale las unidades involucradas. Supervisando su buen funcionamiento y la prueba de presión efectuada a dichas unidades.
- 6.- Introducción de la tubería flexible. Bajar la tubería flexible hasta la profundidad previamente determinada, con circulación desde el inicio si se trata de líquidos y a partir de 500- 700 m. Si es con nitrógeno, cuidando continuamente la presión de trabajo y peso de la tubería.
- 7.- Desplazamiento en el fondo. Una vez que la tubería a llegado a la profundidad programada, se deberá bombear el volumen previamente calculado, incrementando el gasto sin rebasar la presión de trabajo y efectuar movimientos ascendentes y descendentes de manera periódica para evitar atrapamientos de la tubería flexible. Se recomienda recuperar muestras de fondo para su análisis.

- 8.- Extracción de la tubería flexible. Al terminar el desplazamiento de fondo, se procederá a sacar la tubería manteniendo el bombeo de fluido hasta la superficie o a 500-700 m. Si el bombeo se realiza con nitrógeno.
- 9.- Condiciones de la línea de descarga. Durante la inducción, esta línea deberá permanecer franca (sin estrangulador), para evitar el efecto de contra presión y una posible inyección de fluido al intervalo abierto, si se observa manifestación o aportación del intervalo se utilizará un estrangulador, dependiendo su diámetro de la presión y características del fluido producido.
- 10.- Desmantelar unidades. Terminada la inducción se desmantelaran las unidades que intervinieron, efectuándoles su evaluación correspondiente tanto al equipo como al personal que intervino.
- 12.- Elaborar reporte final. El ingeniero de proyecto o el encargado de la operación deberá elaborar el reporte final y certificar el trabajo realizado por las compañías prestadoras de servicios.

III.6.2.3 INDUCCIÓN POR EMPUJE O IMPLOSIÓN

Los métodos de inducción tienen como factor principal reducir al máximo la fuerza ejercida hacia la formación por la presión hidrostática de los fluidos contenidos en el pozo.

Este método consiste en inyectar los fluidos contenidos en el pozo, más un determinado volumen de nitrógeno hacia la formación a través del intervalo abierto, debido a que el nitrógeno es un gas inerte, no reacciona con la formación y al ser descargado produce un efecto de succión, arrastrando en su viaje de retorno cantidades considerables de sólidos y aunado a la disminución

casi total de la presión hidrostática, la aportación de los fluidos de formación hacia el pozo aumentará.

Sin embargo, para poder utilizar este método, se deben tomar en cuenta dos aspectos importantes:

- La presión de inyección
- Los fluidos contenidos en el pozo

Ambos aspectos deberán ser ampliamente conocidos, ya que el desconocimiento de cualquiera de ellos eliminará la opción de utilizar este método.

Los parámetros requeridos para efectuar una implosión son los siguientes:

- 1.- La presión final de inyección
- 2.- Capacidad total del pozo
- 3.- Volumen de nitrógeno para efectuar el desplazamiento hasta el intervalo
- 4.- Volumen de nitrógeno que se inyectara al pozo
- 5.- Volumen total de nitrógeno necesario

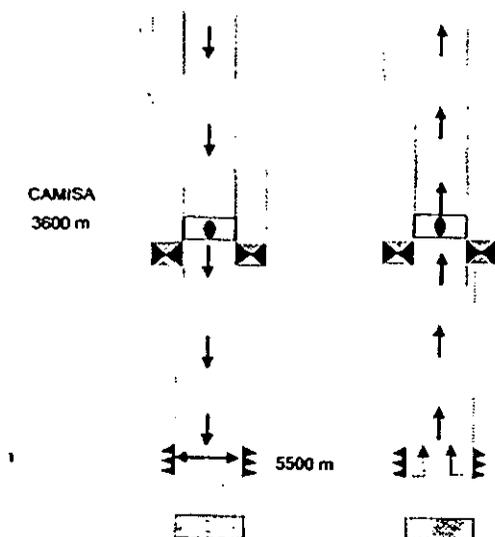


Fig. III.15 Ejemplo de implosión

III.2.7 MANTENIMIENTO A CONEXIONES SUPERFICIALES

Los lineamientos en seguridad y protección ambiental exigen que los pozos cuenten con conexiones superficiales en óptimas condiciones.

Sin embargo con la operación y el paso del tiempo se van deteriorando, así que se requieren, de entrada, mantenimiento preventivo, hasta llegar al mantenimiento correctivo que se da cuando se sustituye el accesorio o elemento.

Esta labor también se clasifica como mantenimiento menor y puede efectuarse de acuerdo con el riesgo y necesidades implícitas en la operación. Se debe utilizar equipo convencional o herramientas especiales.

Estas operaciones incluyen principalmente en: Cambio de cabezal, cambio del medio árbol de válvulas, de válvulas, de yugos opresores, de colgador de tubería y de anillos metálicos. En el capítulo correspondiente a ejemplos de aplicación se presenta una secuencia operativa para el mantenimiento de estas operaciones.

Debido a que es de importancia contar con sistemas de control adecuados para garantizar la integridad de los pozos, cuando se presente una manifestación imprevista o provocada intencionalmente, al intervenir un pozo.

Se hace preciso mantener los sistemas de control en condiciones óptimas de operación, para lo cual se requiere que sean probados periódicamente siempre y cuando no se altere el sistema instalado o cada vez que alguna parte del sistema es cambiado, modificado o removido (es decir, cambio de preventores o arietes de los mismos, cambio de medio árbol de válvulas, revisión o cambio de cabezal de producción, etc.)

La prueba de conexiones superficiales se debe efectuar con unidades tales como: bombas portátiles, unidades de alta presión o con unidades de compañía según se requiera.

La presión de prueba de los componentes de las líneas de control, como son válvulas, conexiones roscables o bridadas, el medio árbol de válvulas, el cabezal de producción y las líneas de control, se deben probar al 100 % de su presión de trabajo o en su defecto al 80 % como mínimo, cuando por antecedentes la presión del pozo o de trabajo no rebase este porcentaje.

En cualquiera de los casos anteriores la duración de la prueba debe ser por lo menos de 30 min. Y no se dará por satisfactoria cuando el abatimiento exceda el 5 % de la presión de prueba.

El anterior criterio está establecido en el artículo 108 del reglamento de trabajos petroleros de la Secretaria del Patrimonio Nacional, con fundamento en la ley reglamentaria del artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo.

MEDIDAS PREVENTIVAS Y DE SEGURIDAD

1. Inspeccione el área de prueba
2. Realice junta de trabajo y de seguridad
3. Utilice materiales para líneas y conexiones superficiales con propiedades adecuadas para los fluidos y condiciones de presión y temperatura con los que se va a trabajar
4. Previa a la prueba definitiva, realizar prueba a baja presión
5. Efectuar las pruebas con agua evitando el uso de gases
6. Realizar las pruebas durante el día para hacer una mejor detección de fugas en las conexiones y/o válvulas

7. Alejar de las líneas y conexiones superficiales de control al personal que no tenga funciones para operar válvulas, dejando al personal que sí participará, con la finalidad de evitar accidentes
8. No efectuar trabajos cerca de las líneas durante la prueba
9. Estaque las líneas antes de probarlas
10. En caso de detectar fugas, primero descargar la presión a cero y posteriormente efectuar su corrección

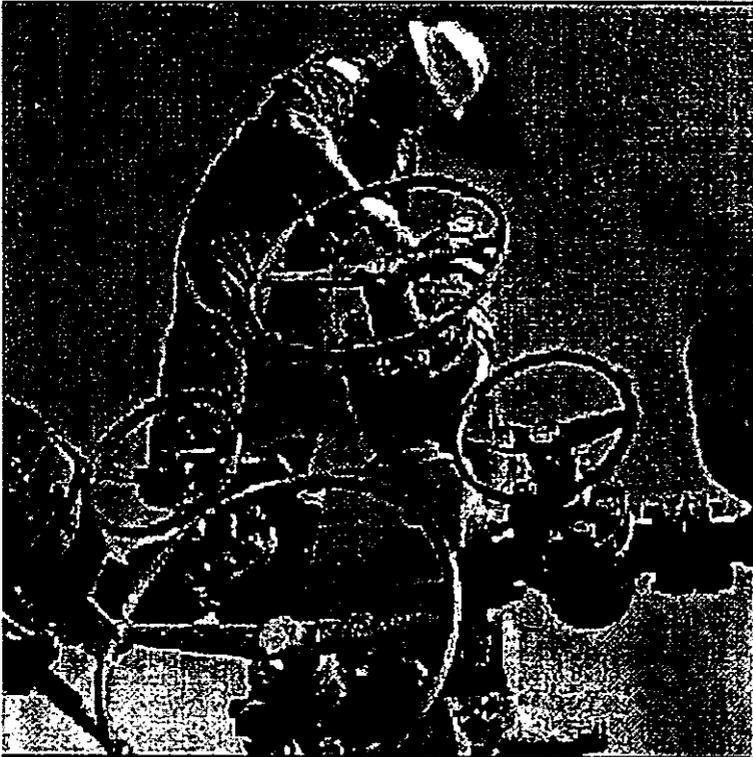


Fig. III.16 Mantenimiento a conexiones superficiales

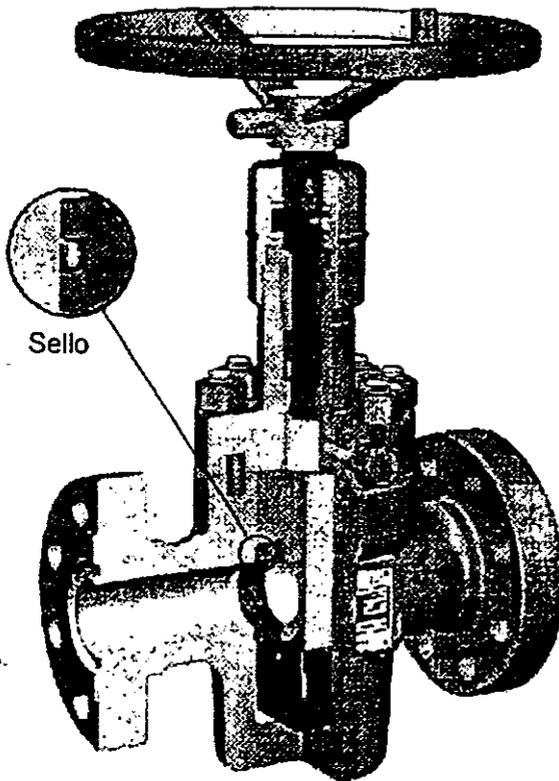


Fig. III.17 Mantenimiento a válvula mecánica de árbol de producción

CAPITULO IV OPERACIONES ADICIONALES

IV.1 DEFINICIÓN:

En las intervenciones de mantenimiento de pozos petroleros, tanto mayores como menores, se ejecutan operaciones comunes para todas las intervenciones. A continuación se describen las operaciones consideradas adicionales, se aclara que pueden faltar algunas para ello se presenta una clasificación de las mismas en el siguiente punto.

IV.2 CLASIFICACIÓN:

Las operaciones adicionales presentadas serán las siguientes:

1. Control del pozo
2. Eliminación del árbol de válvulas e Instalación de Preventores
3. Toma de muestras
4. Problemas comunes
5. Disparos

IV.2.1 CONTROL DEL POZO

Antes de efectuar cualquier operación dentro del pozo es necesario que se encuentre totalmente bajo control. Para lograrlo, se bombea fluido contra formación de una densidad tal que su columna hidrostática genere una presión mayor a la presión del yacimiento. Para realizar tal operación se requieren los datos siguientes:

- Registros de presión de fondo, que se obtienen del programa de intervención.
- Análisis cromatográficos de los fluidos del pozo.
- Estado mecánico del pozo, condiciones del aparejo de producción, capacidades internas de presión de las conexiones superficiales de control.
- Solicitar la certificación de la prueba de conexiones superficiales de control.
- Capacidades de volúmenes y presión del equipo de bombeo que se va a emplear.
- Conocer si el pozo admite, y si es así, con qué presión se controlará el pozo hasta la camisa o se regresarán los fluidos contra formación. Se considera que el aparejo de producción está debidamente enchufado y probado hasta su hermeticidad.

CÁLCULOS PREVIOS PARA REALIZAR EL CONTROL

- Densidad de control, de los registros de presión de fondo.
- Los valores reológicos del fluido de control que se va a utilizar
- Caídas de presión de acuerdo con los valores reológicos, densidad de control, estado mecánico del pozo y gasto que se ha de emplear durante el control. Determinar las caídas de presión en el sistema en función del modelo matemático que se ajuste al comportamiento reológico del fluido. Este valor será igual a la presión final de circulación.
 - Determinar el volumen de la T.P.
 - Calcular el volumen del espacio anular.
 - Calcular el desplazamiento de la bomba triplex.
 - Calcular el número de emboladas para llenar la T.P.
 - Calcular la presión inicial de circulación.
 - Calcular la disminución de presión.
 - Calcular el régimen de bombeo

Secuencia Operativa:

1. Efectuar la reunión técnica y de seguridad con el personal involucrado en la operación, para asignarles las diferentes actividades que les corresponden.
2. Abrir el estrangulador y simultáneamente iniciar el bombeo del fluido de control con densidad y gastos calculados previamente.
3. Ajustar el estrangulador hasta obtener el valor calculado de la presión inicial de circulación en la T.P. con el gasto calculado
4. Continuar el bombeo del fluido de control manteniendo la presión de bombeo (calculada en la cédula de control) con el auxilio del estrangulador hasta que el fluido de control llegue a la camisa o perforaciones de la tubing puncher.
5. En este punto, si la densidad de control fue calculada hasta los disparos, cerrar la TR totalmente y continuar hasta bombear la capacidad desde la camisa hasta la cima de los disparos. Una vez bombeada la capacidad, parar el bombeo para comprobar que la presión en la TP sea cero, lo cual indica que la densidad de control es adecuada; en caso contrario, recalcular la densidad de control.
6. Continuar la circulación manteniendo constante la presión en la TP, hasta que el fluido con la densidad de control llegue a la superficie, abrir o cerrar el estrangulador según sea necesario. En cuanto el fluido de control empiece a salir en superficie monitorear constantemente la densidad de salida y circular hasta homogeneizar las columnas del fluido; en este caso el estrangulador deberá estar completamente abierto.

7. Una vez homogenizadas las columnas con el estrangulador totalmente abierto, suspender el bombeo de fluido y mantener completamente abierto el pozo para determinar cualquier aportación del mismo.
8. Se recomienda mantener el pozo completamente abierto el mismo tiempo que durará la remoción del árbol de válvulas; si no se observa manifestación, se procederá a circular un tiempo de atraso, monitoreando la densidad de salida del fluido de control.
9. Sí el pozo está bajo control proceder a desmantelar el árbol de válvulas.

IV.2.2 ELIMINACIÓN DEL ÁRBOL DE VÁLVULAS E INSTALACIÓN DE PREVENTORES

Después de asegurarse de que el pozo está controlado, y comprobar también que se tiene en la localización el sistema de preventores completo y probado, se procede a la operación de desmantelar el árbol de válvulas e instalar y probar preventores con las líneas superficiales de control.

Secuencia Operativa

1. Instalar válvula de contrapresión tipo H.
2. Desconectar líneas de control de las ramas laterales del árbol de válvulas.
3. Retraer los anillos opresores (yugos) y eliminar tornillos superiores del cabezal de producción.
4. Instalar tramo corto de la TP al bonete superior (cachucha) del medio árbol.

5. Tensionar el aparejo dentro de los límites calculados hasta levantar el árbol de válvulas lo suficiente como para instalar las cuñas de plato (spider).
6. Levantar el anillo metálico amarrándolo a los agujeros de la brida inferior del carrete colgador, y colocar las cuñas de plato en el tramo de la TP apoyando todo el peso del aparejo sobre ellas.
7. Desconectar el árbol de válvulas y colocarlo fuera del área de las subestructuras.
8. Conectar tramo de la TP (madrina) al colgador de la tubería de producción.
9. Tensionar la sarta y recuperar las cuñas
10. Apoyar la sarta por medio del colgador en el cabezal de producción y desconectar el tramo de TP
11. Instalar arreglo de preventores
12. Conectar líneas de operación de los preventores a la unidad operadora
13. Instalar líneas superficiales de control a preventores
14. Probar preventores y líneas superficiales de control a la presión requerida
15. Instalar campana, línea de flote y charolas de recolección de fluidos.

ELIMINACIÓN DE PREVENTORES E INSTALACIÓN DEL ÁRBOL DE VÁLVULAS

Básicamente es la operación a realizar posterior a la finalización de las intervenciones derivadas de una Reparación Mayor o Menor de acuerdo al objetivo de la misma. Antes de iniciar este procedimiento se debe seleccionar de manera óptima, el tipo de árbol, las medidas que dependerán de la existencia y de la presión de trabajo esperada para el pozo.

Secuencia Operativa

1. Efectuar el ajuste de aparejo.
2. Desconectar el cople del tramo último e instalar el colgador de tubería envolvente y cople colgador.
3. Efectuar prueba de hermeticidad de la conexión.
4. Conectar un tramo madrina al cople colgador, eliminar cuñas y medir espacio de la mesa rotaria.
5. Verificar el peso de aparejo de arriba hacia abajo y estático.
6. Marcar en el tramo de la TP el resultado de restar, al espacio de la mesa rotaria, la longitud del cople colgador.
7. Bajar lentamente el colgador envolvente y el cople colgador a través de los preventores.
8. Alojarse correctamente el colgador de la tubería en el cabezal de producción (la marca colocada en el tramo de TP debe coincidir con la superficie de la rotaria).
9. Efectuar la prueba de hermeticidad a los sellos Multi V.

10. Desconectar el tramo madrina al cople colgador.
11. Instalar la válvula de contrapresión tipo H en el cople colgador.
12. Desmantelar la charola de recuperación de fluidos, línea de flote y campana de circulación.
13. Desconectar líneas superficiales de control y líneas hidráulicas a preventores.
14. Desmantelar preventores.
15. Verificar que la válvula de contrapresión esté correctamente instalada.
16. Eliminar anillo metálico.
17. Introducir los tornillos de sujeción (yugos) en el cabezal de producción.
18. Conectar tramo de TP en el cople colgador.
19. Levantar el aparejo de producción lo necesario para instalar las cuñas de plato o herramienta de la compañía para colocar el cople colgador.
20. Desconectar el tramo de la TP y limpiar el cople colgador.
21. Conectar un tramo de la TP al bonete superior del árbol de válvulas y levantarlo.
22. Limpiar el interior y la pista para el anillo del carrete; colocar el anillo metálico nuevo debajo de la brida del carrete colgador.
23. Efectuar prueba hidráulica de los sellos entre el carrete y el cople colgadores.
24. Tensionar el aparejo de producción para retirar las cuñas de plato o herramienta de la compañía.
25. Verificar que los tornillos de sujeción están en la posición correcta sobre el bisel del colgador de tubería.

26. Bajar lentamente el medio árbol para instalarlo en el cabezal de producción, alineando las válvulas laterales del árbol de válvulas.
27. Recuperar válvula de contrapresión tipo H.
28. Aplicar el procedimiento de prueba al conjunto instalado.

IV.2.3 TOMA DE MUESTRAS.

La recuperación de las muestras es de gran importancia para la industria petrolera. Para lograrlo se han desarrollado las siguientes técnicas:

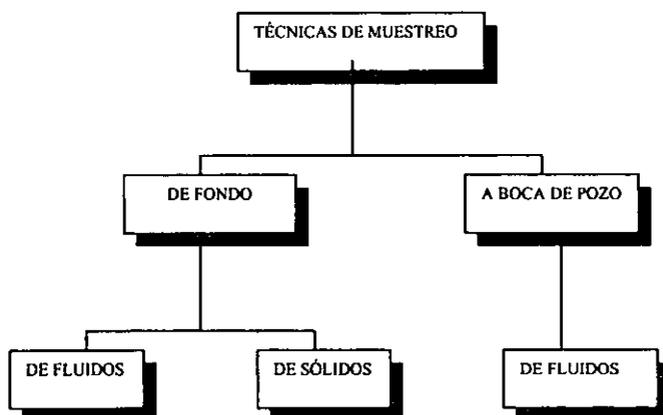


Fig. IV.1 Técnicas de muestreo.

La elección de la técnica que se va a utilizar dependerá de los requerimientos de análisis se harán a las muestras (físicos, químicos, presión, volumen, temperatura).

MUESTREO DE FONDO DE POZO

Su objetivo es la recuperación de muestras para el análisis y evaluación de los fluidos producidos, así como para determinar sus características bajo condiciones de yacimiento.

Dependiendo del objetivo, el muestreo de fondo puede utilizarse para:

- Análisis físico y químico.
- Análisis “PVT” y cromatográfico.
- Obtención de sólidos.



MUESTRERO DE FONDO WOFFORD
PARA RECUPERAR FLUIDOS

Fig. IV.2 Muestreador de fondo (Wofford)

En ambos casos del muestreo de fluidos, la herramienta utilizada para su ejecución es el tipo "Wofford". Esta consiste en un barril cilíndrico de acero inoxidable con una válvula de cierre mecánico en cada extremo; es operada mediante una tijera, y al actuar sobre una cabeza de golpe, libera los seguros y permite de ellos, una vez recuperada la muestra.

El cierre del muestreo también se puede efectuar automáticamente colocando un reloj que hace disparar el mecanismo a un tiempo programado previamente, que puede ser de hasta tres horas. Este reloj se coloca, generalmente, cuando se toman muestras para efectuar análisis PVT.

MUESTREO DE FONDO PARA ANÁLISIS FÍSICOS Y QUÍMICOS.

El muestreo de fondo tiene mayor aplicación en pozos que no fluyen inicialmente o que están depresionados, así es que es necesario conocer la aportación de los fluidos del yacimiento. Las profundidades recomendables para la toma de muestras son las siguientes:

Primera muestra: Generalmente se toma al nivel medio del intervalo; sin embargo, en la práctica no es posible hacerlo en forma confiable debido a las diferencias entre las profundidades registradas por la línea de acero con las profundidades reales del pozo. Lo anterior se debe a que no se cuenta con un dispositivo para correlacionar y afinar la profundidad.

Por esta razón se recomienda tomar la muestra 20 m arriba de la cima del intervalo, con esto se asegura que la muestra es de los fluidos que aporta el yacimiento.

Segunda muestra. Se recomienda tomarla 100 m arriba de la cima del intervalo en prueba cuando se tiene solo uno, y en la cima del siguiente si se tienen intervalos adicionales.

Tercera muestra. En general ésta es la última y se toma al nivel de fluidos líquidos detectados con el registro de gradientes. En algunos casos, cuando se requiere mayor información, se toma en el cambio de agua aceite dependiendo de las necesidades de información que se desee conocer.

La recuperación de las muestras en la superficie se realiza con la finalidad de efectuar análisis físicos. La información obtenida al efectuar este tipo de análisis es: Porcentaje de agua, de aceite y sólidos, así como la densidad, el pH, la salinidad y solubilidad de los sólidos.

En algunas ocasiones no es posible obtener estos datos en forma completa debido a que el volumen que recupera el muestrero es de 650 cm^3 .

Cuando se realiza el muestreo de un pozo, es indispensable tomar un registro de gradientes previo, con la finalidad de determinar el nivel de líquidos dentro de un pozo y el posible contacto agua-aceite. Antes de tomar la muestra, se deberá cerrar el pozo y esperar un tiempo de estabilización el tiempo recomendable antes de tomar la prueba es de 8 a 12 hrs.

MUESTREO DE FONDO PARA ANÁLISIS "PVT"

Para efectuar un muestreo para análisis PVT (presión, volumen, temperatura) se requiere crear ciertas condiciones con la finalidad de que el fluido tenga una composición lo más cercana a la del fluido original del yacimiento, las más comunes son:

a) Limpieza del pozo .

El primer paso para acondicionar un pozo que va a ser muestreado es verificar que el fluido producido no contenga residuos de las sustancias utilizadas durante la perforación, terminación o de algún tratamiento de limpieza. Los criterios que se aplican para determinar que un pozo esta limpio de acuerdo con las muestras tomadas es superficie son las siguientes:

1. El contenido de agua debe ser menor al 15 % y el de sólidos menor al 0.5 %
2. La salinidad del agua producida debe ser igual a la salinidad del agua de formación.
3. Si se realizó un tratamiento con ácido el pH debe ser igual a 7
4. El volumen que haya producido el pozo debe ser de 5 a 10 veces el volumen del pozo.

b) Producción normal.

Una vez que haya terminado el periodo de limpieza se recomienda dejar fluir el pozo a través del estrangulador por el cual va a producir o por uno que permita registrar la presión de fondo fluyendo, hasta que se establezca.

c) Reducción paulatina de la producción.

Después del paso anterior, es necesario que el pozo fluya sucesivamente a través de varios estranguladores de diámetro cada vez más reducido.

Se debe medir su producción y registrar supresión de fondo, para que las condiciones de producción se establezcan.

Esta reducción paulatina es necesaria debido a que en el yacimiento, la presión disminuye en la vecindad del pozo al fluir hasta llegar por debajo de la presión de saturación, lo que ocasiona la liberación de gas y la variación en la composición de la fase líquida del pozo.

Con la disminución del diámetro del estrangulador el abatimiento de presión en el fondo del pozo es menor, lo que origina que la cantidad de gas libre disminuya y la composición del aceite sea cada vez más cercana a la del aceite en el yacimiento.

d) variación de la relación gas-aceite (RGA)

Esta variación se da cuando se reduce el diámetro del estrangulador, y la caída de presión dentro del yacimiento se va haciendo más pequeña hasta que el valor de la RGA prácticamente no cambia al fluirlo en los últimos dos o tres estranguladores.

Concluyendo esta última etapa el pozo deberá cerrarse preferentemente hasta que se establezca la presión de fondo cerrado, con lo cual se logrará que el aceite dentro del pozo tenga una composición prácticamente igual a la del yacimiento.

OBTENCIÓN DE LA MUESTRA DE FONDO.

Para la toma de muestra se utiliza el muestrero WOFFORD con la cabeza de golpe y para el cierre de las válvulas, con mecanismo de reloj. Este tipo de muestrero se baja con equipo de línea y el procedimiento es el siguiente:

1. Se introduce en el lubricador y se conecta al preventor instalado en el medio árbol.
2. Se abre lentamente la válvula de sondeo para permitir que se llene de fluido todo el interior del lubricador.

3. Se espera a que se estabilice la presión para iniciar la introducción del muestrero al pozo, a una velocidad de 120 m/min como máximo. Se deben evitar cambios bruscos que podrían activar de golpe el mecanismo o alterar el funcionamiento del reloj y poner especial cuidado de que al llegar a la profundidad de muestreo, se reduzca la velocidad para evitar un cierre accidental de las válvulas o de tomar una muestra a una profundidad inadecuada.
4. Cuando el muestrero esté en la profundidad, deberá subirse unos 10 o 20 m y volver a bajar. Esta operación se deberá repetir tres veces si se trata de aceite ligero, y diez si se trata de aceite pesado.
5. Se cierran las válvulas rompiendo el perno de corte por medio de jalones bruscos de la línea de acero si la cabeza es de golpe o esperando que el cierre se haga automático al concluir el tiempo programado del reloj.
6. Una vez tomada la muestra, la velocidad de recuperación del muestrero debe ser moderada hasta el momento en que entre al aparejo de producción. A partir de ahí se puede incrementar la velocidad considerablemente y nuevamente se vuelve a reducir hasta parar totalmente 10m debajo de la cabeza del pozo, los cuales se terminan de subir a mano para evitar que el muestrero choque con el lubricador y se rompa la línea de acero.
7. Cuando el muestrero está en la parte superior del lubricador, se cierra la válvula de sondeo, se descarga la presión del lubricador y se desconecta del medio árbol de válvula para extraer el muestrero de su interior.

EXTRACCIÓN Y TRASPASO DE LA MUESTRA.

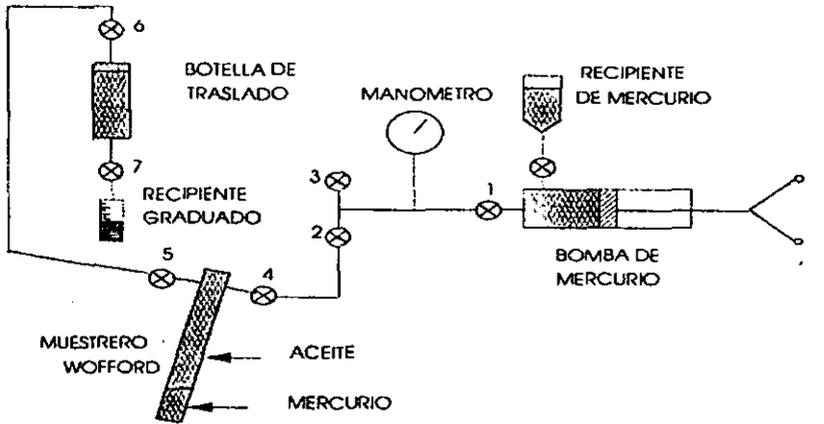
Para extraer el fluido del muestrero se requiere el siguiente equipo:

- Una bomba de desplazamiento de mercurio
- Un recipiente de mercurio
- Un manómetro
- Una cabeza de traspazo
- Una línea flexible de acero inoxidable de 1/8"
- Seis válvulas de acero inoxidable para alta presión
- Una botella de traslado.

Procedimiento Operativo:

1. La instalación de la cabeza de traspaso en válvula inferior del muestrero.
2. Se instala la línea de 1/8" de la bomba de mercurio ala cabeza de traspaso.
3. Se purga el aire del sistema con mercurio.
4. Se inicia a inyectar mercurio al sistema con volúmenes de 1 cm^3 , registrando el volumen de mercurio consumido contra presión registrada.
5. Se abre el muestrero continuando la inyección de mercurio hsta donde se observe un quiebre de la curva. Este indicará la presión de saturación de la muestra, a partir de la cual para cada cm^3 de mercurio inyectado se harán grandes incrementos de presión.

6. Se traspa la muestra a una botella de traslado, siguiendo cualquiera de los procedimientos más importantes: uno llamado traspa forzado, aplicado a la región Sur; y el segundo, denominado traspa por gravedad.



REPRESENTACION ESQUEMATICA DEL TRASPADO FORZADO DE FLUIDOS DEL MUESTRERO DE FONDO A LA BOTELLA DE TRASLADO

Fig. IV. 3 Traspado forzado

Procedimiento Operativo:

1. Llenar la botella de traslado con mercurio y represionarla con una presión de 70 kg/cm^2 arriba de la presión de saturación.
2. Cerrar las válvulas 3, 4 y 5 colocar el muestrero ligeramente inclinado formando un ángulo de 15° a 20° con respecto a la vertical.; la cabeza de traslado debe estar en la parte superior y con la válvula 4 hacia abajo.

3. Fijar la botella de traspaso en posición vertical con una diferencia de nivel de 0.6 a 1.2 m arriba de la cabeza del muestrero.
4. Instalar una línea entre las válvulas y llena las líneas de mercurio para purgar el aire probando por partes cada sección entre válvulas.
5. Abrir la válvula 4 y comenzará a inyectar mercurio al interior del muestrero hasta alcanzar la presión con la que se va a desplazar la muestra aproximadamente 70 kg/cm^2 superior a la presión de saturación para lograr que la muestra se mantenga en la fase líquida.
6. Abrir la válvula 5 y llevar la presión del sistema hasta el valor de la presión de traspaso.
7. Efectuar el traspaso forzado que consiste en sacar mercurio de la botella abriendo ligeramente la válvula 7 e inyectando simultáneamente mercurio al muestrero. Se debe mantener la presión de traspaso y recuperar el mercurio de la botella de traspaso a través de la válvula 7 a un recipiente graduado. El procedimiento concluye cuando se hayan inyectado 670 cm^3 pues en ese momento se tendrá la seguridad de que se ha traspasado toda la muestra que tiene un volumen máximo de 650 cm^3 .

MUESTREO DE FONDO PARA RECUPERAR SÓLIDOS

Aquí es importante destacar que los problemas de abatimiento en la producción son consecuencia de varios factores, entre otros, de la acumulación de asfáltenos y parafinas, la incrustación de sales y en casos muy severos, de formación proveniente de roturas en tuberías de revestimiento.

El muestreo de fondo para recuperar sólidos se efectúa generalmente, en pozos que se encuentran en operación. Constituyen la primera información válida para determinar las causas que provocan reducción en la producción.

Esta técnica es muy rápida y confiable. Se efectúa con la línea de acero y nos permite decidir en forma acertada las acciones que deberán seguirse en la solución de un problema de esta naturaleza.

El equipo utilizado para efectuar este muestreo comprende un barril muestreador metálico que viene en dos tamaños de diámetro exterior 1 5/8" máximo, o de 1 ¼ " mínimo, dispone interiormente de una canica que actúa como "check" para retener en su interior la muestra una vez que ha sido recuperada. Esta herramienta trabaja conjuntamente con la acción de un operador de golpe (tijera o martillo).

Para realizar esta técnica se requiere de cinco o seis golpes que se aplican sobre la resistencia de sólidos para llenar el interior del barril y posteriormente, si es necesario, para recuperarlo en caso de atraparse en los

sólidos. Normalmente las muestras recuperadas en superficie son pequeñas; pero su volumen es suficiente para efectuar el análisis y determinar la naturaleza, y así poder preparar sistemas de fluidos y solventes para lograr su remoción en forma eficiente.

MUSTRERO DE FONDO CAMCO**Fig. IV.4 Muestrero de fondo****MUESTREO DE FLUIDOS A BOCA DE POZO**

Esta técnica se aplica únicamente a los pozos fluyentes, y como en el caso del muestreo de fondo se realiza con dos propósitos principales : El primero, para definir el intervalo en forma rápida cuando se han logrado las condiciones de limpieza y de estabilización de su producción; el segundo para efectuar análisis PVT cuando el yacimiento contiene gas y condensado y aceite volátil.

Las muestras que se obtienen de ellos no son representativas de los fluidos que contiene el yacimiento debido a la gran variación composicional que sufren cuando cambian sus condiciones de presión y temperatura.

Las muestras de aceite y gas tomadas del separador más próximo a la boca del pozo se comprimen para simular su comportamiento desde sus condiciones originales hasta las condiciones de separación en superficie.

Para efectuar análisis físicos, las muestras se obtienen directamente de una línea alterna a la línea de quema pues mientras el pozo se encuentra en etapa de limpieza, los productos deben ser quemados.

En el extremo de la línea alterna se coloca un recipiente limpio y grande, como una cubeta de 20 lts de capacidad para captar el volumen de muestra líquida necesaria para efectuar los análisis del gas que produce el pozo para determinar si contiene gases tóxicos o venenosos como H_2S con la finalidad de proteger al personal que recuperará la muestra con el equipo necesario.

La recuperación de las muestras en superficie para el análisis PVT es más complicado; por tal motivo se realiza por el personal responsable del laboratorio de yacimientos.

Ellos se encargan de preparar las botellas metálicas para alta presión en donde recuperaran, por separado las muestras de gas y de aceite directamente del separador más cercano a la boca del pozo: Las condiciones de separación en superficie (presión y temperatura) deberán darse a través de un sistema cerrado compuesto de válvulas de aguja y líneas de acero inoxidable de 1/8".

Este procedimiento generalmente es lento, se lleva de una a dos horas por cada muestra que se recupera; como mínimo se recomiendan tres de cada fase.

IV.2.4 PROBLEMAS COMUNES

Son aquellos derivados de las condiciones de pozos o de la secuencia operativa. Tienen muchas probabilidades de ocurrencia durante el desarrollo de la intervención, por lo que en los programas operativos deben considerarse el tiempo el tiempo requerido para corregirlos así como las causas que los originan para se prevención. A estos problemas comunes algunas veces se les llama riesgos de operación. Por otro lado existen riesgos internos que son imponderables y no pueden ser programados, pero que al finalmente afectan los resultados de la intervención.

Entre los más comunes están:

- Pescas
- Moliendas
- Perforación de tuberías
- Vibraciones de sarta
- Corte de tuberías (mecánico, térmico o químico)

Estos problemas ocasionan pérdida de tiempo operaciones fallidas y taponamiento de pozos por accidente mecánico, A su vez originan una recuperación de hidrocarburos inadecuada o la erogación de mayores recursos para la explotación del yacimiento (reentradas, pozos nuevos, etc).

PROBLEMAS DE PESCAS

Un problema de pesca se define como el conjunto de operaciones o procedimientos realizados dentro de un pozo con el objetivo de remover o recuperar materiales, herramientas o tuberías que impiden o afectan el desarrollo secuencial durante la intervención del pozo.

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

La mayoría de fallas en el equipo superficial, subsuperficial se originan por falta de mantenimiento en los dados, resortes y pernos de las cuñas que se encuentran en mal estado, falla el embrague de alta y baja del malacate, falta de potencia hidráulica en las bombas e indicadores de peso descalibrados.

Las fallas en el equipo subsuperficial se deben a operaciones inadecuadas en los accesorios introducidos al pozo, tales como molinos, zapatas, pescantes, etc. Se originan principalmente por falta de conocimiento por parte del personal, por descuido o falta de habilidad de la persona que ejecuta la operación. Como podemos ver el factor humano predomina en muchas causas que dan origen a situaciones de pesca. Por esta razón se recomienda que toda herramienta introducida al pozo debe medirse y que en la bitácora de operación se anoten todas sus características: diámetro interior, exterior, longitud, etc.

La pesca para la recuperación de herramientas del pozo no es una ciencia, así es que existen varias alternativas para solucionar un mismo problema. Sin embargo, la de mayor probabilidad de éxito es aquella que considera todas las características del pescado que se pretende recuperar.

Por otro lado, la disponibilidad de pescantes es menor en la medida que el diámetro del pescado es más pequeño, mientras que para pescado grandes se tienen varios pescantes disponibles. En ese caso la elección debe considerar la herramienta de mayor resistencia a la tensión.

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

- Pescantes de agarre exterior
- Pescantes de agarre interior
- Pescantes para herramientas y materiales sueltos
- Pescantes para línea y cable de acero.

PESCANTES DE AGARRE EXTERIOR.

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

Cuando el pescado esta suelto se recomienda un pescante Bowen serie 150, el cual es bajado con la tubería hasta la boca del pescado. Se introduce en el interior del pescante hasta la sección de cuñas, cuando la sarta de pesca es levantada, las cuñas o grapas afirman el pescado, para entonces trabajarlo con la tensión hasta liberarlo y sacarlo a la superficie.

En el caso de que no puede ser recuperado la sarta de pesca puede girarse ala de derecha y entonces soltar el pescado.

Los pescantes de agarre externo, como los Bowen utilizan cuñas de canasta o de espiral. La selección del tipo de cuñas depende de las condiciones del pescado.

Las cuñas de canasta, por su forma y fabricación, son de agarre corto, un labio superior evita que el pescado entre en la totalidad del barril en el pescante lo que permite poder soltar el pescado cuando sea necesario.

Un requisito indispensable para el empleo de pescantes con cuñas de canasta es lavar la boca del pescado, además de que el diámetro de la boca sea homogéneo.

Esta característica es indispensable pues el pescante penetra unas cuantas pulgadas sobre la boca del pescado.

Cuando se usan cuñas de espiral, la condición de la boca del pescado entra en el interior del pescante hasta la cima del barril.

En la actualidad se encuentran disponibles varios tipos de guías de pescantes, como zapatas guías y molinos de control que son empleados para guiar la boca del pescante como se muestra en la fig. (IV.5)

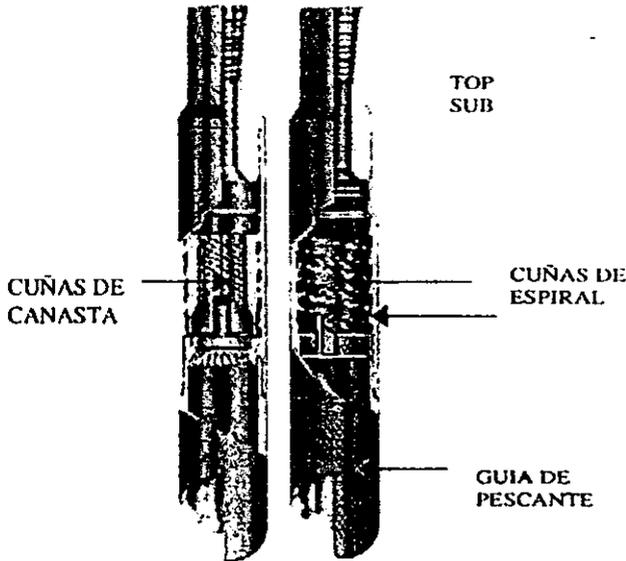


Fig. IV.5 Molino de Control (pescante de agarre exterior)

Las tarrajas pertenecen al segundo grupo de pescantes de agarre exterior. Una tarraja es básicamente un cilindro que en su interior tiene una cuerda ahusada o cónica, algunas aceptan en su interior el paso de herramientas de cable o línea acerada.

Su uso se recomienda en pescados fijos y bocas irregulares pues para operarlas se requiere aplicar rotación y peso, se hace una rosca al cuerpo del pescado para su afianzamiento y recuperación. Cuando el pescado es afianzado y no es posible su recuperación se puede recuperar la sarta de pesca tensionando hasta barrer las cuerdas, o en su caso, hasta accionar la herramienta de percusión.



Fig. IV. 6 Pescante de agarre exterior tipo tarraja

PESCANTES DE AGARRE INTERIOR.

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

Los arpones están diseñados para operar en tensión tienen la particularidad de que al correrse en el interior del pescado, las cuñas están en posición retraída.

Al posicionarse dentro el pescado, el mecanismo de "J" es operado con rotación izquierda de 2 a 3 vueltas por cada 1,000 m de profundidad para expandir las cuñas y afianzar el cuerpo del pescado. Cuando este no puede recuperarse, el arpón puede liberarse mediante la rotación derecha para retraer las cuñas como se muestra en la figura IV.7

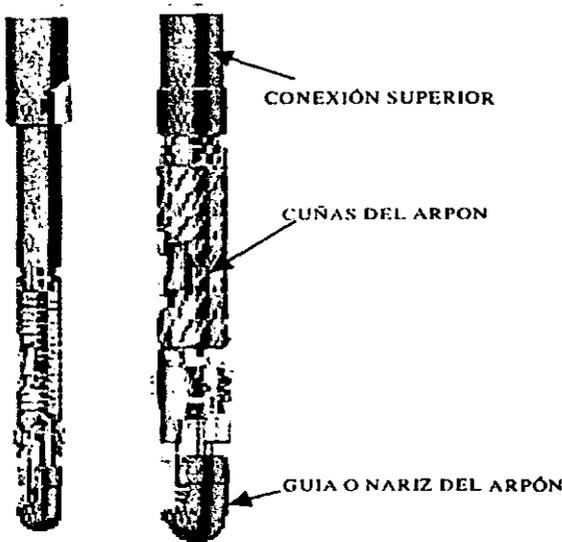


Fig. IV.7 Pescante de agarre interior tipo arpón.

Los machuelos son herramientas que en su exterior tienen una rosca cónica de un rango de menor a mayor diámetro, con un orificio en el extremo inferior para la circulación de fluidos.

La construcción de las roscas puede ser a la derecha o izquierda y son empleados para pescar en el interior de tuberías. Su operación es semejante a la de tarrajas ya que requiere de rotación y peso para afianzar el pescado.



Fig. IV.8 Pescante de agarre interior tipo machuelo.

PESCANTES PARA AGARRAR HERRAMIENTAS SUELTAS

Estas herramientas se utilizan para agarrar materiales sueltos en el interior del pozo, tales como: Cuñas de tuberías, dados de llaves rotos, pedazos de cable, conos y baleros de barrena.

La canasta de circulación inversa aprovecha precisamente la circulación inversa que produce el fluido de control cuando sale de la canasta en forma de jet hacia el fondo del pozo para dirigirse hacia la parte interior de la canasta.

Arrastra con ello objetos por recuperar y quedan atrapados en el interior de la canasta. Su operación indica de 1 a 2 m arriba del fondo del pozo, con la circulación del fluido; posteriormente se aplica rotación y se baja hasta el fondo del pozo.

En este punto se aumenta el gasto de circulación y finalmente se suspende el bombeo y se lanza una canica metálica cuando la canica llega a su asiento se aumenta el gasto y se proporciona rotación y peso (se recomienda de 60 r.p.m y 1 a 2 toneladas de peso), se calcula el tiempo de circulación requerido y se saca la canasta a la superficie

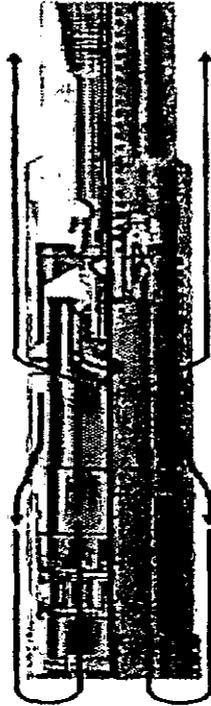


Fig. IV.8 Canasta de circulación inversa

PESCANTES PARA CABLE Y LÍNEA DE ACERO.

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

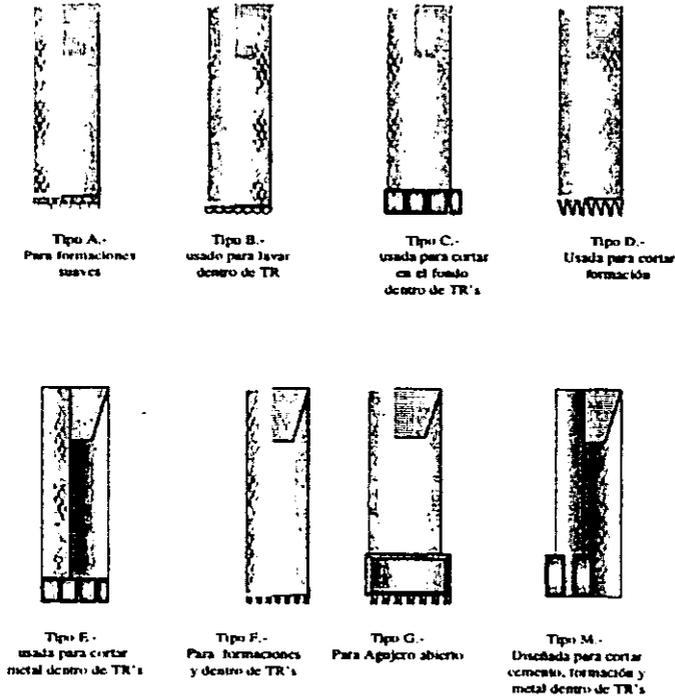
Su operación consiste en detectar a través del indicador de peso cualquier resistencia, y bajar con rotación a partir de ese punto cargando peso de 0.5 a 1 toneladas, hasta observar incremento en la torsión. En ese momento se suspende la rotación y se elimina la torsión permitiendo regresar las vueltas necesarias para, posteriormente, levantar la sarta de pesca, tensionar y recuperar el pescado.

Otro tipo de herramientas para pescar estos materiales es la zapata de fricción, la cual se construye a partir de un tramo de tubería. Su interior se prepara con puntas o ranuras y son operadas por fricción; al aplicar peso atrapan una porción de la herramienta por recuperar.

Los lavadores de tubería se emplean para lavar exteriormente el cuerpo de la tubería de un pozo, como parte de la preparación de la pesca. Generalmente son fabricados de cuerpo de tubería de revestimiento de resistencia especial y conexión resistente ala torsión. La cantidad de tubería lavadora se da en función de los espacios anulares existentes entre la tubería lavadora, el agujero y el pescado que se va a lavar.

Las zapatas lavadoras forman parte del aparejo de lavado de las tuberías. Son manufacturadas de tubería lavadora revestida en su parte inferior con material especial para moler sobre la boca del cuerpo tubular que se va a pescar. La forma y características de los cortadores y del recubrimiento depende de la necesidad del lavado y del pescado por recuperar.

Existen zapatas para lavar en agujero descubierto, y en el interior de pozos ademados, por lo que cada una cubre una necesidad específica. A continuación se presentan varios tipos de zapatas para diferentes condiciones de pesca.



**Fig. IV.9 Zapata lavadora recubierta de carburo
Para lavar tuberías en pozos ademados y agujero abierto.**

MOLIENDAS

Una operación de molienda puede emplearse en casi todas las operaciones de pesca; sin embargo, algunas moliendas resultan infructuosas, debido a la cantidad que se va a moler del pescado, el tipo de molino usado y las condiciones de operación.

Los molinos deben diseñarse para trabajos específicos, son herramientas que no tienen partes móviles en su cuerpo y que se podrían quedar en el pozo como resultado de la molienda y de su mismo desgaste.

Para su operación se requiere de cierto torque; la cantidad depende del diámetro del molino, un torque excesivo puede ocasionar daño en las juntas de la sarta de trabajo, que a la postre origina otros problemas.

Los molinos están contruidos con una pieza de metal recubiertas el fondo con cortadores de diferentes materiales como carburo de tungsteno, o metal muncher (metal más resistente que el carburo de tungsteno). La selección del tipo de cortador depende de el material que se va a moler .

Son contruidos en tres diferentes configuraciones del fondo (plano, cóncavo, cónico de aletas), además deben diseñarse con canales o puertos de circulación que no restrinjan el flujo de fluido y que impidan levantar los recortes molidos.

Los molinos tipo Junk Mill son los más versátiles debido a su capacidad para moler cemento, todo tipo de tubería y empaques de producción. Están revestidos por carburo de tungsteno o metal muncher. Se disponen con fondo plano, cóncavo y convexo, y con cuello de pesca y estabilizadores como e puede apreciar en la siguiente figura:

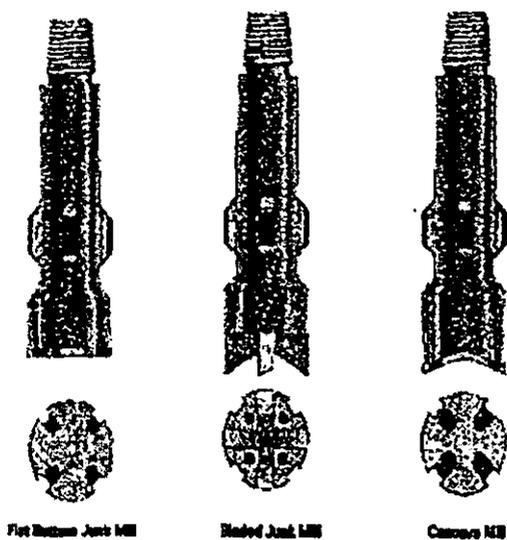


Fig. IV.10 Molino tipo Junk Mil

PERFORACIÓN DE TUBERÍAS (TUBING O CASING PUNCHER)

La utilización de **cargas puncher** o **amortiguadas**, es recomendado para perforar la tubería de perforación o producción, sin dañar la tubería de revestimiento circundante; es decir, cuando se desea tener una penetración controlada del disparo, se bajan dentro de un tubo conductor recuperable. Su empleo se recomienda en los siguientes casos:

1. Para establecer circulación cuando la tubería de perforación está atrapada.
2. Para perforar la tubería de producción cuando no es posible abrir la camisa de circulación.
3. Para perforar la tubería de producción arriba del empacador cuando el aparejo no cuenta con camisa de circulación.

Las pistolas puncher o amortiguadas están disponibles en varios diámetros. Las más comunes son las de 1 ½", 1 3/8", y 1 9/16" resistentes a diferentes condiciones de temperatura. Se consideran estándar a aquellas que trabajan hasta 350 °F tipo (RDX) y de alta temperatura hasta 470 °F tipo (PSF).

Las siguientes tablas presentan sus características para diámetro de 1 9/16". Debido a que las cargas puncher requieren de poca penetración y un diámetro de agujero relativamente grande .

Tipo de carga	Espesor De tubería (pg)	Diámetro promedio (pg)	Penetración Máxima en la Tubería ext. (pg)
Pequeña (naranja)	1.19	0.37	0.10
	0.37	0.19	0.04
Mediana (blanco)	0.38	0.37	0.07
	0.49	0.22	0.04
Grande (azul)	0.50	0.23	0.05
	0.60	0.21	----

Tabla IV.1 Cargas puncher para temperatura estándar en diámetro de 1 9/16"

Tipo de carga	Espesor de Tubería (pg)	Diámetro Prmedio (pg)	Penetración máxima en la Tubería ext. (pg)
Pequeña (verde)	0.15	0.37	0.02
	0.34	0.25	----
Mediana (café)	0.34	0.34	
	0.49	0.18	0.02
Grande (verde)	0.49	0.24	0.03
	0.55	0.22	----

Tabla IV. 2 Cargas puncher para alta temperatura hasta 470 °F en diámetro de 1 9/16".



Fig .IV.11 Carga tipo Puncher o Amortiguada

DESCONEXIONES DE TUBERÍA MEDIANTE VIBRACIONES DE SARTAS (STRING SHOT)

Una condición indeseable es el pegado o atrapamiento de tubería. Estas situaciones pueden suceder en cualquier etapa durante la intervención de un pozo o a lo largo de su vida productiva.

Un descuido humano o la falla mecánica de las herramientas y accesorios utilizados en la intervención pueden ocasionar este problema. Así es que las precisiones para resolverlo son determinantes para lograr la continuidad en las operaciones.

Una técnica ampliamente usada en estos casos es la detonación de una carga explosiva (cordón detonante o vibración) en una junta de tubería que se encuentra con torsión arriba del punto de atrapamiento. El golpe de la explosión afloja la unión, cuando se tiene torsión inversa, se logra la desconexión.

Las pegaduras más comunes en sartas de trabajo y aparejos de producción son:

- Pegado por presión diferencial
- Pegado por fraguado prematuro de cemento
- Pegado por pérdida de circulación
- Pegado por ojo de llave
- Pegado por derrumbe de agujero
- Pegado por producción de arena
- Pegado por lodo
- Pegado por condición mecánica (empacadores pegados, tubería pegada por tornillos dados de cuñas, etc.)

Una vez que se detecta una pegadura de tubería es necesario tomar un registro de punto libre, con la finalidad de determinar la profundidad o punto exacto de pegadura. Las herramientas usadas para la medición basan su funcionamiento en las propiedades de los materiales elásticos susceptibles de deformarse cuando son sometidos a un esfuerzo

Una tubería de perforación o producción en un pozo está sometida a un esfuerzo de tensión ocasionado por el propio peso.

Dicho esfuerzo se distribuye linealmente por toda la tubería, desde un máximo en la superficie hasta un mínimo (cero) en el punto de atrapamiento.

Cuando se aplica un jalón a una tubería atrapada ésta sufre una elongación proporcional a la tensión aplicada, por lo tanto es posible hacer una estimación de la profundidad de atrapamiento por medio de una prueba de elongación.

Una prueba de elongación consiste en aplicar tensión sobre el peso de la tubería, midiendo la elongación producto de ese esfuerzo. La longitud de atrapamiento se calcula con la siguiente formula:

$$L = \frac{(0.88 \times e \times W)}{\Delta F} \times 10^{-5} \dots\dots\dots(1)$$

Donde:

L= Longitud libre de la tubería (m)

e= Elongación (cm)

W= Peso unitario de la tubería

ΔF = Sobre tensión aplicada a la tubería (lb)

La longitud calculada con la ecuación anterior es la mínima libre en el pozo, debido a que los efectos de fricción crean puntos de pseudoatrapamiento más severos en pozos desviados.

Procedimiento para una prueba de elongación:

- 1) Calcular el peso flotado de la tubería hasta el punto de atrapamiento.
- 2) Calcular una tensión adicional de acuerdo con el tipo y diámetro de la tubería.
- 3) Marcar la tubería al nivel del piso de trabajo (mesa rotaria)
- 4) Aplicar sobre tensión y medir la distancia entre la primera marca y la segunda.
- 5) Liberar la tubería de la sobretensión regresándola a la primera marca.
- 6) Aplicar la ecuación No. 1 para calcular la longitud mínima libre.
- 7) Repetir los pasos 4, 5, 6 y comparando las longitudes calculadas, con el fin de determinar con mayor precisión la longitud libre de la tubería.

Los valores de tensión recomendados para la tubería de producción y de perforación se presentan en la siguiente tabla.

Diámetro (pg)	Tipo de tubería	Tensión recomendada (lb)
2 3/8	Producción	10,000-15,000
2 7/8	Producción	14,000-20,000
3 1/2	Producción	20,000-30,000
4 1/2	Producción	28,000-42,000
2 7/8	Perforación	20,000-25,000
3 1/2	Perforación	30,000-35,000
4 1/2	Perforación	35,000-40,000

Tabla IV.3 Tensión adicional recomendada para pruebas de elongación

DETERMINACIÓN DE LA CANTIDAD DE EXPLOSIVO PARA EFECTUAR UNA VIBRACIÓN DE SARTA.

Para desenroscar la tubería en el punto deseado, se detona un paquete de cordón explosivo cerca del cople con el fin de proveer la fuerza necesaria para desconectar la tubería.

La cantidad de cordón explosivo depende principalmente de la profundidad (presión hidrostática) y del diámetro de la tubería. En la siguiente tabla se muestra la cantidad de cordón explosivo recomendado para diferentes diámetros de tubería y profundidades. Dicha tabla supone una densidad promedio del fluido de control de 1.2 gr/cc, además de tener el pozo lleno de fluido (No existe condición de pérdida de fluido).

Tubería	Diámetro (pg)	Profundidad (m)				
		0-1000	1000-2000	2000-3000	3000-4000	4000-
Producción	2 3/8	1	1	1	2	2
	2 7/8	1	1	2	2	3
	3 ½	1	1	2	2	3
	4 ½	2	2	2	3	3
Perforación	23/8-27/8	1	2	3	4	4-6
	3 ½ - 4	2	3	4	4-6	5-8
	4 ½-6 9/6	2	4	4-6	5-9	6-12
	6 5/8	3	4-5	5-7	6-10	7-14
Drillos	3 ½	2-4	2-5	3-7	3-8	4-9
	4 1/8-5 1/2	2-4	3-6	4-8	4-10	5-12
	5 ¾-7	3-6	4-8	5-10	6-12	7-15
	7 1/4-8/12	4-6	5-9	6-12	7-15	8-18

Tabla IV.4 Número de hilos de cordón explosivo de 8 granos/pie.

CONSIDERACIONES PARA LA DESCONEXIÓN DE TUBERÍAS.

Antes de efectuar un trabajo de String shot o vibración de tubería es recomendable tomar en cuenta las siguientes consideraciones:

1. Mantener la tubería (cople por desconectar) en tensión.
2. Tubería apretada
3. Aplicar torque izquierdo al cople que se va a desconectar
4. Posicionar el cordón con la cantidad de explosivo adecuado

Procedimiento operativo:

- a) Hacer una prueba de elongación y determinar la longitud mínima.
- b) Tomar un registro de punto libre. Ajustar pesos con base en resultados del registro.
- c) Calcular la cantidad de cordón explosivo.
- d) Determinar el número de vueltas para el apriete y desconexión
- e) Verificar el apriete de tubería
- f) Introducir la varilla con el cordón explosivo. Se recomiendan de 200 a 300 m.
- g) Aplicar el torque izquierdo a la tubería y dejarla en el peso calculado para la desconexión.
- h) Registrar el torque aplicado.
- i) Bajar el cordón explosivo hasta el punto que se va a desconectar y disparar.
- j) Observar el torquímetro para ver algún cambio en la torsión registrada.
- k) Tomar un registro de coples antes de sacar la varilla.
- l) Levantar o bajar la tubería para comprobar la desconexión; en caso necesario, completarla con torsión izquierda.

CORTADORES DE TUBERÍA.

CORTADOR TERMICO (tipo jet)

Es básicamente una carga moldeada y revestida de forma circular, que al detonar produce un corte limitado en la tubería. La forma del tubo en el corte queda ligeramente abocinada por lo que puede requerirse conformar la boca de pez. Como requisito es necesario que la tubería sea calibrada previamente al drift, para su utilización. La figura siguiente muestra este tipo de cortador y la forma del corte que produce.

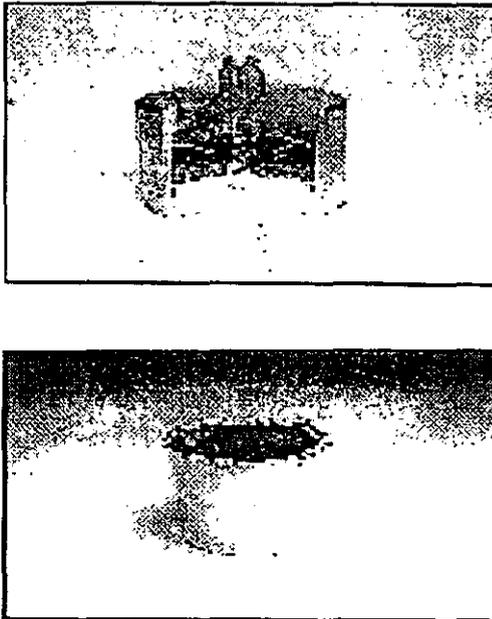


Fig. IV. 12 Cortador térmico y forma del corte efectuado.

CORTADOR DE TUBERÍA QUÍMICO

A diferencia del cortador térmico, éste deja un corte limpio sin protuberancias y fuera del tubo. Su principio de operación consiste en expulsar violentamente un líquido corrosivo de la herramienta hacia la tubería.

Normalmente consta de un iniciador, un propelente sólido, un catalizador y trifluoruro de bromo (Br_2F_3). Cuando se inicia la explosión, el propelente fuerza al trifluoruro de bromo a través del catalizador y de una cabeza de corte a alta presión y temperatura el líquido es expulsado a través de varios orificios de la herramienta contra la pared de la tubería.

Los cortadores químicos no requieren que se aplique torque a la tubería como en el caso de la desconexión del cordón explosivo. Esto proporciona una operación más segura y se recomienda para sargas de tubería en mal estado.

Algunas veces la tubería girará libremente, aún cuando no se pueda sacar, haciendo imposible la desconexión de la tubería. En esta situación se puede correr el cortador químico para recuperar la tubería.

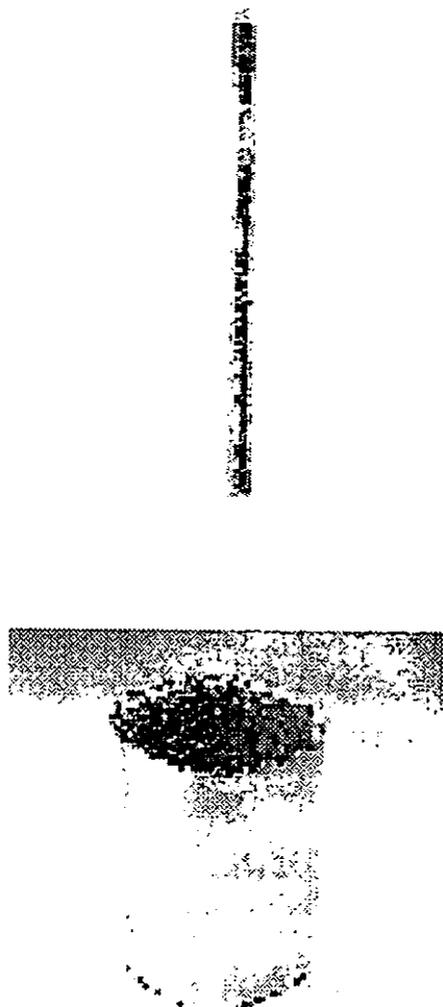


Fig. IV. 13 Cortador de tubería químico y corte realizado

A continuación se mencionan algunas consideraciones que se deben tomar en cuenta al operar un cortador químico:

- 1) La herramienta debe permanecer inmóvil durante el corte, para lo cual cuenta con un dispositivo de anclaje.
- 2) El rango de corte en tuberías mínimo es de 0.742 pg
- 3) Es necesario contar con un fluido dentro de la tubería para efectuar el corte.
- 4) En lodos densos se tienden a tapar los agujeros de la herramienta y puede operar deficientemente.

IV.2.5 DISPAROS

Durante la etapa de mantenimiento de pozos, el disparo de producción es una de las fases importantes, ya que permite establecer y restablecer la comunicación de los fluidos entre el cuerpo productor y la tubería de revestimiento, ya que un disparo bien diseñado posibilitará el flujo de los hidrocarburos en forma eficiente.

La operación de disparo no es una técnica aislada, por lo que se le debe prestar la total atención a la selección del diámetro de la tubería de producción, ya que este condicionará el diámetro exterior de las pistolas y las cuales tendrán mayor o menor penetración de acuerdo a su diámetro.

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

Es de gran importancia que los disparos se realicen en función de su calidad y no como comúnmente se hace en función de su precio.

En pozo entubado, agujero descubierto. Con pistolas entubadas (Scallop) y desintegrables (C.J), en cuanto a tipo (Scallop, Enerjet, Spiral Shogun), diámetros desde 1 11/16" hasta 4 1/2" con diferentes penetraciones, fase (0°,45°,60°) y para densidad cargas por metro según los requerimientos.

TIPOS DE DISPARO

Disparos de Bala:

Las pistolas de bala de 3 1/2" de diámetro o mayores se utilizan en formaciones con resistencia a la compresión inferior a 6000 lb/pg², los disparos con bala de 3 1/4" o tamaño mayor, pueden proporcionar una presión mayor que muchas pistolas a chorro en formaciones con resistencia a la compresión inferior a 2000 lb/pg².

La velocidad de la bala en el cañón es aproximadamente de 3300 pies/seg. Y pierde velocidad y energía cuando el claro excede de 0.5 pg. Y la pérdida en la penetración con un claro de 1 pg. Es aproximadamente el 25 % de la penetración con un claro de 0.5 pg. Y con un claro de de 2 pg. La pérdida es de 30 %.

Disparos a Chorro:

El proceso de disparar a chorro consiste en que un detonador eléctrico inicia una reacción en cadena que detona sucesivamente el cordón explosivo, la carga intensificada de alta velocidad y finalmente el explosivo principal, la alta presión generada por el explosivo origina el flujo del recubrimiento metálico separando sus capas interna y externa.

El incremento continuo de la presión sobre el recubrimiento provoca la expulsión de un haz o chorro de partículas finas, en forma de aguja, a una velocidad aproximada de 20,000 pies/seg. Con una presión estimada de 5 millones de lb/pg².

Los disparos a chorro convencionales a través de la tubería de revestimiento son las pistolas recuperables con un tubo de acero, normalmente proporcionan una penetración adecuada, sin dañar la tubería de revestimiento.

Existen pistolas a chorro para correrse a través de la tubería de producción, incluyendo las pistolas encapsuladas o sea las desintegrables o de rosario, pistolas con cargas giratorias, con cargas soportadas en alambre y con cargadores tubulares y pistolas con cargadores de pared delgada o desechable, la ventaja que presentarse que su posibilidad de correrse y recuperarse a través de la tubería de producción y de dispararse con una presión diferencial hacia el pozo. Las pistolas desechables o desintegrables con cargador hueco de pared delgada, evitan el resquebrajamiento de la tubería de revestimiento y la mayor parte de los residuos que se dejan dentro de ella, también eliminan el problema del claro si la pistola es colocada apropiadamente, pero se sacrifica algo de penetración.

Pistolas Hidráulicas:

Una acción cortante se obtiene lanzando a chorro un fluido cargado de arena, a través de un orificio, contra la tubería de revestimiento. La penetración se reduce grandemente a medida que la presión en el fondo del pozo aumenta de 0 a 300 lb/pg², la penetración puede incrementarse apreciablemente adicionando nitrógeno a la corriente del fluido.

Cortadores Mecánicos:

Se han usado cuchillas y herramientas de molienda para abrir ranuras o ventanas para comunicar el fondo del pozo con la formación. Para controlar la producción de arena en algunas áreas se emplea como procedimiento estándar la apertura de una ventana en la tubería de revestimiento, el escariamiento y el empacamiento de grava.

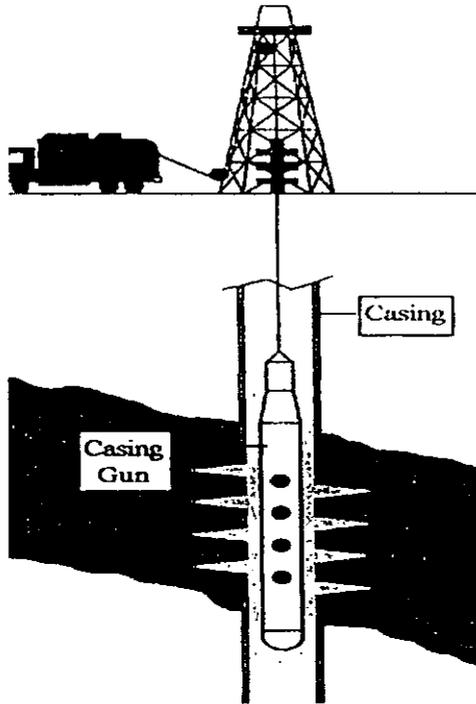


Fig. IV.14 Ejemplos de disparos

FACTORES QUE AFECTAN LOS RESULTADOS DE LOS DISPAROS CON PISTOLAS

Taponamientos de los disparos:

El taponamiento de los disparos con residuos del recubrimiento metálico puede ser muy severo, mediante el empleo de recubrimientos cónicos elaborados con metal pulverizado, los residuos mayores han sido eliminados en varias de las cargas especiales, los residuos de recubrimiento también se forman, pero son acarreados al fondo del agujero en forma de partículas del tamaño de arena o más pequeñas.

Los disparos tienden a llenarse con roca triturada de la formación, con sólidos del lodo, y residuos de las cargas cuando se dispara en el lodo.

Estos tapones no son fácilmente removidos por el contraflujo, la presencia de partículas compactas y trituradas de la formación al derredor de los disparos reduce aún más la probabilidad de limpiar los disparos.

Efecto de la Presión Diferencial:

Cuando se dispara en lodo, con una presión diferencial hacia la formación, los disparos se llenan con partículas sólidas de lodo de la formación y residuos de las cargas, los tapones del lodo son difíciles de remover, produciendo en algunos disparos taponamiento permanente y reduciendo la productividad del pozo.

Cuando los disparos se efectúan con una presión diferencial hacia el pozo y con fluidos limpios, se ayuda a tener una buena limpieza de los disparos. Este es el método preferido para disparar formaciones de areniscas y carbonatadas.

Efecto de la Resistencia a la Compresión:

La penetración y el tamaño de los disparos a chorro se reducen a medida que aumenta la resistencia a la compresión de la tubería de revestimiento, del cemento, y de la formación. La penetración de las pistolas a bala decrece severamente al aumentar la resistencia de la tubería de revestimiento, del cemento y de la formación.

DENSIDAD DE LOS DISPAROS

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

Generalmente son adecuados 4 disparos por pie de 0.5 pg. Siendo satisfactorio uno o dos disparos por pie para la mayoría de los pozos con producción baja.

Para operaciones de consolidación de arenas, generalmente se prefieren 4 disparos por pie de diámetro grande, para terminaciones con empaque de grava se prefieren de 4 a 8 disparos por pie de 0.75 pg. De diámetro o mayores.

Los disparos de 4 o más cargas por pie en tuberías de revestimiento de diámetro pequeño y de baja resistencia, con pistolas con cargas expuestas, pueden agrietar la tubería de revestimiento, también el cemento puede fracturarse severamente, siendo necesario efectuar cementaciones forzadas para controlar la producción de indeseables de agua o gas.

Secuencia Operativa:

- 1) Solicitar EL servicio de disparos, una vez que el árbol y las conexiones superficiales estén probados con la presión de trabajo, de acuerdo al formato requerido, especificando diámetro de pistola, fase, tipo, etc. Además de los datos del pozo.
- 2) Efectuar la reunión de seguridad entre el personal de servicio de disparos, de apoyo, tripulación del equipo, donde se explicará la operación a realizar, las medidas de seguridad y se asignaran funciones.
- 3) Instalar la unidad de disparos, aterrizar la misma, instalar señales de advertencia.
- 4) Probar lubricador con una presión equivalente a la de trabajo del árbol de válvulas.
- 5) Calibrar el pozo con sello de plomo y barras de contrapeso del diámetro y longitud de pistolas a utilizar.
- 6) Tomar registro de coples para correlacionar la profundidad interior hasta 100 m. arriba de la cima del intervalo a disparar.
- 7) Afinar la profundidad de disparos correlacionando las curvas del registro de correlación y el tomado previo al disparo.
- 8) Armar las pistolas de acuerdo a los procedimientos de seguridad establecidos. De preferencia con luz diurna, en caso de tormentas esperar el tiempo necesario.

- 9) Introducir las pistola al pozo y bajarlas a una velocidad moderada (se recomienda de 20 a 30 m/min) para evitar daños en las mismas que impidan su funcionamiento en el pozo. En caso de falla en pistola, al sacarla extremar precauciones, revisarla y determinar las causas que originan su falla.
- 10) Colocar la pistola frente al intervalo a disparar (en caso de intervalos grandes se recomienda disparar la primer corrida de la parte inferior hacia la superior.
- 11) Sacar las pistolas disparadas, observar el estado de las mismas en cuanto a cargas disparadas expansión máxima y longitud recuperada.

CAPITULO V

EJEMPLOS DE APLICACIÓN

V.I REPARACIONES MAYORES

Ejemplo 1: CAMBIO DE INTERVALO POR INVASIÓN DE FLUIDOS NO DESEADOS:

Suponga que se requiere colocar un tapón de cemento que cubra de 4,300 a 4,100 para aislar el intervalo de 4,175- 4,150. Se usaran 50 sacos de cemento clase G al 30 % en peso de arena sílica por saco de cemento; se utilizará como bache espaciador agua dulce que cubrira un espacio de 200 m lineales por arriba de la cima de cemento.

Se tienen como datos adicionales:

- a) El rendimiento de la lechada de 51.9 l/sc.
- b) La cantidad de agua requerida por saco es de 29 l/sc.
- c) La densidad de la lechada será de 1.87 gr/cc
- d) Diámetro interior de la TR de 7 5/8", de 39 lb/pie de 6.625 pg.
- e) Diámetro interior de la TR de 5 pg de 4.276 pg.
- f) Diámetro interior de la tubería de trabajo o de perforación de 3.5 pg de 2.992 pg. Longitud
- g) Diámetro interior de la tubería de 2 7/8" pg de 2.256 pg. Longitud 820m.

Solución :

1. Como primer paso se requiere calcular la capacidad de cada una de las tuberías para lo cual se emplean las siguientes formulas:

$$\text{Cap}_{\text{tp}} = 0.5067 \times D_{\text{ip}}^2 \quad (1)$$

$$\text{Cap}_{\text{e.a}} = 0.5067 \times (D_{\text{i.tr}}^2 - D_{\text{ep}}^2) \quad (2)$$

Donde:

D_{ip} .- Diámetro interior de la TP (tubería de perforación) (pg)

D_{ep} .- Diámetro exterior de la TP

$D_{\text{i.tr}}$.-Diámetro interior de la TR (Tubería de revestimiento) (pg)

Cap_{tp} .- Capacidad de la tubería TP (l/m)

$\text{Cap}_{\text{e.a}}$.- Capacidad del espacio anular (l/m)

Aplicando las ecuaciones (1) y (2) se tiene :

- a) Capacidad de la TP de 2 7/8 pg igual a 2.578 l/m.
- b) Capacidad de TP de 3.5 pg igual a 4.536 l/m.
- c) Capacidad de la TR de 5 pg igual a 9.26 l/m.
- d) Capacidad del espacio anular entre TR de 5 pg y TP de 2 7/8 pg igual a 5.076 l/m.

2. El cálculo del volumen de los baches espaciadores se realiza multiplicando la capacidad de la tubría por la longitud del bache, en este caso:

Volumen del primer bache de 200m lineales (espacio anular entre TP de 2 7/8 y TR de 5 pg) será igual a:

$$200 \times 5.076 = 1015.2 \text{ lts.}$$

Volumen del segundo bache espaciador de 200 m lineales (interior de la tp de 2 7/8 pg) será:

$$200 \times 2.578 = 515.6 \text{ lts.}$$

Volumen total de los baches espaciadores = $1015.2 + 515.6 = 1530.8$ lts.

3. Cálculo del volumen de lechada:

$$V_{\text{cmto}} = R_{\text{sc}} \times \text{No.}_{\text{sc}} \quad (3)$$

Donde:

V_{cmto} .- Volumen de lechada de cemento (lts)

R_{sc} .- Rendimiento de la lechada de cemento (lts/ sc)

No._{sc} .- Número de sacos.

$$\text{Volumen de lechada} = 51.9 \times 50 = 2,595 \text{ lts.}$$

4. Agua necesaria para preparar la lechada de cemento:

$$\text{Agua} = \text{Vol.}_{\text{agxsc}} \times \text{No.}_{\text{sc}} \quad (4)$$

Donde:

Vol. Agua.- volumen de agua

$$\text{Agua requerida} = 29 \times 50 = \frac{1450 \text{ lts.}}{\quad}$$

5.- Cálculo de la altura de lechada de cemento en la TP y espacio anular entre TP y TR.

$$H_{\text{lech.}} = \frac{V_{\text{cmto}}}{\text{Cap}_{\text{e.a}} + \text{Cap}_{\text{TP}}} = \frac{2595}{5,076 + 2.578} \quad (5)$$

$$H_{\text{lech}} = \frac{339 \text{ m.}}{\quad}$$

La altura de la lechada de cemento indica, que tanto el espacio anular como en el interior de la TP estarán cubiertos por cemento al bombear los fluidos al pozo.

6. Cálculo del volumen de fluido para desplazar la lechada de cemento. Esto es simplemente la multiplicación de la capacidad de la TP, por tanto la longitud

de la tubería de trabajo descontando la longitud del bache y del cemento. En este caso es igual a:

$$4.536 \times 3480 + (820-200-339) \times 2.578 = 16,5091 \text{ lts.}$$

Procedimiento Operativo.

- a) Bajar la sarta de trabajo a la profundidad de colocación del tapón de cemento; en este caso 4300m.
- b) Verificar la apertura y cierre de los Rams anulares en el conjunto de preventores ; esto debido a que durante la operación se requiere circular en inverso.
- c) Instalar las unidades de cemento, la pipa con agua y la unidad de alta presión.
- d) Probar conexiones superficiales de control con la presión de prueba API. Deberá instalarse una línea de alta presión hacia la TP, para circular directo y otra hacia el cabezal de producción para circular inverso.
- e) Con la sarta en el fondo, circular cuando menos un ciclo completo, para homogenizar columnas en el espacio anular y en la TP.

- f) Efectuar una junta de seguridad entre el personal involucrado en la operación con la finalidad de asignar tareas específicas al personal y evitar riesgos innecesarios.
- g) Bombear el primer bache de separación ; en este caso, los 1,015 lts de agua,
- h) Mezclar y bombear el cemento, verificando en todo momento que la densidad de la lechada sea la requerida. Para ejemplo de 1.87 gr/cc, un volumen de 2,595 lts de cemento.
- i) Bombear el segundo bache separador; en este caso de 515 lts de agua.
- j) Desplazar el cemento con el volumen de fluido calculado, para el ejemplo de 16,509 lts.
- k) Levantar la sarta a la profundidad donde se pretende dejar la cima de cemento (en este caso a 4,100 m)
- l) Cerrar los Rams anulares del preventor y circular el volumen del pozo en inverso a través del cabezal de producción, desalojando el exceso de lechada de cemento.
- m) Abrir el preventor y sacar la tubería de trabajo a la superficie.

Ejemplo 2: OBTURAMIENTO DE INTERVALOS POR MEDIO DE CEMENTACION A PRESION

Se tiene la necesidad de obturar un intervalo mediante una cementación a presión a través del intervalo 5425-5475m, el cual se encuentra invadido de agua salada para continuar con la explotación del yacimiento en una zona superior.

Información adicional:

- a) Intervalo disparado 5425-5475 m
- b) Profundidad interior 5,500 m
- c) Fluido de control agua con densidad de 1gr/cc.
- d) Cantidad de cemento a utilizar 80 sacos.
- e) Densidad de la lechada de diseño 1.87 gr/cc.
- f) Rendimiento del cemento 51.7 lts/ sc.
- g) Cantidad de agua requerida para la lechada de cemento 29 lts/sc.
- h) Tubería de explotación o revestimiento TR de 5 pg. Capacidad de 9.26 lts/m; diámetro interior de 4.276 pg.
- i) Profundidad de anclaje del retenedor 5415 m
- j) Diámetro interior de la tubería de trabajo o de perforación TP de 3.5 pg. De 2.992 pg, longitud 3201m, diámetro interior de la tubería de 2 7/8 pg de 2.256 pg, longitud 2214.

1. Como primer paso se recomienda calcular los volúmenes de fluido en el pozo, motivados por el bombeo de cemento. De las ecuaciones (1) y (2) del ejemplo anterior tenemos:

La capacidad de la tubería de 2 7/8 pg es 2.578 lts/m por lo tanto el volumen será multiplicado de la capacidad por su longitud de 2,214 m. En este caso es de 5,707 lts.

La capacidad de la TP de 3.5 pg es 4.536 lts/m, por su longitud de 3,201 m, el volumen es de 14,520 lts.

El volumen total será:

$$5707 + 14520 = 20,227 \text{ lts.}$$

De la ecuación (3) del ejemplo anterior, el volumen de lechada de cemento es de 4,136 lts.

De la ecuación (5) del ejemplo anterior, la altura de cemento dentro de la Tp de 2 7/8 pg es de :

$$H_{\text{cemento}} = \frac{4136}{0 + 2.578} = 1604 \text{ m}$$

2. Ahora Bien, otro dato importante es conocer el volumen de desplazamiento y de inyección que se requiere para forzar los fluidos hacia la formación:

$$V_d = V_{tp} - V_{cmto} \quad (6)$$

Donde:

V_d . Es el volumen de desplazamiento.

V_{tp} . Es el volumen de la TP

V_{cmto} . Es el volumen de lechada de cemento.

Esto es:

$$V_d = 20,227 - 4,136 = 16091 \text{ lts.}$$

El volumen del fluido de control requerido para forzar la lechada hacia la formación esta dado así:

$$V_{iny} = V_{cmto} - V_{TR} \quad (7)$$

Donde:

V_{iny} . Es el volumen de inyección.

V_{TR} . Es el volumen de la TR

La multiplicación de la capacidad de la tubería de revestimiento de 5 “ por la diferencia entre profundidades de anclaje de la herramienta cementadora y la base del intervalo disparado, en este caso, 9.26 lts/m x (5475-5415) m = 555.6 lts.

Finalmente, aplicando la ecuación (7) el volumen de fluido para forzar la lechada hacia la formación es :

$$4136 - 555.60 = 3,580.4 \text{ lts}$$

3.El siguiente paso es calcular las presiones hidrostáticas ejercidas en el pozo por los diferentes fluidos (baches espaciadores agua, lodo, lechada de cemento, etc.) con la siguiente formula:

$$P_h = \frac{\rho_f \times D}{10} \quad (8)$$

Donde:

D. Es la profundidad de interés (m)

ρ_f . Es la densidad del fluido en (gr/cc)

Sustituyendo valores en la ecuación (8) tenemos:

$$\frac{1604 \times 1.87}{10} = 299.9 \text{ kg/cm}^2$$

La columna de agua en la interfase con el cemento, está dada por la diferencia de profundidad de anclaje del retenedor y la columna de cemento es decir:

$$5,415-1604 = 3811 \text{ m, equivalente a } 681.1 \text{ kg/cm}^2$$

Sumando estas presiones tenemos:

$$299.9+388.1= 681 \text{ kg/cm}^2$$

Para el ejemplo considérese que se determino mediante una prueba de admisión previa con una presión de ruptura de la formación de 850 kg/cm^2 por lo que la presión en superficie necesaria para forzar el cemento hacia la formación es :

$$P_s = P_r - (P_h + M_s) \quad (9)$$

Donde:

P_s . Es la presión en superficie

P_r . Es la presión de ruptura

P_h es la presión frente al intervalo productivo

M_s . Margen de seguridad

Sustituyendo valores en la ecuación (9) y considerando un margen de seguridad de 21 kg/cm^2 se tiene:

$$P_s = 850 - (680 + 21) = \underline{148 \text{ kg/cm}^2}$$

Procedimiento operativo en campo.

- a) Armar la herramienta cementadora (retenedor de cemento)

- b) Bajar la herramienta con la sarta de trabajo hasta la profundidad de anclaje, en este caso, 5415m.

- c) Efectuar junta de seguridad entre el personal involucrado en la operación, con la finalidad de asignar tareas específicas al personal y evitar riesgos innecesarios.

- d) Anclar la herramienta cementadora en presencia del operador o personal técnico de la compañía de servicio según sea el caso, de acuerdo con los procedimientos especificados para la misma.

- e) Cerrar los Rams anulares del preventor y probar la hermeticidad del espacio anular. Se recomienda un 50% de la presión de superficie calculada para forzar la lechada de cemento hacia la formación.

- f) Instalar las unidades con cemento, pipa con agua y unidad de alta presión.

- g) Probar conexiones superficiales de control con la presión máxima de trabajo de las mismas.

- h) Abrir preventores y desenchufar el soltador del retenedor. Se recomienda levantar la sarta de 2 a 3 m, para verificar su libre movimiento.

- i) Efectuar una prueba de admisión para garantizar la circulación de fluidos a través de la válvula del retenedor y formación.
- j) Bombear, en caso de requerirse , bache lavador (para este ejemplo no se considera)
- k) Mezclar y bombear el cemento, verificando en todo momento que la densidad de la lechada sea la requerida. Para el ejemplo de 1.87 gr/cc, y un volumen de 4,136 lts.
- l) Bombear segundo bache separador en caso de emplearse.
- m) Desplazar el cemento con el volumen de fluido calculado para el desplazamiento; para el ejemplo de 16,091 lts.
- n) Bajar y desenchufar el soldador en el retenedor, y cargar el peso necesario para evitar la comunicación en el espacio anular.
- o) Cerrar los preventores y bombear el volumen de inyección, el cual depende de las presiones en superficie alcanzadas. Represionar gradualmente el espacio anular mientras se realiza la inyección, de acuerdo con el comportamiento de la presión de inyección,.
- p) Una vez concluida la inyección, abrir los preventores y levantar la sarta de trabajo de 2 a 4 m, para desenchufar el soldador y cerrar la camisa de circulación del retenedor.

- q) Circular en inverso para desalojar el exceso de cemento y limpiar la tubería de trabajo.
- r) Sacar la sarta de trabajo a superficie.

Ejemplo 3: EXCLUSIÓN DE AGUA SALADA

Se considera meter una sarta de perforación de 3.5 pg, con un empacador probador recuperable tipo RTTS para tubería de revestimiento de 7 5/8 a 4015 m y excluir el agua salada del intervalo 4325-4270 m , el cual presenta un corte de agua del 80 %. Mediante registros geofísicos se determinó una porosidad del 12 %. La tubería de explotación es de 5", como lo indica la figura V.1 se planea emplear geles y cemento micro fino y la cantidad del gel requerido si se consideran 10 pies de penetración de gel.

Solución:

Para calcular el gel requerido de acuerdo con la penetración planeada se tiene:

$$V_f = 0.5067 \times \phi \times h_f \times (r_p^2 - r_w^2) \quad (10)$$

Donde:

V_f . Volumen de geles (lts)

ϕ En la porosidad en fracción

h_f Es la altura del intervalo disparado (m)

r_w Es el radio del pozo (pg)

r_p Radio de penetración requerida (pg)

Sustituyendo valores, el volumen de gel es de :

$$V_f = 0.5067 \times 0.12 \times (4325 - 4270)^2 \times ((10 \times 12)^2 - 2.5)^2 = 48075 \text{ lts.}$$

Si se considera la utilización de 40 sacos de cemento micro matriz por cada 2 pies de intervalo disparado se tiene:

$$\text{No. sc} = \left[\frac{(4325 - 4270 \times 3.28)}{20} \right] \times 40 = 360.8 \text{ sacos de cemento.}$$

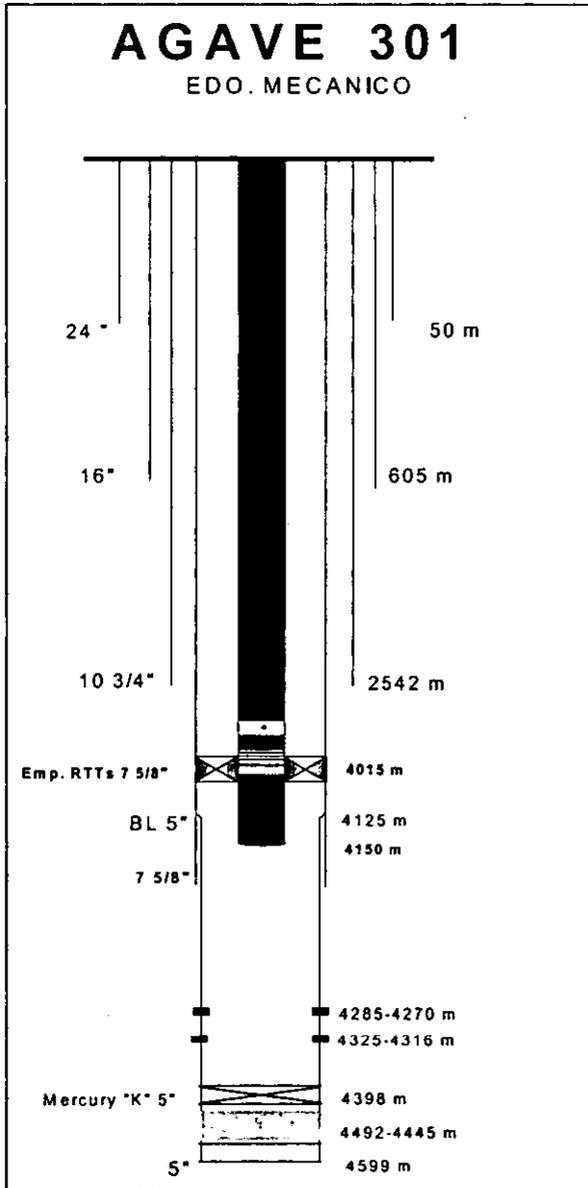


Fig.V.1 Estado mecánico para el ejemplo de exclusiones

V.II REPARACIONES MENORES

Ejemplo 4: REACONDICIONAMIENTOS DE APAREJOS

Se requiere reacondicionar un aparejo de producción fluvente 4 ½" a bombeo neumático de 4 ½" con 3 mandriles, en un pozo donde se tiene un empacador permanente de 7 5/8" a 3,500 m. Profundidad de los mandriles de BN.

1° Mandril 3 ½" (2.70 m) a 3,200 m.

2° Mandril 4 ½" (2.70 m) a 2,460m

3° Mandril 4 ½" (2.70 m) a 1,948 m

La amplitud de diámetro de tubería 3 ½" – 4 ½" será a 2950 m.

Tubería de producción rango 2 (9 a 10 m de longitud) con un promedio de 9.40 m y 5 tramos con longitudes cortas para ajuste.

a) Efectuar el análisis para seleccionar las tuberías de producción, determinando roscas , pesos y grado de acuerdo con los esfuerzos, tipo de hidrocarburos y porcentaje de HS₂ y CO₂.

b) Determinar la longitud de las unidades selladoras, de acuerdo con las operaciones futuras. Para el ejemplo se meterán 4.80 m quedando 0.95 m arriba del empacador el tope localizador.

c) Calcular el número de tramos de tubería de 3 ½" a meter después de las unidades selladoras.

$$3,500 - 1.30 = 3,498.70 \text{ m}$$

$$3,948.70 \text{ m} - 3,200 = 298.7$$

por lo tanto tenemos que:

$$\frac{298.7 \text{ m}}{9.40 \text{ m}} = 31.77 \text{ tramos}$$

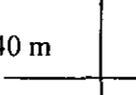
Se considera introducir introducir 32 tramos, con lo cual se tendría 1.78 m de desfase (0.19x9.4=1.78 m) hacia arriba, lo cual no afecta el desempeño de la válvula de inyección de gas.

Cima del 1° mandril 3198.25-2.70 = 3195.55 m. Longitud de tubería 3 ½" al enlace 4 ½".

$$3,195.55 - 2,950 = \underline{245.55 \text{ m}}$$

Se meterán 26 tramos de 3 ½" quedando la cima del enlace 3 ½"- 4 ½" de 0.75 m a 2,950.40 m :

Colocación del 2º mandril.

$$2,950.40 - 2,460 = 490.40 \text{ m}$$


$$\frac{490.40}{9.40} = 52.17 \text{ tramos}$$

Se instalarán 52 tramos de 4 ½" más el mandril, quedando la cima a :

$$2950.40 - 491.50 = 2458.90\text{m}$$

Instalación de 3º mandril.

$$2458.90 - 1948 = 510.90 \text{ m}$$

por lo que $\frac{510.90}{9.40} = 54.35$ tramos

Se meterán 54 tramos 4 ½" más el mandril quedando la cima a:

$$2458.90 - 510.30 = 1948.60 \text{ m.}$$

Longitud del 3er mandril al colgador de tubería:

El colgador de tubería mide 0.38 m.

$$\frac{1948.22}{9.40} = 207.25 \text{ tramos}$$

Se meterán 207 tramos más un tramo corto de 2.40 m y el colgador, quedando el tope localizador a 1.97 m arriba del empacador y los mandriles a 0.02 m arriba de las profundidades determinadas anteriormente.

Ejemplo 5: MANTENIMIENTO A CONEXIONES SUPERFICIALES

Cambio de válvula del cabezal por la siguiente problemática:

- La válvula no abre (no funciona el mecanismo)
- El maneral gira sin abrir la válvula (perno roto)

Objetivo: Cambiar las válvulas del cabezal para mantenerlas en óptimas condiciones de operación, y asegurar el control del pozo por espacio anular.

Consideraciones previas a la operación:

1. Efectuar una reunión de trabajo a cerca de la operación que se va a realizar.
2. Contar con el apoyo del departamento de seguridad y protección ambiental.
3. Verificar que el contrapozo esté limpio y no tenga fluidos inflamables ni viscosos.
4. Tener válvulas compatibles en diámetros y libraje, revisar sus pistas de sellos y probar su presión de prueba.
5. Contar con las herramientas necesarias par el cambio de válvulas.

Procedimiento Operativo:

1. Si la válvula no abre se podrán reparar o cambiar utilizando un lubricador o herramienta para perforar la compuerta.
 - Si el volante de la válvula no gira se procede a cambiar rodamientos dañados.
 - Si el volante de la válvula gira:

a) El perno del vástago esta roto, entonces se procede a cambiar el perno.

Procedimiento para cambiar el perno del corte del vástago o rodamiento.

Esta operación puede efectuarse mientras la válvula esté bajo presión en la línea.

1. Afloje la cuchara de rodamientos con una llave Stilson 24. Tenga cuidado de que gira libremente, y elimine la cuchara.
2. Con un punzón quite el perno del adaptador. Asegúrese de que el adaptador no este dañado.
3. Elimine el adaptador del vástago (revisar condiciones).
4. Extraer los dos juegos de pistas y rodamientos del adaptador del vástago.

Para la instalación de nuevos rodamientos:

5. Lubricar los nuevos rodamientos y pistas. Coloque cada rodamiento entre un par de pistas.
6. Limpie y lubrique el adaptador.
7. Instale un juego de rodamientos y pistas en el lado inferior y otro juego en el superior.
8. Inserte el adaptador del vástago sobre el extremo del vástago y alinee el orificio para el perno del adaptador con el vástago.
9. Con un punzó, empuje el perno asegurándose que no sobresalga del hombro del adaptador; tenga precaución de no golpear los rodamientos, las pistas, o el adaptador del vástago.
10. Reemplace el anillo "o" del adaptador si es necesario
11. Inspeccione la cuchara para asegurarse que ninguna pista haya quedado pegada con la grasa en el interior
12. Limpie la cuchara y lubrique la rosca.

13. Instálela con una llave Stilson 24.
14. Gire el adaptador, en contra de las manecillas del reloj, para asegurarse que la compuerta está despegada del fondo del cuerpo; esto confirmará que el hombro de respaldo del vástago ya no está en contacto con el hombro del bonete.
15. Inyecte grasa por la cuchara hasta que el exceso salga a través del orificio de alivio.
16. Opere la válvula para abrir y cerrar.

Ejemplo 6: MANTENIMIENTO A CONEXIONES SUPERFICIALES

A continuación se muestra una secuencia para realizar un cambio de cabezal de producción.

Procedimiento operativo.

- 1) Si el colgador de tubería de producción no despega del cabezal:
 - a) Verificar que los yugos del cabezal estén retraídos en un 100 %.
 - b) Tensionar el aparejo de producción lo máximo permisible, de acuerdo con la resistencia a la tensión de la tubería de producción.
 - c) Si el pozo lo permite, represionar por espacio anular para ejercer una fuerza adicional a la tensión.
 - d) Colocar sobre la bola colgadora algún solvente (diesel)

2) Si no se logró recuperar el colgador:

- a) Preparar un nuevo cabezal similar al instalado.
- b) Si el pozo no tiene circulación, colocar tapón y probar con 70 kg/cm^2 .
- c) Si el pozo tiene circulación, circular un tiempo de atraso.
- e) Observar que el pozo esté debidamente controlado.

3.) Si se tiene instalado un equipo convencional de mantenimiento:

- a) Levantar el aparejo de producción y sentarlo en sus cuñas sobre la rotaria.
- b) Eliminar la válvula de contrapresión "H".
- c) Quitar el seguro de la mesa rotaria.
- d) Girar la sarta a la izquierda para desconectar lo más cerca posible al niple colgador.
- e) Eliminar todos los birlos que enlazan el cabezal de producción con el siguiente cabezal.
- f) Eliminar el conjunto de preventores.
- g) Levantar el cabezal con la bola colgadora junto con la TP que se desconecto, Hasta que salga el siguiente cople.
- h) Revisar condiciones del anillo sellador y pistas del siguiente cabezal.
- i) Sentar en cuñas de plato el aparejo de producción sobre el cabezal siguiente, Cuidando que no se dañe el traslape de la TR.
- j) Desconectar el tramo superior junto con el cople siguiente.
- k) Con una doble maniobra al block, colgar el nuevo cabezal.

- l) En un tramo de tubería de producción colocar el niple colgador, e instalar la válvula de contrapresión tipo “H” y el anillo sellador.
- m) Conectarse con el aparejo de producción a través del cabezal colgado.
- n) Levantar el aparejo para eliminar las cuñas del plato.
- o) Sentar el nuevo cabezal y apretarlo.
- p) Ajustar e instalar el colgador de tubería.
- q) Sentar la bola colgadora y el niple colgador sobre el cabezal de producción.
- r) Reinstalar el conjunto de preventores y las conexiones superficiales.
- s) Por último probar el cabezal, el conjunto de preventores y líneas superficiales.

Ejemplo 7: MANTENIMIENTO DE CONEXIONES SUPERFICIALES

Cambio de yugos dañados en el cabezal de producción:

Procedimiento operativo:

1. Cuando por alguna razón uno de los yugos esté dañado, la presión pase por alguno de ellos o no se pueda retraer, se procederá a la reparación o cambio del mismo. El procedimiento es el siguiente:
 - a) Verificar que no haya presión entrampada entre el cabezal y el bonete. Utilizar la herramienta adecuada para activar la válvula de contrapresión, situada en la brida del cabezal.
 - b) Una vez depresionado, se procede a extraer el yugo, sacando 100% también la contra-tuerca.

c) Al recuperar el yugo verificar que :

- c.1 La rosca interior donde se alojó el yugo esté limpia y en condiciones.
- c.2 No tenga empaques alojados en su interior.

2. Si se requiere cambiar el yugo :

- a) Colocarle empaques nuevos de tipo grafitado y metálico.
- b) Introducir el yugo empacado en la rosca interior del orificio del cabezal hasta hacerlo llegar al interior del cabezal; posteriormente volverlos a retraer.
- c) Instalar contra-tuerca al yugo:

Ejemplo 8: INDUCCIÓN A TRAVES DE LA CAMISA

Se requiere efectuar un desplazamiento del fluido de lavado por nitrógeno a través de la camisa de circulación, en un pozo con las siguientes características:

- Profundidad de la camisa 5,280 m (17,318 pies)=L
- Profundidad de los disparos 5,800m
- Temperatura a nivel de los disparos 147 °C
- Extremo del aparejo combinado 5,310 m
- Longitud de TP de 2 3/8", 4.6 lb/pie, 1,500m (capacidad 2.019 lts/m)
- Longitud de Tp 3 1/2", 9.2 lb/pie 3200 m (capacidad 4.54 lts/m)
- Longitud de TP de 3 1/2", 12.7 lb/pie 600m (capacidad 3.831 lts/m)
- Densidad del fluido de lavado 1.0 gr/ cc = d

Solución:

1. Calcular la presión hidrostática ejercida por el fluido hasta la camisa de circulación:

$$\begin{aligned} P_h &= 1.442 (L \times d) \\ &= 1.422(5,280 \times 1)=7,508 \text{ psi} \end{aligned}$$

2. En la tabla 4 localizar el valor más cercano a 17,318 pies (17,000 pies); en éste caso es de (7,241 psi) y en la parte superior de esta columna encontrará el valor de 5000 psi, que corresponde a la presión en la cabeza.

3. De la tabla 5, con una profundidad de 17,318 pies y una $P_w > 4000$ psi. encontramos el factor de peso del nitrógeno F_c de 1.4077 Dividiendo la presión de fondo calculada entre 1.4077 nos da la presión en la cabeza ó presión final de bombeo:

$$P_{fb} = \frac{P_h}{F_c} = \frac{7241}{1.4077} = 5333 \text{ psi}$$

4. Obtener el factor de volumen de Nitrógeno. En la tabla 6 se localiza el valor más cercano a 5,333 psi (5,300 psi), y a 17,318 pies (18,000 pies); en su intersección se encuentra el valor de 265.9 m³/m³, que corresponde al factor de volumen buscado.

5. Calcular el volumen de Nitrógeno necesario. Para esto se debe conocer el volumen total del aparejo hasta la camisa y multiplicarlo por el factor de volumen encontrado en el paso anterior:

$$V_{N_2} = V_{tp} \times F_v$$

$$V_{N_2} = (2.019 \times 1500) + (4.54 \times 3.200) + (3.831 \times 600) = 19,855 \text{ m}^3$$

Por lo tanto:

$$V_{N_2} = 19.855 \times 265.9 = 5,280 \text{ m}^3.$$

Ejemplo 9: INDUCCIÓN POR IMPLOSION

A continuación se resolverá un ejemplo de un pozo en donde se desea efectuar una implosión, y cuyos datos son los siguientes:

Presión de fondo estática = 362 kg/cm^2

Presión de inyección = 23 kg/cm^2

Prof. De los disparos = 5,100 m.

Fluidos en el pozo (aceite, gas y agua de formación)

Nivel de fluidos = 3,600 m

Base de liner de 5" 18 lb/pie = 4,000 m.

Empacador de 7 5/8" = 3,992 m.

Camisa de 3 1/2" = 3,974 m

Long. TP 3 1/2", 9.2 lb/pie = 3,200 m.

Long. TP 3 1/2", 12.7 lb/pie = 792 m.

Paso 1. Partiendo de la presión de fondo de 362 kg/cm^2 (5,148 psi), la profundidad de los disparos a 5,100 m (16,728 pie) y con el auxilio de la tabla 4 se obtiene el valor de P_w , el cual es de 3,500 psia y será igual a la presión final de bombeo (P_{fb}).

Paso 2. Calculando el volumen total del pozo:

$$V_{\text{total}} = V_{TR} + V_{TP}$$

$$V_{TR} = \text{Cap TR} \times L$$

$$V_{TP} = \text{Cap TP} \times L$$

$$V_{\text{total}} = 27.70 \text{ m}^3$$

Paso 3. Para calcular el volumen de Nitrógeno para efectuar el desplazamiento hasta los disparos utilizaremos la tabla 6 y los valores de $P_w = 3,500$ psia y $L = 16,728$ pies, con estos datos obtenemos el factor de volumen de Nitrógeno, el cual se multiplica por el volumen total del pozo obteniendo el volumen de Nitrógeno:

$$V_{N_2} = V_{\text{total}} \times F_v = 27.70 \times 205 = 5,679 \text{ m}^3 \text{ de } N_2$$

Paso 4. Obtener el volumen de nitrógeno de inyección: debido a que no se cuenta con un modelo matemático práctico para efectuar este cálculo, se ha empleado con bastante aceptación y buenos resultados el siguiente criterio:

Si $P_{fb} > 3,000$ psia, utilizar de 500 a $1,500 \text{ m}^3$ de nitrógeno, dependiendo del comportamiento de la presión de inyección.

Si $P_{fb} < 3,000$ psia, utilizar de 1,000 a $3,000 \text{ m}^3$ de Nitrógeno.

Utilizando el criterio anterior, para nuestro ejemplo usaremos 1,000 m³ de Nitrógeno.

Paso 5. Obtener el volumen total de Nitrógeno requerido :

$$V_{\text{TN}_2} = V_{\text{N}_2} + V_{\text{IN}_2} = 5,679 + 1,000 = 6,679 \text{ m}^3 \text{ de N}_2$$

TABLA 4
PRESIÓN DE FONDO DE UNA COLUMNA DE NITRÓGENO
TENIENDO LA PRESIÓN DE SUPERFICIE
Y LA PROFUNDIDAD

Prof (pics)/Pw (sia)	500	1000	1500	2000	2500	3000	3500	4000
500	509	1017	1527	2036	2547	3059	3572	4060
1000	517	1035	1553	2073	2594	3117	3644	4121
1500	526	1052	1580	2109	2641	3175	3715	4180
2000	534	1070	1606	2145	2687	3233	3785	4240
2500	543	1087	1633	2181	2733	3291	3855	4299
3000	552	1104	1659	2217	2780	3348	3925	4358
3500	560	1122	1685	2253	2825	3405	3994	4417
4000	569	1139	1712	2289	2871	3462	4049	4475
4500	577	1156	1738	2324	2917	3518	4102	4533
5000	586	1174	1764	2360	2962	3574	4156	4591
5500	595	1191	1791	2395	3008	3630	4209	4649
6000	603	1208	1817	2431	3053	3686	4263	4706
6500	612	1226	1843	2466	3098	3742	4316	4763
7000	621	1243	1869	2501	3143	3797	4368	4820
7500	629	1260	1895	2537	3187	3852	4421	4877
8000	638	1278	1921	2572	3232	3906	4474	4933
8500	647	1295	1947	2607	3276	3961	4526	4989
9000	655	1312	1974	2642	3321	4008	4578	5045
9500	664	1329	2000	2677	3365	4055	4630	5101
10000	673	1347	2026	2712	3409	4101	4681	5157
10500	681	1364	2051	2764	3453	4148	4733	5213
11000	690	1381	2077	2781	3497	4194	4784	5268
11500	699	1399	2103	2816	3541	4240	4836	5323
12000	707	1416	2129	2851	3585	4286	4887	5378
12500	716	1433	2155	2885	3629	4332	4938	5433
13000	725	1451	2181	2920	3672	4378	4989	5488
13500	734	1468	2207	2954	3716	4424	5039	5542
14000	742	1485	2232	2989	3759	4470	5090	5597
14500	751	1502	2258	3023	3802	4515	5141	5651
15000	760	1520	2284	3057	3845	4561	5191	5705
15500	769	1537	2310	3092	3888	4606	5241	5760
16000	777	1554	2335	3126	3931	4651	5291	5813
16500	786	1572	2361	3160	3974	4697	5341	5867
17000	795	1589	2387	3199	4013	4742	5391	5921

CONTINUACIÓN TABLA 4
PRESIÓN DE FONDO DE UNA COLUMNA DE NITRÓGENO
TENIENDO LA PRESIÓN DE SUPERFICIE
Y LA PROFUNDIDAD

Pw (psi)	4500	5000	5500	6000	6500	7000	7500	8000
PROF. pies								
500	4566	5071	5575	6080	6584	7088	7591	8095
1000	4631	5141	5650	6159	6667	7175	7682	8190
1500	4696	5211	5725	6238	6750	7262	7773	8284
2000	4761	5281	5799	6316	6833	7348	7863	8377
2500	4825	5350	5873	6394	6915	7434	7952	8470
3000	4889	5419	5946	6472	6996	7519	8041	8562
3500	4953	5487	6019	6549	7078	7604	8130	8653
4000	5017	5555	6092	6626	7158	7689	8218	8744
4500	5080	5623	6164	6703	7239	7773	8305	8835
5000	5143	5691	6236	6779	7319	7857	8392	8925
5500	5205	5758	6308	6855	7399	7940	8479	9015
6000	5267	5825	6379	6930	7478	8023	8565	9104
6500	5330	5892	6450	7005	7557	8106	8651	9193
7000	5391	5958	6521	7080	7636	8188	8737	9282
7500	5453	6024	6591	7155	7714	8270	8822	9370
8000	5514	6090	6662	7229	7792	8351	8906	9457
8500	5575	6156	6732	7303	7870	8433	8991	9544
9000	5636	6221	6801	7376	7947	8513	9075	9631
9500	5697	6287	6871	7450	8025	8594	9158	9718
10000	5758	6352	6940	7523	8101	8674	9241	9804
10500	5818	6416	7009	7596	8178	8754	9324	9890
11000	5878	6481	7078	7669	8254	8833	9407	9976
11500	5938	6545	7146	7741	8330	8913	9489	10061
12000	5998	6609	7214	7813	8406	8992	9571	10146
12500	6057	6673	7282	7885	8482	9070	9653	10230
13000	6117	6737	7350	7957	8557	9149	9735	10315
13500	6176	6801	7418	8029	8632	9227	9816	10399
14000	6235	6864	7485	8100	8707	9305	9897	10483
14500	6294	6927	7553	8171	8781	9383	9977	10566
15000	6353	6990	7620	8242	8855	9460	10058	10649
15500	6411	7053	7687	8313	8929	9537	10138	10732
16000	6470	7116	7753	8383	9003	9614	10218	10815
16500	6528	7179	7820	8454	9077	9691	10298	10898
17000	6586	7241	7886	8524	9150	9768	10377	10980

CONTINUACIÓN TABLA 4
PRESIÓN DE FONDO DE UNA COLUMNA DE NITRÓGENO
TENIENDO LA PRESION DE SUPERFICIE
Y LA PROFUNDIDAD

Pw (psi)	8500	9000	9500	10000
PROF. (Pies)				
500	8598	9101	9604	10106
1000	8696	9201	9707	10212
1500	8793	9301	9809	10317
2000	8889	9400	9911	10421
2500	8985	9499	10012	10525
3000	9080	9597	10113	10628
3500	9174	9694	10213	10730
4000	9268	9791	10312	10832
4500	9362	9887	10411	10934
5000	9455	9983	10509	11034
5500	9547	10078	10607	11135
6000	9640	10173	10705	11235
6500	9731	10267	10802	11334
7000	9823	10361	10898	11433
7500	9913	10455	10994	11531
8000	10004	10548	11090	11630
8500	10094	10641	11185	11727
9000	10184	10733	11280	11824
9500	10273	10825	11374	11921
10000	10362	10917	11469	12018
10500	10451	11008	11562	12114
11000	10539	11099	11656	12210
11500	10627	11189	11749	12305
12000	10715	11280	11841	12400
12500	10802	11370	11934	12495
13000	10889	11495	12026	12589
13500	10976	11549	12118	12683
14000	11062	11638	12209	12777
14500	11148	11726	12300	12871
15000	11234	11815	12391	12964
15500	11320	11903	12482	13057
16000	11405	11991	12572	13149
16500	11490	12078	12662	13241
17000	11575	12166	12752	13333

TABLA 5
 FACTOR PARA DETERMINAR EL PESO DE UNA COLUMNA DE NITRÓGENO

Prof. (pies)	Pw<4000 (psi)	Pw>4000 (psi)	Prof. (pies)	Pw<4000 (psi)	Pw>4000(p si)
100	1.0038	1.0024	4100	1.1521	1.0983
200	1.0075	1.0048	4200	1.1558	1.1007
300	1.0113	1.0072	4300	1.1594	1.1031
400	1.0150	1.0096	4400	1.1631	1.1055
500	1.0188	1.0120	4500	1.1668	1.1079
600	1.0226	1.0144	4600	1.1705	1.1103
700	1.0263	1.0168	4700	1.1742	1.1127
800	1.0301	1.0192	4800	1.1778	1.1151
900	1.0338	1.0216	4900	1.1815	1.1175
1000	1.0376	1.0240	5000	1.1852	1.1200
1100	1.0413	1.0288	5100	1.1889	1.1223
1200	1.0451	1.0312	5200	1.1926	1.1247
1300	1.0489	1.0336	5300	1.1962	1.1271
1400	1.0526	1.0360	5400	1.1999	1.1295
1500	1.0564	1.0384	5500	1.2036	1.1319
1600	1.0601	1.0408	5600	1.2072	1.1343
1700	1.0638	1.0432	5700	1.2108	1.1367
1800	1.0674	1.0456	5800	1.2144	1.1391
1900	1.0711	1.0480	5900	1.2180	1.1415
2000	1.0748	1.0504	6000	1.2216	1.1439
2100	1.0785	1.0528	6100	1.2252	1.1463
2200	1.0822	1.0552	6200	1.2288	1.1487
2300	1.0858	1.0576	6300	1.2324	1.1511
2400	1.0895	1.0600	6400	1.2360	1.1535
2500	1.0932	1.0624	6500	1.2396	1.1559
2600	1.0969	1.0648	6600	1.2431	1.1583
2700	1.1006	1.0671	6700	1.2466	1.1607
2800	1.1042	1.0695	6800	1.2502	1.1631
2900	1.1079	1.0719	6900	1.2537	1.1655
3000	1.1116	1.0743	7000	1.2607	1.1679
3100	1.1153	1.0767	7100	1.2642	1.1703
3200	1.1190	1.0791	7200	1.2642	1.1727
3300	1.1226	1.0815	7300	1.2678	1.1751
3400	1.1263	1.0839	7400	1.2713	1.1775
3500	1.1300	1.0863	7500	1.2748	1.1799
3600	1.1337	1.0887	7600	1.2783	1.1823
3700	1.1374	1.0911	7700	1.2818	1.1847
3800	1.1410	1.0935	7800	1.2854	1.1871
3900	1.1447	1.0959	7900	1.2889	1.1895
4000	1.1484	1.0959	8000	1.2924	1.1919

CONTINUA TABLA 5

Prof. (pies)	Pw<4000 (psi)	Pw>4000 (psi)	Prof. (pies)	Pw<4000 (psi)	Pw>4000 (psi)
8100	1.2960	1.1943	12600	1.4551	1.3022
8200	1.2996	1.1967	12700	1.4586	1.3046
8300	1.3032	1.1991	12800	1.4622	1.3070
8400	1.3068	1.2014	12900	1.4657	1.3094
8500	1.3104	1.2038	13000	1.4692	1.3118
8600	1.3140	1.2062	13100	1.4726	1.3142
8700	1.3176	1.2086	13200	1.4761	1.3166
8800	1.3212	1.2110	13300	1.4795	1.3190
8900	1.3248	1.2134	13400	1.4830	1.3214
9000	1.3284	1.2158	13500	1.4864	1.3238
9100	1.3319	1.2182	13600	1.4898	1.3262
9200	1.3354	1.2206	13700	1.4933	1.3286
9300	1.3390	1.2230	13800	1.4967	1.3310
9400	1.3425	1.2254	13900	1.5002	1.3333
9500	1.3460	1.2278	14000	1.5036	1.3357
9600	1.3495	1.2302	14100	1.5070	1.3381
9700	1.3530	1.2326	14200	1.5105	1.3405
9800	1.3566	1.2350	14300	1.5139	1.3429
9900	1.3601	1.2374	14400	1.5174	1.3453
10000	1.3636	1.2398	14500	1.5208	1.3477
10100	1.3671	1.2422	14600	1.5242	1.3501
10200	1.3706	1.2446	14700	1.5277	1.3525
10300	1.3742	1.2470	14800	1.5311	1.3549
10400	1.3777	1.2494	14900	1.5346	1.3573
10500	1.3812	1.2518	1500	1.5380	1.3597
10600	1.3847	1.2542	15100	1.5414	1.3621
10700	1.3882	1.2566	15200	1.5449	1.3645
10900	1.3953	1.2614	15400	1.5518	1.3693
11000	1.3988	1.2638	15500	1.5552	1.3717
11100	1.4023	1.2662	15600	1.5586	1.3741
11200	1.4058	1.2686	15700	1.5621	1.3765
11300	1.4094	1.2710	15800	1.5655	1.3789
11400	1.4129	1.2734	15900	1.5690	1.3813
11600	1.4199	1.2782	16100	1.5758	1.3861
11700	1.4234	1.2806	16200	1.5793	1.3885
11800	1.4270	1.2830	16300	1.5827	1.3909
11900	1.4305	1.2854	16400	1.5862	1.3933
12000	1.4340	1.2878	16500	1.5896	1.3957
12100	1.4375	1.2902	16600	1.5927	1.3981
12200	1.4410	1.2926	16700	1.5958	1.4005
12500	1.4516	1.2998	17000	1.6052	1.4077

TABLA 6

FACTOR DE VOLUMEN PARA DETERMINAR LOS M³ DE NITRÓGENO POR M³ DE LÍQUIDO

Psup (psi)	Profundidad en pies								
	2000	4000	6000	8000	10000	12000	14000	16000	18000
1100	73.24	73.21	73.17	73.14	73.11	73.08	73.06	73.04	73.02
1200	79.76	79.70	79.64	79.58	79.52	79.47	79.42	79.38	79.33
1300	86.27	86.19	86.10	86.02	85.94	85.87	85.80	85.73	85.65
1400	92.79	92.68	92.57	92.46	92.35	92.25	92.15	92.05	91.96
1500	99.31	99.17	99.03	98.89	98.76	98.63	98.51	98.39	98.27
1600	105.59	105.42	105.24	105.07	104.91	104.75	104.60	104.45	104.29
1700	111.88	111.67	111.46	111.26	111.05	110.87	110.69	110.50	110.31
1900	124.45	124.17	123.89	123.62	123.34	123.09	122.84	122.59	122.34
2000	130.73	130.42	130.10	129.79	129.49	129.20	128.92	128.64	128.36
2100	136.70	136.36	136.01	135.67	135.32	135.01	134.69	134.37	134.05
2300	148.63	148.23	147.81	147.40	146.99	146.61	146.22	145.83	145.44
2400	154.60	154.16	153.72	153.27	152.82	152.40	151.98	151.56	151.14
2500	160.57	160.10	159.62	159.13	158.65	158.18	157.73	157.28	156.83
2600	166.15	165.66	165.15	164.64	164.13	163.65	163.16	162.67	162.18
2700	171.73	171.21	170.68	170.14	169.60	169.09	168.57	168.05	167.53
2800	177.31	176.77	176.20	175.64	175.08	174.54	173.99	173.44	172.89
2900	182.89	182.32	181.73	181.14	180.55	179.98	179.40	178.82	178.24
3000	188.47	187.88	187.27	186.65	186.03	185.42	184.80	184.19	183.59
3100	193.61	193.00	192.39	191.68	190.81	189.98	189.16	188.38	187.59
3200	198.75	198.13	197.51	196.71	195.59	194.54	193.52	192.57	191.59
3400	209.03	208.39	207.74	206.76	205.16	203.66	202.25	200.94	199.58
3500	214.17	213.53	212.86	211.78	209.94	208.22	206.61	205.13	203.58
3600	218.40	217.39	216.38	215.08	213.20	211.45	209.81	208.30	206.75
3700	222.62	221.26	219.90	218.38	216.46	214.68	213.01	211.47	209.93
3900	231.07	229.00	226.93	224.98	222.99	221.14	219.41	217.80	216.28
4000	235.30	232.79	230.45	228.28	226.25	224.37	222.61	220.97	219.45
4100	239.40	236.93	234.45	232.24	230.17	228.24	226.45	224.77	223.22
4200	243.50	240.98	238.46	236.20	234.09	232.12	230.29	228.58	226.99
4300	247.61	245.03	242.46	240.15	238.00	235.99	234.13	232.38	230.75
4400	251.71	249.09	246.47	244.11	241.92	239.87	237.97	236.19	234.52
4500	255.81	253.05	250.47	248.07	245.84	243.75	241.81	239.99	238.29
4600	259.65	256.84	254.22	251.78	249.51	247.38	245.41	243.55	241.82
4700	263.49	260.63	257.97	255.48	253.18	251.01	249.00	247.11	245.35
4800	267.33	264.42	261.71	259.19	256.84	254.65	252.60	250.68	248.88
4900	271.17	268.21	265.46	262.89	260.51	258.28	256.19	254.24	252.41
5000	275.01	272.00	269.21	266.60	264.18	261.91	259.79	257.80	255.94
5100	278.61	275.56	272.73	270.08	267.62	265.32	263.17	261.15	259.26
5200	282.21	279.12	276.24	273.56	271.06	268.73	266.54	264.49	262.58
5300	285.81	282.68	279.76	277.04	274.50	272.14	269.92	267.84	265.90
5400	289.41	286.24	283.27	280.52	277.94	275.55	273.29	271.18	269.22

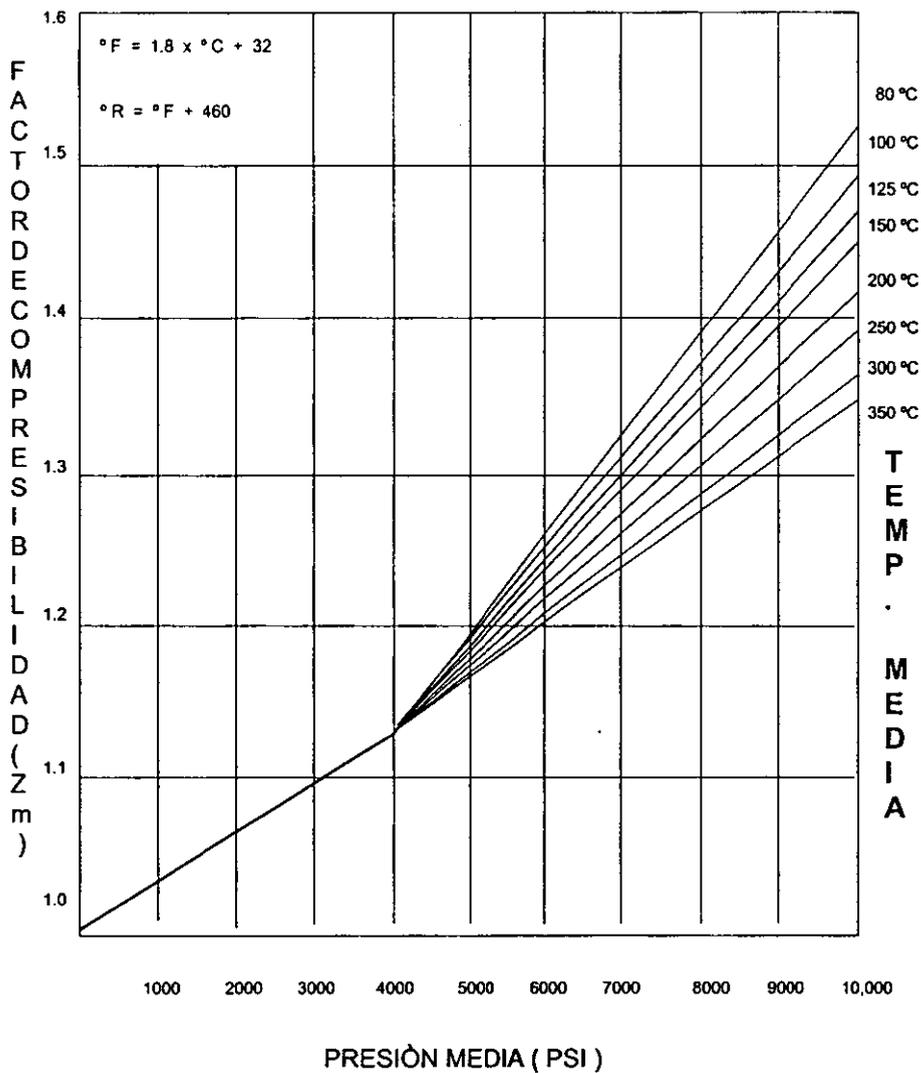
TABLA 7

FACTOR DE VOLUMEN PARA DETERMINAR LOS M³ DE NITRÓGENO POR M³ DE LÍQUIDO

Psup (psi)	Profundidad en pies								
	2000	4000	6000	8000	10000	12000	14000	16000	18000
5600	296.39	293.13	290.10	287.27	284.63	282.17	279.85	277.68	275.66
5700	299.77	296.48	293.40	290.54	287.87	285.38	283.03	280.83	278.78
5800	303.16	299.82	296.71	293.82	291.11	288.58	286.21	283.98	281.90
5900	306.54	303.16	300.01	297.09	294.35	291.79	289.39	287.13	285.02
6000	309.92	306.50	303.32	300.36	297.59	295.00	292.57	290.28	288.13
6100	313.10	309.65	306.44	303.45	300.65	298.03	295.57	293.25	291.08
6200	316.29	312.80	309.55	306.53	303.70	301.06	298.57	296.23	294.03
6400	322.66	319.10	315.78	312.70	309.81	307.11	304.57	302.18	299.93
6500	325.84	322.25	318.90	315.79	312.87	310.14	307.57	305.15	302.88
6600	328.84	325.22	321.84	318.70	315.76	312.97	310.31	307.80	305.45
6700	331.85	328.19	324.79	321.62	318.65	315.80	313.04	310.45	308.02
6800	334.85	331.17	327.73	324.53	321.53	318.62	315.78	313.11	310.60
6900	337.86	334.14	330.68	327.45	324.42	321.45	318.51	315.76	313.17
7000	340.86	337.11	333.62	330.36	327.31	324.28	321.25	318.41	315.74
7100	343.70	339.92	336.43	333.05	329.89	326.79	323.73	320.87	318.19
7200	346.54	342.73	339.25	335.74	332.46	329.30	326.22	323.34	320.64
7300	349.38	345.54	342.06	338.43	335.04	331.80	328.70	325.80	323.10
7400	352.22	348.35	344.88	341.12	337.61	334.31	331.19	328.27	325.55
7500	355.06	351.16	347.69	343.81	340.19	336.82	333.67	330.73	328.00
7600	357.81	353.76	350.12	346.22	342.57	339.18	336.01	333.05	330.29
7700	360.56	356.36	352.55	348.62	344.96	341.54	338.36	335.37	332.57
7900	366.06	361.57	357.42	353.43	349.73	346.27	343.05	340.02	337.14
8000	368.81	364.17	359.85	355.84	352.11	348.63	345.39	342.34	339.43
8100	371.15	366.48	362.14	358.11	354.36	350.88	347.60	344.53	341.60
8200	373.49	368.79	364.43	360.38	356.61	353.11	349.81	346.72	343.77
8300	375.82	371.11	366.72	362.64	358.85	355.33	352.01	348.92	345.94
8400	378.16	373.42	369.01	364.91	361.10	357.56	354.22	351.11	348.11
8500	380.50	375.73	371.30	367.18	363.35	359.77	356.43	353.30	350.28
8600	382.71	377.92	373.46	369.33	365.48	361.88	358.52	355.38	352.32
8800	387.12	382.29	377.79	373.62	369.73	366.10	362.71	359.53	356.41
8900	389.33	384.47	379.96	375.76	371.85	368.21	364.81	361.61	358.45
9000	391.54	386.66	382.12	377.91	373.98	370.32	366.90	363.69	360.49
9100	393.63	388.73	384.17	379.94	376.00	372.32	368.89	365.66	362.50
9200	395.72	390.80	386.22	381.98	378.02	374.33	370.88	367.64	364.51
9400	399.89	394.93	390.32	386.05	382.05	378.34	374.85	371.59	368.53
9500	401.98	397.00	392.37	388.08	384.07	380.34	376.84	373.56	370.54
9600	403.96	398.96	394.32	390.01	385.99	382.24	378.73	375.44	372.40
9700	405.94	400.92	396.26	391.94	387.90	384.14	380.62	377.32	374.26
9800	407.91	402.88	398.21	393.87	389.82	386.05	382.51	379.19	376.11
9900	409.89	404.84	400.15	395.80	391.73	387.95	384.40	381.07	377.97

GRÁFICA No 1

FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DEL NITRÓGENO



CAPITULO VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El propósito fundamental de la presente tesis ha sido proporcionar un material que contenga de manera concreta, ordenada y sencilla las intervenciones que se realizan dentro del Mantenimiento de Pozos Petroleros Terrestres, presentando la participación de la mayoría de los elementos involucrados, tales como Recurso Humano, Maquinaria, Herramientas, Equipos de Reparaciones, Equipos Adicionales y por supuesto el Sistema Roca-fluidos-pozo-instalaciones, mismos que interactúan dando como resultado la Producción de Hidrocarburos.

De acuerdo al desarrollo del trabajo realizado se puede concluir lo siguiente:

1. Definitivamente la inversión más productiva que puede realizar una institución, es la capacitación y adiestramiento del personal, con lo que se asegura el desempeño óptimo del mismo; además de lograr la utilización adecuada de los recursos materiales y financieros, que son necesidad básica de la administración moderna.
2. Una de las partes más importantes de este trabajo, lo constituyen los procedimientos, que servirán como elemento normativo y regulador para realizar con seguridad y eficiencia las diferentes actividades aquí contempladas.

3. Mediante la presentación y desarrollo de este trabajo se buscó disminuir la curva de aprendizaje, en lo que respecta al tiempo del mismo; Aquí se presenta la unión básica entre las naturalezas teóricas y prácticas del Mantenimiento de Pozos.

4. El presente trabajo hace énfasis en la necesidad de difundir una nueva cultura de prevención, sobre todo en aquellos profesionales y/o personal involucrado en el sector petrolero, principalmente relacionado con la explotación de los hidrocarburos, pues como todo al igual que en la vida, siempre es y será mucho mejor prevenir que corregir, realizando todas las operaciones con calidad y con el compromiso de no alterar el entorno natural del pozo.

BIBLIOGRAFÍA

1. Short, "Jim", J.A.; " Fishing and Casing Repair, Editorial Penwell, 19.
2. Kemp Gore; " Oilwell Fishing Operations: Tool and Techniques", Second Edition Golf Publishing Company. 1990.
3. Wells Michel; " Perforating Design" Curso Villahermosa, TAB. 1999.
4. Chang K.S.; " Water Control Diagnostic Plots "; SPE 30775.
5. Rasso Zamora Carlos y Najera Romero Salvador; " Determination of the Drilling Cost and Well Maintenance System in PEMEX Perforación y Mantenimiento de Pozos"; SPE 40045.
6. Subiaur Artechchi Servio Tulio; " Disparos, Diseño y Procedimientos ", PEP Región Sur, Gerencia de Perforación y Mantenimiento de Pozos, Primera Edición 1995.
7. Niño Chavez Mario A.; " Manual de Empacadores y Retenedores", PEP Región Sur, Gerencia de Perforación y Mantenimiento de Pozos, Primera Edición 1995.

8. Sánchez Zamudio Miguel y Vélez Martínez Manuel; “ Diseño, Manejo y Selección de Tuberías de Producción”, PEP, Región Sur, Gerencia de Perforación y Mantenimiento de Pozos, Primera Edición 1995.
9. Mora Ríos Alfonso y López Valdéz Israel; “ Manual de Evaluación de Formaciones”, PEP, Región Sur, Gerencia de Perforación y Mantenimiento de Pozos, Primera Edición 1995.
10. Reparación de Pozos I, Nivel 3: Coordinación de Mantenimiento de Pozos.
11. Reparación de Pozos II, Nivel 3: Coordinación de Mantenimiento de Pozos.
12. Reparación de Pozos III, Nivel 4: Coordinación de Mantenimiento de Pozos.
13. Reparación de Pozos IV, Nivel 4: Coordinación de Mantenimiento de Pozos.
14. Manual de Procedimientos Técnico Operativos en Campo, Tomos I,II,III,IV,V, PEP; Perforación y Mantenimiento de Pozos, Subgerencia de Terminación y Reparación de Pozos.

15. Garaicochea P. Francisco; “ Apuntes de Estimulación de Pozos”; Fac. de Ingeniería, UNAM.
16. Garaicochea P. Francisco y Benitez H. Miguel A.” Apuntes de Terminación de Pozos”, Fac. de Ingeniería, UNAM.
17. Composite Catalog of Oil Field Equipment and Services, 1998-99, 43rd, Edition Published by Word Oil, Golf Publishing Company.
18. Catalogo de Mantenimiento de Pozos; Gerencia de Perforación y Mantenimiento de Pozos, 2000.
19. Viñas Rafael y De León Mojarro J.; Curso de Reparación y Terminación de Pozos; Gerencia de Reparación y Terminación de Pozos.
20. Manual de Control de Brotes, Coordinación de Perforación y Mantenimiento de Pozos.
21. Prácticas Operativas; Tomo II, Coordinación y Mantenimiento de Pozos.