

01/24  
29



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

METODOLOGÍA PARA LA REHABILITACIÓN  
DE POZOS CERRADOS

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE :  
INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A N :

EDUARDO PÁEZ PÉREZ

FIDEL ROSALES HERNÁNDEZ



Director de Tesis: Ing. Jesús Héctor Díaz Zertuche.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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



REPUBLICA NACIONAL  
DE VENEZUELA  
MINISTERIO DEL  
PETRÓLEO

SR. EDUARDO PÁEZ PÉREZ  
Presente

FACULTAD DE INGENIERIA  
DIRECCION  
60-I-683

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**

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

**METODOLOGÍA PARA LA REHABILITACIÓN DE POZOS CERRADOS**

- RESUMEN
- I INTRODUCCIÓN
- II GENERALIDADES
- III METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS, DIAGNÓSTICO Y REHABILITACIÓN DE POZOS CERRADOS
- IV CASO PRÁCTICO: CAMPO POZA RICA
- V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- BIBLIOGRAFÍA

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 HABLARÁ EL ESPÍRITU"  
Cd. Universitaria, D. E. n 17 de mayo de 2002  
EL DIRECTOR

  
ING. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB\*RLLR\*gtg

P

B



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA  
DIRECCION  
60-I-682

Dirección General de Bibliotecas de la  
se difundir en formato electrónico e impreso en  
versión de mi trabajo profesional.  
Tesis: Metodología para el análisis, diagnóstico y rehabilitación de pozos cerrados  
19 June 2003  
Fidel Rosales H.

SR. FIDEL ROSALES HERNÁNDEZ  
Presente

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

**METODOLOGÍA PARA LA REHABILITACIÓN DE POZOS CERRADOS**

- I RESUMEN
- II INTRODUCCIÓN
- III GENERALIDADES
- IV METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS, DIAGNÓSTICO Y REHABILITACIÓN DE POZOS CERRADOS
- V CASO PRÁCTICO: CAMPO POZA RICA
- VI CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- VII BIBLIOGRAFÍA

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 HABLARÁ EL ESPÍRITU"  
Cd. Universitario D. F., a 17 de mayo de 2002  
EL DIRECTOR

  
ING. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB\*RLLR\*gtg

*P*

*C*

---

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA**

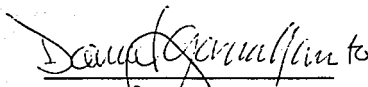
**"METODOLOGÍA PARA LA REHABILITACIÓN DE POZOS CERRADOS"**

**TESIS PRESENTADA POR:** Páez Pérez Eduardo  
Rosales Hernández Fidel

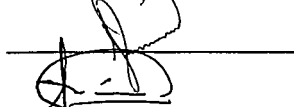
**DIRIGIDA POR:** Ing. Jesús Héctor Díaz Zertuche

**JURADO DEL EXAMEN PROFESIONAL:**

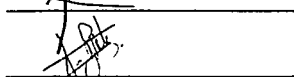
**PRESIDENTE:** Dr. Daniel García Gavito.

  
\_\_\_\_\_

**VOCAL:** Ing. Jesús Héctor Díaz Zertuche.

  
\_\_\_\_\_

**SECRETARIO:** M.I. Néstor Martínez Romero.

  
\_\_\_\_\_

**1er SUPLENTE:** M.I. José Martínez Pérez.

  
\_\_\_\_\_

**2do SUPLENTE:** Ing. Oswaldo Hernández Mena.

  
\_\_\_\_\_

## Agradecimientos.



Gracias Señor por la vida, por la paz, por la alegría, por la tristeza, por esos ojos que con ternura y comprensión me miraron, por esa mano oportuna que me levanto, por esos labios cuyas palabras y sonrisas me alentaron, por esos oídos que me escucharon, por ese corazón que me dio amistad, cariño y amor, por el éxito que me estimuló, por el fracaso que me hizo más fuerte, por la salud que me sostuvo y por la enfermedad que me fortaleció y sobre todo gracias Señor por estar siempre a mi lado.

Gracias a la Universidad Nacional Autónoma de México y en especial a la Facultad de Ingeniería que nos abrió sus puertas y nos recibió en su seno para hacer de nosotros unos profesionistas comprometidos con la sociedad y con la nación.

Al Ing. Jesús Héctor Díaz Zertuche y al Ing. Santiago Montoya Cerón nuestro más profundo y sincero agradecimiento por el tiempo, apoyo y dedicación que nos brindaron durante la elaboración del presente trabajo.

Nuestro sincero agradecimiento al Ing. Carlos A. Reyes López Coordinador de Diseño de Explotación del Activo Poza Rica, al Ing. Leopoldo Argüello Moreno, al Ing. Alfredo Marx Rojano y todos los Ingenieros del Área de Intervenciones a Pozos por su valiosa ayuda, consejos, orientación y tiempo que nos brindaron durante nuestra estancia en dicha área para la elaboración del presente trabajo.

Al M.I. José Martínez Pérez Coordinador de la Carrera de Ingeniería Petrolera de la Facultad de Ingeniería de la U.N.A.M. nuestro sincero agradecimiento por el apoyo y orientación que nos brindo durante el desarrollo del presente trabajo.

# **TESIS CON FALLA DE ORIGEN**

## Agradecimientos.

---



Le agradecemos a la Compañía Schlumberger y en especial a la Ing. Claudia Castro el apoyo que nos brindo en la elaboración de la presente tesis.

A nuestros profesores nuestro más sincero agradecimiento por el tiempo que nos dedicaron durante nuestra formación como profesionistas, así como, por sus consejo y palabras de aliento.

Al Dr. Daniel García Gavito, al M.I. Nestor Martínez Romero, al Ing. Salvador Macias Herrera y al Ing. Oswaldo Hernández quienes amablemente nos brindaron su apoyo en la revisión del presente trabajo y quienes fungieron como sinodales de nuestro examen profesional les damos las más sinceras gracias.

A nuestros amigos y compañeros de escuela que compartieron con nosotros parte de su vida en los momentos alegres y tristes de nuestro camino por la Facultad de Ingeniería les damos las gracias y los recordamos con cariño.



## Agradecimientos.

---



Les doy las infinitas gracias a mis padres, Julia y Filiberto que me dieron la vida y han hecho y dado todo por mi.

A Lourdes

El destino no es casualidad, sino elección, no es lo que se espera, si no lo que se realiza, por ayudarme a lograrlo gracias.

A mis hermanos Eva, Filiberto y Elvia, por estar conmigo en las buenas y en las malas, por sus regaños, consejos y cariño les doy las gracias.

Un especial agradecimiento a los Ingenieros Carlos A. Reyes López y Leopoldo Argüello Moreno por sus consejos y apoyo que me dieron para lograr finalizar esta etapa de mi vida.

Y a todas las personas que de una forma o de otra contribuyeron para que lograré cumplir con esta meta les doy las gracias.

## Agradecimientos.



*A DIOS EN PRIMER LUGAR: POR BRINDARME LA OPORTUNIDAD DE DISFRUTAR DE UNA VIDA MARAVILLOSA RODEADO DE LA GENTE QUE AMO Y EL PERMITIRME PODER ALCANZAR UNA DE MIS METAS.*

*A MI ALMA MATER LA UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO, POR BRINDARME LA EDUCACIÓN QUE Poca gente tenemos el privilegio de obtener y de alcanzar, y el sentirme privilegiado de formar parte de esta gran institución y de la gran comunidad de universitarios que la conforman y a la cual le estaré siempre agradecido.*

*A MI FAMILIA: A QUIENES ME HAN HEREDADO EL TESORO MÁS VALIOSO QUE PUEDA DARSELE A UN HIJO, A QUIENES SIN ESCATIMAR ESFUERZOS ME HAN FORMADO Y EDUCADO, A QUIENES LA ILUSIÓN DE SU EXISTENCIA HA SIDO VERME CONVERTIDO EN PERSONA DE PROVECHO, A QUIENES ME RESTA DECIR, GRACIAS HOY Y SIEMPRE.*

*A MIS PADRES: FRANCISCO ROSALES FRANCO Y ELVIRA HERNÁNDEZ QUE CON SU AMOR Y CARIÑO ME DIERON EL SER Y EL HABERME GUIADO POR LA VIDA BRINDANDOME SU APOYO INCONDICIONAL AL IGUAL QUE MIS HERMANOS FRANCISCO, ELVIRA Y A MIS SOBRINOS AMY Y HORACIO QUE SIEMPRE ESTÁN PRESENTES EN MI.*

*A MIS TÍAS ABUELAS: ENGRACIA VELAZQUÉZ VDA. DE ROSALES (q.e.p.d.) A QUIEN EXTRAÑO TANTO Y QUE EN ESTOS MOMENTOS DE FELICIDAD SÉ QUE ESTÁ A MI LADO, A TRINIDAD ROSALES ROJAS POR SER AMBAS UNAS MAMÁS PARA MÍ Y MIS HERMANOS, QUE CON SU ESFUERZO NOS RODEARON DE AMOR Y CARIÑO Y QUE SON Y SEGUIRÁN SIENDO UN GRAN APOYO PARA NOSOTROS.*

*A MIS TÍOS: ANA Ma. DE JESÚS, GRACIELA, MARCELINA, MERCEDES Y PORFIRIO ROSALES VELÁZQUEZ POR SER MÁS QUE UNOS TÍOS Y PORQUE SÉ QUE CON ELLOS SIEMPRE PUEDO CONTAR Y A SUS ESPOSOS: MIGUEL LEÓN, JESÚS GUTIERREZ, RUBÉN SÁNCHEZ, TERESA MARTÍNEZ, A MIS PRIMOS MIGUEL, KARIN, ISRAEL, JESÚS, CARLOS, MIRIAM, RUBÉN, ROSA, HECTOR Y A MI SOBRINA ADRIANA.*

*A MIS AMIGOS DE TODA LA VIDA: QUE EN ELLOS SOLO HE ENCONTRADO PALABRAS DE ALIENTO Y AMISTAD, A DON SOTERO PÉREZ, DOÑA JULIA MEDELLÍN, DON RODRIGO PÉREZ Y DOÑA DOMINGA Y A SUS HIJOS JULIO, BLANCA, ANGÉLICA, ARTURO, CARMEN, NORMA, NANCY, CECILIA, RODRIGO, MARIBEL, LETICIA Y A SUS RESPECTIVOS ESPOSOS, A LA FAMILIA MARTÍNEZ Y A MIS AMIGOS LILIA, EDITH, LUCILA, GABRIELA Y SERGIO, A GUILLERMO Y CARLOS NOVOA Y A SU ESPOSA SUSY MIL GRACIAS.*

*A TÍ: QUE SIEMPRE VIVIRAS EN MÍ POR SER MI PRIMER AMOR, TÚ QUE FUISTE LA PERSONA QUE ME HABRIÓ SU CORAZÓN Y SU VIDA PARA COMPARTIR TANTOS MOMENTOS TAN HERMOSOS, QUE EL TIEMPO JAMÁS PODRÁ BORRAR, SOLO PUEDO DECIRTE QUE SIEMPRE TE AMARÉ.*

*A TI MI GRAN AMIGO EDUARDO PÁEZ, PORQUE EN NUESTRA AMISTAD ENCONTRE LA FUERZA Y EL APOYO PARA REALIZAR ESTA TESIS Y CREO NO HABERME EQUIVOCADO AL ELEGIRTE COMO MI AMIGO Y COMPAÑERO, SABES QUE TE ESTOY MUY AGRADECIDO.*

*A MIS AMIGOS ENTRAÑABLES DE LA FACULTAD: EMILIO PINEDA SALAS, MARCO RAMÍREZ, PAUL DEL VALLE, JAVIER GUZMÁN, SAÚL VILLALOBOS, MARCELINO FLORES, SALVADOR OROPEZA, ZAPATA, JORGE PÉREZ PINTO, LEOBARDO, JESÚS ORTIZ, MARCOS MENDOZA, JOSÉ CRUZ PARRA, MIGUEL (MAIR), JOSÉ CONTRERAS, JOSE LUIS OJEDA, RAÚL MANRIQUEZ, RODOLFO TVAREZ, VILLAJUANA, HUGO VARGAS, FCO. ESPITIA Y A TODOS AQUELLOS QUE ESCAPAN A MI MEMORIA, TODO MI AGRADECIMIENTO.*



---

**METODOLOGÍA PARA LA REHABILITACIÓN DE POZOS  
CERRADOS**



---

## Contenido

<b>Resumen.</b>	
<b>I. Introducción.</b>	<b>1</b>
<b>II. Generalidades.</b>	<b>3</b>
II.1. Conceptos básicos.	3
II.2. Objetivo de la perforación.	4
II.3. Terminación y mantenimiento de pozos.	5
II.4. Causas que originan el cierre de un pozo.	7
II.5. Intervenciones a pozos.	11
II.6. Metodología para la jerarquización de yacimientos y/o campos petroleros con pozos cerrados.	14
<b>III. Metodología para el análisis, diagnóstico y rehabilitación de pozos cerrados.</b>	<b>17</b>
III.1. Análisis e interpretación de la información.	17
III.2. Diseño de la intervención.	41
III.3. Evaluación de la intervención.	82
<b>IV. Caso práctico: Campo Poza Rica.</b>	<b>83</b>
IV.1. Localización del área de oportunidad.	83
IV.2. Antecedentes del pozo Poza Rica 81.	90
IV.3. Clasificación del pozo.	99
IV.4. Revisión física de las instalaciones.	99
IV.5. Verificación de las causas del cierre del pozo.	99
IV.6. Conclusiones y recomendaciones.	99
IV.7. Diseño de la intervención.	100
IV.8. Evaluación de la intervención.	105
<b>V. Conclusiones y recomendaciones.</b>	<b>107</b>



---

<b>Nomenclatura.</b>	108
<b>Tabla de equivalencias.</b>	109
<b>Índice de figuras.</b>	110
<b>Bibliografía.</b>	112



---

## Resumen

En el presente trabajo se exponen los motivos que llevaron a la elección del tema a desarrollar como proyecto de tesis. Se definen algunos términos y clasificaciones utilizadas en la rehabilitación de pozos de acuerdo a los catálogos de PEMEX para el año 2002, asimismo, se presentan las causas por las que un pozo llega a cerrarse y una breve explicación sobre el método utilizado en PEMEX para la jerarquización de campos petroleros con pozos cerrados y/o taponados.

Por otra parte, se describe la metodología adoptada para el análisis, diagnóstico y rehabilitación de pozos cerrados la cual, consta de lo siguiente: recopilación de la información geográfica y geológica del área donde se encuentran los pozos a estudiar, planos de ubicación del pozo tanto estructural como urbana, revisión del expediente del pozo, clasificarlo de acuerdo a las causas de su cierre, llevar a cabo una inspección física del mismo, presentar conclusiones y recomendaciones para realizar el diseño de la intervención más adecuada para la rehabilitación o cierre definitivo del pozo, llevar a cabo la intervención al pozo y finalmente una evaluación técnica.

Por último se presenta un caso práctico tomando como ejemplo el pozo Poza Rica 81, utilizando la metodología descrita, señalando las conclusiones y recomendaciones a las que se llegó al término del este trabajo y la práctica realizada en el Activo Poza Rica.



## I. Introducción

La industria petrolera ocupa un lugar muy importante dentro de la Economía Mundial. Es indudable que el impacto de Petróleos Mexicanos en el desarrollo industrial del país es cada vez mayor debido al volumen de hidrocarburos con que cuenta nuestro país, lo cual se ve reflejado en los procesos de apertura (GATT) iniciados en 1987 y acelerados a partir del TLC. Es en este contexto que PEMEX tiene la obligación de alcanzar más que cualquier otra empresa nacional, estándares de clase mundial. Por esta razón, se le ha dado mucha importancia a la exploración con el objetivo de encontrar nuevos yacimientos petroleros que permitan incrementar nuestras reservas y que además en un futuro puedan ser explotados.

Otro aspecto que tiene gran importancia dentro de la industria petrolera es, la perforación y la explotación óptima de los pozos petroleros, debido a que sin una adecuada planeación, apoyada en la nueva tecnología, se traduciría en pérdidas para la empresa, y por consiguiente, en una inadecuada explotación de los recursos petroleros, lo que incrementaría los costos de extracción.

Por ello, en PEMEX se ha establecido una filosofía de cambio que actualice, reordene sus objetivos, eleve su eficiencia y avance en la descentralización de decisiones y en la desincorporación de actividades no estratégicas.

Bajo estas premisas, PEMEX postula como una directriz esencial la creación de una cultura empresarial empeñada en renovar métodos y formas de trabajo, así como incorporar tecnologías idóneas conforme a la práctica internacional, poniendo especial énfasis en la administración de los yacimientos y pozos, activos base de su riqueza. Para lograr lo anterior, en la actualidad se emprende un proceso de transformación global, apoyado en herramientas de la administración moderna en donde la Reingeniería ocupa un lugar preponderante.

La Reingeniería de procesos tiene como principal objetivo producir incrementos espectaculares en los indicadores de desempeño a partir del rediseño de los procesos



clave que conforman la base operacional del negocio. La metodología de la Reingeniería evoluciona desde un diagnóstico profundo, un rediseño, una serie de pruebas piloto, así como en la instalación de nuevos sistemas.

La Reingeniería toma como base los siguientes puntos estratégicos;

- Aplicación eficiente de recursos de inversión.
- Modernización de la estructura organizativa.
- Reducción de restricciones tecnológicas y de recursos humanos.
- Mejora en la eficiencia operativa.
- Reactivación de reservas de campos maduros.

A la luz de las modernas tecnologías aplicadas al análisis e interpretación de registros, los pozos cerrados y taponados que existen representan actualmente un potencial importante para recuperar el valor económico, ya que con inversiones marginales y el mínimo riesgo, existe la posibilidad de reactivar su producción, lo que llevaría al aprovechamiento de las siguientes áreas de oportunidad:

- Reactivación de reservas en campos maduros.
- Reactivación de campos cerrados con reservas probadas.
- Modernización de los métodos y procedimientos de trabajo.
- Actualización de prácticas operativas mediante la incorporación de tecnología de vanguardia.
- Desincorporación de actividades no sustantivas.
- Desincorporación de activos improductivos.

Por otra parte, hay activos que representan una excelente oportunidad debido al número total de pozos perforados que involucran una reserva remanente importante, así como por la calidad de los crudos producidos.





---

## II. Generalidades

### II.1. Conceptos básicos.

**II.1.1. Yacimiento.-** se define como la acumulación de hidrocarburos en el subsuelo, en una trampa individual y efectivamente separada de cualquier otra, y que se caracteriza por estar bajo un mismo sistema de presión, de tal manera que la extracción de hidrocarburos de una parte del yacimiento afecta la presión en toda su extensión. La acumulación de hidrocarburos está limitada en todas sus direcciones por barreras geológicas tales como: estratos impermeables, condiciones estructurales y contenido de agua en la roca almacenadora.

**II.1.2. Campo.-** se refiere a un yacimiento o conjunto de yacimientos de hidrocarburos, los cuales están en una misma estructura geológica o se relacionan con ella. Cuando existen dos o más yacimientos en el mismo campo, estos se encuentran separados uno del otro por causas geológicas, tales como: afallamientos, acuñamientos de las capas productoras, condiciones estructurales y cambios de porosidad y permeabilidad. Los yacimientos pueden presentarse en horizontes de edad geológica diferente, separados verticalmente por estratos relativamente impermeables.

**II.1.3. Porosidad.-** es la cantidad de espacios internos que son capaces de almacenar fluidos. Se define también como la relación entre los espacios en rocas, llenos con algún fluido y el volumen total de ésta.

De acuerdo con el modo en que se originó, la porosidad puede clasificarse como primaria o secundaria. La primera también llamada original se desarrolló en el momento de la depositación de los sedimentos; está representada por la porosidad intergranular en areniscas y por la intercrystalina en algunas calizas, este tipo de rocas es más uniforme en sus características. La segunda también llamada inducida se generó por procesos geológicos subsecuentes; esta representada por fracturas o por cavidades de



disolución, comúnmente en lutitas o calizas; otro proceso que la genera es la dolomitización.

Por otra parte, se denomina porosidad total a la relación que existe entre el volumen de espacios vacíos y el volumen total de la roca; también, puede considerarse como la suma de la porosidad primaria y secundaria. La porosidad efectiva se define como la relación de espacios vacíos interconectados divididos entre el volumen total de la roca.

**II.1.4. Permeabilidad.-** se define como la propiedad que tiene la roca de permitir el paso de un fluido a través de ella. Existirá permeabilidad sólo si existen poros comunicados, es decir, sólo si existe porosidad efectiva.

**II.1.5. Saturación.-** se define como el volumen de fluido medido a la presión y temperatura a que se encuentre el medio poroso, dividido por el volumen de poros.

## **II.2. Objetivo de la perforación.**

**II.2.1. Perforación exploratoria y de delimitación.-** es la perforación de pozos localizados fuera de los límites de yacimientos descubiertos, o bien, la perforación de pozos dentro de los límites de un yacimiento, con la finalidad de: buscar nuevos horizontes productores, ya sea arriba o abajo del horizonte productor, delimitar horizontal y/o verticalmente los yacimientos y adquirir información que permita realizar una caracterización inicial con alto grado de certidumbre, para evaluar la rentabilidad y programar la estrategia de explotación de yacimiento descubierto.

**II.2.2. Perforación de desarrollo.-** es la perforación de pozos con el fin de optimizar la explotación del yacimiento dentro de los límites que se conocen al momento en que se inicia o se continúa la perforación, y siendo el objetivo terminar dichos pozos en el horizonte productor.



**II.2.3. Pozo exploratorio.-** es el que se perfora con la finalidad de definir la existencia de la acumulación de hidrocarburos, se perfora la localización exploratoria, convirtiéndose ésta en pozo exploratorio.

En la mayoría de los casos se realizan perforaciones de delimitación para definir los límites vertical y horizontal del yacimiento.

**II.2.4. Pozo de desarrollo.-** son aquellos que se perforan en número óptimo con la finalidad de explotar la reserva con la mayor generación de valor.

**II.2.5. Pozo inyector.-** son pozos cuyo objetivo es inyectar algún fluido para mantener la presión en el yacimiento o para inyectar fluidos de desecho o contaminantes en formaciones no productoras.

### **II.3. Terminación y mantenimiento de pozos.**

**II.3.1. Productor.-** se define así al pozo que en condiciones estabilizadas quedó aportando en superficie hidrocarburos líquidos, gaseosos o una combinación de ambos.

**II.3.2. Pozo improductivo.-** es aquel que no aporta hidrocarburos porque no alcanza el objetivo, porque no se encuentra la formación productora; se alcanza la formación productora pero resulta invadida de agua, con baja permeabilidad y baja porosidad.

**II.3.3 Pozo taponado.-** cuando algún pozo resulta no productor, improductivo o inyector inoperante, y de acuerdo con cada los activo de exploración o de producción, se puede decidir taponarlo, colocando tapones de cemento intermedios y además uno superficial. Con monumento y placa descriptiva, en el caso de los terrestres, y en el caso de los marinos, se deja tapón de cemento a nivel de fondo marino.



**II.3.4. Aparejo de producción.-** es el conjunto de accesorios, equipos y tuberías que se introducen en el pozo para que los hidrocarburos producidos a través de los intervalos abiertos fluyan a la superficie de manera controlada.

Los aparejos que se utilizan para las condiciones de pozo fluyente son T.P. franca, T.P. franca con empacador y T.P. con empacador y válvula de circulación y en el caso de pozos inyectores T.P. franca y T.P. franca con empacador

Cuando la energía del yacimiento no es suficiente para impulsar los hidrocarburos hasta la superficie, al aparejo se le agrega un equipo y accesorios que permiten imprimir energía a los fluidos en el pozo; a este conjunto se le denomina "Sistema Artificial de Producción"; los más usuales son: bombeo neumático (BN), bombeo mecánico (BM), bombeo electrocentrifugo (BEC), sargas de velocidad, cavidades progresivas y embolo viajero.

**II.3.5. Mantenimiento de pozos.-** una vez terminado el pozo oficialmente como productor y dado de alta como Activo Fijo, entra a su etapa de vida productiva que con el tiempo puede entrar a un período de disminución de los volúmenes de producción esperados o dejar de producir.

Con la finalidad de mantener el pozo produciendo y cumplir así con las metas establecidas, se procede a realizar el análisis de las causas que originan la disminución de la producción; como resultado de dicho análisis, se programa alguna o algunas intervenciones que permitan continuar con la vida productiva de dicho pozo, a esta serie de intervenciones es a la que normalmente se le conoce como mantenimiento de pozos; al finalizar cada intervención se habrá logrado restaurar la operación del pozo como productor de hidrocarburos.



## II.4. Causas que originan el cierre de un pozo.

El cierre de un pozo puede ser ocasionado por diversas condiciones que tienen relación con: el yacimiento, el equipo subsuperficial, el equipo superficial, las instalaciones superficiales (figura I.1.).

**II.4.1. Condiciones del yacimiento.-** en este caso las condiciones que ocasionan que un pozo se cierre son las propiedades de los fluidos almacenados (gas, aceite y agua) y las de la roca. Respecto a los fluidos almacenados, los pozos se cierran cuando se tiene:

- Alta relación gas-aceite debido a flujo preferencial, avance del contacto gas-aceite y/o canalizaciones de gas atrás de la tubería de revestimiento.
- En cuanto al aceite, los pozos pueden cerrarse por presentar baja presión de fondo, con lo cual el aceite ya no alcanza a llegar a la superficie debido a que da muy bajos gastos de producción, de tal manera que no resulta rentable; por tener alta viscosidad, dificultando el flujo hacia la superficie o por haberse agotado.
- En cuanto al cierre por presencia de agua, éste puede ser ocasionado por la conificación producida por las condiciones de explotación del aceite, avance digital por explotación no controlada, por flujo preferencial, por canalizaciones atrás de la tubería de revestimiento o por avance natural del agua.

Por su parte, las propiedades de la roca del yacimiento también contribuyen a que los pozos puedan cerrarse, debido a la baja permeabilidad de la roca, la cual ocasiona dificultad al flujo de los hidrocarburos; también, por el daño ocasionado a la formación, producto de los efectos de los fluidos utilizados en las intervenciones de terminación o reparación de los pozos o por la aportación de arena y/o finos.



## II.4.2. Condiciones del pozo.

En lo que a las condiciones del pozo se refiere, éstas pueden presentarse a partir de los equipos subsuperficiales y superficiales.

**II.4.2.1. Equipo subsuperficial.**- en este tipo de equipo se consideran tanto a las tuberías de revestimiento y de producción, como a los aparejos de producción, empacadores y accesorios, como factores que pueden ocasionar el cierre de un pozo dado que pueden presentarse desprendimientos, roturas, colapsos, obstrucciones por corrosión o abrasión y migración de fluidos en las bocas de las tuberías de revestimiento y en las zapatas de las tuberías cortas, fallas en los aparejos de producción debidas a rotura de varillas y defectos en las bombas superficiales, descalibración de las válvulas del sistema de bombeo neumático y en cuanto a los empacadores y accesorios se refiere, éstos pueden no recuperarse durante las intervenciones programadas ocasionando con ello el taponamiento o disminución del área de flujo.

**II.4.2.2. Equipo superficial.**- aquí se considera el árbol de válvulas, empaques, bola colgadora y estranguladores. Los pozos pueden cerrarse en este caso por la corrosión, abrasión o fugas del árbol de válvulas; o por fallas del empaque o bola colgadora, por el desgaste de los estranguladores, por efectos del material sustentante regresado de las fracturas hidráulicas efectuadas o por el efecto corrosivo de sustancias ácidas.



---

### II.4.3. Condiciones de las instalaciones superficiales.

El equipo de sistemas artificiales y la infraestructura de producción son las instalaciones superficiales que provocan el cierre de un pozo. En este punto se consideran los sistemas de bombeo neumático, mecánico y émbolo viajero; en este caso, los pozos se cierran por fugas u obstrucciones en la red del sistema de bombeo neumático y paro de compresoras, fallas de energía eléctrica o robo de cable eléctrico en el sistema de bombeo mecánico y descalibración o desajuste del sistema de émbolo viajero; mientras que en los segundos se consideran las líneas de descarga, ductos, separadores y tanques, las instalaciones antes mencionadas pueden provocar cierres de pozos por fugas, contrapresiones, obstrucciones, afectaciones y asentamientos humanos.

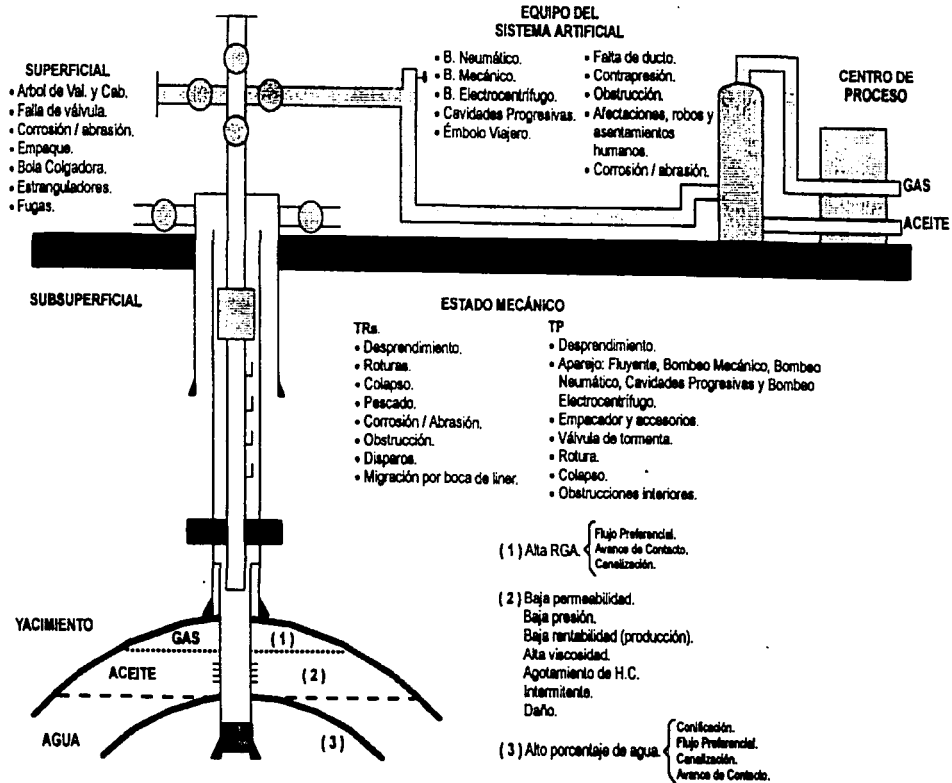


Figura II.1. Factores que afectan el cierre de un pozo.





## II.5. Intervenciones a pozos.

**II.5.1. Intervenciones mayores a pozos.-** hasta el año de 1999, PEMEX agrupaba las actividades de mantenimiento de pozos dirigidas a su rehabilitación mediante cambios de intervalo, profundizaciones, reentradas, ampliaciones o adición de intervalos, reacondicionamiento de TR's dañadas, mejoramiento de cementaciones, tratamientos para consolidar formaciones en el concepto de reparaciones mayores. A partir del año 2000, modifica los criterios separando dichas actividades en dos grupos: en el primero, se agrupan las intervenciones que llevan la finalidad de explotar reserva probada no desarrollada o reserva probable que pasaría de inmediato a probada desarrollada; la producción que se obtiene de estas intervenciones es incremental, por lo cual el programa quedó en el grupo de inversiones estratégicas, las intervenciones que se consideran en este grupo son: cambio de intervalo (abandono de un intervalo y prueba de otro), profundización, reentradas y recuperación de pozos exploratorios, en el segundo grupo se encuentran aquellas cuya producción programada y real, no se considera incremental, dentro de este grupo se encuentran las reparaciones mayores, reparaciones menores y estimulaciones.

**II.5.2. Reparación mayor.-** las intervenciones que son consideradas como reparaciones mayores son: modificación del intervalo (ampliación del intervalo y/o disparos), agregado de otro(s) intervalo(s), sin abandonar el ya existente, segregación mecánica para control de agua, segregación mecánica para control de gas, mejorar la cementación primaria de la tubería de revestimiento de explotación, introducción y cementación de una tubería de explotación, corrección de anomalías a tuberías de revestimiento de explotación, conversión de un pozo productor a inyector modificando intervalo y reparación mayor de pozo inyector de agua.

La producción, programada y real, asociada a estas intervenciones, cuando se tenga, no es incremental y se sumará a la producción declinada.



**II.5.3. Reparación menor.-** es aquella intervención que se realiza a un pozo productor o inyector que presenta problemas en su operación normal. Esta intervención no afecta al yacimiento o reserva en explotación, ni modifica la geometría de las tuberías de revestimiento.

Se clasifican como reparaciones menores, las siguientes intervenciones: cambios de aparejo de producción del mismo diámetro, cambios de accesorios del aparejo de producción, limpieza del aparejo, restitución de flujo mediante inducciones o sondeos, reparación de fugas en árbol de válvulas, recuperación del aparejo de producción, desarenamientos, conversión de aparejo a sistema artificial, rehabilitación del aparejo de sistema artificial, cambio del diámetro del aparejo de producción, conversión del aparejo de producción a inyector sin modificar el intervalo disparado, corrección de anomalías a tuberías de revestimiento de explotación, cedazos y engravamiento, segregación química para el control de agua, segregación química para el control de gas y tratamiento con resinas para consolidar la formación.

La producción, programada y real, asociada a estas intervenciones, cuando se tengan, no es incremental y se sumara a la producción declinada. La suma de la producción atribuible a las reparaciones menores, más las mayores y las estimulaciones, dará la producción base.

**II.5.4. Estimulación.-** es una intervención que se realiza a un pozo productor o inyector, inyectando fluidos para restaurar y/o mejorar las condiciones de flujo del yacimiento hacia el pozo, o viceversa, en la vecindad del intervalo. Son intervenciones programables y se obtiene producción atribuible a las mismas; dichas intervenciones se clasifican en: estimulaciones de limpieza ácidas y no ácidas, estimulaciones a la matriz intersticial ácidas y no ácidas y fracturamiento hidráulico ácidos y con fluido y apuntalante.



**Estimulaciones de limpieza:** son intervenciones diseñadas para remover las incrustaciones que se presenten en la vecindad de la zona de disparos; normalmente no se realiza inyección de fluido a la formación, solo se circula.

**Estimulación matricial:** es aquella intervención en la que se inyecta ácido a la formación a una presión menor que la de fractura con el objetivo de eliminar los efectos de daño en la vecindad del pozo.

**II.5.5. Fracturamiento.-** es una intervención en la cual se inyecta un fluido a la formación a una presión suficientemente alta para fracturar la formación o abrir las fracturas existentes; la fractura puede existir después del tratamiento si las caras de las fracturas quedan grabadas cuando se libera la presión y la fractura cierra.

La producción, programada y real asociada a las estimulaciones y fracturamientos cuando se tengan, no es incremental y se sumará a la producción declinada.

Las estimulaciones matriciales o fracturamientos que se programan y se realizan como parte de una terminación, intervención mayor, reparación mayor o menor, se consideran como parte de la misma intervención, por lo tanto, no se contabilizan como intervención separada.

**II.5.6. Taponamiento.-** es aquella intervención que se realiza para abandonar un pozo. El abandono puede ser temporal o definitivo. El abandono definitivo, normalmente, se realiza en un pozo por resultar improductivo, por accidente mecánico, daño ecológico, por seguridad o por agotarse la reserva. El abandono temporal se realiza en pozos que tienen la posibilidad de incorporarse a producción en el futuro o ser usados con otro fin diferente al de producción con el objetivo de mantener la seguridad



## II.6. Metodología para la jerarquización de campos con pozos cerrados.

En principio se debe conformar y sistematizar una base de datos, la cual debe contener la información detallada de cada uno de los campos que integran el sistema a analizar y que presentan pozos cerrados y/o taponados. Es importante mencionar que dicha base debe ser estructurada bajo los conceptos: reserva remanente de hidrocarburos, producciones por campo, producciones por pozo y pozos cerrados por campo. Aplicando la regla de Pareto (80 % de las áreas de oportunidad pueden concentrarse en el 20 % del universo total), se jerarquizan, a fin de obtener los que representan las mayores posibilidades de acuerdo a los conceptos antes mencionados.

A continuación, se describen brevemente cada uno de los pasos que deben aplicarse en la metodología para la jerarquización de los campos productores que contienen pozos cerrados:

**Paso I.-** la base de datos debe ser ordenada de mayor a menor volumen, bajo el concepto "reserva remanente de hidrocarburos". A este arreglo se le asigna un contador o número consecutivo, con el propósito de que el campo con mayor volumen de hidrocarburos aparezca en primer lugar.

A los conceptos "producción por campo", "producción por pozo" y "pozos cerrados" se les debe aplicar el mismo procedimiento.

**Paso II.-** en este paso se determinan cuántos y cuáles campos representan el 80%, en función de cada uno de los conceptos anteriores.

**Paso III.-** una vez definida la jerarquización de los campos, se debe conformar una base de datos o matriz que concentrará a cada uno de los campos previamente seleccionados.



En el caso de que uno o varios de los campos de la base original se repitan en dos o más de los conceptos al realizar el proceso de selección, la base de datos debe depurarse para evitar con ello que uno o más campos se repitan y obtener así una más pequeña y manejable.

**Paso IV.-** la matriz que contiene finalmente a los campos a estudiar deberá de ser ordenada de mayor a menor volumen en función de la reserva remanente; una vez ordenada, se le debe agregar un contador con el fin de definir qué campo ocupará el primer lugar y cuál el último. Finalmente, la base deberá ser ordenada alfabéticamente. Es conveniente mencionar que debe repetirse la misma mecánica para los conceptos "producción por campo", "producción por pozo" y "pozos cerrados".

**Paso V.-** elaborar una tabla con cada uno de los conceptos de análisis con sus respectivos valores y su correspondiente contador.

Una vez ordenados alfabéticamente por campo, se sumará el número de posición que ocupa en cada arreglo o selección.

La jerarquización definitiva se obtendrá de la suma ponderada de los números en cada arreglo, de acuerdo con los conceptos de análisis. El campo que tenga el número o cantidad inferior será el primero, y en consecuencia, el de mayor cantidad, el último.

Lo anterior se observa en el área discretizada de campos (área de oportunidad), que resulta de todo proceso de selección.

**Paso VI.-** para concluir con el proceso de jerarquización, se procede a agrupar los campos seleccionados de acuerdo a la Región a la que pertenecen.



**Paso VII.-** finalmente, se realiza el posicionamiento clave de los campos prioritarios, en donde se localizaron los de mayor potencial, es decir, aquellos que representan el 80% de la producción a recuperar en el 20% de los pozos cerrados o el 80% de la producción y el 80% de la reserva.

Para nuestro caso particular utilizaremos los campos correspondientes a la Región Norte, que son: Poza Rica, San Andrés, Tamaulipas-Constituciones y Reynosa, los cuales tienen mayor potencial.



### **III. Metodología para el análisis, diagnóstico y rehabilitación de pozos cerrados**

#### **III.1. Análisis e interpretación de la información.**

El presente procedimiento sirve para definir las causas que ocasionan el cierre de un pozo a partir del yacimiento, del pozo mismo, o bien de las instalaciones superficiales de producción, y por tanto, su posible rehabilitación o cierre definitivo.

**III.1.1. Localización del área de oportunidad.-** para la determinación del área de oportunidad se debe contar con información geográfica; es decir, conocer la ubicación del área en la cual se encuentran los pozos cerrados o taponados con posibilidades de rehabilitación con la finalidad de poder establecer el tipo de equipo que se requerirá para la intervención; como lo muestra la figura III.1.

Una vez conocida la ubicación geográfica del área, se debe contar con estudios geológicos que permitan la determinación del tipo de formación productora, su profundidad, sus características petrofísicas, así como las características del yacimiento como tipo y los medios por los cuales está produciendo, además de otros datos como profundidad del plano de referencia, presión original, presión de saturación, temperatura del yacimiento, densidad del aceite, densidad específica del gas, viscosidad del aceite, relación gas-aceite, profundidad original del contacto gas-aceite, profundidad original del contacto agua-aceite, espesor total de la formación productora, área del campo, reserva original, reserva actual, porosidad promedio de la formación productora, saturación original de agua y permeabilidad promedio de la formación; con esta información, se podrá determinar si es factible implementar un programa de rehabilitación de pozos cerrados o en definitiva cerrarlos. Algunos ejemplos se muestran en las figuras III.2 y III.3.



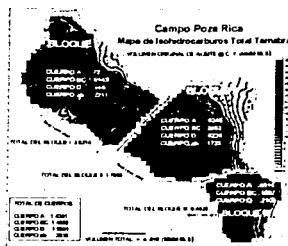




MAPAS DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LA ROCA Y LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO



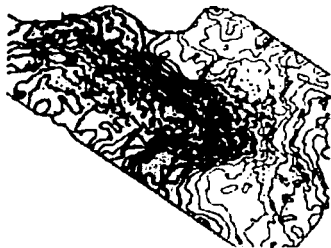
VOLUMETRIA



SECCIONES GEOLÓGICAS Y SISMOLÓGICAS



MAPAS ESTRUCTURALES, DE POSICIONAMIENTO Y DE ATRIBUTOS SISMICOS



REPRESENTACIONES TRIDIMENSIONALES



Figura III.2. Perfiles geológicos y sísmicos del yacimiento.

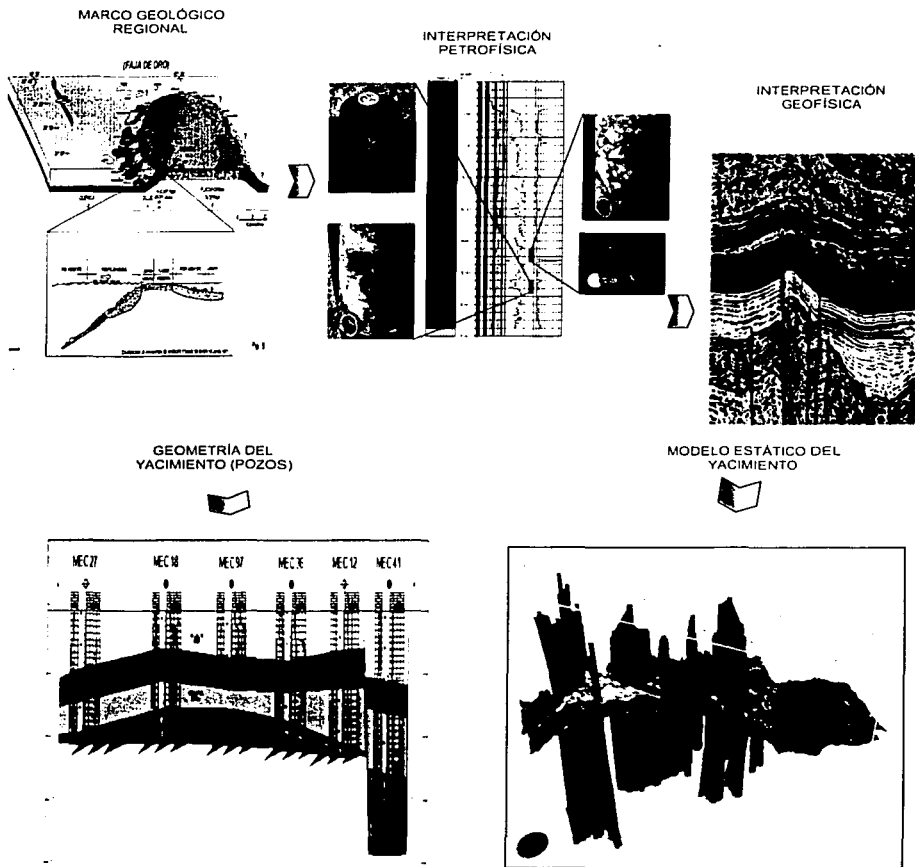


Figura III.3. Características geológicas y petrofísicas del yacimiento.



**III.1.2. Localización y ubicación de pozos cerrados.**- una vez que se ha determinado que los pozos del área en estudio tienen la posibilidad de ser rehabilitados, se requiere contar con planos de localización de los pozos cerrados o taponados para identificar tipo de pozo, coordenadas, localización y descripción de los accesos al pozo, así como si éste es productor o inyector figuras III.4 y III.5.

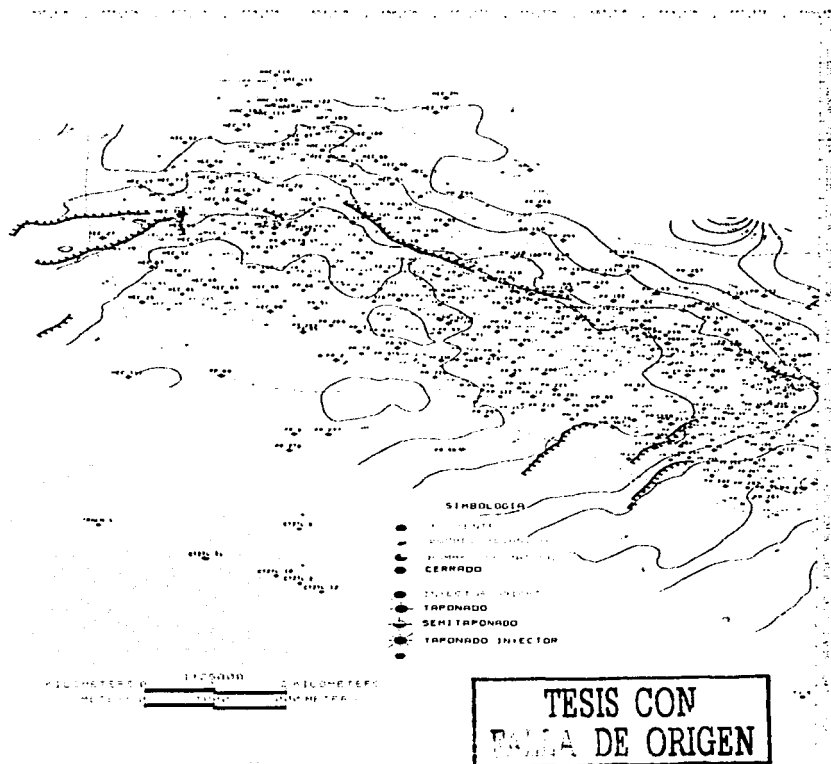


Figura III.4. Plano estructural, localización y tipo de pozo.

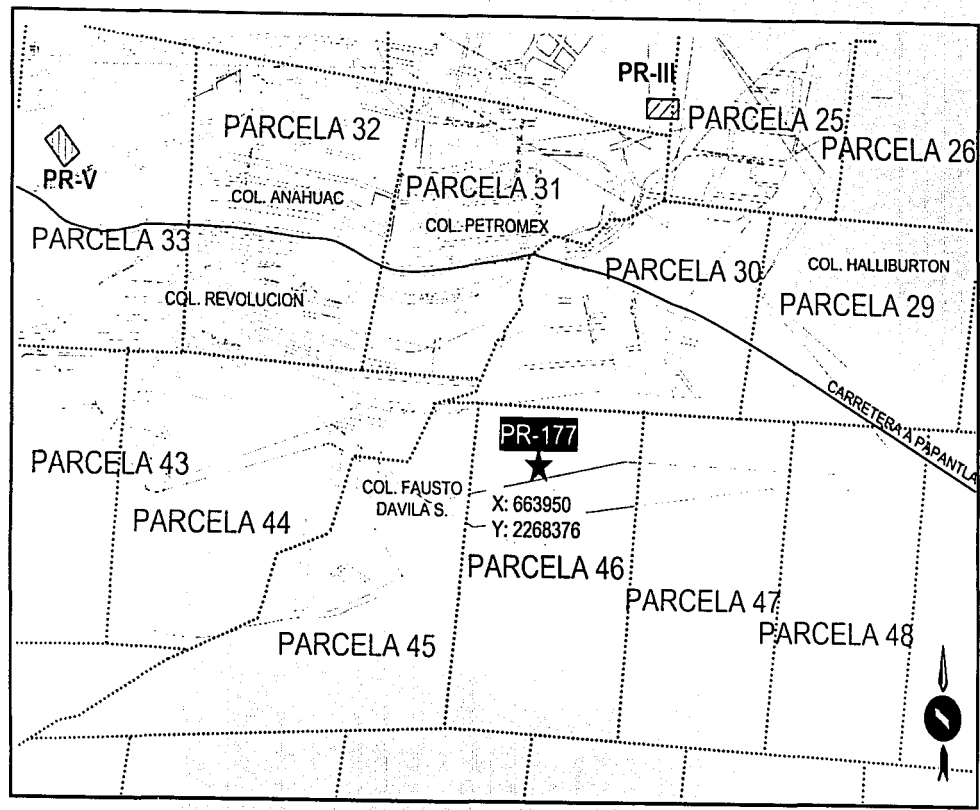


Figura III.5. Plano Urbano de Localización.

TESIS CON  
FALTA DE ORIGEN



### III.1.3. Revisión de antecedentes.

De la revisión del expediente del pozo se obtendrán:

**III.1.3.1. Antecedentes de la historia de perforación.-** se detectarán hechos sobresalientes durante la perforación, tales como: pérdidas de circulación, descontrol, derrumbes, fluidos de control utilizados, profundidad y asentamiento de TR, registros geofísicos tomados en agujero descubierto y entubado, cortes de núcleo, pruebas de formación y otros eventos importantes durante la perforación.

**III.1.3.2. Historia de terminación e intervenciones.-** se determinarán los intervalos disparados, tipo y características de las pistolas utilizadas, tipos de fluidos producidos, estimulaciones efectuadas y características de los fluidos utilizados, datos de producción inicial y final resultantes de cada intervención al pozo, así como la reserva original y la producción acumulada de cada intervalo productor.

**III.1.3.3. Correlación con pozos vecinos.-** en este punto se debe asentar la información que servirá para conocer las condiciones de los pozos cercanos al pozo en estudio, tales como posición estructural, horizontes productores, producción acumulada por cuerpo, yacimiento, etc. Las figuras III.6 y III.7 ejemplifican este punto.

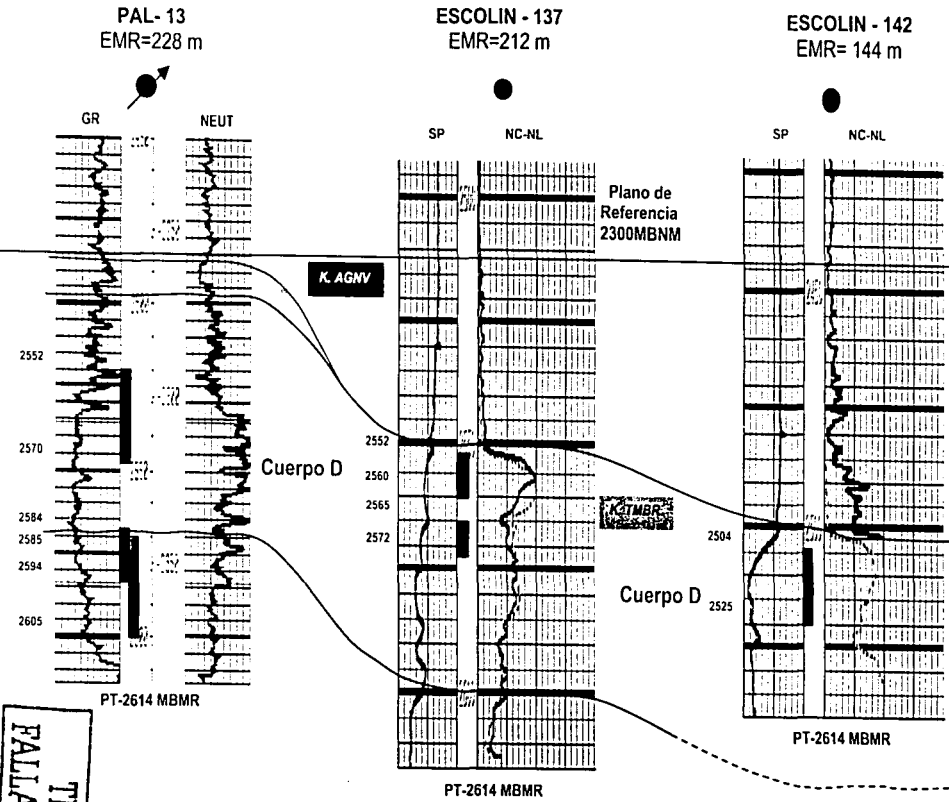


Figura III.6. Correlación de Pozos mediante registros geofísicos.



TESIS CON  
 FALLA DE ORIGEN

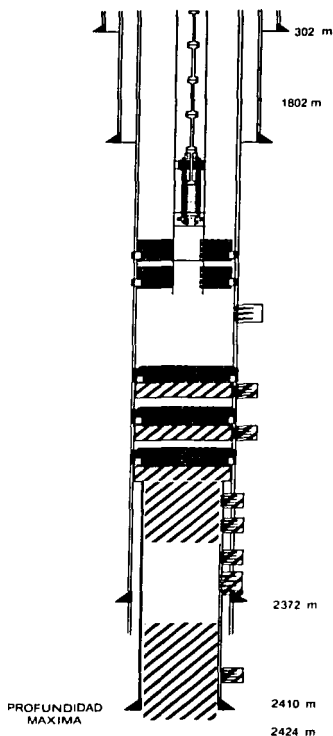




**III.1.3.4. Reparaciones mayores y menores.-** aquí quedan anotadas todas las intervenciones que fueron realizadas al pozo, intervalos abiertos a producción, datos de aforo, presiones de fondo, registros geofísicos en agujero entubado, registros de producción, pistolas utilizadas, muestreo de fluidos y producción acumulada.

**III.1.3.5. Información actual del pozo.-** se anotarán las condiciones del pozo, el estado mecánico actual, la existencia del árbol de válvulas, si cuenta con línea de descarga, presiones de fondo, niveles de aceite obtenidos de registros de gradientes de presión, temperatura de fondo, geometría de las tuberías de revestimiento cementadas, el aparejo de producción y así como las condiciones de accesibilidad al pozo, como se muestra en la figura III.8.





Concepto	Diámetro pg	Profundidad m
T.R.	13 <sup>3</sup> / <sub>8</sub>	302
T.R.	9 <sup>7</sup> / <sub>8</sub>	1802
T.P.	2 <sup>7</sup> / <sub>8</sub>	2182
Bomba	2 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> X 3 <sup>3</sup> / <sub>4</sub> X 24	2189
Zapata Candado		2189.7
Ancla Mecánica	6 <sup>5</sup> / <sub>8</sub>	2200
Ancla Mecánica	6 <sup>5</sup> / <sub>8</sub>	2235
Intervalo Disparado		2245-2252
Retenedor		2264
Intervalo Disparado		2294-2314
Retenedor		2320
Intervalo Disparado		2325-2332
Retenedor		2334
Tapón Cemento		2335-2360
Boca Tubería corta	4 <sup>3</sup> / <sub>4</sub>	2348
T.R	6 <sup>3</sup> / <sub>8</sub>	2372
Tapón Cemento		2377-2424
T.R.	4 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	2410
Profundidad Máxima		2424

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**

Figura III.8. Estado mecánico de pozo.

Una vez hecha esta revisión, se validará la información disponible y se determinará si se cuenta con toda la información básica necesaria; de no ser así, se definirá la información adicional que se requiera tomar y se procede a clasificarlo de acuerdo a las causas que originaron su cierre.



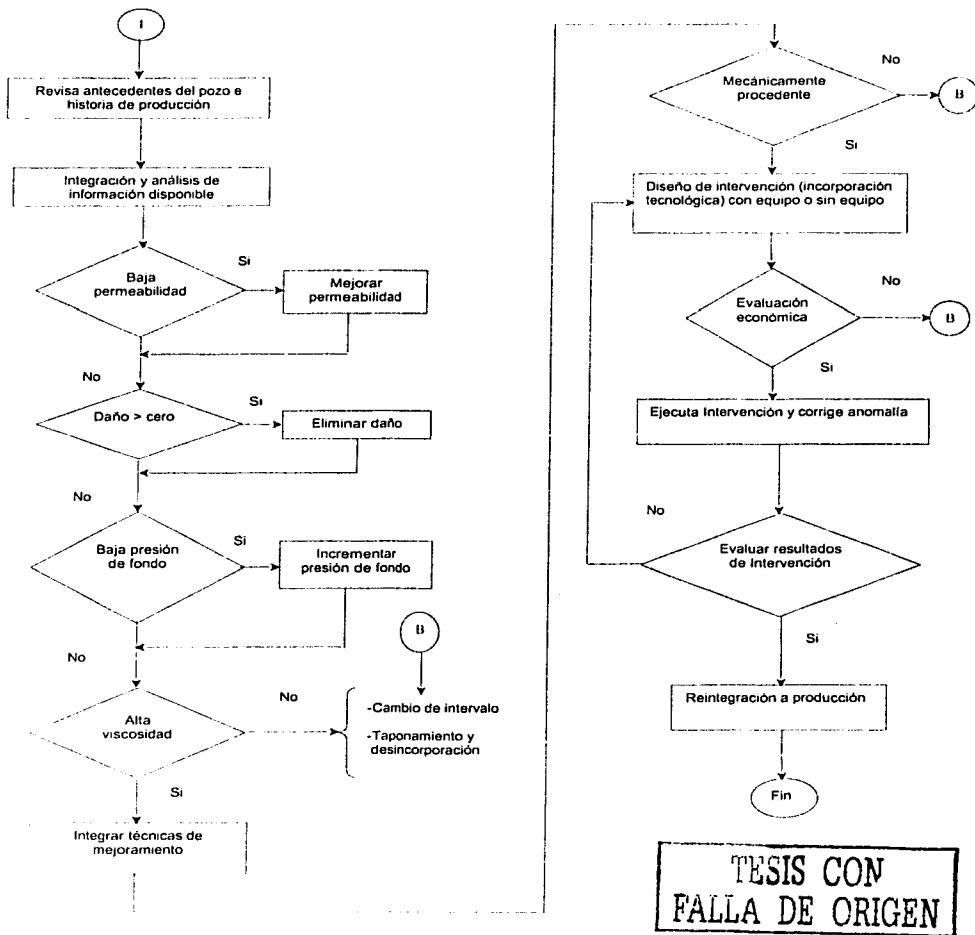
### III.1.4. Clasificación de pozos cerrados.

**III.1.4.1 Pozos cerrados por baja productividad.**- el cierre de estos pozos tiene su origen en las condiciones del yacimiento, principalmente en las características de los fluidos y la roca del mismo; en el diagrama de la figura III.9 se presenta el proceso de análisis y solución de estos pozos, el cual consta de: revisar antecedentes del pozo e integrar toda la información disponible del pozo, determinar cual de los parámetros como son la permeabilidad, daño a la formación baja presión del yacimiento o alta viscosidad de los fluidos es el origen de la baja productividad, implementar técnicas de mejoramiento, revisar si la técnica de mejoramiento es mecánicamente procedente, diseñar la intervención correspondiente, evaluar económicamente la intervención, ejecutar la intervención para corregir la anomalía, evaluar los resultados de la intervención y reintegrar el pozo a producción.

Dependiendo del parámetro a mejorar se presentan algunas técnicas posibles de aplicar.

- **Mejorar permeabilidad y eliminar daño:** estimular y/o fracturar, redispersar, inyección forzada de arena-aceite, modificar patrones de flujo, incrementar kh (desviar pozo) e inyectar inhibidores.
- **Baja presión del yacimiento:** implementar sistemas artificiales y técnicas de recuperación secundaria.
- **Altas viscosidades del aceite:** inyectar material químico visco-reductor, instalar camisas electromagnéticas e inyectar emulsionantes.

Cuando las causas de baja productividad de los pozos tienen relación con algún problema mecánico del pozo, la solución es corregirlo y proceder a efectuar el diseño de la intervención y definir si la intervención es con o sin equipo de reparación; ahora bien, en caso de que no existan soluciones posibles para continuar explotando el pozo en el intervalo de análisis, es conveniente buscar procesos alternos, como el cambio de intervalo productor, pero de no existir más intervalos para ser probados, se procederá al taponamiento del pozo y a la desincorporación de activos.



**TESIS CON FALLA DE ORIGEN**

Figura III.9. Proceso de análisis y solución de pozos cerrados por baja productividad.



**III.1.4.2. Pozos cerrados por alta relación gas-aceite.-** este tipo de cierre se debe a las condiciones del yacimiento tales como las características de los fluidos almacenados y a problemas mecánicos del pozo; el diagrama de la figura III.10 presenta el proceso de análisis y solución para estos pozos, dicho proceso consiste en revisar antecedentes del pozo e integrar toda la información disponible del pozo, revisar si el yacimiento esta agotado, tomar información adicional y determinar las causas de la alta relación gas-aceite para determinar si mecánicamente es posible eliminar o disminuir dicha relación, elaborar el diseño de la intervención y evaluarla económicamente, llevar acabo la intervención y corregir la anomalía, evaluar los resultados de la intervención y reintegrar el pozo a producción.

Las posibles soluciones a la alta relación gas-aceite pueden ser corregir el estado mecánico, optimizar patrones de flujo, producir o cerrar preferencialmente pozos vecinos, efectuar fracturamientos hidráulicos, abrir ventanas laterales o perforar en forma horizontal, efectuar aislamientos selectivos (polímeros, silicatos, geles, cemento y tapones mecánicos) e implementar técnicas de recuperación secundaria o mejorada.

En caso de que no se tenga alguna solución posible para eliminar la anomalía de la alta relación gas-aceite, se debe buscar la alternativa de cambiar de intervalo productor, y en caso de no existir mas intervalos a probar, se propondrá el taponamiento del pozo y la desincorporación de activos.

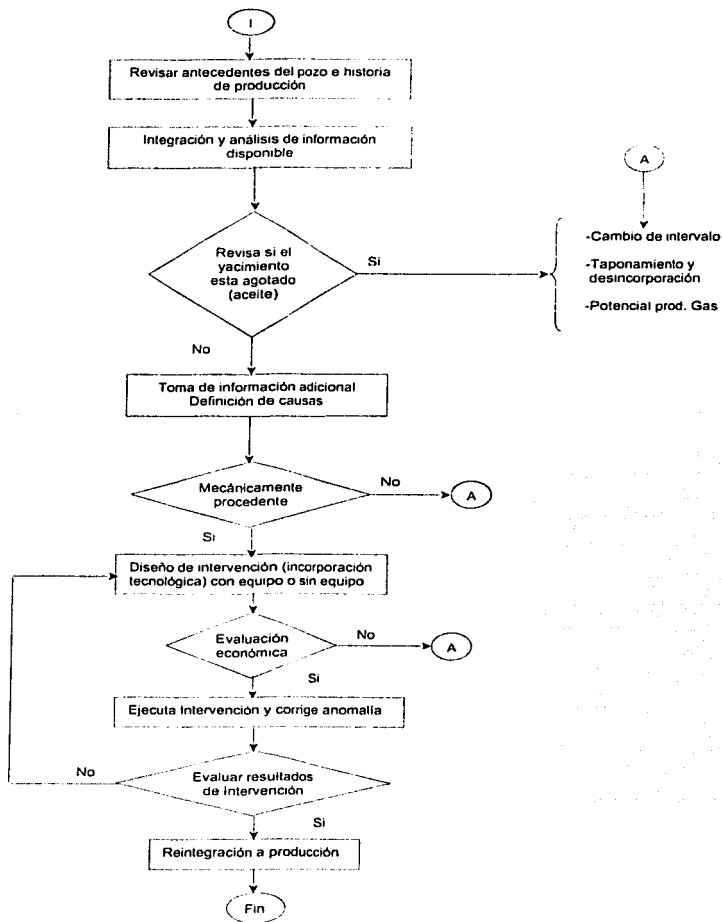


Figura III.10. Proceso de análisis y solución de pozos cerrados por alta RGA.



**III.1.4.3. Pozos cerrados por alto porcentaje de agua.**- los pozos cerrados por esta causa son producto principalmente de las características de los fluidos almacenados en el yacimiento y de problemas mecánicos de los mismos; el diagrama de la figura III.11 presenta el proceso de análisis y solución de dichos pozos el cual consiste en revisar antecedentes del pozo , integrar y analizar la información disponible del yacimiento y del pozo, revisar si el yacimiento está agotado en la zona de aceite, tomar la información adicional necesaria para determinar la saturación actual del agua; determinar si mecánicamente procede la intervención, efectuar el diseño de la intervención y definir si es con o sin equipo de reparación, efectuar una evaluación económica de la intervención, llevar acabo la intervención y corregir la causa del alto porcentaje de agua, evaluar los resultados de la intervención y por último incorporar el pozo a producción.

Las posibles soluciones al problema del alto porcentaje de agua pueden ser: corregir el estado mecánico del pozo, evaluar efectos de cambio en el estrangulador, producir y cerrar preferencialmente pozos vecinos, efectuar fracturamientos hidráulicos, abrir ventanas laterales, perforar en forma horizontal, efectuar aislamientos selectivos (polímeros, silicatos, geles, cementos y taponos mecánicos), modificar patrones de inyección, inyectar gas en la cima de la estructura reducir el intervalo productor.

En caso de que no se tenga alguna solución posible para eliminar la anomalía del alto porcentaje de agua, en el pozo de estudio, se debe estudiar la alternativa de cambiar el intervalo productor, y en caso de no existir más intervalos para pruebas, se debe proponer el pozo para su taponamiento y desincorporación de activos.

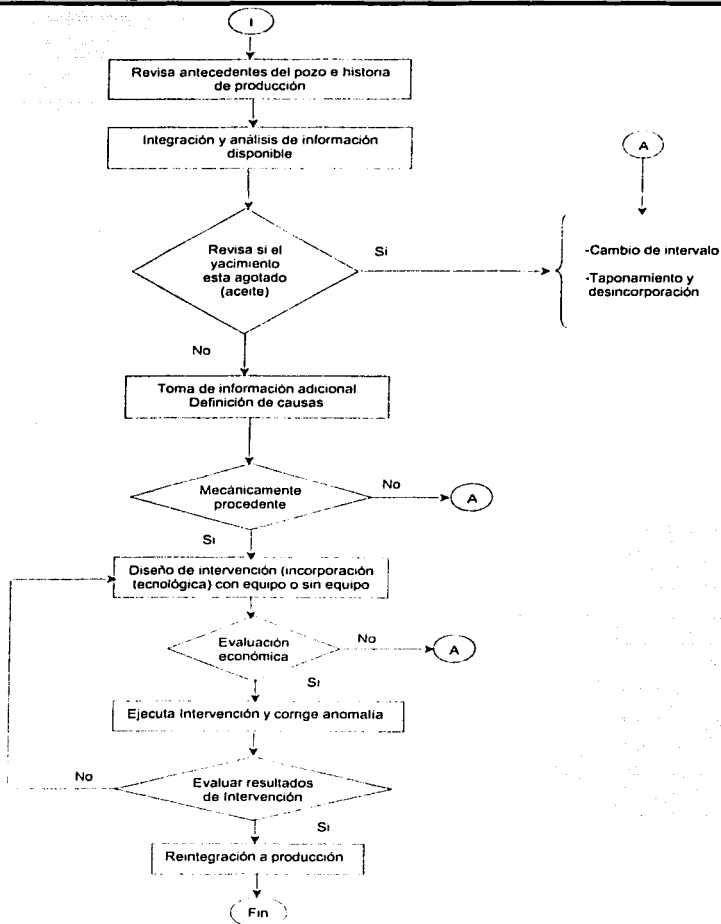


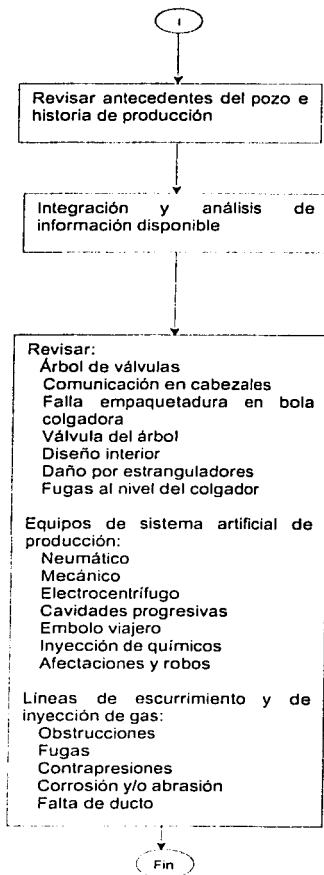
Figura III.11. Proceso de análisis y solución de pozos cerrados por alto porcentaje de agua.



**III.1.4.4. Pozos cerrados por problemas en instalaciones superficiales.-** El cierre debido a estos problemas puede deberse a dificultades en el árbol de válvulas, fallas en los sistemas artificiales de producción o en la infraestructura de producción; el diagrama de la figura III.12 muestra el proceso de análisis y solución para la rehabilitación de estos pozos, el cual consiste en llevar a cabo una revisión del árbol de válvulas para determinar si existe comunicación en los cabezales, fallas en empaques de la bola colgadora, en las válvulas del árbol, daño interior en estranguladores o fugas a nivel del colgador, revisar del tipo de equipo de producción instalado, revisar afectaciones y robos, revisar las líneas de escurrimiento y de inyección de gas

Lo anterior definirá las causas del cierre del pozo que pueden ser solucionadas al: eliminar contrapresiones, implementar equipos de monitoreo y control de pozos, implementar programas de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo certificados, así como cumplir con la normatividad de seguridad y protección ambiental.





TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

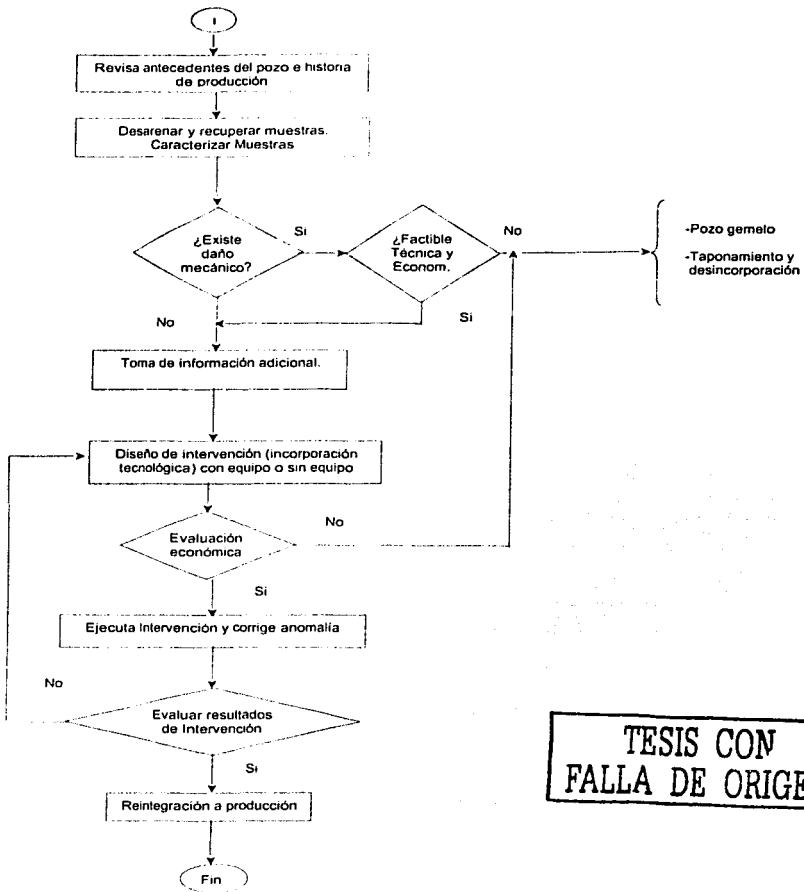
Figura III.12. Proceso de análisis y solución de pozos cerrados por problemas en instalaciones superficiales.



**III.1.4.5. Pozos cerrados por aportación de arena y/o finos.-** el cierre por aportación de arenas y/o finos se debe a las condiciones de la roca del yacimiento o al material utilizado en los fracturamientos hidráulicos; en la figura III.13 se muestra el proceso de análisis y solución a este tipo de pozos el cual consiste en revisar los antecedentes del pozo, desarenar recuperar y caracterizar muestras de arena y/o finos, revisar si existe daño mecánico en el pozo para determinar si la posible solución es técnica y económicamente factible, tomar información adicional; diseñar, evaluar económicamente y ejecutar la intervención, evaluar los resultados de la intervención y reintegrar el pozo a producción.

Dentro de las posibles soluciones al problema de aportación de arenas y/o finos se encuentra: ajustar el gasto crítico, engravar con resinas e instalar cedazos, inyectar resinas líquidas, efectuar fracturas y utilizar empaques, efectuar estimulaciones y empaques, efectuar fracturas con arena-resina y arena-fibra, efectuar fractura desde una lutita inferior o una superior.

En caso de que las soluciones seleccionadas no sean factibles desde los puntos de vista mecánico y económico, se deben buscar procesos alternos, como son la propuesta de un pozo gemelo que resulte económicamente rentable, o en caso contrario, proponer el taponamiento y desincorporación del pozo.



**TESIS CON FALLA DE ORIGEN**

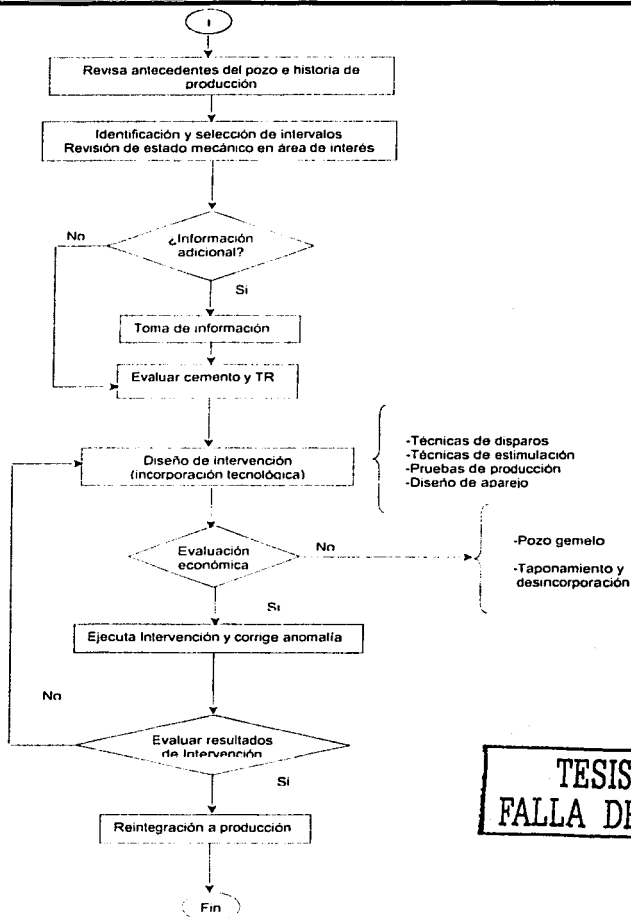
Figura III.13. Proceso de análisis y solución de pozos cerrados por aportación de arenas y/o finos.



**III.1.4.6. Pozos cerrados para cambio de intervalo.-** estos pozos son producto del análisis realizado a la zona productora del yacimiento la cual puede encontrarse agotada, invadida o que se deba cumplir con una producción marginal; el diagrama de la figura III. 14 muestra el proceso de análisis y solución a estos pozos, dicho proceso consiste en revisar los antecedentes del pozo, identificar y seleccionar los intervalos de interés, revisar el estado mecánico del pozo, definir se es necesario la toma de información adicional, revisar el estado de la cementación y de las T.R., elaborar el diseño de la intervención, evaluar económicamente y ejecutar la intervención, evaluar los resultados de la intervención y reintegrar el pozo a producción.

El cambio de intervalo es una solución para continuar con la explotación de un pozo cerrado para ello se puede realizar terminación sencilla y/o múltiple, proponer profundizaciones, desviaciones o abrir ventanas laterales o perforar pozos gemelos.

En caso de resultados negativos tanto en la evaluación económica como a partir de los resultados de la intervención, se procede al taponamiento y desincorporación del pozo.



**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**

Figura III.14. Proceso de análisis y solución de pozos cerrados para cambio de intervalo.



### **III.1.5. Revisión física de instalaciones.**

En este paso, se procede a una inspección física del pozo, de sus instalaciones superficiales y de los caminos de acceso y se lleva a cabo un inventario de todo lo observado para determinar la viabilidad de la intervención recomendada.

### **III.1.6. Análisis de la información para verificar las causas del cierre.**

Una vez determinada la causa del cierre del pozo y su clasificación, se procede a verificar si la causa por la que fue cerrado concuerda con la información obtenida del expediente y de la inspección física del pozo, de no ser así, se procede a su reclasificación.

### **III.1.7. Conclusiones y recomendaciones.**

Una vez terminado el análisis hecho a la información obtenida del expediente del pozo y de la revisión física del mismo se podrá concluir:

Si la información con que se cuenta es suficiente para poder llevar a cabo un análisis completo de las causas del cierre del pozo, si es necesaria la toma de nueva información, si las causas que originaron el cierre del pozo y por ende si su clasificación concuerdan con la inspección física del mismo y la información actualizada de dichas causas, y además si es factible su rehabilitación o cierre definitivo.

De esta manera se podrá determinar el tipo de intervención que se debe llevar a cabo para su rehabilitación o su cierre definitivo



## **III.2. Diseño de la intervención.**

**III.2.1. Diseño de la intervención.-** una vez que se determinó el tipo de intervención que se llevará a cabo en el pozo, es importante planear y desarrollar el programa para realizarla con éxito tomando en consideración lo siguiente: objetivo de la intervención, requerimientos básicos de información, secuencia operativa, problemas comunes en el área y un análisis económico.

**III.2.1.1. Objetivo.-** se deben determinar los alcances de la intervención con base en las características específicas requeridas en el reacondicionamiento del pozo.

**III.2.1.2. Requerimientos básicos.-** para efectuar el programa de la intervención es necesario recopilar los antecedentes del pozo y datos de toma de información como: registros de producción, muestras, calibraciones, etc., los cuales permitirán tener un panorama amplio de los aspectos de la planeación, tales como tiempo, costo y riesgos, todos factores importantes en la toma de decisiones.

**III.2.1.3. 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 ambiente, optimizando los recursos existentes para efectuar la intervención en el menor tiempo y con el menor costo posible.

**III.2.1.4. Problemas comunes en el área.-** es una de las consideraciones que se descuidan al momento de planear y diseñar una intervención; tal vez, esto se deba a la mínima relación establecida entre los problemas que se presentan en los pozos del área. Al tener en cuenta los problemas de los pozos vecinos, se determina qué posibilidad de ocurrencia puede existir en el pozo que será intervenido e inclusive permite determinar factores importantes para su eliminación o disminución, mediante un análisis que establezca una correlación de problemas comunes entre los pozos del área y el que será intervenido.



**III.2.1.5. Análisis económico.-** es de suma importancia conocer los costos de la intervención, tomando en cuenta que el costo total de la intervención estará compuesto por: costo de los materiales, costos de los servicios, costo por la utilización, mantenimiento y depreciación del equipo.

Para determinar estos costos debemos tomar en consideración:

- El tiempo requerido desde el inicio hasta la terminación de la intervención, qué tipo de equipo se requiere para llevar a cabo la intervención al pozo, es decir, equipo marino, terrestre o lacustre, así como su ubicación, potencia o capacidad, disponibilidad y sus características o si solamente se requiere servicio de apoyo como líneas de acero, registros eléctricos, tubería flexible, etc.
- Si se requiere cambio de intervalo productor o sólo se trata de una reparación menor.

Una vez conocidos estos aspectos se procede al diseño económico de la intervención; para ello debemos tomar en cuenta que los costos del equipo se consideran por día, los materiales y servicios se cotizan a valores del mercado y en el costo total de la intervención se incluyen los costos indirectos y utilidades.

Durante el diseño económico se deben contemplar tres opciones:

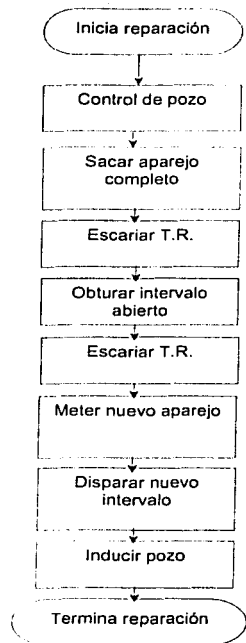
- La primera representará las condiciones normales de la intervención, es decir, durante ella no se considera problema alguno y el tiempo de realización de la misma es el considerado en el diseño original.
- En la segunda opción se considerarán problemas inherentes al pozo, lo cual ocasionará un incremento en tiempo y costo de la intervención.
- Para la última opción, se considerarán las condiciones del pozo más desfavorables lo cual traerá como consecuencia un incremento mucho mayor en tiempo y costo de la intervención (Ver diagramas de la figura III.15.).



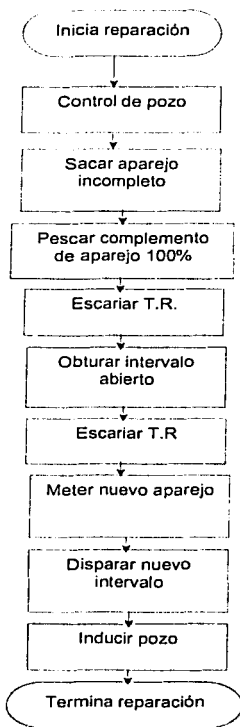


OPCIONES

A S



B S S



C S S S

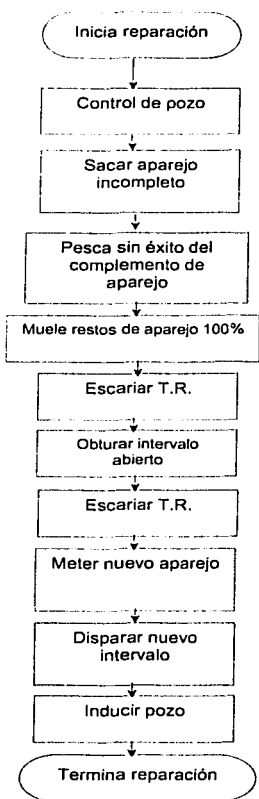


Figura III.15. Diagramas de análisis económico.

En los diagramas anteriores se muestra un ejemplo del diseño económico de una intervención considerando las tres opciones de costos.



### III.2.2. Intervención del pozo.

Una vez definido el tipo de intervención que se realizará, es importante efectuar la reunión técnica y de seguridad con el personal involucrado en la operación para asignarle las diferentes actividades que le corresponden, además de realizar una serie de operaciones previas a dicha intervención, las cuales en forma general se describen a continuación:

**III.2.2.1. Control del pozo.-** antes de efectuar cualquier operación dentro del pozo es necesario que se encuentre totalmente bajo control, para lograrlo, se bombea fluido cuya densidad debe ser tal que su columna hidrostática genere una presión mayor a la presión del yacimiento. Para realizar tal operación se requieren los siguientes datos: registro de presión de fondo, análisis cromatográfico 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 presiones del equipo de bombeo que se va a emplear, conocer si el pozo admite, y de ser así, con qué presión se controlará hasta la camisa o se regresarán los fluidos contra la formación. Se considera que el aparejo de producción está debidamente conectado y probado hasta su hermeticidad y realizar una serie de cálculos previos para realizar el control tales como la densidad de control, los valores reológicos del fluido de control que se va a utilizar, caídas de presión de acuerdo con los valores reológicos y gasto que se han de emplear durante el control, caídas de presión en el sistema en función del modelo matemático que se ajuste al comportamiento reológico del fluido, volumen de T.P., volumen del espacio anular, desplazamiento de la bomba, número de emboladas para llenar la T.P., presión inicial de circulación, disminución de presión y el régimen de bombeo.

Una vez realizados estos cálculos se procede a llevar a cabo el control del pozo, para lo cual, se presenta a continuación la secuencia operativa a seguir:



**Secuencia operativa para el control del pozo**

1. Abrir el estrangulador y simultáneamente iniciar el bombeo del fluido de control con densidad y gastos calculados previamente.
2. Ajustar el estrangulador hasta obtener el valor calculado de la presión inicial de circulación en la T.P. con el gasto calculado.
3. Continuar el bombeo del fluido de control, manteniendo la presión de bombeo con el auxilio del estrangulador hasta que el fluido de control llegue a la camisa deslizante .
4. En este punto, si la densidad de control fue calculada hasta los disparos, cerrar la T.R. 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 T.P. sea cero, lo cual indica que la densidad de control es adecuada; en caso contrario, recalcular la densidad de control.
5. Continuar la circulación manteniendo constante la presión en la T.P. hasta que el fluido de control llegue a la superficie y abrir o cerrar el estrangulador según sea necesario. En cuanto el fluido de control empiece a salir a la superficie, monitorear constantemente la densidad de salida y circular hasta homogeneizar las columnas del fluido, en este caso, el estrangulador deberá estar completamente abierto.
6. Una vez homogeneizadas las columnas con el estrangulador totalmente abierto, suspender el bombeo de fluido y mantener completamente abierto el pozo para determinar cualquier aportación del mismo.
7. Se recomienda mantener el pozo completamente abierto el mismo tiempo que durará la remoción del árbol de válvulas; si no se observa manifestación, se procede a circular un tiempo de atraso, monitoreando la densidad de salida del fluido de control.
8. Si el pozo está bajo control, se procede a desmantelar el árbol de válvulas.



### Secuencia operativa para el desmantelamiento del árbol de válvulas e instalación de preventores

Una vez que el pozo esta controlado, y comprobando que se cuenta en el lugar con el sistema de preventores completo y probado, se procede al desmantelamiento del árbol de válvulas y a la instalación y prueba de preventores con líneas superficiales de control, para lo cual se recomienda seguir los pasos que a continuación se describen:

1. Instalar válvula de contrapresión tipo H y desconectar líneas de control de las ramas laterales del árbol de válvulas.
2. Retraer los anillos opresores y eliminar tornillos superiores del cabezal de producción e instalar tramo corto de T.P. al bonete superior del medio árbol.
3. Tensionar el aparejo dentro de los límites calculados hasta levantar el árbol de válvulas lo suficiente como para instalar las cuñas de plato.
4. 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 T.P. apoyando todo el peso del aparejo sobre ellas.
5. Desconectar el árbol de válvulas y colocarlo fuera del área de las subestructuras, conectar tramo de T.P. al colgador de la tubería de producción y tensionar la sarta y recuperar las cuñas.
6. Apoyar la sarta por medio del colgador en el cabezal de producción y desconectar el tramo de T.P.
7. Instalar el arreglo de preventores y verificar que las líneas de control de éstos se encuentren conectadas y en operación.
8. Instalar campana, línea de flote y charolas de recolección de fluidos.

Una vez terminadas las operaciones de control del pozo y de desmantelamiento del árbol de válvulas e instalación del conjunto de preventores, se procede a llevar a cabo la intervención propiamente dicha, para lo cual se presentan a continuación las intervenciones (reparaciones mayores y menores), más comunes, así como su secuencia de operación.



**III.2.2.2. Intervenciones para la rehabilitación de pozos.-** dentro de las reparaciones mayores que comúnmente se realizan en la reparación y rehabilitación de pozos se encuentran cambios de intervalos por invasión de fluidos no deseados, obturamiento de intervalos por baja productividad o alta relación agua-aceite o gas-aceite, incorporación y ampliación de intervalos, reentradas, apertura de ventana con cortador de tuberías o molinos de sección, profundizaciones y taponamiento definitivo.

**Cambio 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. Figura III.16.

Dichas intervenciones pueden efectuarse con equipo convencional de reparación, con tubería flexible, unidades de registros o a través del aparejo de producción.

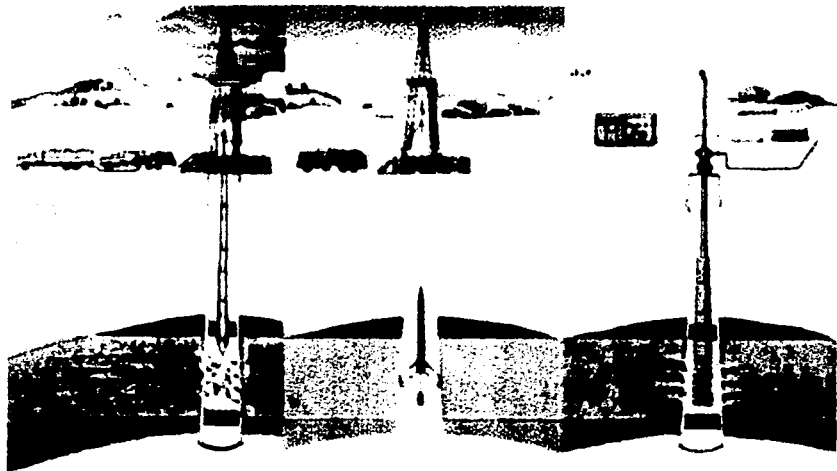


Figura III.16. Cambio de intervalo.



### Procedimiento operativo

1. Bajar la sarta de trabajo a la profundidad de colocación del tapón de cemento y verificar la apertura y cierre de los arietes anulares en el conjunto de preventores; esto es debido a que durante la operación se requiere circular en inverso.
2. Instalar las unidades con cemento, la pipa con agua y la unidad de alta presión.
3. Probar conexiones superficiales de control con la presión de prueba API. Debe instalarse una línea de la unidad de alta presión hacia la T.P., para circular directo y otra hacia el cabezal de producción para circular inverso.
4. Con la sarta en el fondo, circular cuando menos un ciclo completo, para homogeneizar columnas en el espacio anular y en la T.P.
5. Bombear el primer bache de separación.
6. Mezclar y bombear el cemento, verificando en todo momento que la densidad de la lechada sea la requerida.
7. Bombear el segundo bache separador.
8. Desplazar el cemento con el volumen de fluido calculado.
9. Levantar la sarta a la profundidad donde se pretende dejar la cima de cemento.
10. Cerrar los arietes 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.
11. Abrir preventores y sacar la tubería de trabajo a la superficie.

**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 a ser admitida por la formación en un punto específico del pozo. El objetivo es llenar las perforaciones (disparos) con cemento o canales atrás de la tubería, para obtener un sello entre la T.R. y la formación.



Para ello existen dos técnicas para realizar dichas cementaciones:

- **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 los disparos y la formación.
- **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**

1. Armar y bajar la herramienta cementadora con la sarta de trabajo hasta la profundidad de anclaje.
2. 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.
3. Cerrar los arietes 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.
4. Instalar las unidades de cemento, pipa con agua y unidades de alta presión.
5. Probar conexiones superficiales de control con la presión máxima de trabajo de las mismas.
6. Abrir preventores y desconectar el soltador del retenedor. Se recomienda levantar la sarta de 2 a 3 metros para verificar su libre movimiento.
7. Efectuar una prueba de admisión para garantizar la circulación de fluidos a través de la válvula del retenedor y formación.
8. En caso de requerirse, bombear un bache lavador.
9. Mezclar y bombear el cemento, verificando en todo momento que la densidad de la lechada sea la requerida.
10. En caso de emplearse, bombear un segundo bache separador.
11. Desplazar el cemento con el volumen de fluido calculado para el desplazamiento.



12. Bajar y conectar el soltador en el retenedor y cargar el peso necesario para evitar la comunicación en el espacio anular.
13. Cerrar los preventores y bombear el volumen de inyección, el cual depende de las presiones alcanzadas en superficie, represionar gradualmente el espacio anular mientras se realiza la inyección, de acuerdo con el comportamiento de la presión de inyección.
14. Una vez concluida la inyección, abrir los preventores y levantar la sarta de trabajo de 2 a 4 metros para desconectar el soltador y cerrar la camisa de circulación del retenedor.
15. Circular en inverso para desalojar el exceso de cemento y limpiar la tubería de trabajo.
16. Sacar la sarta de trabajo a superficie.

**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 fluido, mismo que se corrige mediante la incorporación de intervalos o la 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.

**Obturamiento parcial de intervalos.-** este obturamiento parcial, cuando es realizado de manera intencional y con la finalidad de evitar la producción de fluidos no deseados se conoce como exclusión.

En la vecindad del pozo, el gas y el agua tienen mayor movilidad que el aceite, este problema se origina por una diferencia en la movilidad de los fluidos en el yacimiento, aunado a que la explotación tradicional 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:

1. Moler la herramienta cementadora utilizada y rebajar el cemento.
2. Descubrir el intervalo productor y probar su obturamiento con un 60% de la presión máxima de la tubería de revestimiento.
3. 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/o 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, etc.

En la actualidad existen, nuevas técnicas para realizar exclusiones, tales 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.



Para estas técnicas, el fluido que se debe emplear 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 micromatriz, 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.

**Reentradas.-** al terminar la vida productiva de un pozo, quizá existan zonas del yacimiento que en su momento fueron desechadas, y que pueden ser drenadas; para ello, se puede aprovechar la infraestructura existente, una sección del pozo existente o la localización, con el fin de abrir una ventana en el pozo y redireccionarlo hacia zonas sin drenar, figura III.17. Esta opción, obviamente debe resultar más barata que la de perforar pozos intermedios, de lo contrario, es preferible perforar un pozo nuevo que también aprovechará la infraestructura existente.

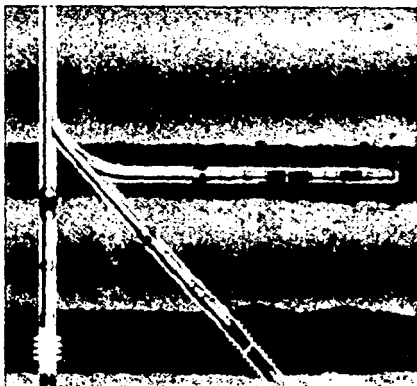


Figura III.17. Apertura de ventanas y reentradas.

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 de las condiciones del pozo, las cuales son evaluadas mediante registros geofísicos.

Sin embargo, se pueden clasificar en dos grupos; en el primero, se emplea un cortador de tubería hidráulico para abrir la ventana y en el segundo, se emplea una cuchara mecánica y una sarta de mollienda diseñada especialmente para abrir la ventana en un costado de la tubería de revestimiento.

#### **Consideraciones para la apertura de ventanas**

Antes de programar una operación de corte y mollienda de tubería para la apertura de una ventana, 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 metros, con objeto de que los recortes de la tubería se precipiten y no la obstruyan durante la operación de mollienda.
- b) Tomar registros de adherencia de cemento con coples en la tubería donde se pretende efectuar la ventana.
- c) Utilizar, por lo menos, la misma densidad del lodo con la cual se perforó el pozo en el intervalo que se abrirá la ventana.
- d) Se recomienda una viscosidad del lodo 10-20 cp y un punto de cedencia de 35-50 lbs/100pies<sup>2</sup> con la finalidad de mantener el óptimo acarreo de los recortes, y cuantificar el volumen de acero recuperado controlando en superficie, el avance de la sección molida.



- e) Tener las bombas equipadas con las camisas necesarias para el gasto requerido de lodo, probar hidráulicamente con presión de trabajo el tubo vertical y la unión giratoria.

**Apertura de ventana con cortador de tubería.-** el principio básico de operación de esta herramienta es la presión hidráulica de circulación y rotación; posee 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 del punto donde se iniciara el corte.

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 cuña abiertas, hasta terminar el corte. Cuando esto sucede, se observa una disminución de presión y la sarta de molienda continua aplicando el peso requerido hasta moler la sección de tubería deseada.

#### **Procedimiento operativo para la apertura de ventanas con cortador de tubería**

1. Anotar las dimensiones de la herramienta cortadora de tubería en la bitácora de operación del equipo.
2. Conectar la herramienta a la sarta de molienda de acuerdo con el diseño típico, considerar el número de lastrarrenas suficientes para proveer el peso requerido para la molienda.
3. Probar hidráulica y mecánicamente en superficie, la apertura y cierre de las cuñas del cortador de tuberías.
4. Bajar la herramienta con la tubería de perforación necesaria hasta la profundidad programada.
5. 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.



6. 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.
7. Verificar el peso de la sarta hacia arriba, hacia abajo y estática además de las r.p.m.
8. Con la herramienta situada a la profundidad de inicio de ventana, aplicar rotación a la sarta incrementándola paulatinamente, hasta alcanzar de 100 a 120 r.p.m.
9. Iniciar el bombeo incrementándolo lentamente hasta alcanzar de 400-500 gpm.
10. 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.
11. Iniciar la molienda de la TR con una carga de 1 a 2 toneladas de peso sobre los cortadores; se debe evitar cargar mayor peso pues puede dañar el desempeño de los cortadores.
12. 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.
13. Verificar los parámetros de molienda tales como: peso sobre cortadores, gasto, ritmo de molienda, tiempo de los últimos tres metros molidos.
14. Una vez que se haya descubierto la longitud requerida de ventana, circular el tiempo necesario para garantizar la limpieza de la misma.
15. 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.
16. Colocar un tapón de cemento por circulación como apoyo a la sarta navegable para desviar el pozo, de acuerdo con el procedimiento y cálculos ya especificados, éste debe cubrir por lo menos 20 m arriba del punto de inicio de la ventana.
17. Sacar la sarta de trabajo a superficie, y en la espera de fraguado armar la herramienta desviadora.

**Apertura de ventanas con herramienta desviadora tipo cuchara.-** la apertura de ventanas con esta herramienta 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.

#### **Procedimiento operativo para apertura de ventanas con cuchara desviadora**

1. Escariar el pozo cuando menos 50 m abajo de la profundidad de anclaje del empacador.
2. 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.
3. 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.
4. Armar y orientar la cuchara en superficie, con el molino iniciador y la sarta de trabajo; medir y calibrar cada uno de sus componentes.
5. Bajar la cuchara a la profundidad del empacador a una velocidad de introducción constante, se debe evitar, en lo posible, el frenado brusco de la tubería al sentarla en las cuñas para hacer la conexión.
6. Verificar los pesos de la sarta hacia arriba, hacia abajo y estática antes de llegar a la profundidad del empacador.
7. Efectuar el ajuste y conectar la guía de la cuchara dentro del empacador.
8. Cargar peso a la cuchara para romper el perno de sujeción del molino iniciador con la cuchara.
9. Levantar el molino iniciador; se recomienda de 1 a 2 m arriba de la cuchara y marcar la profundidad en la tubería.



10. Conectar la flecha e iniciar la circulación de fluidos y rotación de la herramienta de acuerdo con las condiciones determinadas previamente.
11. 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.
12. Sacar el molino iniciador a superficie, armar y meter el molino ventana junto con los molinos sandía para abrir y conformar la ventana.
13. Una vez realizada la ventana, el siguiente paso es el cambio de sarta por una navegable para construir el ángulo requerido y direccionar el pozo hacia el rumbo establecido.

**Profundizaciones.-** este tipo de intervenciones se realiza cuando los pozos son terminados en la cima de la formación productora o se tienen antecedentes de acumulaciones de hidrocarburos a profundidades mayores, en yacimientos conocidos o nuevos, con lo cual se puede no solo explotar reservas probadas no desarrolladas, sino incorporar reservas.

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, tal 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 parámetros dan la pauta para la selección adecuada de 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

1. Con molino de diámetro adecuado, se debe reconocer hasta la profundidad interior del pozo y rebajar los accesorios de la tubería de revestimiento como son la zapata guía, cople de retención, etc.
2. Efectuar viaje de limpieza con canasta chatarrera y tubería de trabajo; circular en el fondo del pozo el tiempo necesario para evitar que la barrena sufra daños durante su operación, y si es necesario, considerar correr baches viscosos.
3. Armar sarta de perforación de acuerdo con los requerimientos del objetivo.
4. 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.
5. Tomar los registros geofísicos programados:
  - DI/RG= Doble Inducción/Rayos Gamma
  - SÓNICO DIGIT AL/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

6. Armar la tubería corta con la tubería de revestimiento hasta la profundidad perforada.
7. Probar el equipo de flotación una vez armada la tubería corta.
8. Introducir la tubería corta hasta la profundidad programada de acuerdo con los procedimientos establecidos.
9. Efectuar el ajuste de tubería; se recomienda dejar la zapata  $\pm 1$  m arriba del fondo perforado y circular para homogenizar las condiciones reológicas del lodo a la entrada y salida.
10. Instalar cabeza cementadora y anclar el conjunto colgador de T.R. de acuerdo con los procedimientos de operación.
11. Efectuar cementación de T.R. de acuerdo con el diseño elaborado.
12. Efectuar las operaciones subsecuentes para una terminación del pozo.

**Taponamiento definitivo.-** cuando del resultado del análisis o estudio se concluye que el pozo ha terminado su vida productiva, lo más conveniente para reducir los costos de producción es desincorporar los activos improductivos, por lo cual se programa el taponamiento definitivo.

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 y 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 observarlo 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 como nombre, profundidad, equipo que intervino, fecha del taponamiento, etc.



En ocasiones, durante la ejecución de una intervención de mantenimiento de pozos suceden accidentes mecánicos que hacen incosteable continuar con la reparación y entonces es necesario taponar los pozos.

### **Reparaciones menores**

A continuación se mencionan 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.

### **Requerimientos para la programación y diseño del reacondicionamiento de aparejos de producción.**

La programación en las operaciones de mantenimiento de aparejos de producción requiere de información básica del pozo, tal como: tipo y características del 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 debe efectuar un análisis de los esfuerzos a los cuales será sometido el aparejo, para determinar así, los tipos de rosca, peso, grado y tipo de tubería, así como accesorios que se van a utilizar; un factor importante durante este proceso es el porcentaje de  $H_2S$  y  $CO_2$  producidos, además, es fundamental considerar dentro del análisis de esfuerzos las operaciones futuras, tales



como estimulaciones, limpieza o inducción, pues estas generan elongación y contracción del aparejo.

**Cambio de aparejo o empacador por comunicación o daño.-** debido a las características de flujo de los hidrocarburos y de los sólidos que arrastran los mismos hidrocarburos o los fluidos de inyección, el aparejo, el empacador y sus accesorios se deterioran por corrosión o desgaste y provocan 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 la toma de información y se hace necesario recuperar el aparejo para restablecer las condiciones originales.

Si la comunicación es en el empacador, ésta se puede eliminar por molienda cuando es permanente o cuando 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.

**Limpieza del 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, obturandola parcial o totalmente.

Algunas formaciones, como las arenas consolidadas, producen junto con los hidrocarburos, pequeñas partículas de arena 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 desincrustantes, limpiadores o para acarreo de las partículas, así como correr herramientas de limpieza a través del aparejo de producción. Figura III.18.



Figura III.18. Limpieza de aparejos.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

#### Procedimiento operativo

1. Interconectar el panel de control con el carrete mediante mangueras, además del inyector, los preventores y la unidad de potencia, así como el carrete de tubería con el sistema de bombeo.
2. Sobre el medio árbol de válvulas del pozo instalar el preventor y sobre éste el inyector de tubería.



3. Bajar la T.F. al inyector bajando a través de los preventores, se prueba el sistema con  $\pm 350 \text{ Kg/cm}^2$  de presión y agua como fluido, si la prueba es satisfactoria, se procede a dar inicio con la operación.
4. Bajar la T.F. con circulación del fluido que se va a utilizar, removiendo y limpiando hasta dejar libre el aparejo de producción a la profundidad deseada o el fondo del pozo.
5. Los fluidos que regresan del pozo deben estar direccionados al quemador, se debe evitar detener el bombeo, pues se tendría como consecuencia el atrapamiento debido al asentamiento de las partículas que son acarreadas.
6. Se debe observar y confirmar que los fluidos utilizados durante la limpieza sean desalojados del pozo y/o la tubería.
7. En caso de parafinas o incrustaciones se bajan herramientas cortadoras o de remoción, ya sea con la unidad de T.F. o con equipo de línea de acero, sin olvidar repasar varias veces las restricciones que se presenten hasta quedar libre el aparejo.

**Corrección de anomalías de tubería de revestimiento.-** las principales fallas observadas en las tuberías de revestimiento son desprendimiento, rotura o 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.

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:

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. Aislando la anomalía con una tubería de revestimiento cementada de menor diámetro.

#### **Procedimiento operativo**

1. Controlar el pozo e instalar válvula de contrapresión tipo "H".
2. Probar hermeticidad del sello anular del colgador de tubería y depresionar el espacio anular.
3. Desmantelar medio árbol y conexiones superficiales de control e instalar y probar preventores.
4. Levantar aparejo de producción hasta desconectar las unidades de sello del empacador y circular fluido de control en directo hasta llenar el pozo.
5. 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 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  $\pm$  50 metros arriba de la zona de riesgo.
  - g) Calibrar la tubería de revestimiento de acuerdo con el diámetro del empacador que se va 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.
- d) Calibrar la tubería de revestimiento con diámetro adecuado para correr el empacador de producción.
- d) Meter nuevo aparejo de producción, realizar la misma secuencia operativa que una terminación en caso de haber obturado el intervalo productor, efectuar su limpieza con la unidad de tubería flexible.

**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 éste, las estimulaciones se pueden realizar por medio de dos sistemas:

- Estimulaciones reactivas.
- Estimulaciones no reactivas.

**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 presión 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

**Estimulación matricial.-** los procedimientos para estas estimulación 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; 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 la compatibilidad del fluido de tratamiento con el sistema roca-fluido de la formación.





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

- Estimulación matricial no ácida.
- Estimulación matricial ácida.

Ambos grupos incluyen tres tipos de estimulaciones de limpieza y matriciales.

**Limpieza:** permite restituir la permeabilidad natural de la formación al remover el daño.

**Matricial:** sirve para incrementar la permeabilidad natural de la formación al disolver el ácido parte del material calcáreo, agrandando los poros comunicados de la roca.

**No ácida:** es aquella en la cual los fluidos de tratamiento no reaccionan químicamente con los materiales de la roca, se utiliza para la remoción de daños ocasionados por bloqueos de agua, aceite o emulsiones, pérdidas de fluidos de control o depósitos orgánicos.

**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 o precipitaciones inorgánicas. Los fluidos a utilizar principalmente son los sistemas ácidos. El éxito de estos tratamientos se basa en la selección del sistema ácido.

#### **Procedimiento operativo**

1. Actualizar el estado mecánico del pozo en cuestión; se debe incluir: asentamiento de tuberías de explotación, aparejo de producción con diámetros, librajes y profundidades, anomalías, intervalos abiertos, litología, etc.



2. Analizar el programa proporcionado por el departamento encargado del diseño de la estimulación y elaborar un programa operativo alternativo para solventar cualquier problema que se pudiera presentar durante el desarrollo de la operación.
3. Supervisar la instalación y prueba hidráulica de las unidades de bombeo y líneas de control.
4. Represionar el espacio anular con la mitad de la presión máxima de inyección esperada para detectar anomalías.
5. Recircular los productos de tratamiento antes de bombearlos al pozo, para su homogeneización; recuperar una muestra de los fluidos de tratamiento.
6. Efectuar la inyección de los fluidos de tratamiento según el programa, monitoreando continuamente la presión en T.P.
7. Al terminar el programa de bombeo, verificar las presiones de cierre final y la estabilizada después de cerrar el pozo.
8. Depresionar el espacio anular; hasta que la presión final sea menor o igual a 3000 lb/pg<sup>2</sup> y desmantelar las unidades de bombeo.
9. Seleccionar el estrangulador adecuado dependiendo de la presión final obtenida y abrir el pozo a la batería registrando el comportamiento de la presión.
10. Recuperar y analizar continuamente muestras para monitorear la limpieza del pozo.
11. Elaborar 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 debe contar con el permiso de quema a cielo abierto para efectuar desfuegos del pozo.

**Fracturamiento.-** se define como el proceso en el cual un fluido es inyectado a la formación a una presión suficientemente alta para fracturar la formación o abrir las fracturas existentes; la fractura puede existir después del tratamiento si las caras de las fracturas quedan grabadas cuando se libera la presión y la fractura cierra; al mantener la presión del fluido, éste 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.

Prevía ejecución de cualquier operación de fracturamiento hidráulico, es 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 registro de referencia: se deben tomar registros de temperatura y rayos gamma antes y después de la prueba para que sirvan de comparación.
- Limpieza de las perforaciones: se debe 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 gama y determinar el desarrollo de la fractura vertical.

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



### **Tipos de fracturamiento.**

**Hidráulico.-** la finalidad de este tipo de fracturamiento 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 formaciones de baja permeabilidad, para permitir que los fluidos producidos o inyectados atraviesen un daño profundo y en 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 drene del pozo productor.

**Con apuntalante.-** este tipo de fracturamiento consiste esencialmente en la inyección continua de un fluido el cual permite ampliar y extender la fractura; cuando se alcanza una amplitud adecuada de la misma, al fluido se le agrega un material sólido para que lo acarree y evitar al término del tratamiento el cierre de la fractura, dejando un empaque altamente permeable. El fluido empleado recibe el nombre de fluido fracturante y el sólido es conocido como agente apuntalante.

**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, 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.

A pesar de las características mencionadas, las espumas se tornan inestables a temperaturas mayores de 80 °C, lo cual 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/cm<sup>2</sup>.

**Con gas altamente energizado.-** esta avanzada tecnología esta basada en el uso del propelente, 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.

**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, del 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 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 esta 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 éste grava las caras de la fractura al cierre de la misma al término del tratamiento.



El objetivo de un fracturamiento ácido es el 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.

### **Diseño de tratamiento**

En el diseño de un fracturamiento ácido todos los factores que afectan el 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, en este caso, los ácidos retardados pueden ser la alternativa, otro factor a considerar es la mecánica de rocas.

**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, lo 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:

Mecánica.

Por desplazamiento.

A través de la camisa o válvula de circulación.

Con tubería flexible.

Por implosión.



**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 desalojo del fluido que se encuentra 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.
- 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.

**Inducciones por desplazamiento a través de la camisa:** 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, probar hidráulicamente el cierre de la misma y aforar el pozo a la batería con el estrangulador adecuado.

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 la inducción son:

**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.

**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.

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

#### **Procedimiento operativo**

1. Elaborar el 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 aparato 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 prueba hidráulica correspondiente a las conexiones superficiales de acuerdo con el procedimiento ya descrito.
4. Instalar las unidades involucradas, supervisando el buen funcionamiento, y verificando que cumplan las normas de seguridad establecidas.





5. 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.
6. 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.
7. Para recuperar la operadora, revisar en qué condiciones se encuentran los pernos, las cuñas, etc.
8. 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.
9. 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.
10. Recuperar la operadora; si al sacarla existe duda en el cierre, antes de aforar el pozo se deberá efectuar una prueba con presión, utilizando de 35 a 70 kg/cm<sup>2</sup> arriba de la presión final de bombeo.
11. Aforar el pozo hacia la batería; para ello es conveniente, seleccionar adecuadamente el diámetro del estrangulador para evitar daños al aparejo de producción.



Un criterio adecuado para su selección es el siguiente:

Más alta	1/16"	< 3,500 psi
<3,000 psi	1/8"	>1,500 psi
<1,500 psi	1/4"	>1,000 psi
<1,000 psi	1/2"	0 psi

Si el pozo fluye, el criterio de selección es diferente, en pozos con una presión y una relación gas-aceite alta, se recomienda estabilizar el flujo por un estrangulador de 1/2" en pozos con presión baja y una relación gas-aceite alta, el estrangulador recomendado es de 1/4".

12. Elaborar el reporte final en el que se detalle el desarrollo secuencial con tiempos; además, se debe 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 determinada, circulando continuamente con un fluido de menor densidad que el fluido de lavado o el aportado por 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, éste se estabilizará con el estrangulador adecuado.

Al igual que en la inducción a través de la camisa, se tienen aquí 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 m. 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 iniciará 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 restricción a 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 tanto de la velocidad de introducción y extracción de la tubería flexible como 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 dividida por 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 al procedimiento utilizado 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, mientras que el gasto de bombeo en la introducción es de 18 m<sup>3</sup>/min y de 20 m<sup>3</sup>/min para la extracción.

### **Procedimiento operativo**

1. Actualizar el estado mecánico del pozo, en el que se detallen diámetros y librajes de las tuberías, profundidades de los accesorios, disparos, etc.
2. Realizar los cálculos para obtener la presión final de bombeo y volumen de fluido desplazante, con la finalidad de solicitar adecuadamente los servicios y evitar incidentes durante la operación.
3. Revisar las conexiones superficiales, el medio árbol de válvulas, el árbol de estrangulación y la línea de descarga a la batería, y de ser necesario, probarlas hidráulicamente.
4. Instalar las unidades involucradas, supervisando su buen funcionamiento y la prueba de presión efectuada en dichas unidades.
5. 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, monitorear continuamente la presión de trabajo y el peso de la tubería.
6. Una vez que la tubería ha llegado a la profundidad programada, bombear el volumen previamente calculado, incrementar el gasto sin rebasar la presión de trabajo y efectuar movimientos ascendentes y descendentes periódicamente para evitar atrapamiento de la tubería flexible. Se recomienda recuperar muestras de fondo para su análisis.



7. 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.
8. Durante la inducción, la línea de descarga debe permanecer franca, sin estrangulador, para evitar el efecto de contra presión y la posible inyección de fluido al intervalo abierto. Si se observa manifestación del intervalo, es necesario utilizar un estrangulador adecuado.
9. Terminada la inducción, dismantelar las unidades que intervinieron, efectuando la evaluación correspondiente tanto al equipo como al personal que intervino.
10. Elaborar reporte final de la operación y certificar el trabajo realizado por las compañías prestadoras de servicios.

**Inducción por empuje.-** consiste en inyectar fluidos contenidos en el pozo, más un determinado volumen de nitrógeno hacia la formación a través del intervalo abierto, como el nitrógeno es un gas inerte, no reacciona con la formación, entonces al suspender su inyección, produce un efecto de succión, arrastrando en su viaje de retorno cantidades considerables de sólidos; esto y la disminución de la presión hidrostática aumentarán la aportación de los fluidos de formación al pozo, sin embargo, para poder utilizar este método, se deben tomar en cuenta dos aspectos importantes: uno es la presión de inyección y el otro, 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 este tipo de inducción 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 inyectará al pozo.
5. Volumen total de nitrógeno necesario.

ES UN BREVETADO SALE  
DEL



**Mantenimiento a conexiones superficiales.**- los lineamientos en seguridad y protección ambiental exigen que los pozos cuenten con conexiones superficiales en óptimas condiciones, sin embargo, se van deteriorando con la operación y el paso del tiempo, por lo que se requiere de entrada, un 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: cambio de cabezal, cambio del medio árbol de válvulas, de válvulas, de yugos opresores, de colgador de tubería y de anillos metálicos.

Es de suma importancia contar con sistemas de control adecuados para garantizar la integridad de los pozos, debido a que puede presentarse una manifestación imprevista o provocada; 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.

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, deben probarse 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 de por lo menos 30 min. y no se dará por satisfactoria cuando el abatimiento exceda el 5 % de la presión de prueba; el criterio anterior está establecido en el artículo 108 del Reglamento de Trabajos Petroleros de la Secretaría del Patrimonio Nacional, con fundamento en la Ley Reglamentaria del artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo.



### **Medidas preventivas y de seguridad.**

1. Inspeccionar el área de prueba.
2. Utilizar 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.
3. Previa a la prueba definitiva, realizar prueba a baja presión con agua, evitando el uso de gases.
4. Realizar las pruebas durante el día para hacer una mejor detección de fugas en las conexiones y/o válvulas.
5. Alejar de las líneas y conexiones superficiales de control al personal que no tenga funciones para operar válvulas, dejando el personal que participará, con la finalidad de evitar accidentes.
6. No efectuar trabajos cerca de las líneas durante la prueba.
7. En caso de detectar fugas, primero disminuir la presión a cero y posteriormente efectuar su corrección

### **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.

### **Secuencia operativa.**

1. Efectuar el ajuste del aparejo, desconectar el cople del último tramo de tubería, instalar el colgador de tubería envolvente y cople colgador.
2. Efectuar prueba de hermeticidad de la conexión, conectar un tramo madrina al cople colgador, eliminar cuñas y medir espacio de la mesa rotaria.
3. Verificar el peso del aparejo, tanto de arriba hacia abajo como estático y marcar en el tramo de la T.P. el resultado de restar, al espacio de la mesa rotaria, la longitud del cople colgador.



4. Bajar lentamente el colgador envolvente y el cople colgador a través de los preventores y alojar correctamente el colgador de la tubería en el cabezal de producción; la marca colocada en el tramo de T.P. debe coincidir con la superficie de la rotaria.
5. Efectuar la prueba de hermeticidad a los sellos Multi V, desconectar el tramo madrina del cople colgador e instalar la válvula de contrapresión tipo H en el cople colgador.
6. Desmantelar la charola de recuperación de fluidos, línea de flote y campana de circulación.
7. Desconectar líneas superficiales de control y líneas hidráulicas a preventores y proceder al desmantelamiento de éstos.
8. Verificar que la válvula de contrapresión esté correctamente instalada y eliminar el anillo metálico.
9. Introducir los tornillo de sujeción en el cabezal de producción y conectar tramo de T.P. en el cople colgador.
10. Levantar el aparejo de producción lo necesario para instalar las cuñas de plato o herramienta de la compañía para colocar el cople colgador, desconectar el tramo de T.P. y limpiar el cople colgador.
11. Conectar un tramo de la T.P. al bonete superior del árbol de válvulas, proceder a limpiar el interior y la pista para el anillo del carrete y colocar el anillo metálico nuevo debajo de la brida del carrete colgador.
12. Efectuar prueba hidráulica de los sellos entre el carrete y el cople colgador, tensionar el aparejo de producción para retirar la cuñas de plato o herramienta de la compañía.
13. Verificar que los tornillos de sujeción están en la posición correcta sobre el bisel del colgador de tubería, bajar lentamente el medio árbol para instalarlo en el cabezal de producción, alineando las válvulas laterales del árbol de válvulas.
14. Recuperar válvula de contrapresión tipo H y aplicar el procedimiento de prueba al conjunto instalado.





### **III.3. Evaluación de la intervención**

Una vez terminadas las operaciones de eliminación de preventores e instalación del árbol de válvulas para el caso en el que el pozo halla sido rehabilitado, se procederá a una observación constante del comportamiento del mismo para poder determinar si la intervención realizada cumplió con las expectativas que se tenían; de no ser así, se procederá a la revisión del diseño de la intervención, así como a la revisión de la información obtenida durante la misma, y en su caso, se procederá a un nuevo diseño o al cierre definitivo del pozo para su desincorporación.



#### IV. CASO PRÁCTICO: CAMPO POZA RICA POZO POZA RICA 31 (TAPONADO)

##### IV.1. Localización del área de oportunidad.

El campo Poza Rica se encuentra localizado en el Estado de Veracruz, a 25 Km. del Golfo de México y 50 Km. al suroeste de la ciudad y puerto de Tuxpan, ver figura IV.1; fue descubierto en el año de 1930 con la terminación del pozo Poza Rica 2, ubicado en la zona del casquete de gas, dos años después, se termino el pozo Poza Rica 3, quedando como productor de aceite y gas. El campo está compuesto por siete áreas que son: Talaxca, Mecatepec, Escolín, Presidente Alemán, Petronac, Poza Rica y Manuel Ávila Camacho.

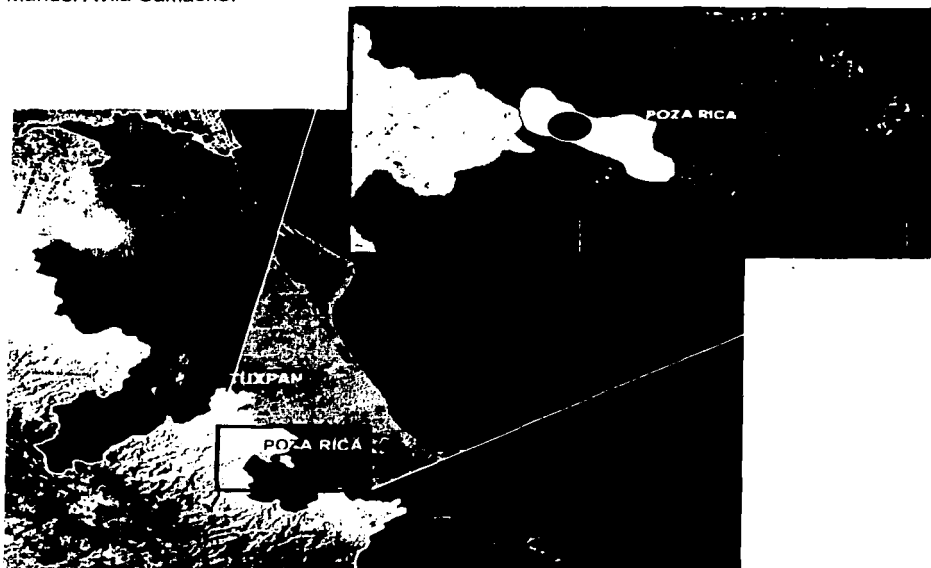


Figura IV.1. Localización geográfica del campo Poza Rica.



IV.1.1. Aspectos geológicos.- el campo Poza Rica se encuentra ubicado en la parte sur-central de la provincia geológica Tampico-Misantla, en la franja de facies de talud del Cretácico Medio situado al poniente de la Faja de Oro terrestre. La columna estratigráfica del área está constituida por rocas que varían en edad, desde el Jurásico hasta el Terciario, comprendiendo un espesor aproximado de 2,800 metros.

La formación es una caliza de edad cretácica y está constituida en las porciones superiores por zonas estratificadas de capas porosas y compactas de bioclastos y en las inferiores de rudisas suprayacidas por miembros de bioclastos. Es en la facies de talud del Cretácico Medio donde se produce el mayor volumen de hidrocarburos. Ver figura IV.2.

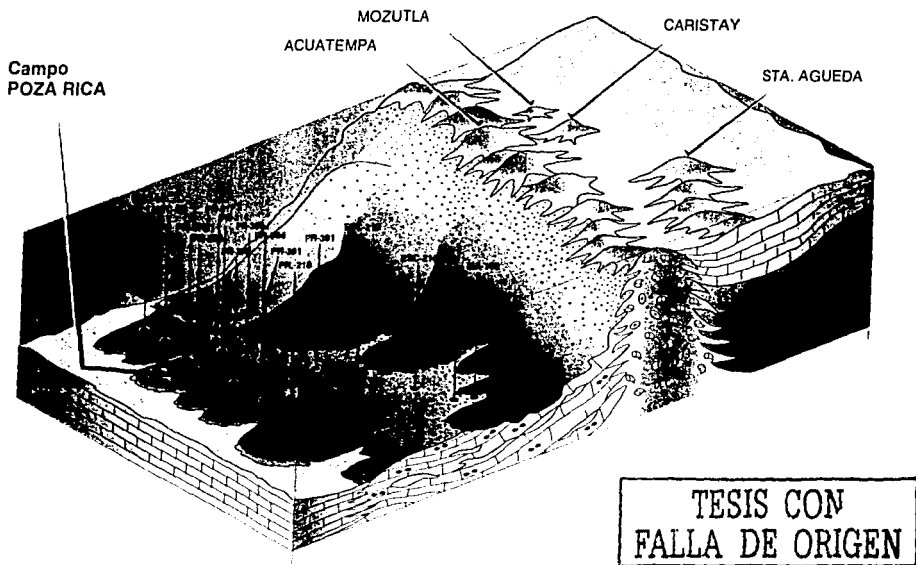


Figura IV.2. Capas que integran la formación productora del campo Poza Rica.



La información geológica aportada por los pozos perforados en el campo definen una nariz estructural asimétrica con buzamiento hacia el sureste, con 17 Km. de longitud y 6 Km. de ancho, constituyendo una trampa de tipo estratigráfico controlada por la tendencia estructural. Ver figura IV.3.

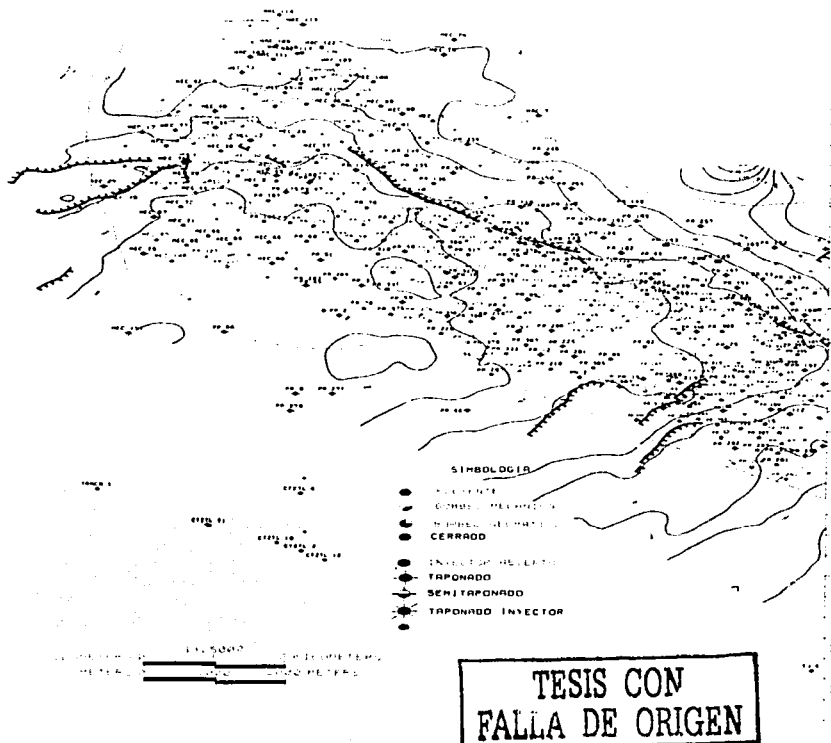


Figura IV.3. Plano estructural campo Poza Rica.



Un estudio geológico del yacimiento mostró que se encuentra estratigráficamente dividido en dos partes, las cuales han sido clasificadas informalmente como Tamabra Superior e Inferior, mismas que están separadas por una capa impermeable de aproximadamente diez metros de espesor denominada horizonte "f", sin embargo, existe comunicación entre ellas en el área de los pozos Poza Rica 62 y 63 y en la porción sureste del campo. Así mismo, en la vecindad de los pozos Escolín 26 y 29, estas dos áreas han sido denominadas como "ventanas".

El campo se encuentra delimitado hacia el noreste por un contacto agua-aceite y al suroeste por una zona de baja permeabilidad.

El yacimiento se encuentra dividido en cinco cuerpos denominados, A, B, C, D y ab, siendo el cuerpo A el más profundo y el que corresponde al cuerpo Tamabra Inferior, como se observa en la figura IV.4.

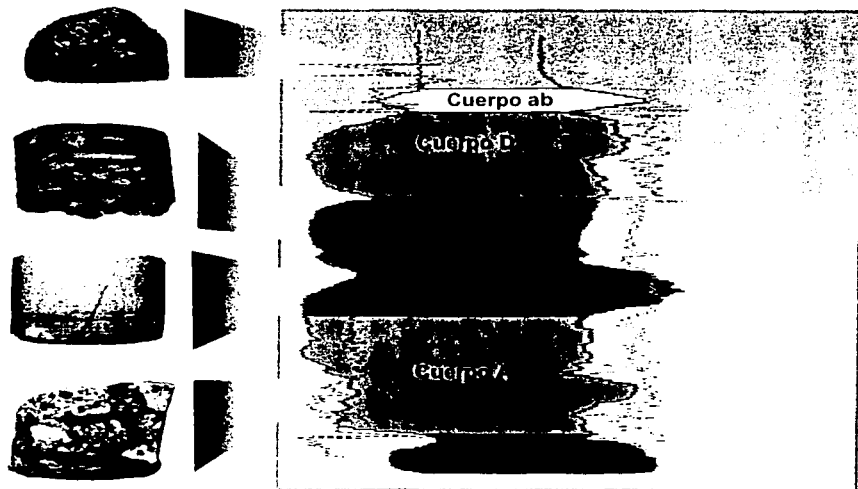


Figura IV.4. Cuerpos que conforman el yacimiento.



**IV.1.2. Características del yacimiento.-** el yacimiento del campo Poza Rica fue descubierto en mayo de 1930, con el pozo Poza Rica 2 y se inicio su explotación en junio de 1932, es del tipo aceite negro (31°API) su formación productora es el Cretácico Tamabra; tiene un empuje por gas en solución, actualmente cuenta con:

835	Pozos perforados
165	Pozos productores
46	Pozos inyectoros de agua
42	Pozos inyectoros cerrados
240	Pozos testigos
215	Pozos cerrados
150	Pozos taponados

Su máxima producción de aceite fue de:	199 mbd
Actualmente produce:	
Aceite	14.6 mbd
Gas	8.5 mmpcd
Plano de referencia :	2,200 m.b.n.m.
Presión original :	245 Kg/cm <sup>2</sup> .
Presión de saturación :	245 Kg/cm <sup>2</sup> .
Temperatura del yacimiento :	90° C.
Densidad del aceite :	31° API (0.87 gr/cc).
Gravedad específica del gas :	0.771
Viscosidad del aceite :	3 cp.
Relación gas-aceite :	146 m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> .
Contacto gas-aceite original :	2,030 m.b.n.m.
Contacto agua-aceite original :	
Poza Rica	2,250 m.b.n.m.
Escolín	2,400 m.b.n.m.
P. Alemán	2,490 m.b.n.m.
Espesor total :	208 m.



Área del campo :	104 Km <sup>2</sup> .
Reserva original :	3,079 mmbpce.
Porosidad promedio :	15%.
Saturación del agua inicial :	9%.
Permeabilidad promedio :	6 md.

**IV.1.3. Historia de explotación del campo.-** el campo inició su explotación y desarrollo en el año de 1932. En 1951 se implantó una prueba piloto de inyección de gas a través de tres pozos inyectoros, que fue posteriormente incrementada a siete pozos, dicha prueba se suspendió en 1960 por no detectar beneficio alguno en los pozos productores vecinos. El volumen inyectado y acumulado de gas fue de 91,816 millones de pies cúbicos. Actualmente, se tiene en operación un total de 305 pozos, de los cuales 224 están operando en forma continua y 81 intermitentes, con una producción de aceite de 17,392 barriles por día.

Aunque existe una entrada natural de agua al yacimiento, esta no ha sido lo suficientemente activa para sustituir la declinación de la presión del yacimiento ocasionada por la extracción, por lo que fue necesario implantar un sistema de inyección de agua en el año de 1962. Este sistema de inyección está diseñado para manejar 503,000 barriles por día, actualmente se inyectan 119,545 barriles por día a través de 76 pozos inyectoros de los 91 que están acondicionados.



El comportamiento histórico de la producción de aceite se presenta en la figura IV.5.

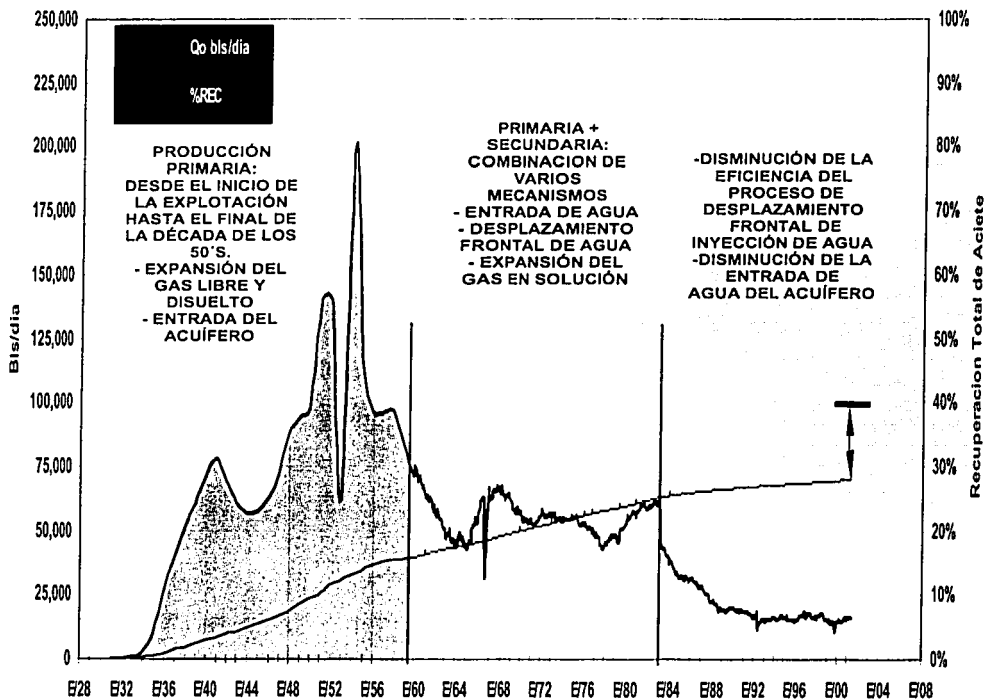


Figura IV.5. Historia de producción.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN





## IV.2. Antecedentes del pozo Poza Rica 81.

### IV.2.1. Localización del pozo Poza Rica 81 (figuras IV.6 y IV.7.).

Municipio: Poza Rica, Veracruz.  
Clasificación: Terrestre.  
Coordenadas: X = 130,582.14 m., Y = 91,281.23 m.  
Elevación Rotaria: 76.3 m.  
Elevación del terreno: 16.06 m.

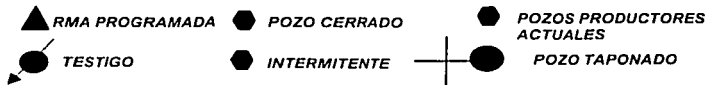
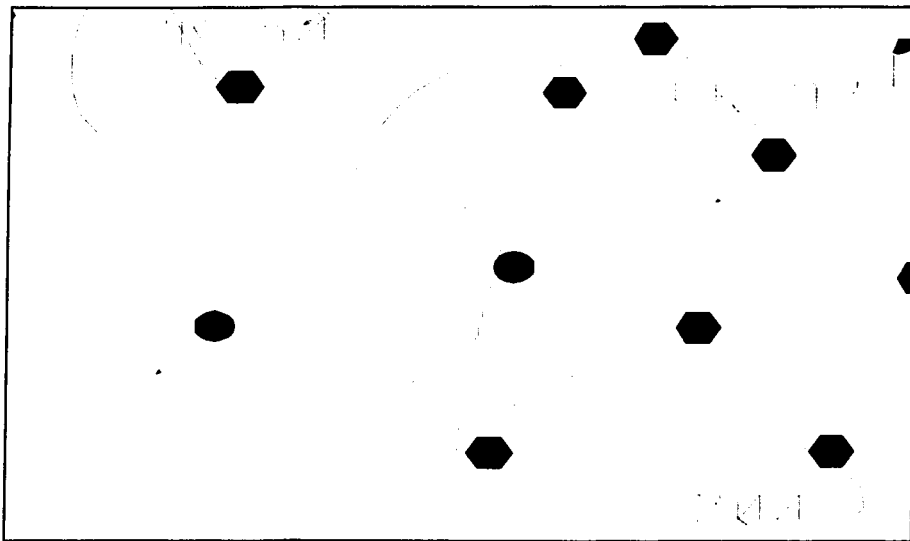


Figura IV.6. Plano estructural de localización del pozo Poza Rica 81.

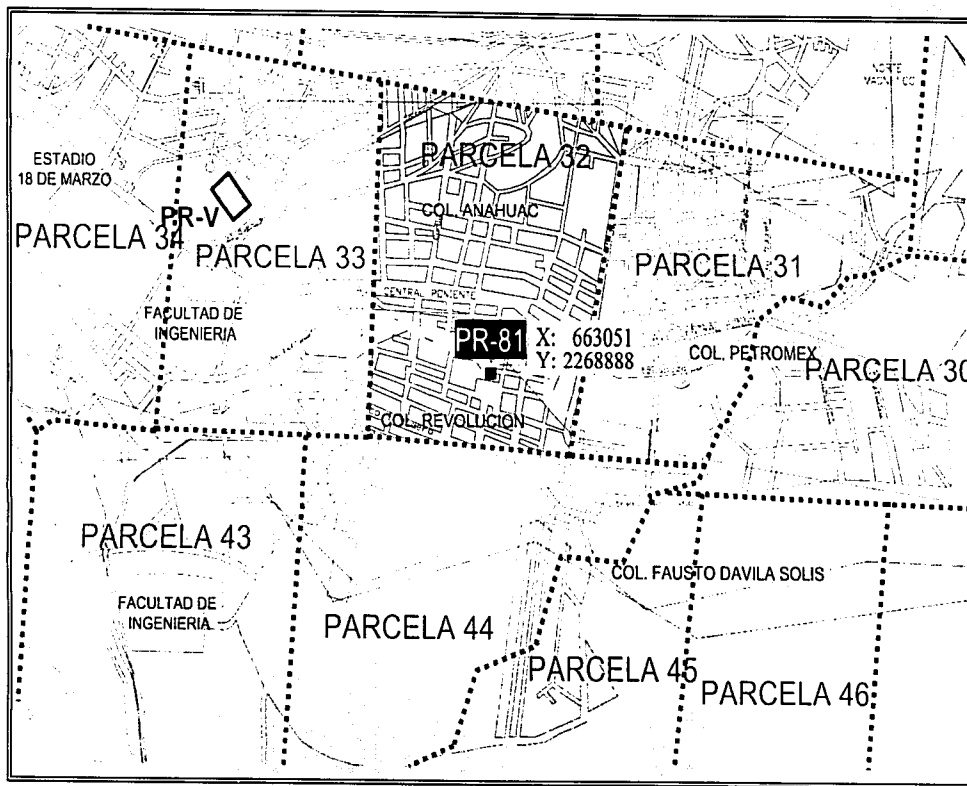


Figura IV.7. Plano Urbano de Localización Pozo Poza Rica 81.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN



**IV.2.2. Antecedentes de la historia de perforación.-** el pozo Poza Rica 81 se inicio a perforar el 26 de junio de 1947 alcanzado una profundidad de 2,290.00 m en la formación productora Tamabra Inferior. Durante su perforación se ocupo lodo bentonítico como fluido de control, al cual se le fue incorporando Quebracho en diferentes cantidades, así como, sosa cáustica, bentonita y jel flakes conforme profundizaba, teniendo una densidad que varió desde 1.22 hasta 1.44; se continuó perforando sin ningún contratiempo hasta la profundidad de 2165.2 donde se pierden aproximadamente 3 m<sup>3</sup> de lodo, a la profundidad de 2194.2 se tiene una pegadura de tubería, posteriormente, a la profundidad de 2236.7 se tiene otra pérdida de fluido de aproximadamente de 3.5 m<sup>3</sup>, de esa profundidad en adelante ya no se presenta ningún contratiempo, una vez terminado de perforar se procedió a la toma de registros geofísicos de la profundidad de 595.7 m hasta la profundidad de 2227.0 m en virtud de que la herramienta ya no pudo bajar más; una vez tomados dichos registros se llevó a cabo su terminación el día 7 de octubre de 1947, la cual se realizó en el intervalo 2219 a 2286 que fue disparado con pistola a chorro ICI de 4" con un total de 228 agujeros dicho intervalo, fue tratado mediante el bombeo de ácido Dowell X con el fin de estimularlo, con lo que se obtuvo una producción inicial de 430 m<sup>3</sup>/día, con 0.2% de agua RGA=125 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>, presión en TP=44 kg/cm<sup>2</sup> y en TR=80 kg/cm<sup>2</sup>, a través de un aparejo de producción consistente de 82 paradas y un tramo de tubería de producción de 2 7/8", 8 hilos rosca redonda

### **IV.2.3. Historia de terminaciones.**

**IV.2.3.1. Intervalos disparados.-** el intervalo inicial 2219-2286 m fue obturado con cemento y se disparó un nuevo intervalo, esta ocasión a la profundidad de 2170 y hasta 2179, para lo cual se utilizo una pistola Schlumberger, desintegrable de 2 1/8" y de 117 agujeros de 13 mm, posteriormente se estimulo el intervalo inyectándole ácido XX, con una producción de aceite de 49 m<sup>3</sup>/día, RGA=176 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>.

Después de obturar con cemento el intervalo 2170-2179 se abrió el intervalo 2141-2150 utilizando pistolas Scallop de 1 9/16" de un agujero/metro, redisparando con pistolas



desintegrable de 1 11/16" de un agujero/metro, se estimuló el intervalo mediante la inyección de ácido XX resultando deficiente la estimulación, por lo que se procedió nuevamente a estimularlo utilizando ahora ácido XR, obteniéndose una producción de 3 bl/min de aceite, después de observar su comportamiento se decidió obturar el intervalo.

Una vez obturado el intervalo anterior se decidió probar el intervalo 2125-2132 utilizando pistolas desintegrables de 1 11/16" de una carga/metro y estimular el intervalo utilizando ácido XX con lo que se obtuvo una producción de 2 bl/min, finalmente se volvió a estimular el intervalo ahora utilizando ácido SX con lo cual se obtuvo una producción de 115 m3/día de aceite netos y un 5% de agua.

El pozo se comporto como fluyente hasta 1958, año en el cual se sustituye el aparejo original por un aparejo de bombeo neumático con 7 válvulas, de esa fecha y hasta 1980 el aparejo de bombeo neumático, así como los intervalos disparados sufren varias modificaciones y en ese año 1980 se intenta cambiar el sistema de producción de bombeo neumático a bombeo eléctrico sin obtenerse buenos resultados, por lo que se regresa al sistema de bombeo neumático el cual se mantendría hasta 1984 año en el cual se cambia a un sistema de bombeo mecánico por considerarlo menos riesgoso ya que el pozo se encuentra en una área urbana.

Para 1988 el pozo se encuentra invadido de agua por lo que se decide taponarlo definitivamente colocando un monumento con su placa descriptiva; por considerar incosteable su explotación y no tener mas intervalos que explotar, es así como el 24 de julio de 1988 es taponado.



**IV.2.4. Correlación con pozos vecinos.-** una vez analizada la información que se tenía con respecto al pozo Poza Rica 81 se procedió a analizar si era factible de rehabilitar tomando información de pozos cercanos a él, los cuales se encuentran produciendo mediante aparejos de bombeo mecánico o fluyente en intervalos disparados en la misma formación.

Dicha información se puede obtener mediante la correlación de secciones geológicas y sísmicas, historias de producción, profundidad de disparos, etc. como se muestran en las figuras IV.8 y IV.9.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

PR-58 PR-99 PR-327 PR-81 PR-6

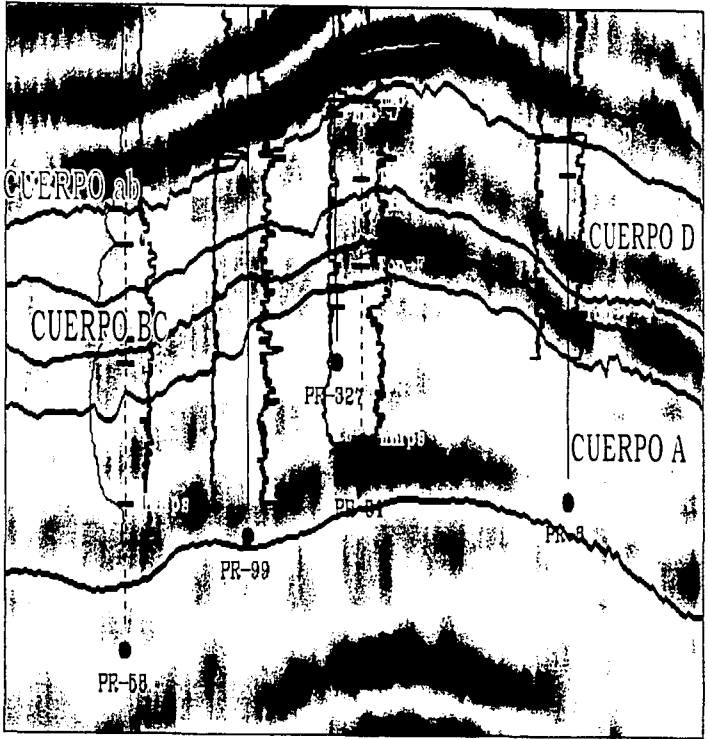
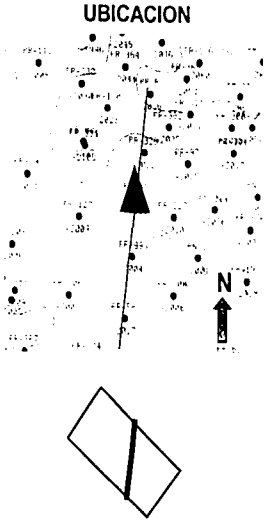
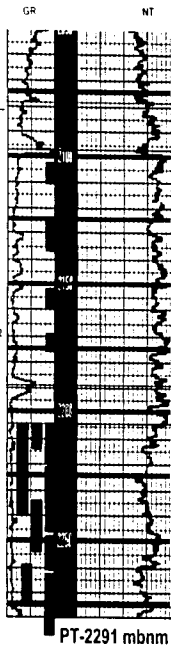
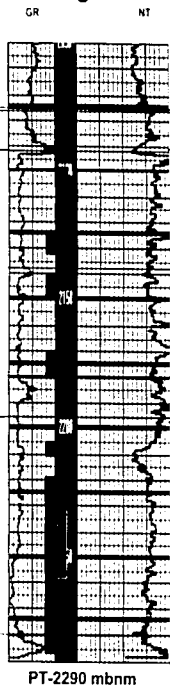


Figura IV.8. Correlación del pozo Poza Rica 81 con otros pozos mediante sección sísmica.

PR-80  
MR=82 m



PR-81  
MR=76 m



PR-327  
MR=177 m.



Plano de Referencia  
2000 mbnm

K. AGNV

Cuerpo ab

Cuerpo ab

Cuerpo D

Cuerpo D

2099  
2107  
2112  
2120  
2125  
2132  
2140  
2150

2195  
2210  
2223  
2240

Cuerpo BC

Cuerpo BC

Horizonte f

Horizonte f

2170  
2179  
2205  
2210  
2219

2259  
2256  
2290  
2295

Cuerpo A

Cuerpo A

2230  
2258  
2286

K. TMLPS

Figura IV.9. Correlación del pozo Poza Rica 81 con otros pozos mediante registros geofísicos.



**IV.2.4. Historias de reparaciones mayores y menores.-** durante la vida productiva del pozo se llevaron acabo 4 reparaciones mayores con la finalidad de taponar y cambiar los intervalos productores, así mismo se llevarón una serie de reparaciones menores con el objeto de adecuar los aparejos de producción (bombeo neumático, eléctrico y mecánico), de acuerdo a las condiciones de explotación que se presentaban, así como el taponamiento del mismo

**IV.2.5. Estado mecánico del pozo Poza Rica 81 (figura IV.10).**

Tuberías de revestimiento

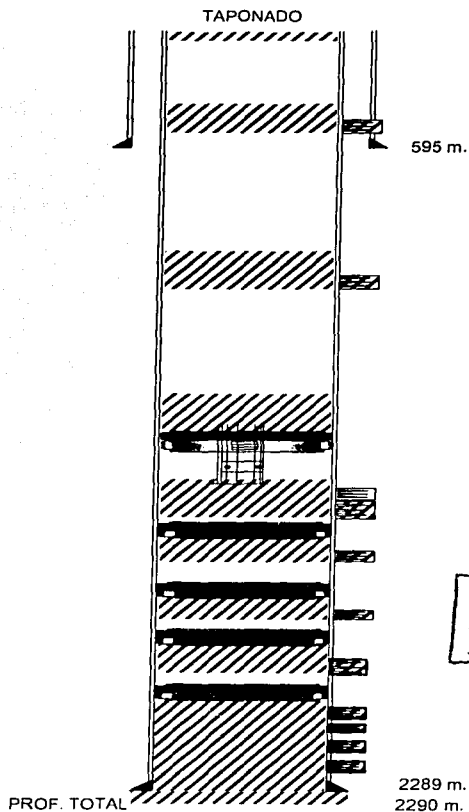
Diámetro	Grado	Peso (lb/pie)	Prof. Inicial de asentamiento (m)	Prof. Final de asentamiento (m)
9 5/8"	J-55	40	0.0	595.00
6 5/8"	N-80	24	0.0	2289.5

Tapón de cemento superficial:	455.0 m
Intervalo obturado:	580 - 581 m
Tapón de cemento:	1223 m
Tapón de cemento:	1985 m
Pescado consistente de:	
Empacador HRP-1 6 5/8"	2077 m
Niple de asiento "D" Camco	2081 m
Niple campana Camco	2100 m
Intervalo obturado:	2121 - 2132 m
Retenedor de cemento 6 5/8" EZ:	2138 m
Intervalo obturado:	2141 - 2150 m
Retenedor de cemento 6 5/8":	2161 m
Intervalo obturado:	2170 - 2179 m





Tapón mecánico HOWCO 6 5/8":	2195.5 m
Intervalo obturado:	2205 - 2210 m
Tapón mecánico HOWCO 6 5/8":	2213 m



TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

Figura IV.10. Estado mecánico del pozo Poza Rica 81.



### **IV.3. Clasificación del pozo.**

Una vez revisado el expediente del pozo y haber analizado la información con que se cuenta el pozo Poza Rica 81 queda clasificado como un pozo cerrado por alto porcentaje de agua.

### **IV.4. Revisión física de instalaciones.**

De la revisión física hecha al sitio de localización del pozo de se determinó: que cuenta con caminos de acceso en buen estado, debido a que se encuentra dentro de una área urbana como lo muestra el mapa de localización, no tiene instalaciones superficiales debido a que era un pozo taponado definitivamente, por lo que únicamente se encontró el monumento con su placa descriptiva.

### **IV.5. Verificación de las causas del cierre.**

Debido a que el pozo se encuentra taponado no es posible verificar las causas del cierre por lo que se estima que las causas originales de éste son verdaderas, por lo que finalmente la clasificación del pozo es la determinada en la revisión de sus antecedentes, la cual queda como pozo cerrado por alto porcentaje de agua.

### **IV.6. Conclusiones y recomendaciones.**

#### **IV.6.1. Conclusiones.**

1. Que el pozo fue cerrado por la producción de alto porcentaje de agua.
2. Que ya no tenía posibilidades de seguir produciendo debido a que se habían terminado de probar los intervalos que se encontraban con posibilidades dentro de la formación productora.



3. Después de haber realizado el análisis de la información correspondiente a pozos vecinos se determinó que era factible su rehabilitación ya que el pozo se encontraba estructuralmente en un área que segúa aportando hidrocarburos.

#### **IV.6.2. Recomendaciones.**

1. Que el pozo sea incluido en el programa de rehabilitación de pozos cerrados o taponados.
2. Que sea intervenido mediante una reparación mayor, con la cual se pretende destaponar el pozo para su posterior estudio mediante la toma de registros geofísicos.
3. Basándose en la información obtenida de los registros geofísicos realizar el diseño de la intervención mayor para su posible rehabilitación o cierre definitivo.

#### **IV.7. Diseño de la Intervención.**

**IV.7.1. Objetivo de la intervención.-** con objeto de continuar con la actividad de reparación mayor a pozos del Campo Poza Rica, se propone la reparación mayor al pozo Poza Rica 81, taponado el 27 de julio de 1988, por lo que se afina la profundidad interior a 2,196.0 m., para probar los intervalos 2077-2085 m en el cuerpo ab, 2097-2140 m en el cuerpo D y 2144-2290 m en el cuerpo BC, para continuar la explotación de la formación Cretácico Tamabra.



IV.7.2. Programa operativo para la reparación mayor del pozo poza rica 81.-

No.	Tiempo días	Operación
1	2	Transportar e instalar equipo 100%
2	1	Probar conexiones superficiales de control de acuerdo al tipo de cabezal existente en el pozo, eliminar árbol de válvulas e instalar preventor 7 1/16".
3	15	Con molino de 5 5/8", DC 4 1/8", T.P. 2 7/8" I.F. moler tapones de cemento superficial, intermedio, pescado ahogado en cemento empacador HRP-1 6 5/8", niple de asiento 2 7/8", niple campana 2 7/8" y dos retenedores de cemento hasta reconocer a esa P.I. a 2,196.0 m; se debe utilizar lodo bentonítico de 1.03 gr/cm <sup>3</sup> para la molienda; cuando se este moliendo el empacador efectuar viajes chatarreros para dejar el fondo libre de chatarra, estos deberán ser los que sean necesarios para garantizar la limpieza del pozo; ya terminada de reconcer la P.I. se deben efectuar cambios de fluidos por SS de 1.03 gr/cm <sup>3</sup> , circular intensamente hasta dejar el fondo limpio, libre de lodo.
4	1	Meter molino de 5 1/2", escariador para T.R. 6 5/8" y T.P. 2 7/8" TF a 2,196.0 m; con preventor cerrado probar T.R. 6 5/8" con 1000 psi., si se cumple, sacar herramienta de limpia tramo por tramo y continuar con el programa; en caso contrario bajar con herramienta probadora para T.R 6 5/8", delimitar y corregir anomalía.
5	2	Con URE tomar los registros CBL-VDL, TDT desde 2196.0 m a 2060.0 m

**Capítulo IV. Caso práctico: Campo Poza Rica.**

No.	Tiempo Días	Operación
6	3	Meter aparejo sencillo fluyente: niple campana 2 7/8" a 2,010.0 m, empacador R3-AD 6 5/8" de paso libre a 2000.0 m, T.P: 2 7/8" 8HRR probando con UPH a 3000 psi. Eliminar preventor 7 1/16" e instalar árbol de válvulas. Meter tubería flexible de 1 1/4" hasta la P.I., efectuar cambio de fluido de control por diesel. Disparar los intervalos 2077-2085 m, 2097-2140 m, 2144-2190 m con pistolas entubadas Power-Jet de 2", 13 cargas por metro, fase 60; los intervalos a disparar están sujetos a cambios de acuerdo a los resultados de los registros TDT y RST.
7	4	Efectuar estimulación ácida-orgánica a los intervalos disparados, observar pozo, en caso necesario inducir con TF 1 1/4" y Nitrógeno, observar y definir, si no fluye definir los intervalos con aparejo de bombeo mecánico, (la distribución se pasara con tiempo). Desmantelar el equipo 100%
<b>Total</b>	<b>28</b>	

\*Programa sujeto a cambios durante su intervención

\*No se consideran tiempos de espera o demoras en los servicios.

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**

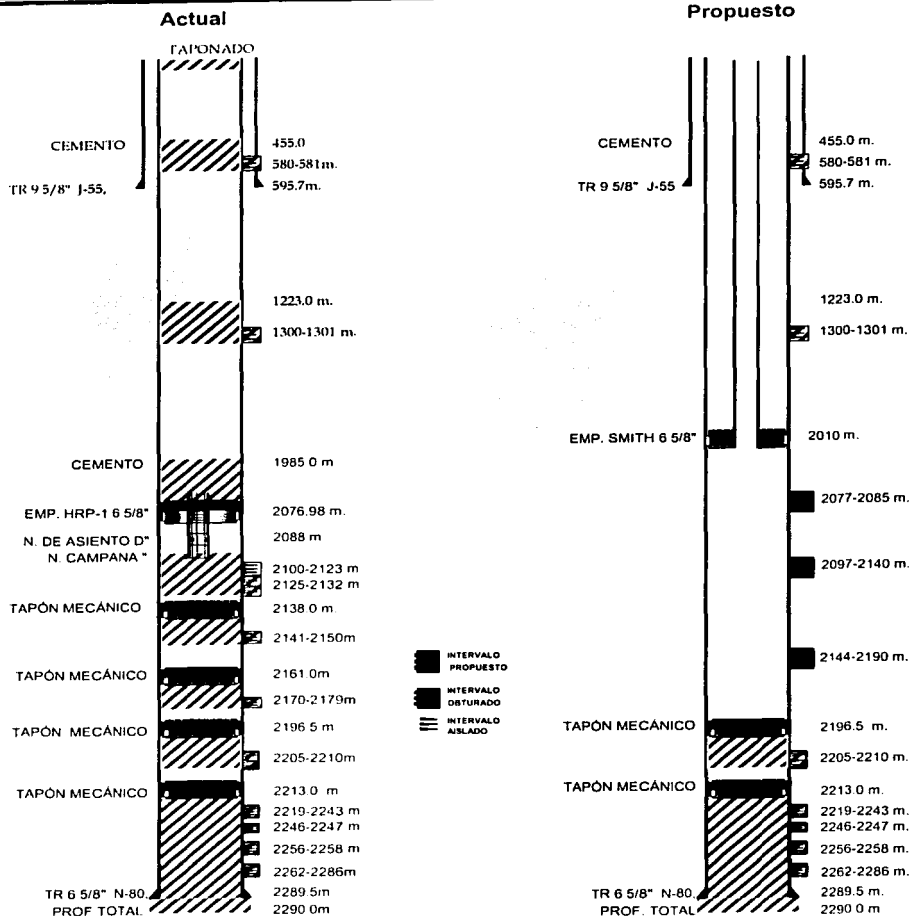


Figura IV.11. Estados mecánicos.

**IV.7.3. Análisis económico.**

Una vez terminado el diseño de la intervención y tomando en cuenta todos los factores que puedan alterar la intervención se procedió a solicitar al área de perforación y mantenimiento a pozos los costos por la intervención requerida para el pozo Poza Rica 81, la cual después de analizar los tiempos, materiales y mano de obra necesaria para llevar a cabo dicha intervención proporcionó los costos para su análisis los cuales se enumeran a continuación:

Pozo	Poza Rica 81
Equipo no.	5550
Profundidad interior (m)	1985
Tipo de intervención	Reparación mayor
Días de movimiento de equipo	2
Días en operación	26
Costo equipo en movimiento (\$)	67,400
Costo equipo en operación (\$)	959,400
Costos administrativos y contratos (\$)	1,665,933
Total (\$)	2,692,733

Una vez determinado el costo de la intervención y sometido a consideración se determinó que era costeable y por consiguiente se procedió realizar la intervención.



#### **IV.8. Evaluación de la intervención.**

Una vez terminada la intervención se procedió a la toma de registros geofísicos para determinar si los intervalos propuestos en el diseño eran los correctos, para ello se utilizó el registro TDT, el cual muestra la saturación de fluidos, el tipo de roca y el porcentaje de porosidad en el intervalo, una vez analizado dicho registro y comparado con los registros que se tenían del pozo, así como los registros de los pozos vecinos se procedió a la afinación de los intervalos propuestos y se procedió a su disparo obteniéndose una producción de 500 bl/día mediante aparejo fluyente.

Por lo que se concluye que la intervención al pozo Poza Rica 81 que se encontraba taponado tuvo éxito.





## **V. Conclusiones y recomendaciones**

Los campos petroleros “maduros” que cuentan con pozos cerrados o taponados y que en consecuencia, la producción de hidrocarburos se ve disminuida debido al tiempo de explotación, pero que aún así, cuentan con reservas de hidrocarburos no despreciables representan una oportunidad para la aplicación de nuevas técnicas de análisis y de explotación.

La aplicación de la metodología de análisis expuesta en el presente trabajo aunada a la aparición de nuevas herramientas y tecnología de vanguardia nos proporcionará un diagnóstico de las condiciones en que se encuentran los pozos cerrados o taponados y si es económicamente factible su reactivación lo cual va ligado a una nueva filosofía de Reingeniería.

Se recomienda crear en las nuevas generaciones de Ingenieros Petroleros un ambiente en el cual se tome en cuenta no sólo los campos nuevos para el desempeño de su actividad profesional, sino también aquellos campos existentes que son considerados como improductivos por la baja productividad de sus yacimientos, en virtud, de que dichos campos nos pueden proporcionar una mayor experiencia en cuanto a métodos de análisis y solución de problemas en el ámbito de la Industria Petrolera.

Es recomendable que las nuevas generaciones de estudiantes de Ingeniería Petrolera se mantengan actualizados en cuanto a la aparición de nuevas herramientas y nuevos métodos de análisis y sobre todo aprovechen la oportunidad que nos brinda la Facultad de Ingeniería de asistir a las prácticas de campo donde podemos aprender y poner en práctica de forma directa los conocimientos impartidos por los profesores de esta Facultad.



---

**Nomenclatura**

A.P.I.	Instituto Americano del Petróleo por sus siglas en ingles.
bl	Barriles.
CO <sub>2</sub>	Bióxido de carbono
c.p.	Centipoise.
CNL	Registro neutrón compensado.
D.C.	Drill collars.
D <sub>ro</sub>	Densidad relativa del aceite
DLL	Registro doble laterolog.
EMR	Elevación de la mesa rotaria.
FDC	Registro sónico de densidad.
GR, RG	Registro rayos gama.
H <sub>2</sub> S	Ácido sulfídrico.
m	Metros.
mbd	Miles de barriles por día.
mbnm	Metros bajo el nivel del mar.
md	Milidarcy.
mmpcd	Millones de pies cúbicos por día.
mmbpce	Millones de barriles de petróleo crudo equivalente.
PT	Profundidad total.
PI	Profundidad Interior.
psi	Lb/pg <sup>2</sup>
rpm	Revoluciones por minuto.
RGA	Relación gas-aceite.
SP	Registro de potencial espontáneo.
TP	Tubería de producción.
TR	Tubería de revestimiento.
TF	Tubería flexible.
TDT	Registro de tiempo de decaimiento térmico.
°API	Grados API



---

### Tabla de equivalencias

$$1 \text{ m} = 3.28 \text{ pies}$$

$$1 \text{ m}^3 = 6.2898 \text{ bl}$$

$$1 \text{ m}^3 = 35.28 \text{ pies}^3$$

$$1 \text{ m}^3 = 1000 \text{ litros}$$

$$1 \text{ bl} = 42 \text{ gal}$$

$$1 \text{ bl} = 0.159 \text{ m}^3$$

$$1 \text{ pg} = 2.54 \text{ cm}$$

$$1 \text{ pie} = 12 \text{ pg}$$

$$1 \text{ lb} = 453.59 \text{ gr}$$

$$1 \text{ Kg} = 2.2046 \text{ lb}$$

$$1 \text{ Kg/cm}^2 = 14.7 \text{ lb/pg}^2$$

$$^{\circ}\text{C} = 5/9(^{\circ}\text{F}-32)$$

$$^{\circ}\text{F} = 9/5(^{\circ}\text{C}+17.8)$$

$$^{\circ}\text{API} = (141.5/D_{10}) - 131.5$$



---

**Índice de figuras**

Figura II.1. Factores que afectan el cierre de un pozo.	10
Figura III.1 Localización geográfica del área de oportunidad.	18
Figura III.2. Perfiles geológicos y sísmicos del yacimiento.	19
Figura III.3. Características geológicas y sísmicas del yacimiento.	20
Figura III.4. Plano estructural de localización y tipos de pozo.	21
Figura III.5. Plano urbano de localización.	22
Figura III.6. Correlación de pozos mediante registros geofísicos.	24
Figura III.7. Correlación de pozos mediante sección sísmica.	25
Figura III.8. Estado mecánico de pozo.	27
Figura III.9. Proceso de análisis y solución de pozos cerrados por baja productividad.	29
Figura III.10. Proceso de análisis y solución de pozos cerrados alta RGA.	31
Figura III.11. Proceso de análisis y solución de pozos cerrados por alto porcentaje de agua.	33
Figura III.12. Proceso de análisis y solución de pozos cerrados por problemas en instalaciones superficiales.	35
Figura III.13. Proceso de análisis y solución de pozos cerrados por aportación de arenas y/o finos.	37
Figura III.14. Proceso de análisis y solución de pozos cerrados para cambio de intervalo.	39
Figura III.15. Diagramas de análisis económico.	43
Figura III.16. Cambio de intervalo.	47
Figura III.17. Apertura de ventanas y reentradas.	52
Figura III.18. Limpieza de aparejos.	62
Figura IV.1. Localización geográfica del campo Poza Rica.	84
Figura IV.2. Capas que integran la formación productora del campo Poza Rica.	85
Figura IV.3. Plano estructural campo Poza Rica.	86



Figura IV.4. Cuerpos que conforman el yacimiento.	87
Figura IV.5. Historia de producción.	90
Figura IV.6. Plano estructural de localización pozo Poza Rica 81.	91
Figura IV.7 Plano urbano de localización pozo Poza Rica 81.	92
Figura IV.8. Correlación del pozo Poza Rica 81 con otros pozos mediante sección sísmica.	96
Figura IV.9. Correlación del pozo Poza Rica 81 con otros pozos mediante registros geofísicos.	97
Figura IV.10. Estado mecánico del pozo Poza Rica 81.	99
Figura IV.11 Estados mecánicos.	104



**Bibliografía**

1. Rodríguez Nieto Rafael; "Apuntes de Principios de Mecánica de Yacimientos" Fac. de Ingeniería, U.N.A.M.
2. Martínez Rangel Ignacio y Torres Sierra Arturo; "Tesis Mantenimiento de Pozos Petroleros", Fac. de Ingeniería, U.N.A.M.
3. Catalogo de Mantenimiento de Pozos; Gerencia de Perforación y Mantenimiento de Pozos, 2000.
4. Viñas Rafael y De León Mojarro J; "Manual de Curso de Reparación y Terminación de pozos".
5. Ramírez Barrera Antonio, Becerril Fabila Juan *et al* "Reingeniería para maximizar la productividad y renta económica en la explotación de pozos", PEMEX, Exploración-Producción
6. Montoya Cerón Santiago; " Mantenimiento de Pozos: Definiciones y Criterios" PEMEX, Subgerencia de Evaluación de Proyectos Operacionales.
7. Catalogo General de Servicios; PEMEX, Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos, 2000.
8. Manual de Procedimientos Técnico Operativos en Campo, Tomos I, II, III, IV, V, P.E.P.; PEMEX; Perforación y Mantenimiento de Pozos, Subgerencia de Terminación y Reparación de Pozos.