

01124
34



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**PROCEDIMIENTO PARA EL CONTROL DE LA
PRODUCCIÓN DE AGUA EN POZOS DE ACEITE.**

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A :
JOSÉ RAMÍREZ NUBE**

**DIRECTOR DE TESIS: ING. QUIM. MA. CRISTINA AVILÉS ALCÁNTARA
DIRECTOR ADJUNTO: ING. JAIME BLANCO GALÁN**



**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

MÉXICO, D.F.

NOVIEMBRE DE 2003

A



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-1291

SR. JOSÉ RAMÍREZ NUBE
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso la profesora Quím. María Cristina Avilés Alcántara y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

PROCEDIMIENTO PARA EL CONTROL DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA EN POZOS DE ACEITE

	RESUMEN
	INTRODUCCIÓN
I	GENERALIDADES
II	PROBLEMÁTICA DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA
III	CONTROL DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA
IV	PROCEDIMIENTO PARA EL ADECUADO CONTROL DE AGUA
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. F., a 21 de octubre de 2002
EL DIRECTOR



ING. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB*RLLR*gtg
R

B



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**PROCEDIMIENTO PARA EL CONTROL DE LA
PRODUCCIÓN DE AGUA EN POZOS DE ACEITE.**

PRESENTADA POR:

JOSÉ RAMÍREZ NUBE

DIRIGIDA POR:

ING. QUIM. Ma. CRISTINA AVILÉS ALCÁNTARA

JURADO DEL EXAMEN PROFESIONAL:

PRESIDENTE: **ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS**

VOCAL: **ING. QUIM. Ma. CRISTINA AVILÉS ALCÁNTARA**

SECRETARIO: **ING. CARLOS JAVIER LIRA SIL**

1ER. SUPLENTE: **M. I. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO**

2DO. SUPLENTE: **M. I. JOSÉ MARTÍNEZ PÉREZ**



MÉXICO D. F., CD. UNIVERSITARIA, OCTUBRE 2003.

AGRADECIMIENTOS

1. A Dios, por darme la oportunidad de ser parte de esta vida, por brindarme la sabiduría y paciencia para no desesperarme y terminar lo que él inició. A él que en todo momento me acompaña sin pedir nada a cambio.
2. A mi Padre, quien me impulsó a seguir adelante sin importar las adversidades que le presentó la vida. Se perfectamente que esta cerca de Dios observándome y sintiéndose orgulloso de sí mismo por empujar a todos sus hijos hacia adelante,... Gracias padre.
3. A mi madre, con mucho cariño y respeto, ya que es y sigue siendo la parte medular de mi familia, gracias por su apoyo y confianza, aun en los momentos más difíciles.
4. A mis hermanos(as), Ana, Rafael, Pedro, Crescencia y Cecilia, ya que sin su apoyo moral y económico no hubiera logrado superar la meta.
5. A mis sobrinos(as), Diana, Carlos, Gerardo, Rodolfo y Pedrito, a mis cuñados(a), Felipe, Mario y María Luisa, a mis tíos(as) y primos(as),..... Gracias.
6. A mi directora de tesis "Ing Ma Cristina Avilés Alcántara" por su apoyo y comprensión para poder desarrollar este trabajo.
7. Al "Ing Jaime Blanco Galan" por su apoyo incondicional, por darme un poco de su valioso tiempo y por todos sus sabios consejos. En él veo el reflejo de una gran persona y un gran amigo digno de imitar.
8. A la UNAM por permitirme ser parte de esta gran institución que me brindó la oportunidad de tener una educación profesional.
9. A la Facultad de Ingeniería quien me brindó la oportunidad de conocer un mundo diferente.

10. A mis maestros(as), que incondicionalmente compartieron toda una vida de conocimientos, y cuyos regaños siempre estuvieron enfocados a formar mejores personas.

11. A mis sinodales: Ing. Manuel Villamar Viguera, Ing. Carlos Javier Lira Sil, M.I. Néstor Martínez Romero y M.I. José Martínez Pérez, por haber accedido muy cordialmente a la invitación de formar parte del jurado que calificará este trabajo y por todos sus comentarios y sugerencias en la revisión del mismo.

12. A mis amigos, por los triunfos y fracasos en la escuela y la vida, ya que de ellos también recibí apoyo cuando más lo necesite.

**NO TENGAS MIEDO AL FRACASO,..... TENLE MIEDO A QUIZA NUNCA TRIUNFAR
POR NUNCA HABERTE ATREVIDO A INTENTARLO**

Atte. Ramírez Nube José.

ÍNDICE	Página.
RESUMEN.	3
INTRODUCCIÓN	5
I. GENERALIDADES	8
II. PROBLEMÁTICA DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA	12
II.1. Causas Inherentes a la Terminación del Pozo.....	12
II.2. Causas Inherentes al Yacimiento.....	16
II.3. Efectos de la Producción de Agua.....	25
II.3.1. Relación Producción de Agua - Producción de Arena	25
II.3.2. Relación Producción de Agua – Corrosión.....	26
II.3.3. Relación de Producción de Agua – Depositación de Incrustaciones.....	27
II.3.4. Relación de la Producción del Agua – Producción de Aceite.....	28
II.4. Limitación de las Instalaciones al Flujo de Agua.....	30
II.5. Emulsificación de Aceite y Agua.....	31
II.5.1. Emulsificación en la Cabeza del Pozo.....	33
II.5.2. Estabilización de la Emulsión.....	34
III. CONTROL DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA	36
III.1. Métodos Preventivos Y Correctivos.....	39
III.1.1. Filtraciones en las TR's.....	40
III.1.2. Canales de Flujo en la Cementación de las TR's.....	40
III.1.3. Avance del contacto Agua-Aceite.....	41
III.1.4. Barrido Areal Deficiente.....	41
III.1.5. Canalización por Capas de Alta Permeabilidad...	42
III.1.6. Comunicación a través de Fracturas entre Pozo Inyector y Productor.....	44
III.1.7. Conificación de Agua.....	45
III.1.8. Capa Segregada por Gravedad.....	50
III.1.9. La Emulsión.....	50
III.1.10. Terminación para Manejar la Producción Futura de agua. .	51
III.1.11. Terminaciones Inteligentes.....	55

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

III.2. Tratamiento para el Control de la Producción Excesiva de Agua . . .	56
III.2.1. Caracterización del Problema.....	57
III.2.2. Tratamiento.....	58
III.2.2.1. Expectativas del Tratamiento... ..	58
III.2.2.2. Tipo de Tratamiento.....	59
III.2.2.3. Descripción de los Tratamientos.....	61
III.2.2.4. Tiempo de Vida del Tratamiento.....	66
III.2.2.5. Selección de la Composición y Volumen del Tratamiento.....	67
III.2.3. Técnicas de Colocación del Tratamiento	68
III.2.3.1. Consideraciones para la Colocación del tratamiento. . . .	69
IV. PROCEDIMIENTO PARA EL ADECUADO CONTROL DE AGUA.....	72
IV.1. Pasos para Elaborar Procedimientos.....	73
IV.2. Formato.....	74
IV.3. Descripción del Procedimiento y procesos.....	77
IV.4. Aplicación del Procedimiento para Controlar la Producción de Agua.....	90
Título.....	91
1. Introducción.....	92
2. Propósito.....	93
3. Alcance.....	94
4. Responsabilidades.....	95
5. Definiciones.....	96
6. Responsable de la revisión del procedimiento	98
7. Revisión del procedimiento.....	99
8. Documento aplicable y/o anexo.....	100
9. Diagrama de flujo.....	101
10. Procedimiento maestro.....	104
10.1. Procesos.....	105
11. Lista de distribución.....	114
V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	116
BIBLIOGRAFÍA.....	118

RESUMEN

El presente trabajo se desarrollado pensando en la problemática que hoy en día enfrenta la industria petrolera sobre la producción excesiva de agua. Es importante mencionar que no se pretende formular un manual de soluciones, sino que se desea hacer énfasis en los lectores sobre la problemática que se presenta en los pozos productores de aceite cuando existe producción de agua, desde la perspectiva de la relación causa efecto.

En el capítulo I se hace referencia en forma generalizada a los problemas que provoca la producción de agua, en el cual se trata lo referente a la prevención de ciertos problemas lo cual permitirá tener un mejor control de la producción excesiva de agua, posiblemente sin poder evitarla. De igual manera se menciona la importancia del análisis de datos que se pudieran tener y su valor, ya que permitirá tener un mejor entendimiento del comportamiento de la formación productora, así como de los fluidos que lo conforman.

En el capítulo II se habla de los factores y causas que originan la producción de agua como pueden ser; filtraciones en la tubería de revestimiento, generación de canales de flujo en la cementación de las tuberías, terminaciones en la zona de agua, avance del contacto agua aceite, rompimiento de barreras limitadoras, conificación y crestas, canalización por capas de alta permeabilidad, comunicación a través de fracturas entre pozo inyector y productor, fracturas comunicantes con la zona de agua, barrido areal deficiente, capas segregadas por gravedad y estimulación fuera de la zona. Así mismo se desarrolla lo referente a los efectos provocados por el agua sobre la producción de arena, corrosión, depositación de incrustaciones y sobre la producción de aceite. A continuación se introduce el tema de la limitación existente en las instalaciones para el manejo de agua. Otro tema incluido es la formación de emulsiones cuando se tiene la presencia de agua lo cual resulta difícil y costoso de eliminar.

En el capítulo III se mencionan métodos preventivos los cuales permiten tener un control de la producción de agua, como son; prevención de filtraciones en las TR's, prevenir el avance del contacto agua/aceite, prevención del barrido areal deficiente, prevención de canalizaciones en la cementación de las TR's, prevención del flujo de agua de inyección a través de fracturas naturales entre pozo inyector y pozo productor, prevención de la canalización por capas de alta permeabilidad, prevención de la conificación de agua, prevención de la emulsión y

terminaciones llamadas "terminación inteligente" la cual permite controlar intervalos productores de manera específica a través de válvulas de retención operadas desde la superficie. Todo esto está enfocado al control de agua lo cual se logra primero caracterizando el problema, entendiendo los tipos de tratamientos y sus expectativas, las técnicas de colocación y sus consideraciones.

En el capítulo IV se desarrolla un procedimiento que se apegará a cumplir con normas de calidad las cuales permiten controlar los procesos que se deberán llevar a cabo para lograr el objetivo que es el del control de agua, estos procesos consisten de; análisis de antecedentes y estudios previos, predicción de la producción de agua, prevención a la irrupción de agua, monitoreo, identificación de la problemática, diagnóstico del problema, evaluación económica y análisis de riesgo así como la ejecución del tratamiento, logrando de esta manera la identificación precisa de la problemática, a partir de la información disponible del yacimiento, de producción e inyección; lo que permitirá incrementar la eficiencia en la recuperación, alargar la vida productiva del pozo, reducir los costos por mantenimiento correctivo del pozo y minimizar el impacto negativo sobre otras problemáticas asociadas.

El capítulo V se refiere a conclusiones y recomendaciones, así como la bibliografía empleada en la elaboración de este trabajo.

INTRODUCCIÓN.

Hoy en día, las compañías petroleras producen un promedio de tres barriles de agua por cada barril de aceite que extraen de los yacimientos de baja presión. Se gasta una cantidad considerable de dinero al año para hacer frente a los problemas de la producción excesiva de agua. En muchos casos, la aplicación de tecnologías para el control de agua puede coadyuvar en la reducción de los costos y el incremento en la producción de aceite.

El agua afecta todas las etapas de la vida del campo petrolero, desde la exploración, hasta el abandono del campo, pasando por el desarrollo y la producción del mismo. Cuando se extrae aceite de un yacimiento, tarde o temprano el agua proveniente de un acuífero asociado o de los pozos inyectores en caso de aplicar recuperación secundaria, se mezclará y será producido junto con el aceite. Las etapas que comprenden el flujo de agua del yacimiento, que luego invade la tubería de producción y las instalaciones de procesamiento en la superficie y, por último, se extrae y se desecha, o bien se inyecta para mantener la presión del yacimiento recibe el nombre de ciclo de agua.

En ingeniería de producción se buscan formas económicas para mejorar la eficiencia de la producción y, los servicios para el control del agua resultan ser uno de los métodos más rápidos, menos costosos para reducir los costos operativos y además aumenta la producción de aceite en forma simultánea. El aspecto económico de la producción de agua a lo largo del ciclo del agua depende de distintos factores, como el gasto de flujo total, los costos de producción, las propiedades del fluido (densidad del aceite y salinidad del agua) y por último, el método final de desecho del agua producida. Los costos operativos, que comprenden las tareas de levantamiento, separación, filtrado, bombeo y reinyección se suman a los costos totales. El verdadero potencial es el aumento de la producción y la recuperación del crudo.

El manejo del agua, la separación de la misma en el fondo o en la superficie y su tratamiento que permita depositarla en el medio ambiente, cumpliendo con normas establecidas o en algunos casos reinyectarla a la formación para mantener la presión de formación, comprende una amplia variedad de procesos, que pueden ser; la adquisición de datos y el diagnóstico del problemas a través de sensores de fondo, el perfil de producción y el análisis del agua para detectar problemas de compatibilidad con agua de inyección cuando se aplique recuperación secundaria; la simulación de yacimientos puede ser utilizada para caracterizar el flujo. De

igual manera es necesario aplicar diversas tecnologías para eliminar los problemas del agua, tales como separación e inyección en el fondo, bloqueo químico y mecánico, separación del agua e instalaciones de producción de superficie.

Aplicar oportunamente métodos como el monitoreo permite detectar la presencia de agua excedente en superficie o en el fondo del pozo, dándole seguimiento al estudio de la problemática con el fin de determinar a detalle todas las variables involucradas. Es importante realizar un análisis de rentabilidad económica para realizar una rápida comparación de los posibles tratamientos a realizar. Para ello, es necesario estimar la producción futura de gas y aceite, y su ganancia asociada, así como el tiempo de recuperación de la inversión.

La producción de agua surge, entre otras muchas cosas por la falta de análisis o atención a los datos que incluyen los reportes de perforación y de los núcleos obtenidos. Algo que puede inducir la producción indeseable de agua, es el fracturamiento hidráulico o los tratamientos matriciales con ácido en las barreras de baja permeabilidad, que en ocasiones son dañadas. La producción excedente de agua puede también ser ocasionada por el agotamiento natural de un yacimiento, dado el avance del contacto agua-aceite con respecto al tiempo, donde el manejo correcto del avance del agua puede implicar un arrastre mayor de aceite cuando se tienen condiciones de alta eficiencia de barrido. El entendimiento del comportamiento del yacimiento, proporciona bases para determinar si la producción de agua podrá ser manejable o para determinar si la producción continua de agua será excesiva y por tanto un problema en un futuro inmediato.

El aceite y el agua, expresan la insolubilidad del aceite y el agua. La presencia de enlaces dobles de carbonos incrementan la solubilidad de agua, el agua es menos soluble en aceites saturados, y la solubilidad del agua decrece cuando el peso molecular se incrementa. La solubilidad del aceite es muy baja, pero varía drásticamente, para propósitos prácticos, el aceite y el agua son esencialmente inmiscibles; sin embargo, estos dos líquidos coexisten como dos líquidos distintos cuando están separados, o si son agitados, como emulsión o dispersión de una fase en otra.

Los parámetros que se pueden tomar en cuenta para considerar alguna intervención que conduzca a tener una producción de agua óptima, son los siguientes; precio del aceite, actual y proyectado, costo relativo para manejar altas capacidades de agua en las instalaciones, costos por volumen para disponer del agua producida, costos relativos de terminación y reparación de

pozos para mantener bajos ritmos de producción de agua, producción de agua necesaria para producir suficiente aceite, limitación en instalaciones superficiales o de fondo para manejar rangos en los gastos, yacimientos maduros, efecto de la desviación del aceite por el flujo de agua, efecto de la producción de agua sobre la corrosión, efectos de la producción de agua sobre la producción de arena y efectos de la producción de agua sobre la depositación de incrustaciones.

En este trabajo se abordará el tema de las causas, efectos y prevención de la producción excesiva de agua, así como proponer la aplicación de un procedimiento que permitirá el control de la producción de agua, el cual consiste de un procedimiento maestro, seguido por procesos en donde las actividades se asignan a los departamentos responsables, mencionando también aquellos departamentos que tienen alguna participación, los cuales desarrollaran la actividad que se le asigne. Uno de los puntos más importantes a considerar es la determinación oportuna de la presencia de agua, debido a que es uno de los principales factores que intervienen en la declinación de la producción de aceite de los pozos.

I.- GENERALIDADES.

En la industria petrolera, uno de los problemas más comunes al cual tarde o temprano el ingeniero petrolero se enfrentará, será sin duda alguna la producción de agua en aceite la cual se deberá procesar hasta lograr una especificación aceptable y adecuada para desecharla en el medio ambiente, el gas es enviado a una planta de procesamiento, esto surge entre otras cosas debido a una explotación no planeada o a malos procedimientos de terminación y reparación de los pozos, es necesario mencionar que la producción de agua también puede ser inducida por estimulaciones realizadas sin los estudios necesarios y que provoca un efecto contrario a su objetivo. El agua en los pozos petroleros, tiene su origen desde el inicio de la formación del aceite, el cual, después de un tiempo de explotación del yacimiento se presentara inicialmente como trazas que se irán incrementando paulatinamente, hasta tener producción de agua que se considerará como indeseable y que comenzara a provocar problemas los cuales reducirán la producción. Cuando se extrae petróleo de un yacimiento, tarde o temprano el agua proveniente de un acuífero subyacente o de pozos inyectoros se mezclará y será producido junto con el aceite, este flujo de agua que primeramente invade la tubería de producción y las instalaciones de procesamiento en la superficie deberá ser desechada o bien se reinyectara al yacimiento para mantener la presión o provocar que las pérdidas de presión debido a la explotación sean mínimas. Un pozo productor de agua es aquel que comienza a producir desde cortes de agua pequeños hasta producciones las cuales resultan incosteables.

Una determinación oportuna de la producción de agua será fundamental en su control ya que permitirá tomar las medidas necesarias para retrasar o disminuir la presencia de agua, sin poder evitarla; además con una oportuna determinación se pueden tomar medidas alternas que permitan explotar el aceite del yacimiento de una forma racional, para que se extraiga el máximo de aceite y gas posible.

Es fundamental hacer una clasificación del agua que se produce de un yacimiento, la cual será: agua que se inyecta al aplicar recuperación secundaria la cual es conocida como "agua de barrido", otro tipo de flujo de agua es la que se conoce como "agua rentable" la cual es producida a una etapa inferior al límite económico de la relación agua/aceite. La producción de este tipo de agua tiene lugar cuando existe un flujo simultáneo de aceite y agua en toda la matriz de formación, y el "agua mala" que es definida como el agua proveniente del pozo que

produce poco o nada de aceite, es decir, la producción de aceite no es suficiente para compensar el costo debido al manejo de agua, por lo tanto el agua es producida por encima del límite económico.

Un parámetro al que se le debe dar la importancia necesaria es la problemática inherente a la presencia de emulsiones, debido a que su eliminación representa un incremento económico. De acuerdo a estudios, se considera que las emulsiones son causadas por explotaciones excesivas a altas velocidades de flujo provocando agitación.

Cuando la irrupción de agua en los pozos productores de aceite y gas es inminente, los pasos básicos que se deben dar para tener un control adecuado, basados en la información de yacimientos, producción, perforación e inyección, si fuera el caso, son; identificación del problema, selección del tratamiento adecuado, el diseño de las intervenciones y programa de ejecución. La identificación del problema está basada en la información disponible y posible de obtener del pozo, en caso de no contar con información, es válido tomar referencias de pozos vecinos que tengan información, la cual se tomará bajo las consideraciones apropiadas. Las causas potenciales de la presencia de agua que se pueden identificar tomando en cuenta la información disponible son;

1. Avance del contacto agua-aceite.
2. Canales de flujo preferenciales al agua.
3. Canalización entre las tuberías.
4. Comunicación entre pozos.
5. Conificación del acuífero asociado al yacimiento.
6. Estimulación dentro de la zona de agua.
7. Filtraciones en las TR's.
8. Inyección fuera de la zona de producción de aceite.

Para poder determinar el tratamiento adecuado, el cual tendrá como propósito reducir la producción de agua, se hará de acuerdo a una clasificación de jerarquías de las intervenciones en base a la información y estudios disponibles, además se tomará en cuenta la factibilidad de la técnica a emplear, sin olvidar el resultado del análisis de rentabilidad económica.

Para poder manejar el agua en superficie es necesario contar con separadores primarios de aceite, agua y gas; sistemas para remover impurezas remanentes de aceite del agua, sistemas de filtración de sólidos, además de tratamientos químicos que incluyen quebradores de emulsión, biocidas, polielectrolitos y secuestradores de oxígeno que se agregan al agua para acondicionarla para la inyección. Es importante mencionar que las soluciones de superficie comienzan en el fondo, una separación parcial de agua realizada en el fondo del pozo puede eliminar algunos de los costos de levantamiento del agua.

El análisis de rentabilidad económica permite justificar o rechazar la intervención al pozo, los parámetros más importantes que se deberán considerar son; la reducción de los costos por el manejo del agua producida en superficie, la predicción del comportamiento del agua-aceite con y sin tratamiento, las reservas de aceite remanente y el costo total estimado del tratamiento.

El análisis económico se debe realizar antes de llevar a cabo cualquier proyecto de inversión y en él se deberán valorar los siguientes puntos:

1. **Análisis de riesgo.**- Es conocer las probabilidades de ocurrencia de los valores de las variables presentes en la evaluación.
2. **Razón beneficio/costo.**- Es una medida de la rentabilidad de un proyecto para indicar cuánto reditúa cada unidad monetaria invertida.
3. **Período de cancelación.**- Es el tiempo necesario para que los ingresos que genera un proyecto sean suficientes para pagar la inversión.
4. **Porcentaje de ganancia sobre la inversión.**- Es un porcentaje que se obtiene como ganancia respecto a la inversión inicial.
5. **Valor presente neto o ganancia.**-Es la diferencia entre los beneficios actualizados con una tasa de descuento a una fecha dada y los costos actualizados con la misma tasa de descuento, y en la misma fecha.
6. **Tasa interna de retorno o de rendimiento.**- Es la medida de la rentabilidad de un proyecto dada como tasa de descuento.
7. **Tiempo de recuperación de la inversión.**-Es el tiempo necesario para que los beneficios netos del proyecto amorticen el capital invertido, o sea se utiliza para

conocer en cuanto tiempo una inversión genera los recursos suficientes para igualar el monto de dicha inversión.

Cuando se realice una evaluación económica sobre un proyecto para la reducción de la producción de agua, y ésta arroje ganancias aceptables al invertir en operaciones de manejo y tratamiento del agua producida que permita tener una producción de aceite y/o gas aceptable, el valor esperado de producción de agua se considerará conveniente. Por otro lado, si los costos asociados con la producción del aceite y/o gas son elevados, esta producción de agua seguirá siendo considerada como excesiva, es decir, un problema.

II. PROBLEMÁTICA DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA.

Es necesario planear una estrategia que permita llevar a cabo un proceso integral que conduzca a tener un control sobre la producción de agua mediante la predicción, prevención, retardo, reducción, selección y monitoreo de la producción de agua, por lo que se deben entender los factores y causas que originan la producción de agua; algunos de ellos relacionados con la terminación, otros con el yacimiento o algunos inherentes al proceso mismo de producción de aceite del pozo. Algunos factores que contribuyen a la producción de agua en los pozos petroleros son: mecanismos de empuje del yacimiento, ritmos excesivos de producción, saturación de agua irreducible, permeabilidades y porosidades anisotrópicas y heterogéneas de la formación, relación permeabilidades/movilidades relativas del agua-aceite, localización y continuidad de barreras impermeables, localización original del contacto agua-aceite, echado del yacimiento, tipo de terminación y calidad obtenida durante cementaciones primarias.

II.1. Causas Inherentes a la Terminación del Pozo.

1. Filtraciones en las (TR's).

Las juntas de la tubería de revestimiento y hasta el cuerpo de la tubería son puntos comunes en donde es probable que se produzcan filtraciones debido a que falle el sistema cemento-TR y además exista una zona de agua, ver figura 2.1.1. El inicio de este tipo de problema puede surgir por fallas en cementaciones deficientes de la tubería de revestimiento, conexiones inadecuadas de las juntas (apriete insuficiente causa falla en la junta, o demasiado apriete ocasionan excesiva tensión), o por la selección inadecuada de las TR's de acuerdo a las condiciones del pozo (temperatura, presión, productos corrosivos, etc.). Cuando se observa un incremento considerable en la producción de agua generalmente se relaciona con un problema de fuga en las TR's, esto se muestra en la curva 2 de la figura 2.1.3.

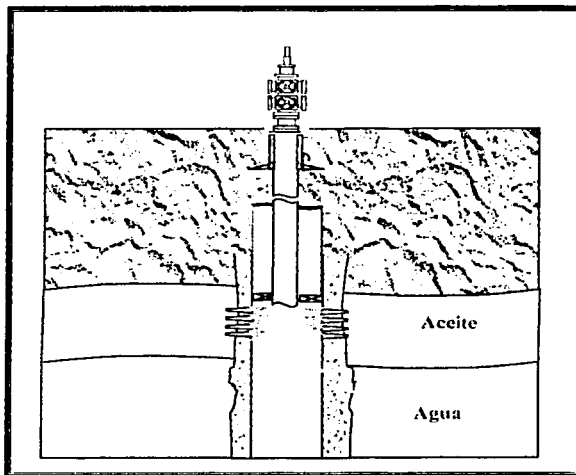


Figura 2.1.1. Filtraciones en la tubería de revestimiento.

2. Generación de Canales de Flujo en la Cementación de las TR's.

Realizar una cementación con una deficiente cantidad y calidad de aditivos es la causa de que se origine la formación de canales de flujo entre la tubería de revestimiento y la formación debido a la poca adherencia y consistencia del cemento, ver figura 2.1.2. La formación de estos canales puede ocurrir en cualquier etapa de la vida productiva del pozo, y son detectados por un súbito incremento en la producción de agua, después de aplicar un tratamiento de estimulación, o un incremento inesperado de agua inmediatamente después de la terminación, como puede observarse en las curvas 1 y 2 de la figura 2.1.3. Las filtraciones en las TR's son menos comunes que las canalizaciones a través de la tubería de revestimiento. La creación de cavidades o cavernas detrás de la cementación de la TR crean un vacío cuando se tiene una alta producción de arena del pozo, o cuando se tienen altos ritmos de inyección en caso de pozos inyectores los cuales se consideran como otra de las causas secundarias que originan los canales de flujo de agua.

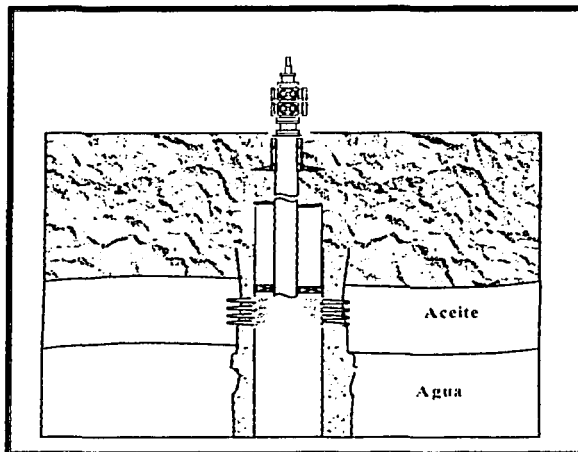


Figura 2.1.2. Canalización en la cementación de la tubería de revestimiento.

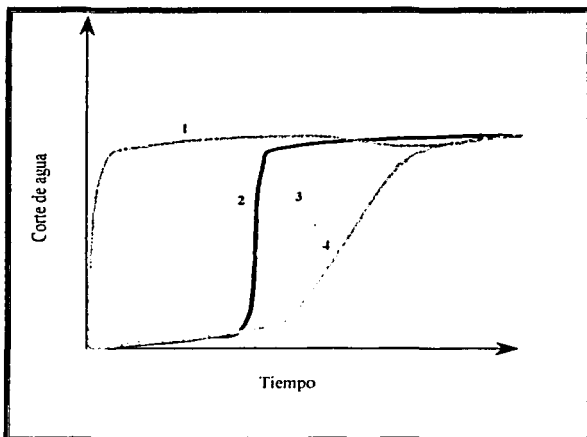


Figura 2.1.3. Comportamiento de la producción de agua respecto al tiempo.

3. Terminación en la Zona de Agua.

Una mala interpretación de la información como puede ser: datos de núcleos, disparos, registros en agujero descubierto, etc. son la causa de que se realicen terminaciones en zonas no deseadas, como pueden ser zonas francas de agua, o realizar una terminación cerca del contacto agua/aceite, lo cual conduce a tener un incremento en la producción de agua, ver figura 2.1.4. La figura 2.1.3 muestra a través de la curva 1 como es gráficamente el comportamiento de un incremento abrupto de agua.

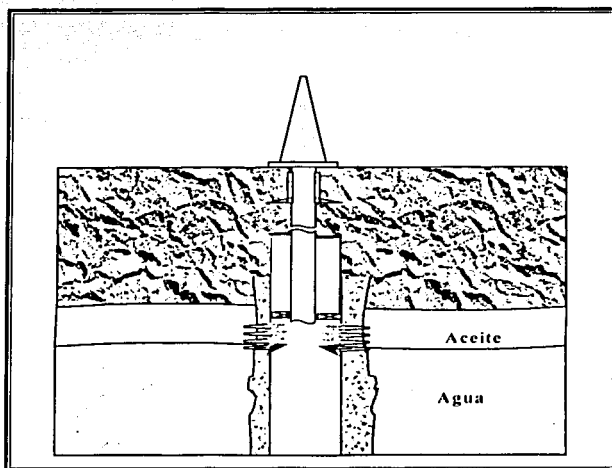


Figura 2.1.4. Terminación en la zona de agua.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

II.2. Causas Inherentes al Yacimiento.

1. Avance del Contacto Agua-Aceite.

Cuando se tiene un yacimiento cuyo sistema de energía de producción es por empuje de agua, es inevitable que se tenga una producción de agua en cierta etapa productiva del pozo. El rápido avance del contacto agua/aceite es la explotación irracional e indiscriminada, por lo que es necesario realizar un programa de explotación para maximizar la producción de aceite. Si el yacimiento tiene un acuífero activo de alta energía, este dominará el desplazamiento de la producción de aceite, hasta que alcance la zona de disparos, cabe mencionar que éste mecanismo causa otro tipo de problemas como son conificaciones las cuales se describen más adelante. La figura 2.2.1 muestra el comportamiento de un avance del contacto agua/aceite. La figura 2.1.3, a través de la curva 3 muestra el comportamiento del historial de producción de agua de un pozo que presenta esta situación, originada por el tipo de desplazamiento de fluidos en el yacimiento.

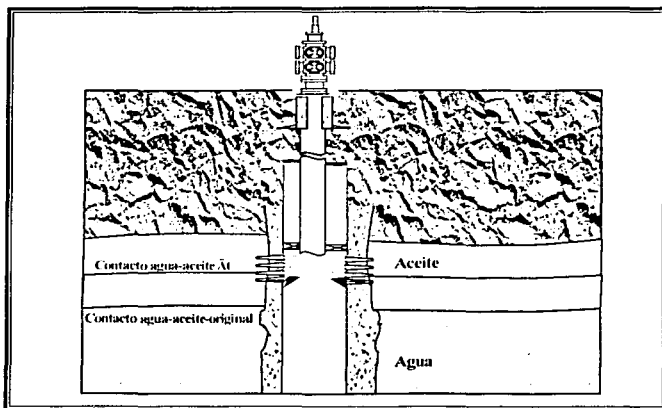


Figura 2.2.1.- Avance del contacto agua-aceite.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

2. Barrido Areal Deficiente.

La discontinuidad o heterogeneidad en la permeabilidad del yacimiento, genera este mecanismo o causa de la producción de agua, originando canales preferenciales de flujo, teniendo como resultando un barrido areal deficiente. En la formación existen diferentes zonas que presentan diferente barrido debido al cambio de facies y está presente una gran complejidad estructural la cual se deberá analizar para poder proponer tratamientos adecuados que permitan disminuir la producción de agua. Para tener una mejor idea de los canales preferenciales de flujo a nivel de cada yacimiento, es necesario partir de un mapa de facies o de distribución de arenas y una interpretación estructural completa.

3. Capa Segregada por Gravedad.

Si el yacimiento tiene buena permeabilidad vertical y además se está llevando a cabo un proceso de recuperación secundaria es probable que se tenga una producción a través de este tipo de mecanismo de producción; cuando se presenta el mecanismo de segregación gravitacional y debido a la diferencia de densidades el agua es segregada por gravedad a un ritmo mayor que el desplazamiento frontal, provocando que solo se haga un desplazamiento de la parte baja de la capa que contiene al aceite, efecto que en el pozo productor se puede interpretar incorrectamente como una conificación. Mediante gráficas de diagnóstico es posible identificar este tipo de mecanismo de producción en los cuales no se encuentra evidencia de conificación durante el análisis. En la figura 2.2.2 se ejemplifica la situación mencionada.

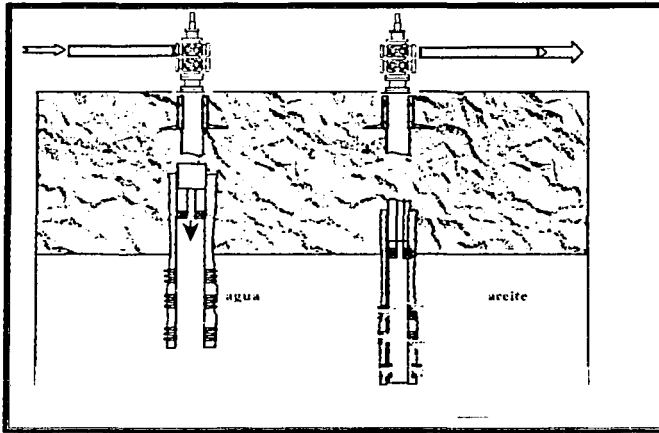


Figura 2.2.2. Capa segregada por gravedad.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

4. Canalización por Capas de Alta Permeabilidad.

El flujo de un fluido presenta más movilidad a través de estratos de alta permeabilidad, por lo que se tiene como resultado un alto ritmo de producción de agua a través de estas capas antes de que el agua haya barrido el aceite de las capas circundantes. Debido a que la formación productora no tiene una permeabilidad uniforme, al aplicar un proceso de recuperación secundaria, una cantidad importante de aceite no es desplazada por la inyección de agua en comparación con el caso donde no existe contraste de permeabilidades; una capa de alta permeabilidad puede resultar en un rápido ascenso en la invasión de agua como se muestra en la curva 4 de la figura 2.1.3. Para tener un mecanismo específico de canalización por capas de alta permeabilidad sin flujo cruzado es necesario tener una capa de alta permeabilidad limitada en sus partes superior e inferior por una barrera de arcilla, situación que se esquematiza en la figura 2.2.3. El mecanismo de canalización por alta permeabilidad con flujo cruzado es similar al explicado anteriormente, pero se diferencia de éste por la ausencia de barreras impermeables arriba y abajo de cada capa, (continuidad de las arcillas) por lo tanto se puede presentar flujo cruzado entre las capas como se ilustra en la figura 2.2.4.

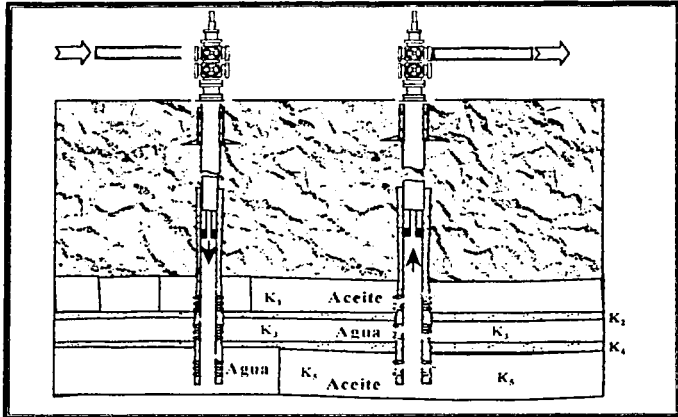


Figura 2.2.3. Canalización por capa de alta permeabilidad, sin flujo cruzado.

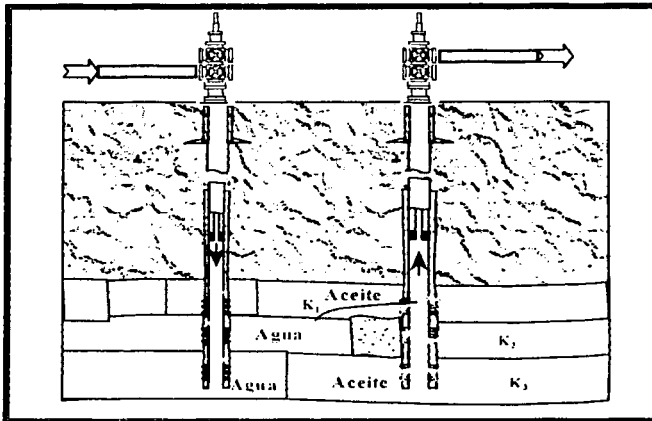


Figura 2.2.4.- Canalización por capa de alta permeabilidad, con flujo cruzado.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

5. Comunicación a través de Fracturas entre Pozo Inyector y Productor.

Cuando se aplica un proceso de recuperación secundaria a un yacimiento naturalmente fracturado, las fracturas permiten una comunicación directa entre pozo inyector y productor, lo cual permite que el agua fluya principalmente por estos canales de alta permeabilidad, lo que provocará el entrapamiento del aceite dentro de la roca almacenadora, ver figura 2.2.5. Cuando se tienen fracturas altamente comunicadas, el problema se vislumbra de inmediato debido a que el agua irrumpe rápidamente en los pozos productores. Un ejemplo de historial de producción de agua, puede observarse en la curva 2 de la figura 2.1.3, donde la irrupción brusca de agua ocurre dentro de un par de días (u horas) posteriores al inicio de la inyección. Si la red de fracturas no está en la trayectoria directa que existe entre el pozo inyector y productor, se puede presentar una situación como la que se ilustra en el historial de producción de agua que se muestra en la curva 4 de la figura 2.1.3.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

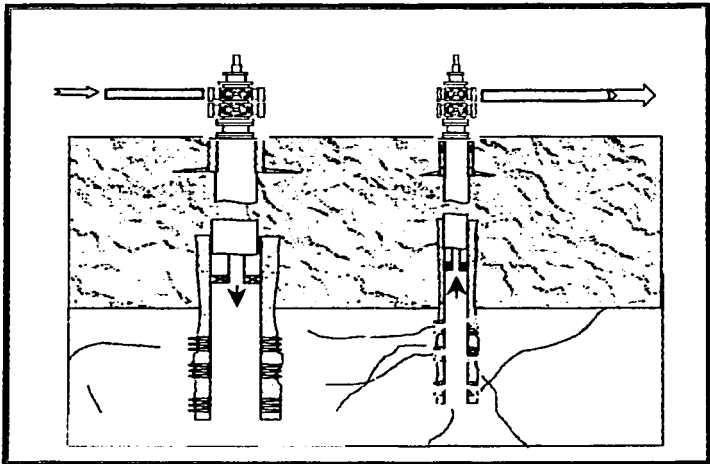


Figura 2.2.5. Comunicación a través de fracturas entre pozo inyector y productor.

6. Conificación y Crestas.

Cuando un yacimiento es explotado por la energía proveniente de un acuífero asociado, tarde o temprano el flujo de agua llegará a la zona de disparos, producto de la diferencial de presión con que se está provocando el ritmo de extracción del aceite. Cuando el agua del acuífero avanza a la zona disparada, ésta formará una conificación en su trayectoria hacia la zona productora, ver figura 2.2.6, cuando la producción es a través de un pozo horizontal la forma que se presentará el flujo de agua hacia la zona disparada es similar a la cresta de una onda, ver figura 2.2.7. En la severidad de este mecanismo de producción de agua, se trate de cono o cresta, están involucrados de manera importante la relación de fuerzas viscosas y de cuerpo, la anisotropía de la formación (relación de permeabilidades, k_v/k_h), la relación de movibilidades, el espesor de la capa saturada de aceite, así como la penetración del pozo. Es necesario producir por debajo de un gasto crítico para tratar de evitar la formación de conos y crestas que impliquen producción excesiva de agua, el cual se puede hacer corresponder con la producción máxima permisible de agua. La reducción de la formación de conos o crestas potenciales de agua, se logra a través de un estrangulador, teniendo un efecto de reducción en la diferencial de presión existente entre el contacto agua/aceite y el pozo ($P_e - P_{wf}$), es decir, provocando variaciones controladas de la presión de fondo fluyendo del pozo. Lo anterior se esquematiza en la figura 2.2.8. Después de que Muskat y Wyckoff iniciaran en 1935 el estudio del valor crítico, los distintos enfoques han considerado los siguientes factores en la evaluación del valor crítico: estado estacionario o pseudo estacionario, permeabilidades heterogéneas, pozos horizontales, y flujo en tres fases, entre algunas otras. Un ejemplo de la historia de producción de agua de un pozo con problemas de conificación se muestra en la curva 3 de la figura 2.1.3.

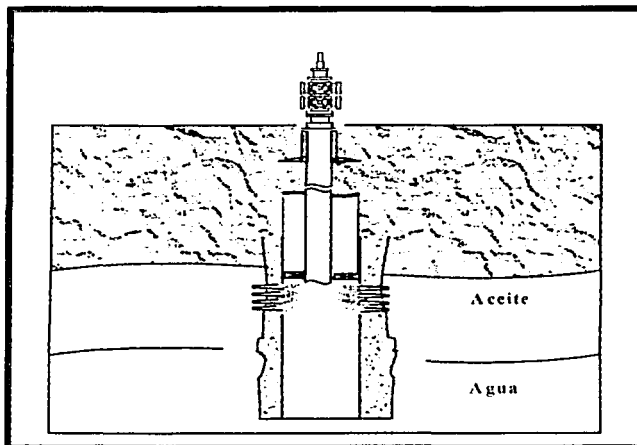


Figura 2.2.6. Conificación de agua.

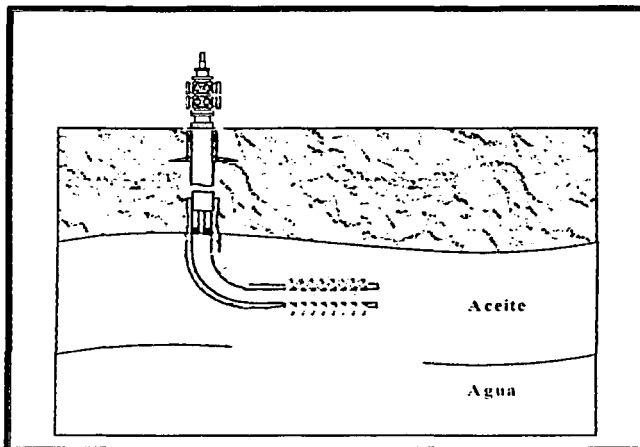


Figura 2.2.7. Cresta de agua originada por un pozo horizontal.

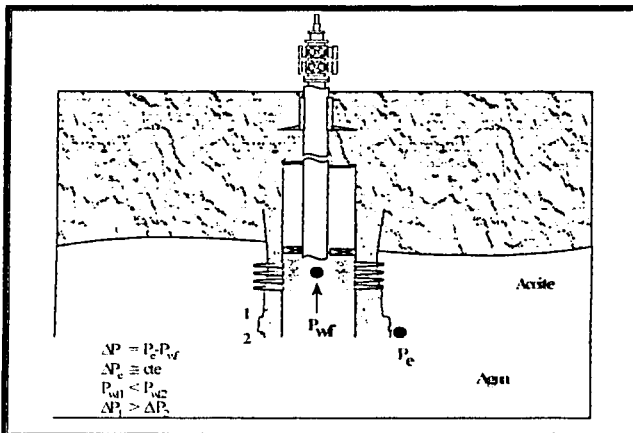


Figura 2.2.8. Efecto de la optimización de la presión de fondo fluyendo

7. Estimulación Fuera de la Zona Productora.

Este problema es originado cuando se pretende realizar un tratamiento de acidificación matricial o un fracturamiento hidráulico el cual enlaza al acuífero asociado con el yacimiento, teniendo como resultado un efecto contrario al originalmente planeado, en parte debido a la mala información que se utilizó para llevar a cabo esta estimulación, o por una mala coordinación entre el personal involucrado en la operación. Un ejemplo de este tipo de problemas, se ilustra en la curva 2 de la figura 2.1.3 donde la irrupción de agua coincidiría estrechamente con el tratamiento de estimulación.

8. Fracturas Comunicantes con la Zona de Agua.

Una canalización de agua hacia los pozos, es dada por fracturas comunicantes de una zona de agua a una zona productora de aceite, como se ilustra en la figura 2.2.9. Este problema puede surgir al tratar de realizar un tratamiento de estimulación a la formación productora y que alcance la zona del acuífero asociado. Es importante entrar en el conocimiento de las

características del sistema de fracturas (presencia, orientación, etc.), dada su influencia en la gravedad de esta problemática, si se sospecha que este mecanismo está presente.

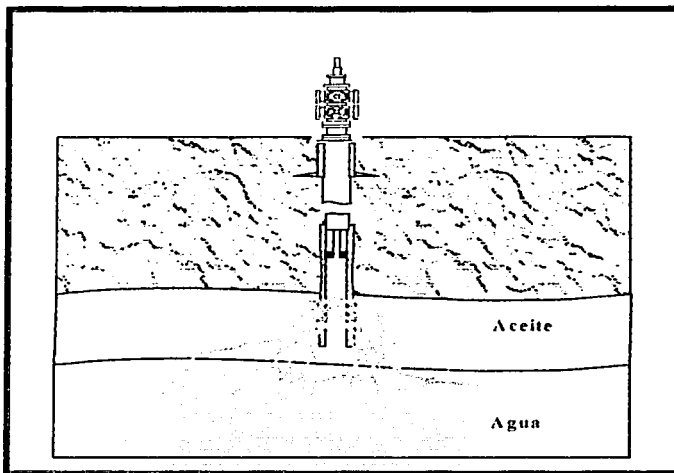


Figura 2.2.9. Comunicación a través de fracturas con el acuifero asociado al yacimiento.

9. Rompimiento de Barreras.

Una forma en que se presenta la separación del aceite y el agua, entre otras es a través de barreras naturales de capas de lutitas de baja permeabilidad. Realizar un fracturamiento hidráulico sin los estudios previos a la formación productora podría ser de consecuencias fatales para el pozo debido a que se rompería la barrera delimitadora y comenzará a producir agua, también la generación de una presión de arrastre durante la producción que exceda la resistencia de la barrera, podría romper ésta. Una forma sencilla de detectar este efecto es por un incremento en los ritmos de producción de agua. En la curva 1 de la figura 2.1.3, se ilustra un caso representativo en el cual la barrera se rompe durante alguna operación (perforación, terminación o al realizar una estimulación). La declinación de la presión o la aplicación de un tratamiento de estimulación puede causar rompimiento de barreras después de una etapa

productiva de pozo, el comportamiento que se puede presentar durante la producción de agua es parecido al que se esquematiza en la curva 3 de la figura 2.1.3.

II.3. Efecto de la Producción de Agua.

Cuando se presenta la irrupción de agua en un pozo productor, se empezaran a presentar cierto tipo de problemas como son: incertidumbre respecto a la profundidad del contacto agua-aceite; restricciones al flujo por la depositación de sales y sedimentos; fatiga de las tuberías de revestimiento, tuberías de producción, conexiones y líneas superficiales debido a la corrosión; incremento considerable en los costos de operación debido al manejo excesivo de agua en superficie; abandono de intervalos con volúmenes considerables de aceite remanente, y uno de los más importantes, la reducción de la productividad debido al incremento en la contrapresión en el fondo del pozo, esto provocado por el aumento en la carga hidrostática, desencadenando todo en una disminución de la vida económica de los pozos. Obtener resultados positivos al aplicar trabajos encaminados al control excesivo de agua dependerá de la información disponible y posible de obtener, del tipo de problemática presente y de la complejidad que exista para poder superarla, así como de la tecnología con que se cuente y de la capacitación del personal operativo.

Debemos tener presente que si no se regulariza un control adecuado de la producción excesiva de agua, considerando los problemas operacionales que se generan por su manejo en superficie, surgirán otras problemáticas que en mayor o menor grado reducirán directamente los márgenes de utilidad que se tendrán al poner en producción al pozo. Cuando se tiene una producción excesiva de agua se generan una serie de problemáticas que repercuten en la labor productiva.

II.3.1. Relación Producción de Agua – Producción de Arena.

Una vez que se presenta el agua en un pozo productor de aceite, su movimiento dentro de yacimientos de arena, provocará la generación de canales de flujo debido a la disolución de los cementantes los cuales resultan ideales para que las arenas sean arrastradas hacia el pozo y como consecuencia se presente el arenamiento. La formación productora durante los procesos de depositación y consolidación de la roca, se encontraban en un ambiente acuoso (agua congénita), agua que químicamente es diferente al agua contenida en el acuífero al avanzar a

través de la formación y entrar en contacto con la formación productora provoca un cambio en el estado de equilibrio en que se encontraba el cementante con el agua congénita. Una de las razones de controlar la producción de agua será para disminuir el arrastre de los cementantes que consolidan los granos de la formación productora y por tanto evitar el problema de producción de arena, el arenamiento se puede controlar con un estrangulador. Cuando se inicia la producción de arena, si se incrementan los ritmos de explotación del yacimiento, se tendrá una mayor velocidad de flujo a través de la arena provocando la disolución del cementante, el cual será considerado como un efecto mecánico de erosión.

II.3.2. Relación Producción de Agua – Corrosión.

En los pozos donde la producción de agua es inevitable y su ritmo de producción se incrementa considerablemente, tenderá el agua a afectar de manera directa y significativa la corrosión del aparejo de producción y de las instalaciones superficiales. La corrosión podría estar relacionada con la cinética de reacción y/o los efectos erosivos-corrosivos. La rapidez de la corrosión, está en función de la concentración de materiales corrosivos (oxígeno, ácido sulfhídrico, bióxido de carbono, sales, etc.). La corrosión de las superficies metálicas del aparejo de producción o del equipo superficial puede iniciarse sin que se tenga presencia de agua, debido a que existen productos que reaccionan como corrosivos los cuales pueden iniciar la corrosión de las partes metálicas (no necesariamente se lleva a cabo una relación lineal entre aportación de agua y corrosión). También algunos productos de corrosión menor pueden funcionar como un revestimiento protector temporal al formar una capa sobre la tubería (tales como óxidos de hierro de baja solubilidad); sin embargo, si el flujo llega a ser turbulento al grado que sea lo suficientemente alto, éste puede erosionar el revestimiento protector superficial que se pudo formar en la tubería y exponer nuevamente la superficie metálica a los materiales corrosivos, dando lugar a un proceso corrosivo acelerado del equipo por lo que es necesario inyectar anticorrosivos que permitan mantener en forma adecuada a nuestras instalaciones.

II.3.3. Relación Producción de Agua - Depositación de Incrustaciones.

Cuando una superficie esta en contacto directo con agua, es muy probable que comiencen a formarse depósitos minerales los cuales suelen llamarse incrustaciones. La formación de los depósitos minerales (incrustaciones) en general se da como resultado de la cristalización y precipitación de sales contenidas en el agua de la formación. Las incrustaciones se pueden presentar en los poros y fracturas de la formación, en el aparejo de producción, en el equipo superficial de producción, intercambiadores de calor y, en los tanques y sistemas de suministro de agua e inyección (para el caso de procesos de recuperación secundaria); siendo su principal efecto la obstrucción al flujo. Existen dos factores principales que inducen la formación de incrustaciones cuando se tiene producción de agua, las caídas de presión y los decrementos de temperatura; las caídas de presión provocan que los gases disueltos escapen de la solución salina destruyendo el estado de equilibrio y originando la precipitación y posterior deposición de sales; los decrementos de temperatura favorecen la estabilidad de algunas sales, pero al mismo tiempo provoca la precipitación de otras contenidas en la solución salina. La expansión de gases provocado por la evaporación del agua, disminuye el volumen total de solución salina ocasionando un aumento en la concentración de iones cloruro, bajas concentraciones de estos iones favorecen la estabilidad de algunas sales en solución, sin embargo a determinadas concentraciones, dichas sales se precipitarán. Entre mayor sea la cantidad de agua producida mayores son las incrustaciones y la deposición de éstas. La erosión al igual que la corrosión puede afectar este proceso; la fricción extrema puede ayudar a disminuir las incrustaciones acumuladas en las áreas expuestas al flujo. En procesos de recuperación secundaria, cuando se mezcla el agua de inyección con el agua del acuífero asociado dará como resultado la precipitación e incrustación de sales, siendo el efecto de la mezcla de las sales de bario y estroncio que puede contener la formación, y las sales de calcio que contenga el agua de inyección. Durante la producción de aceite son tres los principales componentes de la deposición: carbonato de calcio, sulfato de calcio y sulfato de bario; ocasionalmente también se pueden presentar sulfato de estroncio, carbonato de estroncio, carbonato de bario y carbonato de magnesio.

II.3.4. Relación Producción de Agua - Producción de Aceite.

Cuando un pozo productor de aceite comienza a producir agua es casi inminente que lo relacionemos directamente con el acuífero asociado. Si el yacimiento produce por empuje de un acuífero asociado, la invasión de agua puede dar como resultado una disminución significativa en la recuperación total de grandes volúmenes de aceite. La producción del agua crea un trayecto desde el acuífero hasta la zona de producción del pozo, situación que disminuye los valores de la permeabilidad efectiva al aceite; al irse incrementando gradualmente la producción de agua, el valor de la permeabilidad efectiva al aceite disminuirá gradualmente al incrementarse la saturación de agua y al mismo tiempo la permeabilidad efectiva al agua se incrementa en esta zona, facilitando cada vez más su flujo. Este efecto se puede observar en la figura 2.3.1, donde la "Zona A" es la parte donde solo fluye aceite; la "Zona B" es la parte en la cual fluyen ambos fluidos (el caso específico que se ilustra es para el flujo de agua y aceite); la "Zona C" es la parte donde solo fluye agua; el "Punto 1" corresponde a la saturación crítica de agua (saturación mínima necesaria para que se presente el flujo de la misma) y el "Punto 2" corresponde a la saturación crítica de aceite. Valores elevados en la permeabilidad efectiva al agua y en la saturación de agua, provocan dos efectos, por un lado facilitan el ascenso hacia el pozo del agua del acuífero y además se provoca al mismo tiempo dificultad para que pueda fluir nuevamente aceite o gas por la zona invadida por el agua.

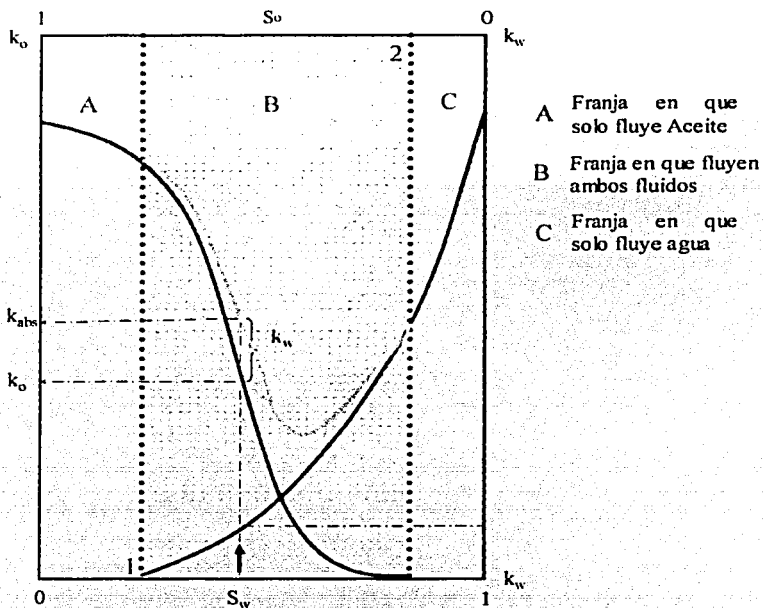


Figura 2.3.1. Comportamiento de la permeabilidad vs. Saturación para un sistema de dos fluidos.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

II.4. Limitación de las Instalaciones al Flujo de Agua.

Las instalaciones superficiales de producción y el aparejo de producción presentan cierta capacidad la cual está limitada por los gastos máximos del fluido que pueden manejar y transportar. El valor máximo que pueda manejar el aparejo de producción dependerá de: el tamaño de la sarta de tuberías de producción, línea de descarga y los orificios de restricción al flujo (estranguladores, válvulas, etc.); las caídas de presión por fricción; y, de la densidad y viscosidad del fluido transportado cuando se utilicen instalaciones convencionales de separación gravitacional. Los factores que pueden limitar la capacidad de transporte podrían ser regulaciones impuestas al equipo superficial y su capacidad de transporte. En los casos que se mencionan a continuación, la producción de agua puede disminuir considerablemente el gasto de producción de aceite: cuando el valor total de la producción de agua excede el gasto máximo que pueda manejarse; el gasto máximo manejable queda definido por los volúmenes permisibles de descarga de agua, los gastos límite del separador, la cantidad de agua que puede ser transportada eficientemente por las instalaciones, el agua total que permite el flujo a través de las líneas superficiales y el gasto al cual el agua pueda reinyectarse (por ejemplo en un proyecto de recuperación secundaria). Un incremento en la producción de agua puede incrementar considerablemente la carga hidrostática en el pozo y por tanto aumentar la contrapresión en el fondo; este fenómeno reducirá la energía disponible para producir del pozo ($P_{ws} - P_{wf}$) y consecuentemente disminuirá el gasto máximo de fluido producido o parará totalmente la producción. Si el pozo produce a gastos máximos y el gasto de agua se incrementará, el gasto de aceite declinará; la declinación de la producción de aceite puede ser tan simple como una permuta de uno a uno con el agua (un barril menos de aceite producido por cada barril más de agua); sin embargo, el cambio en la producción de aceite es una función de las variaciones en las caídas de presión por fricción y la viscosidad para las diferentes relaciones agua-aceite.

A medida que la producción diaria de agua aumenta en todo el mundo, las instalaciones de superficie, que originalmente no fueron diseñadas para manejar grandes volúmenes de agua, se deben reacondicionar con equipos capaces de manejar fracciones mayores de agua en forma económica. Hoy en día, algunos yacimientos producen en forma efectiva con una producción de agua superior al 95%. En yacimientos bien conocidos, tales mejoras en los servicios de

manejo de agua en las instalaciones de superficie permiten descubrir reservas recuperables adicionales.

II.5. Emulsificación de Aceite y Agua.

Una gran cantidad de aceite producido en el mundo es acompañado por agua emulsionada la cual requiere de tratamientos que resultan muy costosos, el agua se incrementa constantemente hasta el punto en que es necesario aplicar un tratamiento que reduzca la emulsión, el agua contenida en la corriente de aceite varía de 1 a 90%. La prevención reduce costos de transportación, costos por tratamiento y manejo del agua en superficie, así como el deterioro del equipo. Los sólidos que vienen en la producción son; lodo, sílice, lutita y precipitación de sólidos disueltos los cuales varían de zona a zona y de pozo a pozo. Cuando el agua forma una emulsión estable con aceite y ésta no se rompe al almacenar la mezcla en tanques convencionales, es necesario realizar un tratamiento que pueda romper la emulsión. El máximo de agua y aceite no-mezclado expresa la mutua insolubilidad del aceite y el agua, la presencia de enlaces dobles de carbonos (alquenos, dialquenos y aromáticos) incrementan la solubilidad del agua. El agua es menos soluble en aceites saturados, y la solubilidad del agua decrece cuando el peso molecular se incrementa. Para propósitos prácticos el aceite y el agua son esencialmente inmiscibles; sin embargo estos dos líquidos coexisten ambos como distintos, como si fueran estratos separados, si son agitados, como emulsión o dispersión de una fase en otra.

Una emulsión es una suspensión casi-estable de finas gotas de un líquido dispersante en otro líquido. El líquido se presenta como pequeñas gotas en la dispersión interna o inerte. La emulsión es algunas veces clasificada acorde al tamaño de las gotas dispersadas, el tamaño usual es en macro emulsiones, donde la gota está en el rango de 0.2–50 mm, y la micro emulsión o miscelánea con un tamaño de la gota de 0.01–0.2 mm.

Por comparación, las gotas coloidales son usualmente definidas a que tengan una dimensión menor que será entre 0.001–1 mm. Estos son los tres requerimientos para formar una emulsión

1. La agitación de dos líquidos inmiscibles.
2. Bastante agitación o un líquido dispersante en pequeñas gotas.
3. Un emulsificante para estabilizar las gotas dispersas.

Una emulsión es causada por agitación o turbulencia en una mezcla de agua y aceite porque los esfuerzos de corte rompen las fuerzas del líquido dispersante dentro de pequeñas gotas. La tensión interfacial o superficial tiende a colapsar la dispersión de las gotas. Muchas gotas dispersadas en una fase continua tienen una gran área interfacial: sin embargo, como las partículas son colapsadas, el área interfacial total es reducida.

La tensión superficial puede ser definida como el trabajo requerido para incrementar el área interfacial por una unidad, así este trabajo representa la energía potencial desarrollada al reverso del proceso y produce una pequeña área interfacial. Baja tensión interfacial favorece baja colapsación de gotas de emulsión.

Una tercer sustancia o agente emulsificante, o emulsificador debe estar presente para estabilizar la emulsión. Una variación típica común de emulsificación es un agente superficial activo o surfactante. Moléculas surfactantes son anfipáticas (una parte de la molécula es hidrofílica o insoluble en agua y la otra parte es lipofílica o soluble en aceite). Los surfactantes estabilizan la emulsión por migración interfacial del aceite al agua y forman una película alrededor de la gota. Frecuentemente los surfactantes se alinean molecularmente en la interfase con la polaridad, hidrofílicos al final dentro de la fase acuosa y no polar en la fase del aceite, esta película estabiliza la emulsión por:

1. Reducción de las fuerzas de tensión superficial.
2. Formación de un barrido viscoso que inhibe las gotas colapsadas.
3. Alineación de las moléculas surfactantes en la superficie de las gotas, esto produce una carga eléctrica, en el momento, esta descarga eléctrica causa que las gotas se repelen una con otra.

Un segundo mecanismo de estabilización ocurre cuando la emulsificación de partículas sólidas es fina. Estos serán agentes emulsificantes, las partículas sólidas deberán ser pequeñas gotas suspendidas y serán mojadas por ambas fases, agua y aceite. Estas partículas sólidas finas o coloidales se reagrupan en la superficie y forman una barrera física. Ejemplo de campos es; FeS, arenas y silicio.

Dos tipos de emulsiones de agua y aceite son más comunes, es decir aceite en agua (o/w) y agua en aceite (w/o). La emulsión (o/w) se refiere a agua— Líquido inmiscible (usualmente

llamado aceite) disperso en una fase acuosa. Contrariamente en una emulsión (w/o) el líquido acuoso es dispersado en el agua- inmisible o en la fase del aceite. El tipo de emulsión formado depende principalmente del agente emulsificador presente.

II.5.1. Emulsión en la Cabeza del Pozo.

En el campo, la emulsión de agua en el aceite (w/o) es llamada emulsión regular, la emulsión de aceite en agua (o/w) son términos contrarios e inversos. Esta simple clasificación no es siempre la más adecuada. Emulsiones múltiples o complejas (o/w/o ó w/o/w) pueden también ocurrir, donde o/w/o se refieren a una emulsión que consiste de gotas de aceite dispersadas en gotas de agua y a su vez éstas serán dispersas en una fase continua de aceite. Al contrario, una emulsión w/o/w tiene gotas de agua dispersas en grandes gotas de aceite que son, en turno, dispersadas en la fase continua que es el agua. Regularmente una emulsión en el campo, la fase acuosa dispersada es usualmente llamada agua sedimentada, y la fase continua es el aceite.

Muy raras veces es que en una etapa corta se encuentren agentes emulsificantes para emulsionar agua en aceite. Estas emulsificaciones pueden ser clasificadas como;

1. Componentes activos de surfactantes naturales como son asfaltos y resinas que contienen ácidos orgánicos y bases, ácidos nafténicos, ácido carboxílico, componentes surfactantes, fenol, crisol y otros que ocurren naturalmente, altos pesos moleculares de surfactantes.
2. Sólidos finamente divididos como arena, clasto, formaciones finas, lutitas, sílice, gilsonita, lodos de perforación, minerales, componentes de corrosión, ceras o parafinas cristalizadas y precipitación de asfaltenos y resinas.
3. Adición de químicos como inhibidores de corrosión, bióxidos, dispersantes de parafinas, limpiadores, surfactantes, agentes mojables y estimulaciones químicas. Técnicas de recuperación secundaria como combustión in-situ, polímeros surfactantes y flujo cáustico puede también crear serios problemas de emulsión.

Emulsiones regulares pueden ser clasificadas como duras o flojas. Por definición una emulsión dura es muy estable y dura de romperse, primeramente porque las gotas dispersantes son muy pequeñas. Por otro lado una emulsión floja es dispersada en forma inestable y es fácil de separar. En otras palabras, cuando un gran número de gotas de agua de rangos de diámetros grandes está presente, éstas frecuentemente se separan fácilmente por fuerza de gravedad.

El agua que se separa en 5 minutos es llamada agua libre, otros se refieren a agua libre tomando rangos de 2- 20 minutos.

Aceite ligero (32 – 36° API) presenta emulsiones que contienen típicamente 5 a 20 % de volumen de agua, con un crudo pesado (22 – 23° API) frecuentemente tienen 10 a 30 % de volumen de agua. La cantidad de agua libre depende de la relación w/o y varía ampliamente de pozo a pozo

Métodos de recuperación pueden producir emulsiones muy ajustadas, flujos surfactantes usan ligeros ácidos polímeros surfactados para reducir la tensión interfacial entre el crudo y la salmuera. Cero tensión interfacial corresponde a una emulsión imposible. La combustión in-situ genera numerosos productos de combustión no originalmente presente en el aceite como asfaltenos y otros ácidos, muchos de los cuales actúan como súper emulsificantes.

Conducciones termales especialmente en la etapa tempranas, producen arenas de forma apreciable, las cuales son muy común estabilizarlas. Equipos de inyección adicionan energía, agitación y agua al yacimiento, adicionada al agua producida; todos estos factores promueven la emulsión. Inundación de polímeros frecuentemente resultan en complejas emulsiones (o/w/o) que exhiben una segunda emulsión de agua continua con la principal emulsión continua de aceite.

En general, problemas de emulsión en el campo serán más severos cuando se apliquen métodos de recuperación secundaria, inyección de agua, inyección de surfactantes, inyección de CO₂, y al aplicar combustión in situ.

II.5.2. Estabilidad de la Emulsión.

Las emulsiones poseen energía interfacial y por tanto son termodinámicamente inestables. Estos dos líquidos inmiscibles pueden ser separados (la emulsión puede ser separada por tres mecanismos; sedimentación, agregación y colapsación). Las fuerzas de gravedad o de flotación resultan para una densidad diferente entre la fase dispersada y fases continuas

causando que una gota caiga o surja. La sedimentación se refiere a la caída de gotas de agua en un aceite crudo, justamente la fuerza de dos o más gotas es llamada agregación.

Las gotas mantienen sus identidades individuales y se tocan solo en un punto discreto, y ésta no cambia esencialmente en su área superficial total. En contraste, la colapsación ocurre cuando la gota original pierde sus identidades y se funde dentro de una gran gota que reduce el área interfacial total.

La inestabilidad o gasto al cual la dispersión de gotas colapsadas rompen la emulsión dependen de los siguientes parámetros; la película interfacial, existencia de barrera de esferas de energía, viscosidad de la fase continua, tamaño de la gota, relación volumétrica de la fase, temperatura, ph, tiempo, salinidad de la salmuera y tipo de aceite.

Generalmente, aceites entre 22 y 23° API (alta densidad) formaran una mayor estabilidad y alto porcentaje volumétrico de emulsiones con aceites entre 32 y 36° API (baja densidad). Bases de aceite de asfaltenos que tienen una tendencia a emulsionar son realmente bases de aceites parafínicos con alta viscosidad que usualmente forman emulsiones más estables con aceites de baja viscosidad. Emulsiones de aceites con alta viscosidad usualmente son muy estables y difíciles de tratar porque la viscosidad del aceite dificulta o prevé movimientos de las gotas del agua dispersada y su retardo es colapsado. En adición, aceites con alta viscosidad y alta densidad contienen más emulsificante que aceites ligeros.

III. CONTROL DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA.

Cuando un pozo productor de aceite comienza a producir agua a un cierto ritmo y que tienda a incrementarse en forma drástica, es imperativo aplicar técnicas que permitan controlar esta producción para poder alargar la vida productiva del pozo. Una forma de controlar los problemas debido a la producción excesiva de agua es aplicar procesos metodológicos correctos que lleven a la aplicación de estrategias de solución de tipo integral.

Aplicar medidas correctivas no puede ser el camino para llegar a encontrar soluciones óptimas. Debido a que la formación del hidrocarburo tuvo lugar en un medio ambiente acuoso, es necesario pensar que esta agua en alguna etapa de la vida productiva del pozo comience a producirse y arrastre una serie de problemas como los que se han tratado. Es necesario considerar acciones que atiendan el problema antes de que éste se presente, incluso es necesario desde la conceptualización y diseño del pozo considerar la posibilidad de entrada de agua (por ejemplo en la terminación), que permitan aplicar tecnologías a futuro sobre la posible producción de agua y de algunos otros problemas que puedan ser prevenibles. Se debe de enfocar una filosofía más integral y global, que incluya la predicción, prevención y monitoreo de la problemática en estudio, sin olvidar el desarrollo y aplicación de medidas correctivas.

Para poder tener un control adecuado de la producción de agua, es necesario realizar estudios que conduzcan a predecir que tipo de problemas se presentaran y realizar un programa de monitoreo y evaluación de operaciones y/o actividades que ayuden a anticipar el problema, poniendo más énfasis en caso de pronosticar producciones considerables en un tiempo relativamente corto. Las acciones a seguir son:

1. Análisis de las pruebas de variación de presión, atendiendo principalmente la parte relacionada con los fluidos. No es necesario programar las pruebas para este fin, tan solo es cuestión de analizar las existentes, a menos que el problema presente fuera apremiante.
2. Realizar un análisis de muestras de fondo, mediante monitoreos programados.
3. El control de los fluidos producidos a través de un monitoreo superficial. Es importante la eficiencia que se tenga en esta actividad tanto en la manera de realizarla, como en el tiempo de respuesta. Debido a que para esta actividad, no

existe el "problema de la producción diferida", se puede atender de manera estricta monitoreando por ejemplo:

- I. Composición de los fluidos producidos.
- II. Compresibilidad de los fluidos producidos y del medio poroso.
- III. Densidad de los fluidos producidos.
- IV. Solubilidad de los fluidos contenidos en la producción.
- V. Registro continuo de presiones, tanto en la línea de descarga como a condiciones de fondo.
- VI. Temperatura de registro o muestreo.

El proceso convencional de tomar muestras del fluido producido el cual es obtenido en el estrangulador, registrar presiones corriente arriba del estrangulador y en la línea de descarga, y posteriormente enviar las muestras a un laboratorio para su análisis, no funciona para los fines especificados debido a la forma de muestreo y principalmente por el tiempo involucrado para el análisis el cual puede llegar a ser a destiempo.

Una de las herramientas en las que se basan los modelos o simuladores, sin lugar a duda son las ecuaciones y conceptos en ingeniería de yacimientos, referente al balance de materia, los cuales contribuyen a la predicción y control que se pueda hacer de la producción de agua, considerando que se cuentan con información confiable y actualizada.

Al tratar de describir el comportamiento de la producción del yacimiento es necesario tomar en cuenta que existen variantes en las ecuaciones de balance de materia, que en general, se deben al tipo particular de aplicación. Estas variantes ayudaran a enfatizar la importancia de su conocimiento y uso, las cuales serán, por ejemplo, de acuerdo al tipo de yacimiento (de aceite, gas, con casquete de gas, naturalmente fracturado, cerrado, con entrada de agua, etc.) y/o de acuerdo al tipo de mecanismo de producción existente o dominante en el yacimiento.

La caída de presión y la permeabilidad están directamente relacionadas con el flujo de fluidos en medios porosos. Para pozos terminados en zonas no fracturadas, el flujo es considerado radial. En ingeniería de yacimientos, es frecuente realizar experimentación con muestras de núcleos y fluidos producidos para determinar la relación entre la saturación de los fluidos y sus permeabilidades relativas (para el aceite y el agua). Un ejemplo de la importancia de estos

estudios es el siguiente: la saturación inicial de los fluidos medida después de la perforación y las curvas de permeabilidad de la roca (que contiene agua-aceite), puede emplearse para estimar las k_{ri} y k_{rw} ; con esto se puede estimar y predecir el flujo relativo del aceite y el agua, para cierta zona.

Es importante aplicar algún método que permita conocer las pérdidas de presión del yacimiento ya que estas pérdidas de presión están directamente relacionadas con la cantidad de aceite, gas y agua que fluyen en el pozo, con lo cual se puede proponer cambios en el sistema mecánico del pozo. Lo anterior se puede analizar a través de un método llamado análisis nodal el cual ha sido aplicado durante muchos años para analizar el comportamiento de sistemas formados por componentes interactivos, como son los circuitos eléctricos, sistemas complejos de redes de tuberías, sistemas de bombeo, etc. Particularmente se ha utilizado con frecuencia para evaluar el efecto de cada componente en un sistema de producción desde el fondo de un pozo hasta el separador, o desde el yacimiento hasta el separador, limitando el análisis a través de un nodo el cual es colocado en el fondo del pozo para aislar a la formación de los componentes mecánicos del pozo. Por otra parte, también es posible determinar el efecto que produce el cambio de cualquiera de los componentes del sistema sobre los gastos de producción.

El análisis nodal es un método que puede ser usado para mejorar el comportamiento de un sistema con varios pozos. Al aplicar análisis nodal a un pozo es necesario calcular las caídas de presión, las cuales ocurren en todos los componentes del sistema. Estas caídas de presión no dependen únicamente de los ritmos de flujo, sino también del tamaño y características de los componentes. Los métodos para determinar esas caídas de presión deben ser exactos de lo contrario el sistema de análisis nodal puede conducir a resultados negativos.

Al tratar de calcular el flujo completo entre yacimiento y pozo, la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) se considerará como un nodo de enlace y clave para el entendimiento de la problemática existente en la producción de agua. Cuando se desee realizar una estimación del flujo, es importante conocer las condiciones de terminación del pozo, el tamaño de las tuberías y el valor del daño ya que repercuten de forma importante en la toma de decisiones para aplicar algún tratamiento, el cual podría ser mecánico o químico. Es importante mencionar que las propiedades, condiciones y factores con los cuales se obtiene el flujo relativo (estimación), variaran significativamente en la vida productiva del pozo o yacimiento, por lo cual, el análisis

propuesto debe hacerse con respecto al tiempo; un ejemplo claro de lo anterior es el análisis del índice de productividad del pozo (relación que existe entre el ritmo de producción de aceite y la caída de presión que hay a un nivel medio del intervalo disparado). El índice de productividad es una medida del potencial de los pozos y puede ser extrapolado para estimar el potencial del campo.

Para los análisis mencionados es necesario utilizar herramientas como simuladores de producción, los cuales permitirán hacer la caracterización de la misma, predecir el comportamiento total del yacimiento, hacer un sin número de combinaciones y así poder elegir la propuesta que más se asemeje a un control adecuado; esto permitirá explotar al yacimiento de una forma eficientemente clara, la participación de personal experimentado es necesaria en la toma de las decisiones más acertadas. Para los fines propuestos de realizar una predicción de la producción de agua, los simuladores son herramientas que pueden auxiliar grandemente debido a su potencial para caracterizar la producción y predecir el comportamiento total del yacimiento.

III.1. Métodos Preventivos y Correctivos.

La prevención de la invasión de agua hacia el pozo deberá ser tratada después de algún periodo de la etapa productiva del pozo o desde la etapa de terminación del pozo, dejando ciertos preparativos que en el futuro permita intervenir mecánicamente al pozo y así controlar la producción de agua cuando la cantidad de agua que se produzca represente un problema. Una vez que se presente el problema es necesario aplicar técnicas correctivas que minimicen los problemas que genere la producción de agua.

En épocas pasadas la producción de agua era de alguna forma ignorada debido a que no representaba tantos problemas como hoy en día; los yacimientos que se explotaban eran jóvenes, y como es entendible, al irse explotando se presenta cada vez más la producción de agua, también en estos tiempos era frecuente que se dejaran en producción pozos con porcentajes de hasta el 90% de producción de agua sin importar que los gastos de agua fueran excesivos, además el agua que se producía se vertía a ríos, laguna o mares sin importar el impacto ambiental que esto representa. De la misma manera que la seguridad, una filosofía necesaria de implantar es la anticipación y la prevención. A través del tiempo se sabe que prevenir el problema es menos costoso que la corrección del problema. El control comienza

con la identificación de la fuente del problema potencial, los datos de ingeniería de yacimientos y las pruebas del pozo juegan papeles esenciales para caracterizar y detectar los problemas. Una identificación completa y exacta del problema requiere datos exactos. Un entendimiento del yacimiento es necesario para determinar si la producción de agua es un problema ahora o lo será en el futuro.

III.1.1. Filtraciones en las TR's.

La prevención de las filtraciones en las TR's se puede remitir fundamentalmente a tres puntos: primero es el correcto proceso de selección y diseño de la sarta de tuberías de revestimiento, incluyendo tubería de producción y conexiones superficiales; otro es el manejo adecuado que se tenga durante el apriete de las juntas; debido a que apriete insuficiente deriva en una falla de la junta, apriete excesivo provoca demasiada tensión en el sello, existiendo la posibilidad de ruptura y falla; el tercer punto es la correcta cementación de las TR's, durante la terminación del pozo, evitando la falla del sistema TR-cemento y formación. La correcta selección y diseño de la TR contribuye a la prevención, si se considera en los métodos empleados los criterios para que resista la exposición continua de presión, temperatura y ambientes químicos agresivos que puedan existir en el subsuelo. Se debe poner el mayor énfasis en los tres puntos mencionados para las secciones que cubrirán zonas de las cuales se tenga indicio o evidencias de contener agua. También es necesario tener en cuenta un diámetro de TP que permita realizar operaciones cuando así se requiera.

Las soluciones habituales incluyen la inyección forzada de fluidos selladores y el bloqueo mecánico por medio de tapones, cemento o empacadores. Uno de los indicadores del posible problema es el incremento rápido no esperado de la producción de agua o gas, la cual causa corrosión a tuberías de revestimiento inadecuadas. Los medios para identificar el problema y evaluación del mismo pueden ser; registros de producción, registros de retroceso térmico (TMD), registros de pulsos espectrales de rayos gama (PSG), videos de fondo, así como estudios con trazadores.

III.1.2. Canales de Flujo en la Cementación de las TR's.

La correcta cementación primaria usualmente previene canales detrás de las TR's. Existen técnicas específicas para llevar a cabo la cementación de las TR's logrando una buena adherencia entre la formación y la TR, sin embargo, el estricto control de los productos empleados (agua, cemento, aditivos, etc.), también son factores que se deben considerar dado el impacto que tienen en las canalizaciones o fugas que puedan cumplir con el objetivo de evitar canalizaciones. Existen zonas problemáticas, donde la realización de malos trabajos de cementación primaria es relativamente común, por lo cual se debe enfatizar la utilización de técnicas correctas de cementación y la utilización de productos sometidos a un estricto control de calidad, para que de esta manera se pueda contribuir en la prevención de la problemática. Este problema puede ser detectado mediante los registros de temperatura o los registros de flujo de agua (WFL), basados en la activación del oxígeno, registros de adherencia del cemento, registros de ecos de pulsaciones (PET), registros de TMD y registros de PSG. La solución principal consiste en el uso de fluidos de bloqueo, que pueden ser cementaciones forzadas de alta resistencia, fluidos a base de resinas colocados en el espacio anular, o fluidos a base de geles de menor resistencia colocados en la formación para detener el flujo dentro del espacio anular. La colocación de los mismos es muy importante y, por lo general, se realiza con tubería flexible.

III.1.3. Avance del Contacto Agua Aceite.

En un pozo vertical, este problema se puede resolver fácilmente mediante el abandono del intervalo desde el fondo utilizando algún sistema mecánico, como un tapón de cemento o un tapón colocado por medio de una línea de acero. Si el contacto agua-aceite se desplaza muy por encima de la parte superior del tapón, será necesario realizar un segundo tratamiento. En los pozos verticales, este problema es el primero que supera los límites del ambiente local de los disparos dentro del pozo. En los pozos horizontales, cualquier solución se debe extender en todas las direcciones con respecto al intervalo productor de agua, impidiendo que el flujo de agua supere los límites del tratamiento y retardar la consiguiente invasión de agua. Como alternativa, se puede considerar una desviación de la trayectoria una vez que la relación agua-aceite resulte intolerable desde el punto de vista económico.

III.1.4. Barrido Areal Deficiente.

La solución consiste en desviar el agua inyectada fuera del espacio de los poros, ya que han sido barridos por agua. Esto requiere de un gran volumen o una inyección continua de un elemento viscoso, lo que normalmente resulta poco económico. En este tipo de situaciones, con frecuencia se logra mejorar la recuperación mediante la perforación de pozos de relleno, si bien los tramos laterales de drenaje se pueden utilizar para llegar al aceite no barrido en forma más económica.

Los pozos horizontales pueden atravesar zonas con diferentes valores de permeabilidad y presiones dentro de la misma capa, lo que provoca un barrido areal deficiente. También puede suceder que el agua invada sólo una parte del pozo, simplemente debido a su proximidad horizontal a la fuente de agua. En cualquiera de los dos casos, es posible controlar el agua por medio de bloqueo en las cercanías de la zona disparada y con una extensión vertical lo suficientemente amplia respecto al agua.

III.1.5. Canalización por Capas de Alta Permeabilidad.

Los métodos que pueden ser utilizados para la prevención de flujo de agua a través de capas de alta permeabilidad dentro del yacimiento productor, pueden ser estimulaciones, bloqueos parciales y disparos. Es necesario prevenir el confinamiento del flujo a través de los estratos de alta permeabilidad (flujo cruzado mínimo) para evitar efectos negativos que provocan este tipo de mecanismos, para que, por ejemplo, el agua no fluya alrededor de un tratamiento de bloqueo o se presente flujo en un tratamiento de estimulación. El flujo cruzado comúnmente se ve limitado de forma natural ya sea por un estrato adyacente de baja permeabilidad o debido a una baja relación de permeabilidades, vertical/horizontal.

Al aplicar procesos de recuperación secundaria, se espera tener éxito al tratar de prevenir el problema cuando la fuente de agua (pozo inyector) y la irrupción (pozo productor), se comportan relativamente como un sistema cerrado; el bloqueo de agua con productos químicos, es recomendable para obtener mejores resultados, incrementar al máximo la relación entre el radio del tratamiento y la distancia que hay del pozo a la fuente de agua, (d/d_s). Una forma de prevenir la canalización a través de estratos de alta permeabilidad de una

manera efectiva es reducir la permeabilidad de todo el estrato. Esto sin embargo, comúnmente requiere de tratamientos a gran escala, lo cual no resulta económicamente rentable.

En seguida se bosquejan algunas de las técnicas más utilizadas en la industria petrolera para lograr prevenir la canalización del agua a través de capas de alta permeabilidad:

1. **Disparos.-** Cuando se realiza un diseño de terminación, es necesario realizar un análisis que permita conocer si existen estratos de alta permeabilidad y si además se tiene conocimiento de la irrupción de agua debido a este mecanismo, en caso de existir se deberá evitar disparar en este tipo de estratos; en zonas donde existan pequeñas intercalaciones, disminuir sus efectos al minimizar en esta zona la densidad de los disparos y/o la profundidad de penetración. En caso de presentarse el flujo cruzado, pero que este no sea considerable, la solución es relativamente directa y particularmente exitosa.

2. **Técnicas de estimulación.-** Los tratamientos de estimulación pueden ayudar a mejorar el índice de productividad de un pozo y disminuir la tortuosidad dentro de los túneles de los disparos, disminuyendo de esta manera la caída de presión a través de la capa de alta permeabilidad. Debido a que el radio de penetración de esta técnica de estimulación empleada para prevenir canalización mediante capas de alta permeabilidad, se limita a la vecindad del agujero, el éxito logrado en su colocación mejorará cuando la aportación de agua se comporte como un sistema cerrado. Las variantes de posibles aplicaciones incluyen:
 - I. Estimulaciones a continuación de la perforación, por daño a través de fracturas con el fluido de terminación o acidificación selectiva con ácido fluorhídrico (siempre y cuando la roca no sea calcárea, y si es silisica que no tenga más del 20 % de CaCO_3). Es muy favorable la aplicación de esta técnica, cuando el flujo de fluidos a través de estratos de alta permeabilidad es confinado debido a una baja relación de permeabilidades, k_v/k_h y cuando el valor de los factores de daño en los intervalos de baja permeabilidad es lo suficientemente grandes para que los tratamientos de estimulación tengan un efecto importante; lo anterior

significa que las capas de baja permeabilidad tienen suficiente permeabilidad para permitir filtración durante la perforación y terminación.

- II. Tratamientos de fracturamiento hidráulico a gran escala para aumentar el área de drenaje efectiva en los estratos de baja permeabilidad.- La aplicación de este tipo de tratamientos, es mayormente recurrido en situaciones donde cada uno de los estratos de alta permeabilidad está lo suficientemente separado del intervalo seleccionado para efectuar el fracturamiento de manera que se evite el crecimiento de la fractura y ésta pueda ser un medio de comunicación con el estrato de alta permeabilidad.

3. **Disminución de la permeabilidad.-** Esta técnica tiene como finalidad disminuir la permeabilidad de modo que resulte equivalente a la de los intervalos de permeabilidad más baja, esto se logra través de la inyección del tratamiento dentro del estrato. Tratamientos de este tipo sólo deben taponar parcialmente, más que obturar completamente las zonas, para evitar que el aceite contenido en el estrato de alta permeabilidad quede atrapado. Para procesos de recuperación secundaria donde el estrato de alta permeabilidad puede conectar potencialmente al pozo inyector con el productor, el trabajo de ingeniería se concentrará en decidir que pozo se debe intervenir, si ambos se deben tratar, o si el tratamiento debe demorarse hasta que ocurra un cierto desplazamiento. Si el agua fluye confinada a través del estrato de alta permeabilidad, las opciones de tratamiento son una estimulación de la vecindad del pozo productor y evitar disparar en lo posible dentro del estrato de alta permeabilidad

III.1.6. Comunicación a través de Fracturas entre Pozo Inyector y Productor.

Cuando se presenta una formación naturalmente fracturada a la cual se le aplica recuperación secundaria por inyección de agua, el agua inyectada puede invadir rápidamente los pozos productores. Cuando el agua invada a la red de fracturas existentes entre el pozo inyector y el productor, es necesario obturar con un sistema de geles químicos. Este método preventivo se

debería aplicar antes de que se presente la producción de agua para evitar que la formación fracturada sea mojada por agua, lo cual dificultará y disminuirá la permeabilidad relativa al aceite. Cuando la formación productora presenta baja permeabilidad de la matriz rocosa alrededor del pozo, es difícil tener un alto valor de inyectividad o esperar que se tenga una producción aceptable después del tratamiento, los demás problemas asociados con la utilización de esta técnica preventiva residen solamente en el mal diseño del tratamiento. Es necesario realizar estudios de laboratorio que permitan saber si el gel es adecuado para la formación, debido a que si no es lo suficientemente consistente para resistir las fuerzas de arrastre en el medio poroso, provocadas por las caídas de presión en el pozo, los sistemas de geles serán removidos y sólo se producirán caídas de presión adicionales.

Si en el futuro se prevé realizar recuperación secundaria al yacimiento es necesario seleccionar adecuadamente la ubicación relativa entre pozos inyectoros y productores, además de la toma de decisiones entre perforar nuevos pozos o convertir los pozos existentes de productores a inyectoros. La planeación a futuro de perforar nuevos pozos de inyección se justificarán cuando se logre incrementar al máximo la eficiencia de barrido en la inyección; al tratar de ubicar a los pozos candidatos como inyector es necesario tomar en cuenta la orientación relativa de las fracturas así como los pozos ya existentes.

Se deberán utilizar registros de trazadores para cuantificar el volumen de las fracturas, valor que se utiliza para el diseño del tratamiento. La inyección de un gel en el pozo inyector puede reducir la producción de agua sin afectar la producción de aceite de la formación. Si se utiliza un flujo de geles reticulados, podría no resultar efectivo dado que su penetración en la matriz es limitada y, por lo tanto, solo penetrará en las fracturas en forma selectiva.

III.1.7. Conificación de Agua.

Se sabe que al manejar baja presión en el fondo del pozo, con respecto a la presión existente en el contacto agua-aceite, ocasiona la formación de conos y crestas. Una forma de prevenir la formación de crestas y conos es la de minimizar la diferencial de presión con el contacto agua-aceite. Anteriormente la técnica que se empleaba para prevenir la conificación de agua fue la de mantener un ritmo de producción sostenido, por debajo de un valor crítico, sin embargo, en ocasiones los ritmos de producción para minimizar la conificación son muy limitados, situación que hace poco atractiva su implementación dado que resulta una aplicación poco

rentable. Incrementar al máximo el gasto crítico mediante la manipulación de alguna de las variables que intervienen en su valor, es otra técnica que se emplea para prevenir la conificación. A continuación se describen algunas técnicas que pueden reducir este problema:

1. Barreras Artificiales.

Una opción que pudiera contribuir en forma considerable a reducir el fenómeno de conificación es la colocación de una barrera artificial impermeable entre el contacto agua-aceite y el intervalo disparado. En la industria petrolera se usan con frecuencia barreras artificiales de gel para disminuir la conificación, pero la mayoría de las veces no se aplican sino hasta después de que se ha presentado la irrupción del agua. Es muy difícil tratar un pozo que presente conificación de agua y no taponar el intervalo completo, aunado a que el problema se agrava cuando se tienen pequeños intervalos para la terminación debido a zonas de aceite de pequeño espesor, un alto valor de la relación de permeabilidades $-k_v/k_h-$ o ambos casos. La prevención de la conificación se debe efectuar antes de que el pozo se ponga a producir, por lo que es necesario contemplar el surgimiento de estos problemas a través de un estudio que ayude a prevenirlos. Cuando se aplica este tratamiento antes de la explotación, el éxito que se tiene es bueno pero resulta difícil creer que el tratamiento fue exitoso, debido a que la solución fue implícita. El procedimiento general para la utilización de esta variante de la técnica es:

- I. Perforar en la zona de agua y disparar.
- II. Colocar una barrera artificial de un radio lo suficientemente grande para impedir o significativamente retrasar los efectos negativos de la conificación.
- III. Desplazarse hacia arriba en el pozo y disparar dentro de la zona de aceite.

2. Disparos.

Al estar en el proceso de terminación del pozo, se debe realizar un estudio que permita la optimización de los disparos, los cuales contribuyen en la prevención de la conificación de agua. El valor del gasto crítico de aceite que se puede manejar se basa en la selección adecuada que se realice de la localización de los disparos. El espesor de la zona disparada queda limitada por el espesor de la zona de aceite, es decir, si se tienen zonas de aceite de

poco espesor, entonces el espesor de la zona disparada será mínimo para guardar la mayor distancia posible del contacto agua-aceite. Manejar este concepto de maximizar la distancia entre el contacto agua-aceite y los disparos, es aplicable tanto a pozos verticales como a horizontales. Para realizar una óptima selección del espesor disparado es necesario tomar en cuenta el radio del pozo y la profundidad del daño. Optimizar la densidad de las cargas llevándolas a un valor mínimo es una alternativa de solución, la cual reducirá al máximo las caídas de presión en los túncles de los disparos, para que de esta manera se tenga una mayor presión de fondo fluyendo y por lo tanto una menor diferencial de presión con la presión en el contacto agua-aceite.

3. Fracturamiento.

En general la realización de un fracturamiento hidráulico con el objetivo de prevenir la conificación de agua no es una alternativa de solución que pueda calificarse de muy exitosa. Si se diseña adecuadamente, un fracturamiento hidráulico en un pozo vertical puede ayudar a disipar el abatimiento de presión en el pozo de una forma parecida a lo que sucede en un pozo horizontal (el agua es inducida a moverse hacia una "línea" de presión, más que a un "punto" de presión). Generalmente, las permeabilidades verticales en las fracturas hidráulicas son muy altas comparadas con las permeabilidades horizontales que se tienen en la matriz rocosa, sin embargo se debe tener un cuidado extremo para asegurar que el crecimiento de la fractura no se propague demasiado cerca del contacto agua-aceite. La teoría indica que los pozos horizontales deben producir la misma cantidad que los pozos verticales fracturados, pero de acuerdo al estado actual de la tecnología resulta mucho más cara su perforación y terminación.

4. Perforación de Pozos Horizontales.

El problema de la conificación ha obligado a que se busquen soluciones que permitan controlar este problema, una de las alternativas es la perforación de pozos horizontales que ha mostrado ser bastante exitosa en la reducción de los efectos de la conificación de agua, sin embargo, se puede presentar la formación de crestas en este tipo de pozos. En los pozos verticales, los cuales se considera que presentan un flujo esférico o semiesférico, se presenta la irrupción de la zona disparada del pozo debido a la diferencia de presión originada en el punto

(radio del pozo), en los pozos horizontales, el efecto de la dispersión de las ondas de presión son provocados por el flujo de agua del acuífero hacia el yacimiento, además la presión de fondo fluyendo se distribuye a lo largo de toda la sección disparada del pozo, lo cual no significa que la diferencial de presión se distribuya uniformemente en el yacimiento hacia la parte inferior del agujero; en general se sabe que la aportación de agua en la parte inferior, en una sección horizontal, es más grande que el plano horizontal que forma la zona disparada del pozo. La alternativa de realizar este tipo de terminaciones fue la de poder explotar intervalos productores con poco espesor en la zona de aceite donde se tenían longitudes verticales cortas para la terminación del pozo, así como explotar zonas productoras pequeñas de aceite las cuales al aplicar una perforación horizontal, alcanzaban a explotar varios espesores, algunos los llegan a llamar yacimientos independientes debido a lo complejo de su estructura (Paleocanal de Chicontepec). Hoy en día esta tecnología es considerada como una buena alternativa para la prevención de la conificación de agua siempre y cuando se tengan condiciones favorables.

La perforación de pozos convencionales en la actualidad es significativamente más alta que para pozos horizontales a pesar de las ventajas que presenta este tipo de perforación, resultando una alternativa técnicamente factible pero económicamente poco rentable y con un mayor riesgo en su aplicación. El avance de la tecnología ha permitido un incremento en la perforación de pozos horizontales en el ámbito mundial, esta técnica es aplicada para evitar la conificación de agua como de gas. El principio fundamental aplicado en los pozos verticales para disminuir el efecto de la conificación del agua también es aplicado a pozos horizontales para prevenir la formación de crestas; la reducción de la formación de crestas de agua que pudieran ser potencialmente dañinas, se logra teniendo un efecto de reducción en la diferencial de presión entre el contacto agua/aceite y el pozo ($P_e - P_{wf}$), disminuyendo de manera controlada la presión de fondo fluyendo del pozo.

5. Terminación Doble.

Otro mecanismo que se puede aplicar para evitar la conificación y otros problemas relacionados con la producción de agua es la de realizar terminaciones en las cuales se pueda hacer producir independientemente zonas de agua y de aceite, para contribuir en la prevención

tipo de terminación es conocido como terminación doble. Cuando se aplica esta técnica lo que se pretende alcanzar es reducir la diferencial de presión entre el contacto agua/aceite y el pozo ($P_e - P_{wf}$), al hacer disminuir de manera controlada la presión en la zona de agua a nivel del pozo en el contacto agua-aceite, (P_e) y manteniendo los mismos ritmos de extracción de aceite, es decir la misma P_{wf} . En la figura 3.1.7.5. , se muestra una terminación doble y sus efectos sobre la distribución del cono de agua, antes y después de la implementación. Cuando se logra realizar una terminación doble y se presenta el problema de conificación de agua se logra tener un efecto de reducción en los costos por el manejo en superficie del agua producida, lo anterior debido a la conducción y transporte independiente del agua, lográndose de esta manera la eliminación de los procesos necesarios para la separación del agua y el aceite, y de los tratamientos para el rompimiento de las posibles emulsiones que se formen.

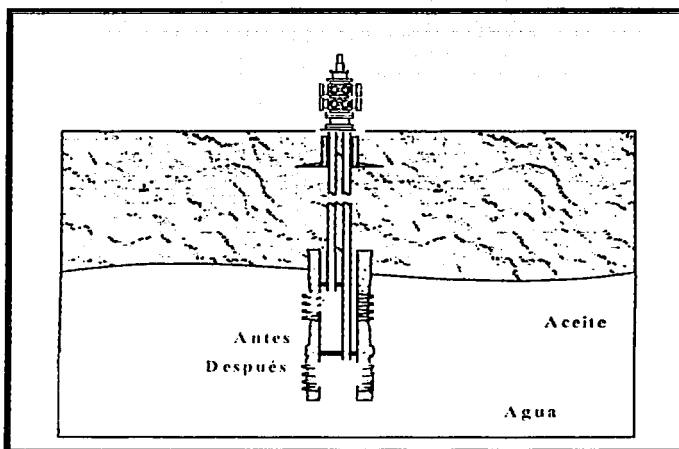


Figura 3.1.7.5. Efecto de la terminación doble sobre la conificación de agua.

III.1.8. Capa Segregada por Gravedad.

En el pozo productor es probable que se presente una conificación local y, como ocurre en el caso de conificación el cual se tratará más adelante, es poco probable que los tratamientos de geles produzcan resultados duraderos. Los tramos laterales de drenaje pueden resultar efectivos para alcanzar al hidrocarburo no barrido y los fluidos de inyección viscosos y gelificados también pueden mejorar el barrido vertical.

En los pozos horizontales, la segregación gravitacional puede ocurrir cuando la terminación se encuentra cerca del fondo de la zona productora, o bien cuando se supera la tasa de conificación local.

III.1.9. La Emulsión.

Las opiniones sobre la problemática de las emulsiones y sus posibles soluciones son divididas debido a que es un problema complejo, tanto físico como en su manejo, pero se sabe que esto se forma en la sarta o en la tubería superficial de los pozos fácilmente. Dos pasos pueden controlar el problema:

1. Eliminar la turbulencia y esfuerzos de corte.
2. Remover el agua del aceite tan posible como sea en la superficie.

Situaciones de operaciones comunes muestran que estas opciones no son siempre desarrolladas, sin embargo en muchos casos, esto se vuelve necesario para prever un tratamiento y evitar la formación de la emulsión. El origen de la formación de la emulsión es en pozos fluyentes, la agitación excesiva causada por el gas de solución del aceite cuando la presión decrece. El gas producido también causa turbulencia al pasar el flujo a través de los disparos, estranguladores, líneas de conducción y otras restricciones. Al inyectar gas cuando se aplica recuperación secundaria, también provoca la formación de emulsión.

La turbulencia puede ser controlada, pero no puede ser evitada, esto se logra colocando un estrangulador que elimine las ondas de presión corriente abajo del estrangulador que además

evita daños al yacimiento y cause menos emulsificación. Estos factores reducen la estabilidad y cantidad de la emulsión por:

1. Una presión diferencial menor frente a la corriente abajo del estrangulador.
2. La temperatura en el fondo es mayor que en superficie (altas temperaturas rompen la emulsión).
3. Un flujo laminar corriente abajo del estrangulador provoca menos turbulencia.
4. Evitar flujos supersónicos en el estrangulador los cuales provocan ondas que retornan al yacimiento y le provoca daño, y además produce la formación de la emulsión.

En pozos inyectoros, la emulsión es causada principalmente en el punto donde el gas es introducido dentro de la sarta.

III.1.10. Terminación para Manejar la Producción Futura de Agua.

1. Aislamiento de Futuras Zonas de Agua.

Cuando se ha detectado que el pozo tendrá un incremento en la producción de agua y además se puede hacer un pronóstico del intervalo de profundidad, es factible realizar una terminación que permita hacer selectivo el cierre a la producción de distintas zonas, esta es una técnica comúnmente utilizada para prevenir el incremento en los ritmos de producción de agua.

Cuando estamos en la etapa de terminación y se han realizado estudios que permitan conocer el comportamiento futuro del yacimiento, al esperar una producción de agua importante, es necesario anticipar la colocación de un equipo de aislamiento mecánico dentro del pozo. Esta técnica se lleva a cabo principalmente cuando se explotan varios horizontes productores y se espera que entre excesiva producción de agua al pozo a través de algún intervalo, debido a la alta permeabilidad o invasión de agua de alguna capa. El mecanismo se logra combinando los efectos de camisas deslizables y empacadores. Como se ilustra en la figura 3.1.10.1, las camisas deslizables van colocadas en el aparejo de producción ubicada a la altura de los intervalos disparados y los empacadores se colocan entre las camisas con el objetivo de aislar las distintas zonas. De esta manera, si debido a alta permeabilidad de algún estrato productor

se inicia la irrupción de agua con altos ritmos de aportación, la camisa deslizante colocada a la altura de dicho intervalo se acciona para no permitir el flujo y dejarlo aislado a la producción. Cuando un intervalo inferior es alcanzado por una conificación o por la irrupción de agua, esta técnica es aplicada con resultados aceptables. El procedimiento es aplicable cuando se espera que se presenten ritmos excesivos de producción de agua debido al avance del contacto agua/aceite, seleccionando para este tipo de operación la colocación de empacadores tales como tapones retenedores o de asiento deslizante. Debido a que el agua entra primero al pozo por los disparos más cercanos al fondo, el empacador se coloca de manera que tapone los disparos inferiores y gradualmente se vaya recorriendo hacia arriba del agujero conforme progresa la conificación o avanza el contacto agua/aceite. Es común que la colocación del tapón se vuelva operativamente difícil si los diámetros de trabajo en la sarta de producción son pequeños, por lo que es necesario realizar un análisis del pozo para que cuando se esté en el proceso de terminación se contemple un diámetro adecuado. En el proceso de planeación y selección de la inyección de algún agente químico para bloqueo, también se incluye en las consideraciones, el tipo de herramientas requeridas para aislar las zonas objetivo (por ejemplo empacador sencillo y doble empacador). Las camisas deslizantes se pueden utilizar cuando se va a llevar a cabo una operación con agentes químicos bloqueadores; antes del tratamiento, todas las camisas se cierran a excepción de aquellas a través de las cuales se va a inyectar el tratamiento y después de ejecutado el tratamiento, las camisas que se cerraron son reabiertas a producción y las camisas que se abrieron para el tratamiento se cierran.

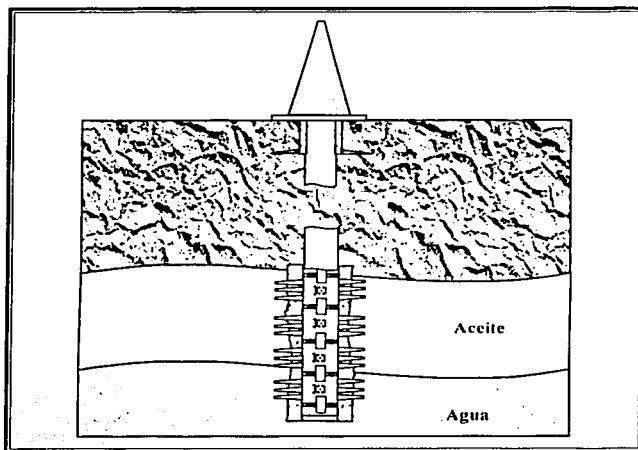


Figura 3.1.10.1. Aislamiento mecánico del agua con empacadores y camisas deslizables.

2. Redireccionamiento del Agua.

Un yacimiento que tenga energía debido a un acuífero asociado, es casi inminente que en alguna etapa de su vida productiva se presentará la producción de agua en forma excesiva a pesar de la utilización de técnicas específicas de predicción y prevención de la producción excesiva de agua, sin embargo para los demás casos la definición de producción excesiva de agua se basa sólo en los costos asociados con el manejo y la producción misma del agua. Estos costos son inherentes a la utilización o sustitución de equipo adicional para el control de agua. Una opción para la reducción de los costos asociados con el almacenamiento, separación del agua de los desechos y transporte del agua producida, es la reinyección del agua ya sea como parte de un programa de recuperación secundaria o confinándola dentro de un yacimiento que no esté comunicado. El costo de perforar suficientes pozos de inyección y/o convertir pozos productores a inyectoros puede hacer disminuir parcialmente los beneficios del programa de

reinyección. La correcta y cuidadosa planeación del programa de reinyección de agua impactará en la cuantificación más precisa de los volúmenes de inyección (factor muy importante en estos procesos) y ayudará a prevenir problemas típicos en este tipo de pozos, tales como incrustaciones y corrosión. Otra opción que se tiene para el redireccionamiento del agua es su reinyección sin dejar que ésta llegue a la superficie. Esta alternativa es potencialmente atractiva debido a que contribuye a la disminución de todos los costos asociados con la recuperación y manejo del agua. Un pozo terminado con el objetivo en mente de lograr lo anteriormente mencionado se puede observar en la figura 3.1.10.2 donde se hace uso de la tecnología multilateral. La aplicación de esta tecnología es en yacimientos que tienen zona de aceite de poco espesor y acuíferos asociados altamente activos, situaciones en las cuales la formación de crestas de agua es inminente. Las ventajas que presenta la utilización de estos diseños son:

1. Se evita la corrosión y las incrustaciones en la parte subsuperficial, superficial del pozo y en las instalaciones superficiales.
2. En el pozo, el aceite no tiene que ser separado completamente del agua como es requerido en el manejo superficial del agua.
3. No se tendrá una contrapresión adicional en el fondo del pozo, resultante del incremento de la presión hidrostática debido a la formación de una columna de agua en el aparejo de producción, logrando que la presión de fondo fluyendo tenga una mayor vida.

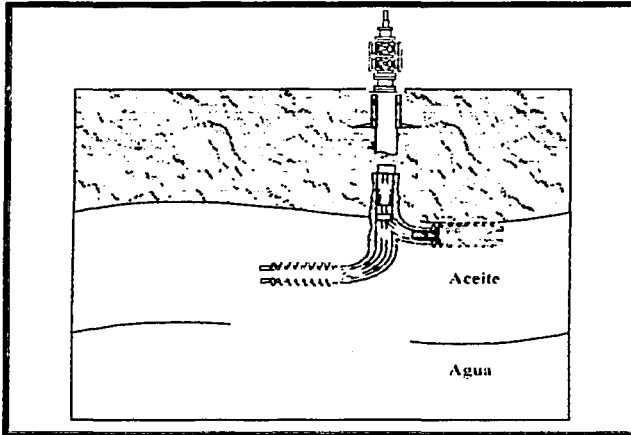


Figura 3.1.10.2. Aplicación de la tecnología multilateral, para reinyectar el agua producida sin que llegue a superficie.

III.1.11. Terminaciones Inteligentes.

Una terminación inteligente se compone de un conjunto de dispositivos que permiten la producción selectiva de múltiples zonas productoras de un pozo a través de válvulas de control y sensores en el fondo del pozo los cuales son controlados en forma remota y operados desde la superficie, se define como aquella terminación que cuenta con la capacidad de poder monitorear y controlar por lo menos una zona productora de un yacimiento.

Este tipo de tecnología a tenido como propósito lograr una integración segura y confiable entre la producción selectiva y simultanea, el aislamiento zonal, el monitoreo permanente y el posible control de la producción de arena y conos de agua o gas. Su aplicación se enfoca a minimizar la perforación de nuevos pozos, maximizar la producción de los pozos y disminuir los costos asociados con intervenciones futuras. Las terminaciones inteligentes en pozos productores de agua tienen su aplicación en yacimientos multicapas, en yacimientos con alto

contraste de presión, permeabilidad y corte de agua y en yacimientos donde se presente la conificación de agua.

En la actualidad las terminaciones inteligentes se utilizan en áreas en las que las intervenciones son muy costosas, la que por lo general incluyen pozos más complicados.

Para el monitoreo y control de la producción de agua se debe diseñar una o varias válvulas de retención que permita controlar la producción en cada intervalo, y así poder tener un control secuencial de zonas productoras inferiores, hasta poder cerrar completamente el pozo. Lo anterior es para poder iniciar la explotación de zonas productoras que produzcan cantidades importantes de aceite, lo cual repercutirá sin duda alguna en un aumento en la recuperación de los aceite del yacimiento.

Con la aplicación de esta tecnología se reduce la necesidad de realizar intervenciones en los pozos y aquellas que son necesarias resultan más económicas, ya que se simplifican o se afectan en los momentos más oportunos. De esta manera es muy probable que recuperen más reservas cuando las zonas o intervalos individuales se exploten independientemente para producir con gastos precisos que eviten la conificación de agua.

III.2. Tratamientos para el Control de la Producción Excesiva de Agua.

Cuando se aplica un cierto tratamiento al pozo después de analizar las posibles opciones técnicas que podrían aplicarse, pasando por un análisis económico en el cual se produzcan resultados positivos, todo esto será una simple especulación ya que hasta que el pozo produzca lo esperado, podremos decir que se aplicó el tratamiento correctamente. Dentro de la inversión efectuada se deben incluir los estudios necesarios para determinar el origen y mecanismo de la producción de agua, para de esta manera poder evaluar económicamente y realizar el análisis de riesgo de las soluciones técnicamente más viables. El fracaso o éxito que se pueda tener en la prevención o reducción de la producción excesiva de agua se basa como se mencionó, en la correcta caracterización del problema, el apropiado diseño del tratamiento y la colocación efectiva del tratamiento.

III.2.1. Caracterización del Problema.

La correcta caracterización del problema es fundamento y punto de partida para el éxito que se pueda alcanzar en la aplicación de algún tratamiento. Se debe tener presente que cada caso presenta particularidades de acuerdo a los distintos grupos de datos posibles de obtener. Los siguientes pasos tienen como objetivo lograr una caracterización efectiva de las posibles problemáticas:

1. Recopilar todos los datos posibles del pozo candidato, para asignar, correlacionar y calcular valores que coadyuven en la determinación de los mecanismos de producción de agua.
2. Elaborar una relación de los datos necesarios y de los desconocidos para orientar su determinación. Por ejemplo, un registro PLT o un video de fondo del pozo pueden ayudar a definir con exactitud la zona por la cual está entrando agua al pozo (estas técnicas pueden auxiliar a prevenir errores en las cementaciones forzadas y/o disparos).
3. Comparativamente evaluar los escenarios de caracterización de las problemáticas obtenidos vía la información disponible Vs el costo de obtener más información. Un ejemplo de lo anterior se presenta cuando con la información disponible no se puede distinguir entre una canalización en la TR o la presencia de una capa de alta permeabilidad (sin un registro de cementaciones), siendo necesario determinar el riesgo del tratamiento para el mecanismo correcto, antes de gastar directamente el dinero corriendo un nuevo registro. Es frecuente que los volúmenes del tratamiento para capas de alta permeabilidad sean más grandes (por lo tanto más caros) que para canalizaciones en la TR. Se debe considerar todas las posibles combinaciones de efectos, esto es, si se selecciona que una cementación forzada soluciona la canalización de la TR cuando el problema fue realmente un estrato de alta permeabilidad, el tratamiento seleccionado puede parar la producción de agua por un corto tiempo, pero puede ser necesario un tratamiento adicional después de la cementación forzada; de otra manera si se selecciona el tratamiento para una capa de alta permeabilidad cuando

en realidad existe canalización en la TR, el riesgo del tratamiento será más caro para grandes tratamientos cuando no son necesarios. De igual manera el costo de correr el registro también debe ser considerado; en algunas situaciones especiales el costo de correr el registro puede resultar más caro que el costo del tratamiento.

4. Determinar los incrementos de producción que se tendrán en el pozo después del tratamiento para valorar los beneficios.

III.2.2. Tratamiento.

Primeramente se debe decidir si se aplica un tratamiento de bloqueo o se aplica un método preventivo encaminado hacia un diseño óptimo, indistintamente a los dos se les llama tratamiento. Para tal motivo es necesario responder a dos interrogantes:

1. ¿El tratamiento satisface las expectativas?
2. ¿El tratamiento resistirá las condiciones reales del pozo?

III.2.2.1. Expectativas del Tratamiento.

Para poder definir que tratamiento es el adecuado, es necesario utilizar la misma información que se utilizó para identificar los mecanismos de producción de agua y los usados para determinar la cantidad máxima permisible de agua.

Las expectativas del tratamiento deberán predecir las condiciones posteriores al tratamiento del pozo, para incluir algún tipo de arreglo que permita a lo mejor controlar altos gastos de agua, o mejoras al yacimiento como estimulaciones especiales o inyección de químicos. Otro punto que no se debe pasar por alto en la definición de las expectativas, es considerar los efectos colaterales que se pueden presentar con el tratamiento, siendo un ejemplo de esto cuando el tratamiento fue esperado para cerrar completamente la producción en el intervalo deseado, sin embargo, el cierre completo no siempre es tan ventajoso; siempre que la permeabilidad efectiva al agua se reduzca, el mecanismo de empuje por agua que desplaza el aceite (cuando existe), también disminuye. Aunque los tratamientos para el bloqueo de agua pueden no tener efectos significativos en el movimiento del agua a nivel yacimiento,

intervalos completamente cerrados a la fuente de agua puede provocar serios efectos sobre la productividad de los pozos.

III.2.2.2. Tipo de Tratamientos.

1. Reductores de Permeabilidad.

Un agente reductor de permeabilidad debe tener la capacidad de disminuir la producción de agua del intervalo productor. La gran mayoría de los agentes reductores de permeabilidad son tratamientos para la matriz productora. Un agente reductor de permeabilidad también puede reducir la permeabilidad efectiva al aceite en la zona de interés por lo que se deberá tener un control adecuado al aplicar este tratamiento.

Los agentes reductores de la permeabilidad tienen la capacidad de disminuir la permeabilidad a la mitad, logrando esto de las siguientes maneras; bloqueando parcialmente todos los canales de flujo y bloqueando poco menos de la mitad de los canales. Los materiales que se utilizan para formar los sistemas selladores (los cuales se mencionan más adelante) también se pueden diseñar para reducir parcialmente la permeabilidad ajustando la formulación, colocación, volumen o ambos. El tiempo que este tipo de tratamientos mantendrá íntegra su capacidad en la reducción de los gastos de agua, mayormente estará en función de la saturación de agua.

2. Modificadores de la Permeabilidad Relativa.

Son productos químicos diseñados para reducir mayormente la permeabilidad relativa al agua, que la del aceite, aunque también se les conoce con este nombre a los tratamientos que pueden hacer disminuir la relación agua-aceite (WOR). Químicamente el tiempo de vida de los modificadores de permeabilidad relativa, se define como el tiempo requerido por el tratamiento para que la producción de agua vuelva a los niveles originales. Los tratamientos aplicados indican que cuando un material reduce la WOR en un intervalo, eventualmente el agua puede tomar otra dirección e incrementar la producción de agua en otro lugar fuera del área tratada (es importante conocer la dirección de los canales de flujo y la distribución de los pozos), si la saturación de agua en el área exterior al tratamiento se eleva por arriba de la

saturación original de agua de la matriz, provocará que queden atrapados volúmenes considerables de aceite.

Para lograr el objetivo de los modificadores de permeabilidad es necesario aplicar mecanismos como; el taponamiento selectivo de las gargantas de los poros y la modificación de los efectos de superficie en la roca. El taponamiento selectivo de las gargantas de los poros se realiza mediante el aprovechamiento de la capacidad de los productos hidrofílicos los cuales invaden selectivamente los espacios porosos saturados por agua y subsecuentemente los taponan. Los sistemas modificadores de permeabilidad se diseñan para formar un material gelatinoso poco consistente después de ser colocado en la matriz rocosa. También existen reductores de permeabilidad relativa que se absorben en la superficie de la roca e interactúan selectivamente con el agua, donde la interacción selectiva puede incluir una lubricación o un efecto de película hidrofílica, en donde el reductor de permeabilidad relativa incrementa la movilidad del aceite, o bien, un efecto gel de contracción e hinchamiento, donde los polímeros tienden a contraerse más en el aceite que en el agua, provocando que el tamaño de los poros sea más pequeño donde se tenga más presencia de agua.

3. Selladores.

La función de un sellador es obturar completamente toda la producción de la zona tratada. Se conocen dos tipos de selladores, los de pozo y los de matriz. Los selladores de pozo pueden ser mecánicos o químicos. Los selladores mecánicos son generalmente tapones o empacadores, los cuales se colocan durante la terminación o se instalan dentro del pozo después de que ocurre una producción excesiva de agua. Los selladores químicos pueden ser geles resistentes o cementos, los cuales se diseñan para no penetrar considerablemente en la matriz rocosa. Los selladores de matriz son tratamientos químicos que se inyectan dentro de la matriz rocosa en una zona objetivo para llevar gradualmente la permeabilidad absoluta de la roca a cero.

Cuando se aplica un sellador se espera que logre taponar completamente todas las áreas expuestas al flujo que conectan al yacimiento con el pozo. La hermeticidad lograda entre el material y la tubería, así como la resistencia del material representan la capacidad para evitar el flujo que tiene un sellador de pozo (mecánico y químico). Los selladores de matriz deben

estar diseñados para resistir las condiciones de fondo del pozo. Debido a que el flujo de los fluidos es más difícil a través de los conductos compactos que conectan las gargantas de los poros, los sistemas selladores de matriz no necesitan taponar todo el espacio poroso, sólo lo suficiente para que no se abran los canales de flujo y se conecte el yacimiento con el pozo.

III.2.2.3. Descripción de los Tratamientos.

La selección del tratamiento para el control de agua se puede hacer de acuerdo a su aplicación específica ya sea tanto para promover algún efecto o para tratar directamente algún mecanismo de producción de agua. Enseguida se realiza una descripción de los tratamientos o sistemas comúnmente utilizados para reducir la producción excesiva de agua. El orden en que son listados, no es en función de su importancia, ni del orden de aplicación, sino que se mencionan en forma alfabética.

1. Bacterias.

La utilización de bacterias es una tecnología innovadora que recientemente se ha venido estudiando, probado en laboratorio y aplicado en campo, observándose una disminución considerable de agua en los pozos petroleros. La función que se realiza es formar un tapón bacteriano que reduce la cantidad de agua producida en los pozos de aceite, preferentemente reduciendo la permeabilidad relativa al agua. El proceso consiste en inyectar bacterias en la formación y posteriormente inyectar nutrientes (carbohidratos o fosfato orgánico), para cultivar y producir polímeros que taponan y reducen preferencialmente la permeabilidad. Este tratamiento tiene la ventaja de que los costos son muy económicos debido a que los sistemas crean reservas alimenticias por sí solos.

2. Cementos Base Agua.

Estos sistemas incluyen lechadas de cementos ultra finos como de clasificación API, mezclados con agua. Con los cementos ultra finos se logra tener una mayor penetración dentro de los micro canales debido al tamaño tan pequeño de partículas que manejan.

3. Cementos Base Aceite.

Estos sistemas normalmente se mezclan con diesel. También se incluyen tanto cementos ultra finos como de clasificación API. La lechada de cemento contiene agentes activos de superficie (surfactantes) que le permite absorber agua de una fuente externa. Los cementos base aceite se diseñan para colocarse en cualquier parte del pozo, pero solamente se aplican en situaciones donde se tenga contacto con agua, teniendo esta aplicación un cierto grado de selectividad.

4. Espumas.

La utilización de las espumas como agente para reducir la producción de agua no es una práctica muy común en la industria. Las espumas generalmente se aplican como soluciones; puede ser con gas disuelto que se expande después de la colocación, o sin gas, las cuales son espumadas al entrar en contacto con el gas del fondo del pozo. Las espumas son comúnmente utilizadas como agentes para controlar la movilidad en el fondo del pozo, aunque también pueden ser utilizadas como agentes de bloqueo.

5. Modificadores de Permeabilidad Relativa Activos de Superficie.

Estos sistemas son bombeados generalmente como soluciones de baja viscosidad, las cuales contienen materiales (generalmente polímeros), que se absorben en la superficie de la matriz de roca. Cuando son colocados, estos materiales interaccionan primero con la superficie de la roca, sin que se espere una polimerización o reticulación cruzada significativa. Algunos materiales comúnmente utilizados incluyen a la poliacrilamida parcialmente hidrolizadas y a los copolímeros de amino acrilato con mezclas de alcohol con surfactantes.

6. Silicatos Activados Externamente.

El producto resultante es un gel sólido y consistente en el cual los silicatos son bombeados con espaciadores inertes, en etapas, para mantenerlos separados hasta que alcancen el área de interés. Estos sistemas generalmente se desarrollan de dos maneras: En la primera el silicato gelifica instantáneamente al contacto con algún agente externo, el cual es generalmente una

salmuera ligera de CaCl_2 ; En la segunda, el silicato se activa gradualmente, donde la viscosidad va desde una similar a la que tiene la miel hasta otra como la del agua, dependiendo de la concentración del silicato.

7. Silicatos Activados Internamente.

Estos sistemas son generalmente aplicados como soluciones ligeras base agua. Se conforman por una fuente de silicato y un catalizador diseñado para provocar gelificación a un tiempo predeterminado. El tiempo en el cual se llevará a cabo la gelación de los silicatos, depende del pH y la temperatura. Es común que en las aplicaciones se controle el tiempo de gelación de los silicatos activados internamente por medio del pH, tomando en consideración la temperatura del fondo del pozo. El pH del área de interés se alcanza en la superficie por medio de ácidos fuertes o débiles, o in-situ por medio de materiales que se degradan lentamente para formar ácidos (ya sea térmicamente o con el tiempo). De igual manera que con los silicatos activados externamente, los geles resultantes son sólidos y consistentes. Aún cuando la permeabilidad efectiva de una matriz rocosa puede disminuir de acuerdo a la concentración de silicato, estos tienden a reducir la permeabilidad al aceite y al agua de manera equivalente.

8. Sistemas de Monómeros.

Estos son sistemas formados por soluciones ligeras base agua que contienen materiales de bajo peso molecular (monómeros u oligómeros) y un catalizador. Después de su colocación en la zona de interés, el catalizador inicia la polimerización del material monomérico u oligomérico, teniendo como resultado una solución mucho más viscosa. La polimerización se activa generalmente por medio del pH, considerando las temperaturas presentes en el fondo del pozo (de manera similar a los silicatos activados internamente), o por la capacidad del catalizador para formar radicales libres capaces de iniciar la polimerización, a partir de su descomposición gradual (térmicamente o con el tiempo). La propiedad de estos sistemas para reducir la permeabilidad es relativa a la concentración del monómero. Dentro de los sistemas de monómeros que se han utilizado comercialmente se tienen:

1. Fenol y formaldehído controlados con el pH (geles sólidos).
2. Resorcinol y formaldehído controlados con el pH (geles consistentes y frágiles).
3. Acrilamida y un agente opcional de bisacrilamida reticulado, activado por la descomposición de un oxidante de tiempo retardado (geles que van de espesos a sólidos).
4. Aminoacrilato bifuncional, activado por descomposición térmica de un oxidante (geles que van de poca consistencia a sólidos).

9. Sistemas Poliméricos Reticulados.

Estos sistemas están formados por polímeros y agentes reticulantes (de encadenamiento cruzado). Los sistemas poliméricos reticulados se inyectan a la matriz rocosa con valores de viscosidad lo suficientemente bajos para poder ser inyectados (entre 10 y 200 cp). La inyectabilidad de estos sistemas es función de la permeabilidad de la formación. Después de su colocación, los sistemas se encadenan de manera cruzada para formar capas de gel con propiedades viscoelásticas. Estos sistemas poliméricos reticulados para bloquear o aislar la formación productora, se formulan a base de altas concentraciones. Bajas concentraciones en la formulación de los sistemas, se utilizan para reducir la permeabilidad absoluta o modificar la permeabilidad relativa. Los polímeros utilizados normalmente son solubles en agua y son:

1. Poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas.
2. Copolímeros térmicamente estabilizados de poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas.
3. Poliacrilamidas no hidrolizadas.
4. Poliacrilamida catiónica.
5. Alcohol polivinílico.
6. Goma guar.
7. Derivados de la goma guar.
8. Goma xantana.
9. Escleroglucan.

Los polímeros comúnmente empleados son las poli(acrilamidas) parcialmente hidrolizadas y sus copolímeros, mientras que los biopolímeros son poco utilizados dado que muy rara vez dan resultados positivos.

Los agentes de encadenamiento cruzado utilizados, tanto metálicos como orgánicos, se bombean generalmente mezclados con el polímero, sin interactuar con éste, hasta que por efectos de temperatura se inicia el proceso de reticulación, donde las moléculas del polímero son fuertemente atraídas hacia el ión metálico. La reticulación lograda, dependerá de la fuerza de esta atracción y las concentraciones del polímero y reticulador. El ritmo al cual el metal es liberado puede ser controlado por el pH o por la concentración del reticulador en el sistema. Los agentes reticuladores metálicos utilizados comercialmente incluyen:

1. Citrato de aluminio.
2. Lactato de zirconio.
3. Acetato de cromo.
4. Propinato de cromo.

Los agentes reticulantes orgánicos pueden funcionar de alguna de las dos maneras siguientes:

1. Un grupo orgánico de ligadura débil se conecta a la parte de las moléculas reticulantes que encadenan lentamente las partes finales hidrolizadas, dejando a las moléculas reticulantes libres de reaccionar con el polímero (glicoxal, glutaraldehído, etc.).
2. Los componentes que forman lentamente el encadenamiento, se adicionan en mayor grado a la solución polimérica que al reticulante (fenol/formaldehído).

En general el proceso de inyección de sistemas poliméricos reticulados (conocido también como gelación in situ), consiste en inyectar al yacimiento (zona de interés), una solución a base de un polímero soluble en agua y un agente encadenador (reticulador), estos componentes se inyectan pre mezclados.

Es importante no confundir dos procesos que son distintos de origen; uno es la inyección de polímeros y otro es la inyección de sistemas poliméricos reticulados (geles). La diferencia principal de estas dos tecnologías estriba en que la inyección de soluciones poliméricas tienen como fin incrementar la viscosidad del agua de inyección y con ello la eficiencia de barrido en

el yacimiento, penetrando inclusive en las zonas de baja permeabilidad; mientras que en los tratamientos con geles se busca diversificar el flujo en las zonas de menor permeabilidad de la formación mediante el bloqueo de la zona de interés.

10. Tapones Mecánicos.

Los tapones mecánicos incluyen empacadores y camisas deslizables. Los empacadores se pueden colocar a través de la tubería de producción y ser inflados o activados. Las camisas se operan por medio de línea de acero. Los empacadores mecánicos también pueden ser colocados dentro del pozo y fijarse después de que el pozo se ha terminado. Los dispositivos mecánicos para el bloqueo de agua han sido aplicados exitosamente en el ámbito mundial y su aplicación es más satisfactoria cuando es pequeño el potencial de existir flujo de agua hacia otra sección del pozo. Los tapones mecánicos pueden ser utilizados para sellar cualquier sección del pozo del intervalo terminado.

11. Tapones de Arena.

Una técnica que puede servir para reducir o cerrar la producción de algún intervalo del pozo, sin lugar a duda será la colocación de arena. Los tamaños del tapón y del cedazo pueden ser ajustados para cerrar totalmente o taponar parcialmente el flujo. Cuando se requiere de un sello total, la técnica de colocación comúnmente recurre a la mezcla con cemento con la última sección del tapón para reforzar el sello (también se recurre a productos químicos).

III.2.2.4. Tiempo de Vida del Tratamiento.

Trabajar en forma coordinada con los demás departamentos involucrados en el problema, permite aplicar tratamientos que tendrán un efecto duradero en la reducción de la producción de agua, además esto también está en función de la estabilidad del tratamiento y los ritmos de producción de agua en los meses y años siguientes. Para los tratamientos que se diseñan con el objetivo de reducir la permeabilidad de alguna zona, la habilidad del tratamiento para mantener bajos ritmos de producción después de su colocación, puede cambiar de acuerdo a la saturación relativa del agua. En algunos casos, la saturación relativa de agua puede

permanecer constante, pero es más común que la saturación de agua en el intervalo productivo se incremente con el tiempo debido a que la producción de agua continuará aumentando con respecto al tiempo.

Antes de inyectar el tratamiento a la formación, se deben de aplicar pruebas de laboratorio para probar la habilidad de los tratamientos a ser estables al ser sometido a las condiciones de temperaturas y presión del pozo y además mostrar su compatibilidad con los fluidos del yacimiento porque de lo contrario se generarían problemas adicionales. La mayoría de los agentes gelantes son comúnmente considerados estables si la viscosidad del gel permanece constante y no ocurre un cambio en su volumen debido a la pérdida parcial de agua.

Cuando un gel mantiene su viscosidad sin un cambio aparente de volumen por la deshidratación parcial al exponerlo a los fluidos y temperatura del yacimiento, es probable que se comporte correctamente en la formación; lo contrario no se puede asumir, dado que el sistema puede aún mantener toda su capacidad para reducir o detener el flujo de agua en la matriz rocosa, a pesar de haber fallado en laboratorio. Respecto a los resultados obtenidos con las pruebas mencionadas hay que tener en cuenta lo siguiente: si la prueba de volumen del sistema se degrada pero mantiene su efectividad en un núcleo, es posible que el gel cuando se encuentre colocado en la formación de interés no se degrade, ya que este fue expuesto a una menor cantidad de oxígeno (el oxígeno puede ser muy efectivo para la degradación del polímero).

Cuando manejamos un tratamiento con sistema de gelación in situ ideal, debemos esperar que presente las siguientes propiedades:

1. Reducir significativamente la permeabilidad relativa de la formación al agua, sin afectar la permeabilidad relativa de la formación al aceite.
2. Al formarse el gel, éste debe resistir las condiciones de producción y no desintegrarse, ya que disminuiría la duración efectiva del tratamiento.
3. El gel debe ser fácil de aplicar y además económico.

III.2.2.5. Selección de la Composición y Volumen del Tratamiento.

Una solución óptima al seleccionar algún tipo de tratamiento se basa en el equilibrio de la evaluación técnica y económica, siendo necesario hacer un manejo integral de la problemática con todo su entorno y en el tiempo. Por ejemplo, la mejor solución técnica puede equivaler al doble del costo de la siguiente opción, pero puede arrojar tres veces más beneficios económicos. Sin embargo, un tratamiento barato pero que resulte técnicamente inferior, no podrá cumplir con los objetivos planteados para la reducción de la producción de agua a pesar de su mínimo costo.

Hoy en la actualidad, el factor medio ambiente juega un papel muy importante en la industria en general. Por lo que es necesario considerar, aparte de las consideraciones técnicas y económicas, las regulaciones ambientales.

Cuando se han definido los efectos esperados por el tratamiento, y se determinó la colocación y condiciones del pozo con un análisis de sensibilidad en el tiempo, entonces se selecciona el tratamiento de acuerdo a los requerimientos necesarios. De esta selección y de acuerdo a las legislaciones ambientales, puede resultar la selección de un tratamiento único o de varios. Las variaciones no solamente pueden ser por tipo de tratamiento, además se pueden presentar para un mismo tratamiento variaciones debido a la aplicación de diferentes sistemas químicos, o basados en el mismo producto químico pero variando la concentración.

III.2.3. Técnicas para la Colocación del Tratamiento.

1. Un Solo Frente.

El tratamiento se bombea en el pozo con la tubería de producción existente, sin necesidad de colocar algún dispositivo mecánico para dirigir el flujo hacia la zona de interés. Este método de inyección es de alguna forma simple debido a que el fluido es bombeado en un solo tiempo. La colocación con este método puede ser exitoso, sólo si la zona de interés es la única zona abierta, el pozo cuenta con un buen estado mecánico y además si el daño provocado a otras zonas de interés, abiertas al flujo, no es significativo. Debido a su simpleza este método de colocación es generalmente el más económico y fácil de aplicar.

2. Colocación del Tratamiento con un Empacador Mecánico.

Es una técnica de inyección simple, la cual utiliza un empacador para aislar la zona de interés. Para el aislamiento se puede utilizar doble empacador, un solo empacador, tapones de arena o algún tipo de combinación.

3. Inyección Doble.

Esta técnica es una variante de la técnica con empacador mecánico, que se aplica cuando se tienen dos intervalos disparados y solo se requiere intervenir uno de ellos. La secuencia de pasos para la colocación del sistema fluido es la siguiente: se realiza el aislamiento mecánico de la zona de interés, con la zona que se desea proteger; para prevenir la invasión del tratamiento hacia la zona adyacente, un segundo fluido que no provoque daño se bombea simultáneamente con el tratamiento. Si la zona de interés se encuentra por arriba de la zona que requiere protección, el tratamiento es bombeado hacia el fondo del pozo por el espacio anular que hay entre TR y TP y el segundo fluido se bombea por la TP. Si la zona de interés se encuentra por debajo de la zona que tiene que ser protegida, el tratamiento se bombea por la TP y el segundo fluido se bombea por el espacio anular. Se debe tener cuidado de que la presión de inyección de ambos fluidos se mantenga equivalente.

4. Isoflujo.

Esta técnica de colocación provee de un método de direccionar el tratamiento hacia el área de interés, sin necesidad de utilizar aislamiento mecánico. El extremo de la sarta de producción se coloca en la parte superior del intervalo de interés y se bombean dos fluidos simultáneamente, uno por el interior de la TP y el otro por el espacio anular, dependiendo de la localización relativa de la zona de interés. Una herramienta de registro se mantiene en el extremo de la TP. Al fluido que se bombea por el espacio anular, se le adiciona un material que puede ser detectado por la herramienta de registro. Durante su colocación, la localización de la interfase entre los dos fluidos se monitorea y los gastos de bombeo se ajustan de tal forma que las interfases anular y por TP se mantengan a un mismo nivel.

III.2.3.1. Consideraciones para la Colocación del Tratamiento.

1. Viscosidad.

Al aplicar un sistema de fluidos con la finalidad de sellar o reducir la permeabilidad absoluta de una zona de interés del yacimiento es necesario aislar la zona a tratar para no dañar las zonas adyacentes que no son de interés para el tratamiento. Sin embargo, se sabe de ante mano, que en ocasiones no se puede lograr un aislamiento completo del tratamiento o ya dentro de la zona a tratar, el flujo se puede derivar hacia otras zonas que no son de interés, resultando poco fácil (o poco posible), aislar la sección de los disparos que producen agua.

Los sistemas más efectivos son aquellos que utilizan una formulación sellante que preferencialmente penetre por los canales de alta permeabilidad por donde fluya el agua. Al ser colocados los sistemas fluidos base, tienden preferencialmente a fluir a través de las capas de alta permeabilidad, mientras que los fluidos con alta viscosidad tienden a auto difundirse. La minimización de riesgo de provocar daño a zonas adyacentes al lugar del tratamiento, se lleva a cabo con el diseño cuidadoso del trabajo, lo que involucra que se tiene que realizar un buen trabajo de caracterización de la problemática, donde se identifique correctamente el mecanismo de producción de agua y las variables inherentes al comportamiento del flujo en el yacimiento. Algunas de estas variables son:

1. Condiciones de la terminación de los pozos incluyendo la evaluación de los disparos.
2. Continuidad de los estratos o cuerpos productores y sus propiedades intrínsecas como son la permeabilidad, saturación, porosidad, etc.
3. Orientación de las permeabilidades.
4. Permeabilidades relativas de dichos cuerpos.
5. Presencia y características de las fallas y fracturas naturales.
6. Tratamientos efectuados como re-cementaciones o estimulaciones y sus posibles fracturas inducidas.

Para el caso de sistemas gelantes, dado que las soluciones empleadas contienen alrededor de 95% de agua, sus características físicas (densidad, viscosidad, etc.), al momento de ser

inyectados a la formación, son similares a las del agua, por lo que al entrar en contacto con el yacimiento el flujo preferencial es por las zonas previamente invadidas por agua. Después de un tiempo de gelado (tiempo necesario para que la solución forme un gel que prácticamente no fluye), debido al bloqueo de los canales preferenciales formados por el agua, el flujo se diversifica desplazando al aceite por las zonas que no han sido barridas, provocando de esta manera que la producción de aceite se incremente y la producción de agua se reduzca.

2. Temperatura.

Cuando se lleva a cabo un tratamiento en el pozo, con algún sistema que gelifica en la matriz rocosa, es necesario dejar cerrado el pozo durante un cierto periodo hasta que el tratamiento adquiera la suficiente consistencia para evitar que el flujo regrese el producto hacia el pozo, eliminar la posibilidad de que el tratamiento se desplace debido al flujo cruzado, o evitar que el producto sea desplazado por alguna inyección de agua. Es común que el tiempo de gelificación se diseñe en base al tiempo requerido para colocar el tratamiento (dependiente del tiempo de bombeo), y en base a la temperatura estática del pozo. Sin embargo, cuando los fluidos se inyectan dentro de una zona de interés, la temperatura de dicha zona disminuye significativamente dado que los enfriamientos son más drásticos a altas velocidades de inyección.

Cuando son requeridos largos tiempos de tratamiento, las simulaciones de enfriamiento se deben hacer previamente y el tratamiento debe ser diseñado para reaccionar en un tiempo razonable. Esto significa ajustar la velocidad de bombeo, la formulación del tratamiento, o ambas. La decisión también puede depender del sistema seleccionado; puede haber limitaciones temperatura/tiempo o alguna dependencia tiempo/resistencia.

Para los sistemas de gelación in situ, se han estudiado los factores que afectan el tiempo de gelación, resultando que el tiempo de gelación disminuye cuando se incrementa la temperatura, la concentración del polímero y/o del agente encadenador y aumenta cuando se incrementa la velocidad de flujo en el tratamiento.

IV. PROCEDIMIENTO PARA EL ADECUADO CONTROL DE AGUA.

Por definición, un procedimiento es una sucesión o secuencia cronológica de actividades, que realizada por una o varias personas, constituye una unidad y son necesarias para realizar una función o aspectos de ella. Para la actividad de control de agua es necesario tener presente una secuencia de pasos que indiquen el orden de actividades que permita tener una evaluación cualitativa y cuantitativa del trabajo, para que de esta manera se pueda controlar de manera efectiva esta problemática y contar con un diseño apropiado a las necesidades que lleven a tener una eficiencia y mejor desempeño en la producción de aceite de los pozos vía la reducción de la producción de agua.

Los procedimientos, son una de las mejores herramientas administrativas ya que le permite a cualquier organización normalizar sus operaciones. La normalización es la plataforma sobre la cual se sustenta el crecimiento y el desarrollo de una organización dándole estabilidad y solidez.

Un procedimiento debe documentar principalmente aquellas actividades que conforman la razón de ser de la organización y aquellas en que es muy costoso el no contar con una guía detallada para hacer correctamente una actividad.

Hay dos razones principales que se deben tomar en cuenta para la elaboración de procedimientos, la primera, es el beneficio propio de gente experta, ya que ésta tiene la oportunidad de dejar huella en su paso por la empresa, y la segunda, porque al dar el conocimiento a más personal, se delegará la actividad rutinaria al personal, y el personal experto dedicará su amplio conocimiento a nuevos proyectos relacionados con la producción de agua o cualquier otro tema.

La elaboración de procedimientos implica en primer lugar definir las funciones y responsabilidades de cada una de las áreas que conforman la empresa.

Por lo antes mencionado, se presenta un procedimiento que describe los pasos para poder controlar la producción de los pozos productores de agua.

El procedimiento siguiente se debe tomar como una propuesta inicial a partir de la cual, cualquier persona que tenga interés en el tema y además lo domine le dé un seguimiento que supere las expectativas de este trabajo, y que en el campo de aplicación pueda ser contemplado para adaptarse y ser certificado por la norma ISO 9000.

Todas las actividades que se realizan, están de manera natural regidas por procedimientos, es a través de ellos que se documentan los conocimientos y experiencias de problemas relacionados con la producción de agua.

IV.1. Pasos para Elaborar Procedimientos.

1. El coordinador capacitará y adiestrará a los directores, gerentes, jefes, supervisores, responsables de área y auxiliares de la organización en la elaboración de procedimientos.
2. El coordinador pedirá a cada participante que haga una lista de las principales políticas y procedimientos de su área.
3. El participante seleccionará el procedimiento más importante que se requiera desarrollar en su área.
4. El participante empezará a elaborar el procedimiento seleccionado, iniciando con la elaboración del diagrama de flujo correspondiente.
5. El elaborador del procedimiento presentará a todo el grupo involucrado, el diagrama de flujo para hacer una revisión conjunta con ellos, que incluya los criterios, puntos de vista y mejores prácticas de los participantes, asegurando así, que el procedimiento cumple adecuadamente con el propósito.
6. El elaborador desarrollará el procedimiento de acuerdo a los lineamientos estandarizados (procedimiento maestro).

IV.2. Formatos.

Son todas aquellas formas o documentos que se utilizan periódicamente para registrar información y evidencia relacionada con el sistema de trabajo de la organización.

Los formatos sirven para:

1. Recopilar y analizar la información.
2. Documentar el avance y situación de un producto a través de un proceso.
3. Monitorear y rastrear información.
4. Hacer comparación de un periodo a otro.
5. Solicitar actividades específicas.
6. Obtener aprobación/autorización.
7. Servir como base para la innovación y mejora continua.

Para desarrollar cualquier procedimiento es necesario definir un formato que cumpla con las características que dicten las normas establecidas que se pretendan (ISO 9000). A continuación se describe el formato que se aplicará al realizar el procedimiento para controlar la producción de agua en pozos de aceite.

Los formatos que se utilizarán para desarrollar el procedimiento de producción de agua, los cuales cumplen con las normas de calidad son:

1. Formato de portada.
2. Formato para desarrollar el procedimiento.

1. Formato de portada.

LOGOTIPO DE LA ORGANIZACION EN COLOR

PORTADA DE LA PROCEDIMIENTO PARA	
NOMBRE: _____	
CÓDIGO: _____	
ELABORÓ: _____	FIRMA: _____
APROBÓ: _____	FIRMA: _____
FECHA DE APROBACIÓN / REVISIÓN: _____	
TÍTULO	
	HOJA
1. PROPÓSITO 2. ALCANCE 3. RESPONSABILIDADES 4. DEFINICIONES 5. RESPONSABLE DE LA REVISIÓN DEL PROCEDIMIENTO 6. REVISIÓN DEL PROCEDIMIENTO 7. DOCUMENTOS APLICABLES Y/O ANEXOS 8. DIAGRAMA DE FLUJO 9. PROCEDIMIENTO 10. LISTA DE DISTRIBUCIÓN	
ANEXOS	

PARA SER LLENADO ÚNICAMENTE POR LA GERENCIA DE ÁREA		
No de revisión:	Nombre del registrador:	Fecha de emisión:

2. Formato de desarrollo del proceso

ESCUDO DE LA FI	ESCUELA	CÓDIGO
	FACULTAD	PÁGINA
	TEMA	FECHA
	PROCEDIMIENTO	

**DESARROLLO DEL
PROCEDIMIENTO.**

A continuación se procederá a describir el procedimiento y sus procesos los cuales permitirán estandarizar aplicaciones relacionadas con el problema de la producción de agua, debe mencionarse que no todos los pozos presentan problemas iguales, pero este procedimiento debe ser moldeado para que también se mejore con respecto a aplicaciones futuras. Está enfocado para definir el tratamiento adecuado que controle la producción de agua, cumpliendo los requerimientos que satisfacen las normas de calidad establecidas en el ISO 9000.

IV.3. Descripción del Procedimiento y Procesos.

Procedimiento Maestro.

En este procedimiento se desglosa cada uno de los procesos que conllevan a lograr el objetivo de disminuir y controlar la producción de agua en pozos de aceite. Es importante mencionar que la problemática a la cual se enfoca el presente procedimiento, es una de la que involucra la participación de una gran cantidad de departamentos por lo cual serán referidos como: personal o departamentos involucrados, y personal o departamentos directamente responsables. El personal involucrado en todos los procesos son: diseño (yacimientos), producción, geología, servicio a pozos, diseño de perforación y mantenimiento a pozos (PMP), operación PMP y compañías de servicio.

Los procesos que contempla el procedimiento maestro son:

1. Análisis de antecedentes y estudios previos.
2. Predicción de la producción de agua.
3. Prevención a la irrupción de agua.
4. Monitoreo.
5. Identificación de la problemática.
6. Diagnóstico del problema.
7. Selección del tratamiento.
8. Evaluación económica y análisis de riesgo.
9. Ejecución del tratamiento.
10. Monitoreo y evaluación de resultados.

Como punto de partida o inicio, para nuestro procedimiento, consideraremos que éste se aplicará a todos los pozos productores que tengan desde el punto de vista yacimiento inherente a la producción de agua (mecanismo de empuje por acuífero activo). En casos particulares donde se utilice como dato de entrada un pozo para aplicar una medida correctiva, se dará por hecho que el pozo a intervenir, es un "pozo candidato", es decir, fue seleccionado mediante algún criterio especial o metodología específica.

Proceso 1. Análisis de Antecedentes y Estudios Previos.

En este proceso se evaluarán los antecedentes del pozo, así como la recopilación de las técnicas y tecnologías de solución del problema, relacionando a los departamentos responsables, los cuales son: diseño (yacimientos) y producción.

1. Recopilar la información referente a los datos estadísticos de problemáticas y soluciones a nivel de: intervalo productor, campo, yacimiento, tratamiento, presiones, temperatura, así como las causas que originaron el problema.
2. Ubicar al pozo en estudio dentro de la estadística.
3. Evaluar los antecedentes del pozo para que se tenga un panorama más integral.
4. Seleccionar las técnicas y tecnologías que permitan solucionar o controlar el problema de producción de agua.
5. Efectuar una discretización de las intervenciones que tuvieron éxito o fueron un fracaso.
6. Generar un expediente que almacene la información del resultado de este proceso.

Proceso 2. Predicción de la Producción de Agua.

En este proceso se pretende llevar a cabo una secuencia de pasos que permita anteceder la producción de agua y su posible impacto negativo en la productividad del pozo, además contar con los mecanismos correctos que nos lleven a la aplicación de estrategias de solución de tipo integral. Los departamentos responsables de esta actividad son: diseño (yacimientos) y producción, además se cuenta con la participación de geología, servicio a pozos, diseño de PMP y compañía de servicio.

1. Obtener la información referente a: Análisis de pruebas de presión, muestras de fluidos, caracterización del yacimiento, pronósticos de producción, y mecanismos de desplazamiento de fluidos en el yacimiento.
2. Llevar a cabo una revisión de los resultados de los análisis de pruebas de variación de la presión.
3. Evaluación de los resultados obtenidos en los análisis de muestras de fluidos tanto a condiciones de fondo como en superficie.
4. Realizar un análisis de los resultados de estudios de caracterización del yacimiento.
5. Revisión de los pronósticos de producción del pozo en estudio y pozos terminados en condiciones parecidas dentro del mismo yacimiento.
6. Se obtiene como resultado de este proceso, los elementos necesarios para hacer una predicción de la producción de agua por algún mecanismo en particular.

Proceso 3. Prevención de la Irrupción de Agua.

En la industria es muy común realizar trabajos correctivos, los cuales en casi todos los casos resultan costosos y algunas veces poco efectivos, por lo que se considera necesario realizar procesos preventivos que puedan retrasar al máximo con respecto al tiempo la producción de agua de los pozos productores de aceite. Los departamentos responsables de esta actividad son: diseño (yacimientos) y producción, además de los departamentos anteriores se tiene la participación de otras áreas como son: servicio a pozos, diseño de PMP y compañía de servicio.

1. Conjuntar la información referente a: Posibles causas de la producción de agua, ritmos propuestos de explotación por yacimientos, estado mecánico del pozo y especificaciones de la terminación.
2. Obtener las posibles causas de producción de agua dando prioridades.
3. Llevar a cabo un estudio detallado de las técnicas y tecnologías empleadas para la prevención.
4. Considerar dentro del diseño de la terminación, la técnica o tecnología para la prevención de la irrupción de agua.
5. Se obtiene como resultado un diseño de la terminación del pozo, utilizando el criterio de prevención de la irrupción de agua.

Proceso 4. Monitoreo.

El monitoreo es una actividad que se debe realizar de manera continua ya que permite adelantarse al problema de la producción de agua, y aplicar alguna solución que disminuya el impacto en la producción de aceite. Los departamentos responsables son: diseño (yacimientos) y producción.

1. Adquirir la información siguiente; estado mecánico del pozo, aforos efectuados al pozo, historia de producción, estado de la terminación, historia de reparaciones y tratamientos en el pozo, muestreo de fluidos, pruebas en núcleos, profundidad original del contacto agua-aceite, estado del pozo, registros de litología, y registros de temperatura.
2. Realizar un análisis detallado de los registros de la declinación de la producción.
3. Llevar a cabo un estudio detallado de las pruebas de la declinación de la presión.
4. A través del análisis de los registros de las saturaciones, rectificar el avance del contacto agua-aceite.
5. Llevar a cabo una cuantificación y análisis de los fluidos producidos.
6. Este proceso tendrá como resultado un expediente que contenga información del registro continuo de los distintos fluidos producidos, así como de las condiciones a las que se encuentran.

Proceso 5. Identificación de la Problemática.

La identificación del problema es una parte medular del procedimiento debido a que no se podrá tener alguna propuesta de solución correcta, hasta que no se diagnostique correctamente. En este punto aplicamos la filosofía de que "al detectar correctamente un problema, ya tenemos la mitad de la solución". Los departamentos directamente responsables de esta actividad son: diseño (yacimientos) y producción, con la colaboración de geología, servicio a pozos, diseño de PMP y compañía de servicio.

1. Es necesario contar con información de: monitoreo del pozo, registros de ruidos, registros de producción (WFL, PLT, TDT), registros de cementación (CBL), registro neutrón - gamma, perfiles de saturaciones, parámetros del yacimiento (porosidad, permeabilidad, perfiles de presión) y el historial de perforación.
2. ¿Existe producción de agua?
NO: ir al nodo A dentro del proceso 10.1.4 "monitoreo".
SI: continuar en el paso No 3.
3. Llevar acabo un estudio que permita obtener de manera confiable el origen de la producción de agua.
4. ¿Las causas que provocan la entrada de agua al pozo, están relacionadas con el yacimiento?
SI: continuar en el paso No 5.
NO: continuar en el paso No 6.
5. Efectuar una predicción de la producción futura de agua para tener en cuenta la magnitud del problema.
6. Seleccionar y aplicar las medidas correctivas al pozo y continuar en el nodo A dentro del proceso 10.1.4 "monitoreo".
7. Definir el límite económico de la producción de agua de acuerdo a la visión y criterios integrales de todo el proceso.
8. Llevar a cabo una evaluación de la capacidad del equipo para manejar los volúmenes de agua pronosticados.
9. ¿Es un problema la capacidad de manejo de agua?
SI: continuar en el paso No 10.
NO: continuar en el nodo A dentro del proceso 10.1.4 "monitoreo".
10. Se tiene como resultado la identificación de la problemática particular de un pozo.

A. Proceso 10.1.4. "monitoreo".

Proceso 6. Diagnóstico del Problema.

El diagnóstico de la problemática específica de un pozo es indispensable. Es importante remarcar que no necesariamente resultará una solución, siendo más común resultar en un grupo de soluciones clasificadas y jerarquizadas. Para la realización de esta actividad el departamento responsable es diseño (yacimientos), sin embargo también tienen participación: geología, servicio a pozos, diseño de PMP y compañía de servicio.

1. Adquirir la información referente a: antecedentes y estudios previos, predicción de la producción de agua, prevención de la irrupción de agua, monitoreo, identificación de la problemática, estudios con trazadores, estudios geológicos, secciones estructurales y estratigráfica, potencial del pozo, reservas de aceite y registros geofísicos tomados durante la perforación.
2. Realizar un análisis detallado de toda la información involucrada para asegurar su validez y utilidad.
3. Correlacionar toda la información relacionada.
4. ¿El potencial del pozo y/o reservas justifican alguna intervención en el pozo?
SI: continuar en el paso No 5.
NO: continuar en el paso No 8.
5. Obtener curvas de diagnóstico de producción de agua (historia de producción del pozo, relación agua-aceite y sus derivadas, producción acumulada y declinación de la energía del campo).
6. Es necesario realizar una definición de las expectativas que se planearon, para poder tener un diagnóstico plenamente definido.
7. Obtenemos como resultado de este proceso, un diagnóstico del problema del cual partiremos para realizar una selección de tratamiento.
8. ¿Se trata de un pozo rentable económicamente?
SI: continuar en el paso No 9.
NO: continuar en el paso No 10.
9. Continuar con la explotación e ir al nodo A dentro del proceso 10.1.4 "monitoreo".
10. Cerramos, convertimos o taponamos el pozo e ir al nodo B dentro del procedimiento maestro.

A. Proceso 10.1.4. "monitoreo".

B. Procedimiento 10.0. "procedimiento maestro".

Proceso 7. Selección del Tratamiento.

Uno de los pasos que se deben analizar con máximo detalle es el referente a la selección del fluido de control del agua, ya que de esta selección depende el éxito que se pueda tener al aplicar el tratamiento a la formación. El personal responsable de desarrollar el presente proceso es diseño (yacimientos), con la colaboración de: producción, servicio a pozos, diseño PMP y compañía de servicio.

1. Como dato de entrada, es necesario partir de la identificación de la problemática y del diagnóstico del problema.
2. Efectuar una selección de las soluciones técnicas más viables que permitan un mejoramiento sustancial en la producción de aceite.
3. Llevar a cabo una comparación de los tratamientos propuestos con los antecedentes de éxito o fracaso (estadísticos) para reafirmar la toma de decisiones.
4. Preparar una clasificación y jerarquización técnica de las intervenciones más viables a ser ejecutadas.
5. Hacer un análisis de los efectos de la producción de agua sobre otras problemáticas como pudieran ser la producción de arena, la corrosión y/o la depositación de incrustaciones.
6. Llevar a cabo una integración de los estudios requeridos para evaluar y comprender la problemática y los efectos de la producción de agua. (caracterización del problema).
7. Se tiene como resultado de este proceso, a detalle, las técnicas y tecnologías de solución más apropiadas.

Proceso 8. Evaluación Económica y Análisis de Riesgo.

El análisis económico es uno de los procesos que todo proyecto debe tener, debido que es el indicador que nos permite saber si existen condiciones que justifiquen ejecutar las acciones propuestas. Es inherente a la industria la existencia de riesgo, por lo cual debe ser considerado en la toma de decisiones. El concepto riesgo debe ser tomado como la posibilidad o probabilidad de que algo ocurra. El personal responsable de desarrollar el presente proceso es diseño (yacimientos), con la colaboración de: servicio a pozos, diseño de PMP y compañía de servicio.

1. Es necesario conjuntar la información referente a: reservas de aceite y gas, estimación de costos, precios de venta de aceite, costo de operación y mantenimiento, y costo por manejo de agua.
2. Para cada una de las alternativas de solución se deberá evaluar de los pasos 3 a 14 y después continuar en el paso 15.
3. Hacer una relación de todos los factores que intervienen en la aplicación de la alternativa de solución.
4. Determinar los factores susceptibles de cambiar y precisar todos los rangos de variación.
5. Realizar arreglos aleatorios de los factores.
6. Hacer la determinación de los ingresos obtenidos.
7. Determinar el valor de la inversión.
8. Determinar el valor de los egresos.
9. Calcular valor presente neto (VPN).
10. Evaluar relación beneficio costo (RBC).
11. Calcular la tasa de rendimiento.
12. Calcular la tasa de ganancia.
13. Evaluar la tasa interna de rendimiento.
14. Determinar el tiempo de recuperación de la inversión.
15. Llevar a cabo una clasificación y jerarquización de intervenciones de acuerdo a los criterios definidos (factibilidad técnica, evaluación económica y análisis de riesgo).

16. Efectuar la toma de decisiones para selección de la alternativa de solución involucrando: políticas, metas de plan de negocio, presupuesto, curva de aprendizaje, estado de la tecnología, etc.
17. Como resultado de este proceso, se tiene la selección metódica y sistemática de una alternativa de solución con probabilidad alta en el nivel de éxito.

Proceso 9. Ejecución del Tratamiento.

El éxito que se pueda tener en la ejecución de una alternativa de solución (tratamiento), depende de hacer lo correcto en la secuencia de pasos correcta. La colocación de un tratamiento y el éxito logrado en su implantación para el control de la producción de agua, se vera fuertemente influenciado por la correcta caracterización del problema y por lo apropiado que sea la selección y diseño del tratamiento. En las actividades de este proceso los departamentos responsables son servicio a pozos, operación PMP y la compañía de servicio, con la participación de diseño de PMP.

1. Conjuntar la información referente a: tratamiento seleccionado como alternativa de solución y además las propuestas de compañías prestadoras de servicio.
2. Planear y diseñar la aplicación del tratamiento.
3. Llevar a cabo la elaboración del programa de ejecución del tratamiento donde se incluyan actividades secuenciales y responsables.
4. Aplicación del tratamiento.
5. El proceso da como resultado la aplicación de un tratamiento para el control de la producción excesiva de agua.

Proceso 10. Monitoreo y Evaluación de Resultados.

Una vez aplicado el tratamiento es necesario llevar a cabo un monitoreo que nos permita evaluar los resultados, en función de estos es necesario continuar con el proceso de mejora continua y mejores prácticas. Los departamentos responsables en este proceso son: diseño (yacimientos) y producción. Dentro de las actividades de este proceso se cuenta con la colaboración de geología, servicio a pozos, diseño de PMP, operación PMP y compañía de servicio.

1. La información de entrada a este proceso es el tratamiento aplicado y los resultados obtenidos como respuesta inmediata.
2. Llevar a cabo un monitoreo del comportamiento de la producción y de las presiones, así como del comportamiento de las curvas de diagnóstico.
3. ¿Se logró un éxito en la aplicación del tratamiento?
SI: Continuar con el paso No 4.
NO: Continuar en el paso No 7.
4. Llevar a cabo una evaluación del tratamiento para generar curvas de aprendizaje.
5. Incorporar los resultados a estadísticas de problemas y soluciones (procesos de mejora continua y mejores prácticas).
6. Como resultado de este proceso se tiene un pozo con su tratamiento de agua monitoreado y evaluado, integrándose inmediatamente al proceso de monitoreo a través del nodo A dentro del proceso 10.1.4 "monitoreo".
7. Efectuar un diagnóstico de falla.
8. ¿Se justifican técnicamente medidas correctivas?
SI: Continuar en el paso No 9.
NO: Continuar en el paso No 10.
9. ¿Fue error operativo?
SI: Continuar e ir al nodo C, dentro del proceso 10.1.8 "ejecución del tratamiento".
NO: Continuar en el nodo D, dentro del proceso 10.1.7 "evaluación económica y análisis de riesgo".
10. Explotar otro intervalo, cerrar, convertir el pozo a otro servicio o taponar y continuar en el nodo B, dentro 10.0. "procedimiento maestro".

- A. Proceso 10.1.4. "monitoreo".
- B. Procedimiento 10.0. "procedimiento maestro".
- C. Proceso 10.1.8. "ejecución del tratamiento".
- D. Proceso 10.1.7. "evaluación económica y análisis de riesgo".

V.4. Aplicación del Procedimiento para Controlar la Producción de Agua.



Nombre: Procedimiento para el adecuado control de agua.
Código: Procedimiento FI 001

Elaboró: Ramírez Nube José Firma: _____
Aprobó: Blanco Galán Jaime Firma: _____
FECHA DE APROBACIÓN / REVISIÓN: 13 de Noviembre del 2003

TÍTULO	HOJA
1.0. INTRODUCCIÓN.	
2.0. PROPÓSITO.	
3.0. ALCANCE.	
4.0. RESPONSABILIDADES.	
5.0. DEFINICIONES.	
6.0. RESPONSABLE DE LA REVISIÓN DEL PROCEDIMIENTO.	
7.0. REVISIÓN DEL PROCEDIMIENTO.	
8.0. DOCUMENTO APLICABLE Y/O ANEXOS.	
9.0. DIAGRAMA DE FLUJO.	
10.0 PROCEDIMIENTO MAESTRO.	
10.2. PROCESOS.	
11.0 LISTA DE DISTRIBUCIÓN.	

PARA SER LLENADO ÚNICAMENTE POR LA GERENCIA DE ÁREA		
0 (NUEVO)	S. Martínez	14 de Noviembre del 2003
No de revisión:	Nombre del registrador:	Fecha de emisión:



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	PROCEDIM FI 001
FACULTAD DE INGENIERÍA	1 DE 25
CONTROL DE AGUA	FECHA
TITULO	13-NOV-2003

**PROCEDIMIENTO PARA
DEFINIR EL TRATAMIENTO
APROPIADO PARA EL
CONTROL DE AGUA.**



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	PROCEDIM F1 001
FACULTAD DE INGENIERÍA	2 DE 25
CONTROL DE AGUA	FECHA
I.G. INTRODUCCIÓN.	13-NOV-2003

Para desarrollar el procedimiento que permita controlar la producción de agua es necesario aplicar la metodología que nos permita llegar a este fin. La tecnología es indispensable para que una organización continúe su desarrollo. Por ello es muy importante que aproveche en primer lugar los conocimientos y experiencias de sus colaboradores, documentándolos adecuadamente a través de procedimientos.

La selección de tecnología está en función de:

1. La actual posición competitiva de la organización.
2. De su nivel de venta y utilidades
3. De sus ventajas competitivas
4. De la agresividad de sus competidores
5. De la actual recesión del mercado, y sobre todo,
6. De la capacidad y calidad de los recursos (técnicos y económicos) con que cuenta.

Un procedimiento es bueno en función de que subsane las actuales necesidades y de resultados en el corto plazo. ¡Sí! Un buen procedimiento debe empezar a dar resultados desde el principio.

Toda organización debe establecer sus estrategias tecnológicas para poder alcanzar las especificaciones de los productos actuales y futuros, reduciendo costos e incrementando calidad, además para definir y desarrollar los nuevos retos y procesos que definirán la posición competitiva del mediano y largo plazo.

¡Esperar que una organización sane por sí sola, puede ser mortal!.,



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	PROCEDIM FI 001
FACULTAD DE INGENIERÍA	3 DE 25
CONTROL DE AGUA	FECIA
2.0. PROPÓSITO.	13-NOV-2003

Desarrollar una metodología que permita sistematizar y uniformizar el proceso de caracterización del problema de producción excesiva de agua, para poder llevar a cabo, una correcta intervención que permita mejorar la producción de hidrocarburos a través de la aplicación de algún tratamiento seleccionado adecuadamente para el control de la aportación excesiva de agua en pozos de aceite.



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	PROCEDIM FI 001
FACULTAD DE INGENIERÍA	4 DE 25
CONTROL DE AGUA	FECHA
3.0. ALCANCE.	13-NOV-2003

Este procedimiento solo pretende orientar a aquellas personas que quieran elaborar procesos que les permitan controlar adecuadamente el funcionamiento de su empresa, con el propósito de poder aspirar a tener una certificación de normas de calidad, las cuales permiten tener como beneficio un mayor orden y control a todas sus actividades.

Aplicar un procedimiento para el adecuado control de agua nos permite documentar la información de una forma ordenada y practica para poder llegar a tener resultados positivos durante la aplicación de estas técnicas de control y poder actualizarlas continuamente para que sea un dispositivo que cada día sea más efectivo en su aplicación.



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	PROCEDIM F1 001
FACULTAD DE INGENIERÍA	5 DE 25
CONTROL DE AGUA	FECHA
4.0. RESPONSABILIDADES.	13-NOV-2003

1.- Elaboradores de procedimientos.

2.- A las personas que reciban el procedimiento.

(NO APLICABLE)




UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	PROCEDIM FI 001
FACULTAD DE INGENIERÍA	6 DE 25
CONTROL DE AGUA	FECHA
S.O. DEFINICIONES.	13-NOV-2003

1. **ANEXO.-** Son fuentes de información que se consideran vitales y necesarios para cumplir adecuadamente con un procedimiento o formato.
2. **CODIFICACIÓN.-** Representación de objetos o conceptos, por medio de claves o símbolos convencionales.
3. **DIAGRAMAS DE FLUJO.-** Es una gráfica que muestra la secuencia ordenada de actividades a seguir en el procedimiento y la interrelación que hay entre todas las personas o departamentos involucrados.
4. **MÉTODO.-** Es una guía detallada que muestra secuencial y ordenadamente las actividades que sigue una persona para realizar un trabajo.
5. **NORMA ISO-9000.-** Son un conjunto de normas internacionales que permiten desarrollar un sistema de calidad documentado.
6. **PROCEDIMIENTO.-** Es la guía detallada que muestra secuencial mente como dos o más personas realizan un trabajo.
7. **PROCESO.-** Es el conjunto de elementos que interactúan para transformar insumos, en bienes o productos terminados.



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	PROCEDIM FI 001
FACULTAD DE INGENIERÍA	7 DE 25
CONTROL DE AGUA	FECIIA
5.0. DEFINICIONES (CONTINUA).	13-NOV-2003

8. POZO EN PRODUCCIÓN.- Estos pozos se encuentran ubicados dentro de un programa de evaluación y medición.
9. POZOS CON PROBLEMAS DE PRODUCTIVIDAD.- Estos pozos se encuentran contemplados dentro de un programa de intervención.
10. POZO CERRADO CON POSIBILIDAD DE EXPLOTACIÓN.- Está variante se encuentra dentro de un programa de reparación.
11. POZO CERRADO SIN POSIBILIDAD DE EXPLOTACIÓN.- El programa en el cual se encuentran estos pozos, es el de programa de taponamiento definitivo.
12. POZO TAPONADO.- Es aquel pozo que ya tuvo un desarrollo de explotación.
13. SÍMBOLO.-Cualquier signo, figura, señal escrita, que sirve para representar ideas o cosas convencionales.
14. SIMBOLOGÍA.- Conjunto de símbolos y su significado.

	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	PROCEDIM FI 001
	FACULTAD DE INGENIERÍA	8 DE 25
	CONTROL DE AGUA	FECHA
	6.0. RESPONSABLE DE LA REVISIÓN DEL TRATAMIENTO.	13-NOV-2003

El responsable de editar, revisar, actualizar y difundir adecuadamente este procedimiento es el gerente de aseguramiento de calidad.

(NO APLICABLE)



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	PROCEDIM FI 001
FACULTAD DE INGENIERÍA	9 DE 25
CONTROL DE AGUA	FECHA
7.0. REVISIÓN DEL PROCEDIMIENTO.	13-NOV-2003

Este procedimiento será revisado cuando menos una vez al año, o antes si se cambia o mejora el sistema administrativo y operativo de la organización.

(NO APLICABLE)



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	PROCEDIM FI 001
FACULTAD DE INGENIERÍA	10 DE 25
CONTROL DE AGUA	FECHA
8.0. DOCUMENTO APLICABLE Y/O ANEXO.	13-NOV-2003

(NO APLICABLE)



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	PROCEDIM FI 001
FACULTAD DE INGENIERÍA	11 DE 25
CONTROL DE AGUA	FECHA
9.0. DIAGRAMA DE FLUJO.	13-NOV-2003

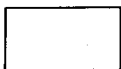
Los diagramas de flujo son medios gráficos que sirven para:

1. Describir las etapas de un proceso y entender como funciona.
2. Apoyar el desarrollo de métodos y procedimientos.
3. Dar seguimiento a los productos (bienes o servicios) generados por un proceso.
4. Identificar a los clientes y proveedores de un proceso.
5. Planificar, revisar y rediseñar procesos con alto valor agregado, identificando las oportunidades de mejora.
6. Diseñar nuevos procesos.
7. Documentar el método estándar de operaciones de un proceso.
8. Facilitar el entrenamiento de personal nuevo.
9. Hacer presentaciones directivas.



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	PROCEDIM FI 001
FACULTAD DE INGENIERÍA	12 DE 25
CONTROL DE AGUA	FECHA
9.0 DIAGRAMA DE FLUJO (CONTINÚA).	13-NOV-2003

SIMBOLOS BÁSICOS PARA ELABORAR DIAGRAMAS DE FLUJO.



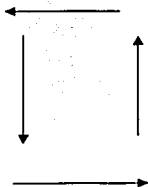
Este símbolo es un rectángulo que designa una actividad. Dentro de cada rectángulo se incluye una breve descripción de cada actividad.



Señala un punto en el proceso en el que hay que tomar decisiones, a partir de él, se ramifican en dos o más vías de camino que se pueden seguir. La vía tomada depende de la respuesta a la pregunta que aparece dentro del rombo. Cada vía se identifica según la respuesta a la pregunta.



El símbolo terminal es un ovalo que identifica sin ninguna ambigüedad, el principio y el final de un proceso, según la palabra que se utiliza para designar el punto de partida del flujo de un proceso; fin o final son palabras que se utilizan para designar el final del flujo del proceso.



La línea de flujo representa una vía del proceso, que conecta elementos del proceso: actividad, decisión, documento, etc. La punta de la flecha sobre la línea indica la dirección del flujo del proceso. Se permite usar únicamente flechas horizontales, verticales, no inclinadas.



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	PROCEDIM F1 001
FACULTAD DE INGENIERÍA	13 DE 25
CONTROL DE AGUA	FECHA
9.0 DIAGRAMA DE FLUJO (CONTINÚA).	13-NOV-2003




El conector es un círculo que se utiliza para indicar continuidad del diagrama de flujo. Se utiliza cuando el diagrama de flujo abarca dos o más hojas y se desea hacer referencia a alguna actividad anterior o posterior a la que se esta describiendo, o cuando físicamente una actividad está relativamente lejos de ella y no se desea utilizar una flecha. Generalmente se usan letras mayúsculas minúsculas o del alfabeto Griego dentro del círculo conector.

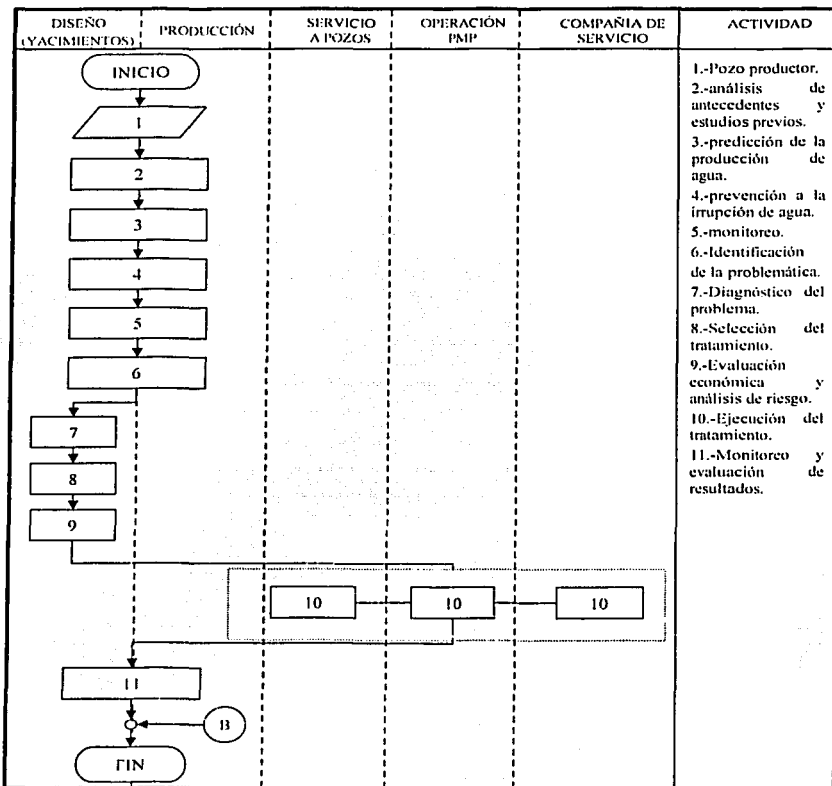


El símbolo documento, representa un documento generado por el proceso, y es donde se almacena información relativa a él.



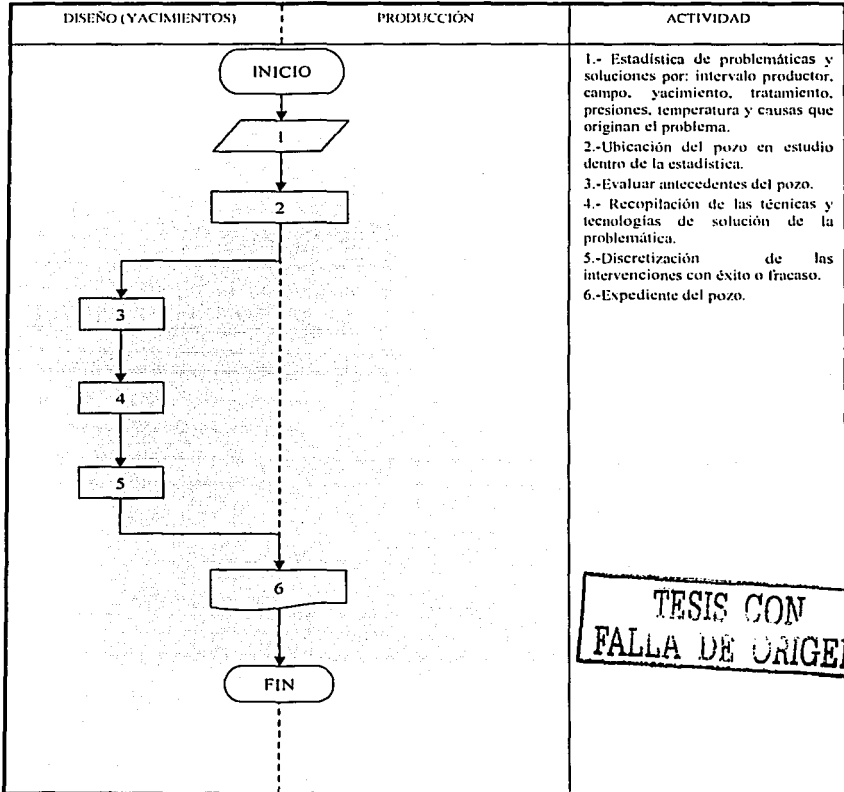
Este simbolo indica los datos de entrada que se necesitan para poder continuar con el proceso.

	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	PROCEDIM FI 001
	FACULTAD DE INGENIERÍA	14 DE 25
	CONTROL DE AGUA	FECHA
	10.0.- PROCEDIMIENTO MAESTRO.	13-NOV-2003



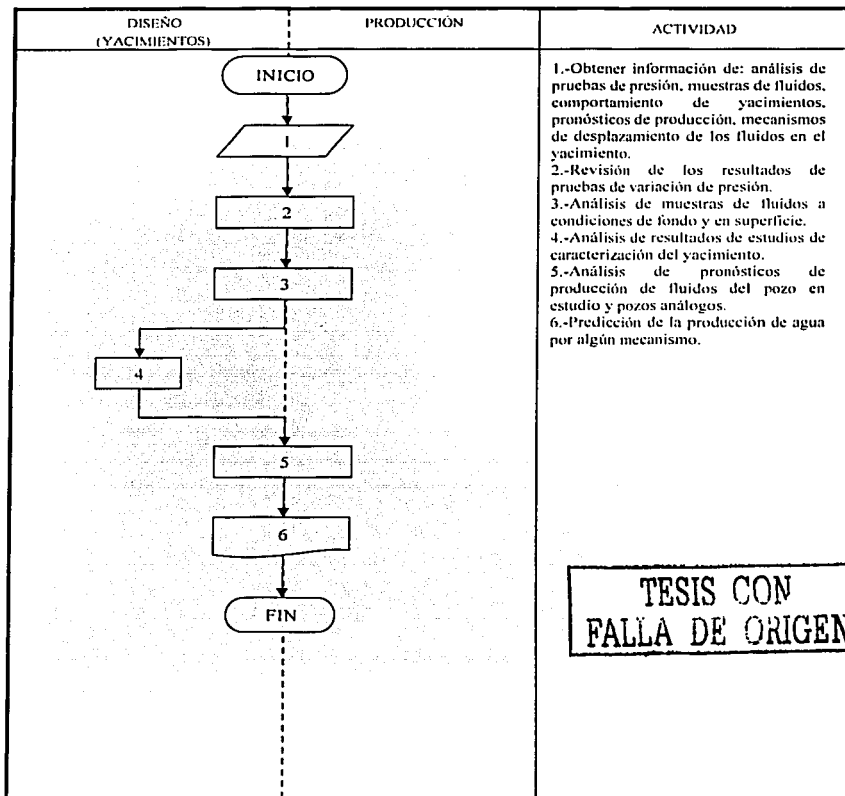


UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	PROCEDIM FI 001
FACULTAD DE INGENIERÍA	15 DE 25
CONTROL DE AGUA	FECHA
PROCESO 10.1.1. ANTECEDENTES Y ESTUDIOS PREVIOS.	13-NOV-2003





UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	PROCEDIM FI 001
FACULTAD DE INGENIERÍA	16 DE 25
CONTROL DE AGUA	FECHA
PROCESO 10.1.2. PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA.	13-NOV-2003





UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

PROCEDIM FI 001

FACULTAD DE INGENIERÍA

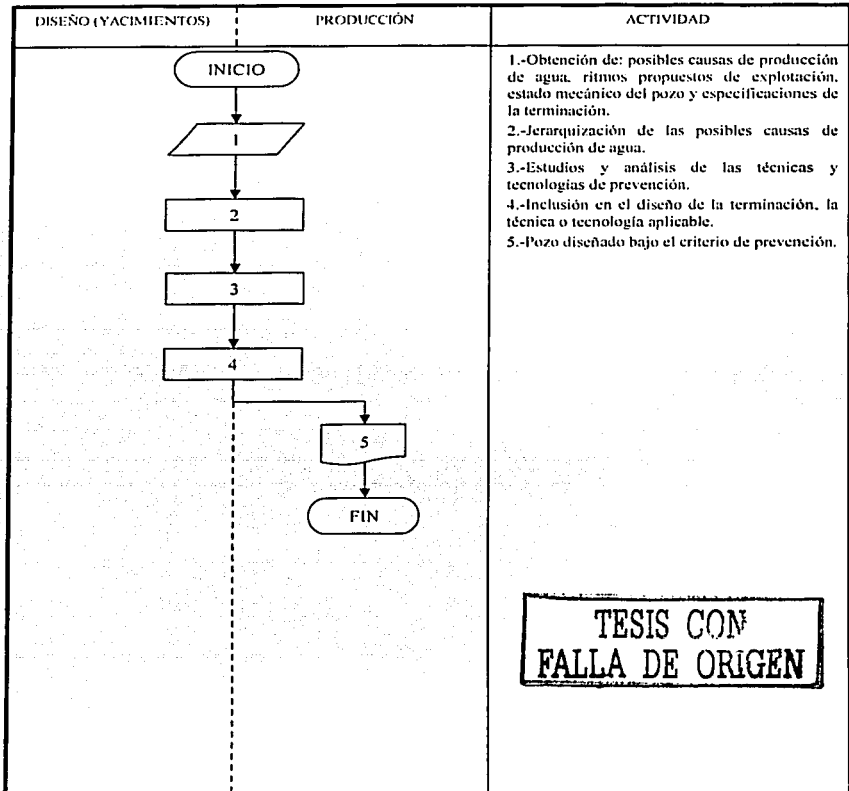
17 DE 25


CONTROL DE AGUA

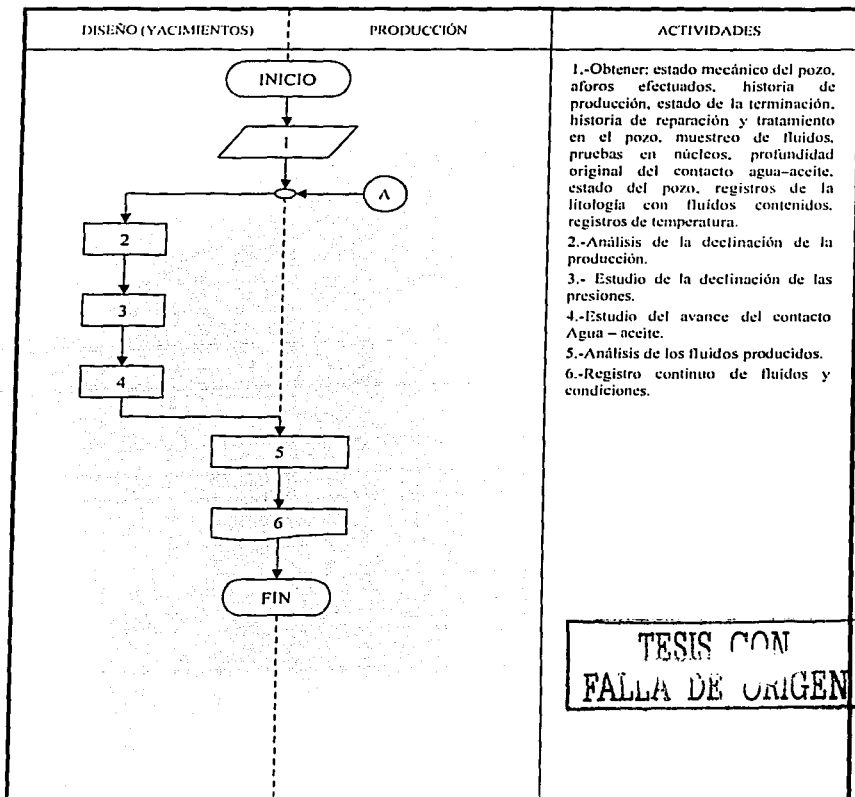
FECHA

PROCESO 10.1.3. PREVENCIÓN DE LA IRRUPCIÓN DE AGUA.

13-NOV-2003

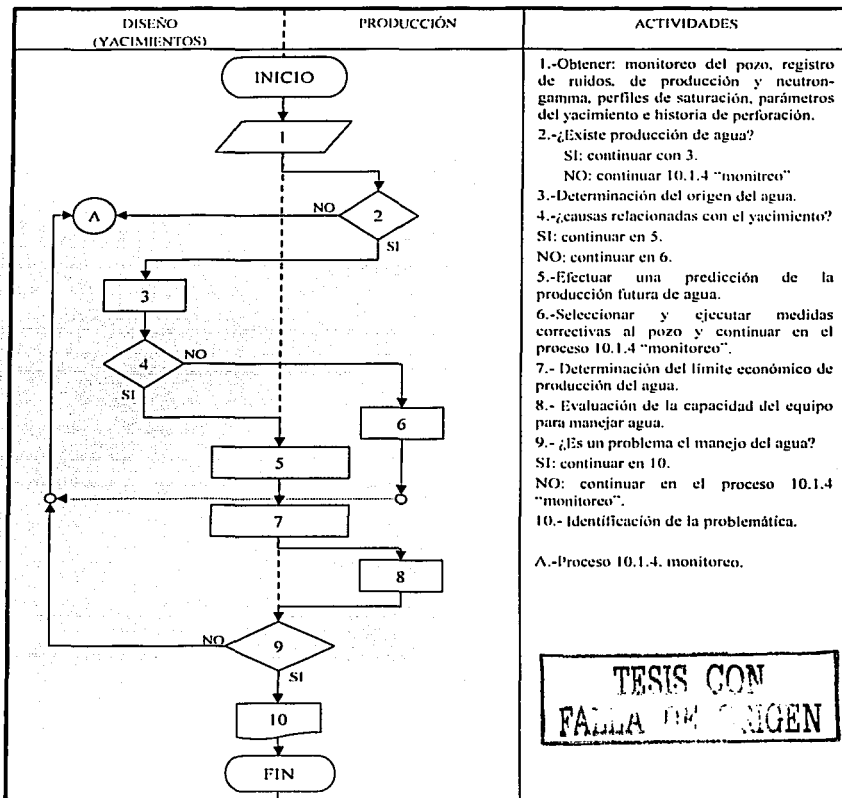


	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	PROCEDIM FI 001
	FACULTAD DE INGENIERÍA	18 DE 25
	CONTROL DE AGUA	FECHA
	PROCESO 10.1.4 MONITOREO.	13-NOV-2003



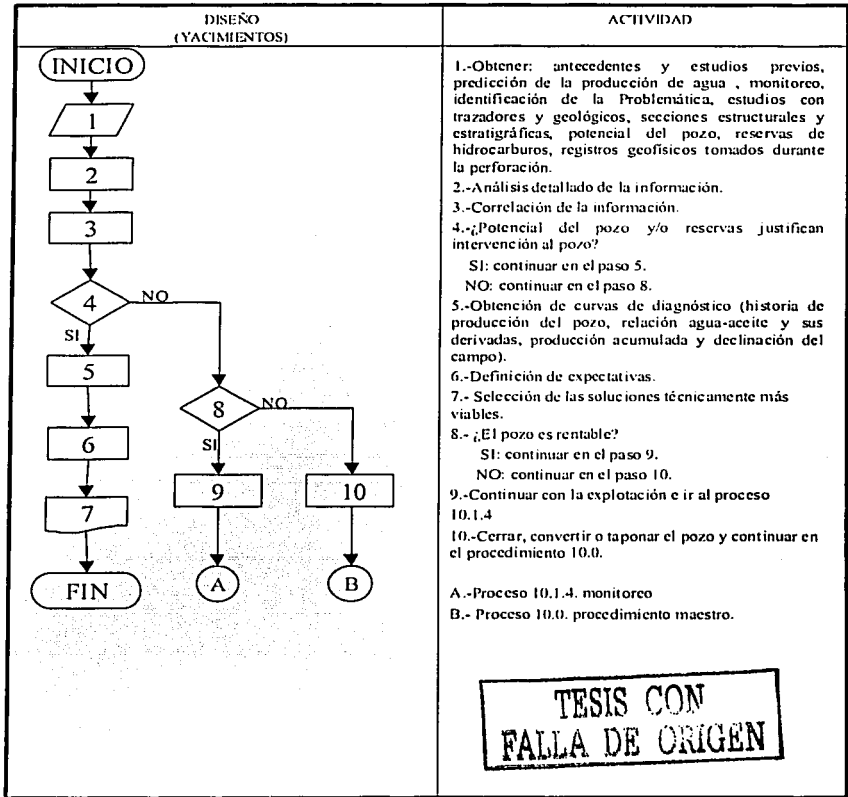


UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	PROCEDIM F1 001
FACULTAD DE INGENIERÍA	19 DE 25
CONTROL DE AGUA	FECHIA
PROCESO 10.1.5. IDENTIFICACIÓN DE LA PROBLEMÁTICA.	13-NOV-2003





UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	PROCEDIM FI 001
FACULTAD DE INGENIERÍA	20 DE 25
CONTROL DE AGUA	FECHA
PROCESO 10.1.6. DIAGNÓSTICO Y SELECCIÓN DEL TRATAMIENTO	13-NOV-2003



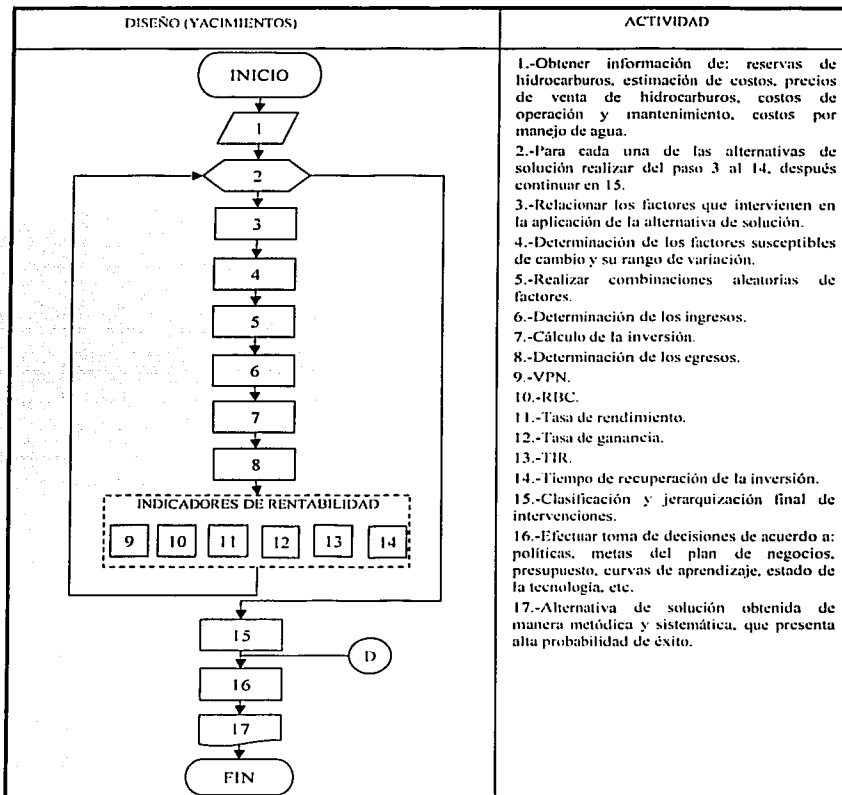


UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	PROCEDIM FI 001
FACULTAD DE INGENIERÍA	21 DE 25
CONTROL DE AGUA	FECHA
PROCESO 10.1.7. SELECCIÓN DEL TRATAMIENTO.	13-NOV-2003

DISEÑO (YACIMIENTOS)	ACTIVIDAD
<pre> graph TD INICIO([INICIO]) --> 1[/1/] 1 --> 2[2] 2 --> 3[3] 3 --> 4[4] 4 --> 5[5] 5 --> 6[6] 6 --> 7[7] 7 --> FIN([FIN]) </pre>	<ol style="list-style-type: none"> 1.- Datos requeridos: Identificación de la problemática y diagnóstico del problema. 2.- Obtención de las soluciones técnicamente más viables. 3.- Confrontar tratamiento propuesto con antecedentes (éxitos - fracasos). 4.- Elaborar clasificación y jerarquización técnica de intervenciones. 5.- Análisis de los efectos de la producción de agua sobre otras problemáticas. 6.- Caracterización del problema. 7.- Técnicas y tecnologías de solución más apropiada. <div style="border: 1px solid black; padding: 10px; text-align: center; margin-top: 20px;"> <p>TESIS CON FALLA DE ORIGEN</p> </div>



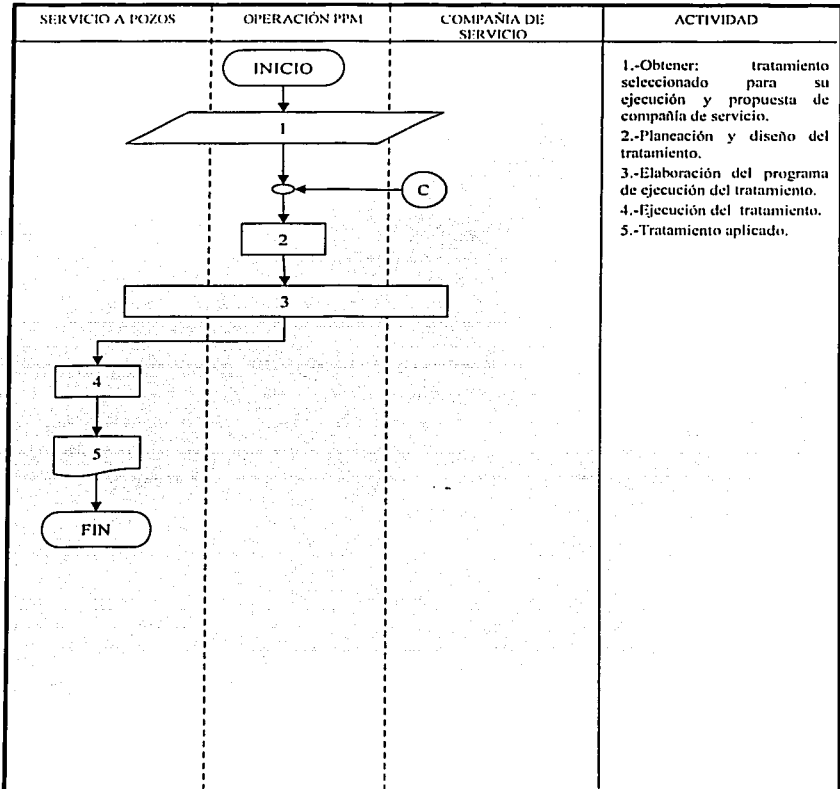
UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	PROCEDIM FI 001
FACULTAD DE INGENIERÍA	22 DE 25
CONTROL DE AGUA	FECHA
PROCESO 10 I.8. EVALUACIÓN ECONOMICA Y ANALISIS DE RIESGO	13-NOV-2003



**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



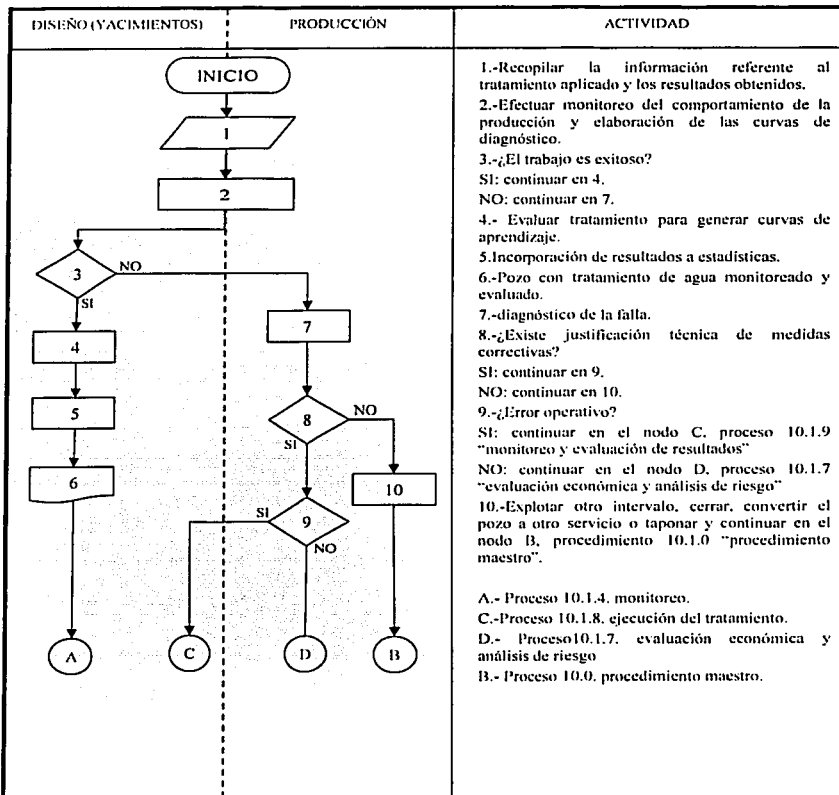
UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	PROCEDIM F1001
FACULTAD DE INGENIERÍA	23 DE 25
CONTROL DE AGUA	FECHA
PROCESO 10.1.9. EJECUCIÓN DEL TRATAMIENTO.	13-NOV-2003



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	PROCEDIM FI 001
FACULTAD DE INGENIERÍA	24 DE 25
CONTROL DE AGUA	FECHA
PROCESO 10.1.10. EVALUACIÓN DE RESULTADOS	13-NOV-2003





UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	PROCEDIM F1 001
FACULTAD DE INGENIERÍA	25 DE 25
CONTROL DE AGUA	FECHA
11.0. LISTA DE DISTRIBUCIÓN.	13-NOV-2003

(NO APLICABLE)

V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

1. En el análisis se debe tomar en cuenta el impacto de la terminación a lo largo de la vida útil del pozo y no solo considerar el valor del costo inicial.
2. Las tecnologías desarrolladas para el control de la producción excesiva de agua, en su gran mayoría, funcionan de acuerdo con lo esperado, de manera que la decisión de utilizarlas se debe fundamentar en el aspecto económico del proyecto y en la confiabilidad de su funcionamiento a mediano y largo plazo, según sea el caso.
3. El ahorro potencial derivado del control de la producción de agua es importante, sin embargo tiene más valor el potencial aumento en la producción y del factor de recuperación de aceite.
4. Resulta fundamental para el proceso diferencial entre el agua de barrido, el agua producida en flujo simultáneo a un gasto inferior al límite económico de la relación agua-aceite y el agua que no produce aceite o que la producción de aceite no es lo suficiente para compensar el costo asociado con el manejo de agua.
5. Para llevar a cabo un tratamiento de control de agua, es esencial conocer a detalle el programa específico, ya que existen problemas que no permiten soluciones simples y de bajo costo, las cuales pueden requerir modificaciones en la terminación o la producción como parte de la estrategia de explotación, por tanto en factor clave es el diagnóstico.
6. La falta de conocimiento de los diferentes problemas y consecuente aplicación de soluciones inapropiadas, es la razón principal por la cual no se ha podido concluir un método adecuado para el control de la producción de agua, resultando imprescindible contar con una historia de producción confiable, la cual contenga un cúmulo de información que contribuya a diagnosticar correctamente la problemática.

7. El estudio conjunto de las técnicas analíticas que utilizan los gráficos de diagnóstico, los gráficos de recuperación, la historia de producción, los análisis de cierre y estrangulación, el análisis nodal y los registros de producción, además de permitirnos determinar el problema de producción de agua, nos permite hacer una selección de los pozos que podrán necesitar un sistema para el control de agua y localizar el punto de entrada de agua en el pozo para aplicar el tratamiento en el lugar correcto.
8. En la mayoría de los casos las acciones llevadas a cabo para el control de la producción de agua son acciones correctivas y una gran minoría se enfoca a medidas preventivas antes de que se produzca la invasión, paradójicamente las medidas correctivas son las más complejas y costosas, haciendo evidente la falta de efectividad en el proceso.
9. Llevar a cabo un enfoque integrado y multidisciplinario de la problemática de la producción excesiva de agua es un factor clave dentro de la optimización de la producción de los yacimientos proporcionando los medios para producir reservas recuperables adicionales, por lo cual surge la necesidad de contar con una metodología que involucre los procesos de antecedentes de estudios previos, predicción, prevención, monitoreo, identificación de la problemática, diagnóstico del problema, evaluación económica y análisis de riesgo, ejecución del tratamiento y evaluación de resultados, es decir adoptar la filosofía del antes, durante y después.
10. Establecer una metodología que esté enfocada al control de la producción de agua, a través de trabajos técnicos operativos aplicados en forma sistemática y ordenada, permitirá llegar a tener resultados aceptables que disminuyan el problema.
11. Elaborar una metodología, permite administrar cualquier actividad que se desee establecer y sirve para transmitir completa y efectivamente la cultura organizacional a todo el personal que este involucrado o interesado en el tema.

BIBLIOGRAFÍA.

1. Ahmed, U. "Horizontal Well Completion Recommendations Trough Optimization Evaluation". SPE 2992, 1991.
2. Aleks, C. C, Matthew, D, Jackson, "Management of water Breakthrough Using Intellegent well Technology" OTC 13284.
3. Arredondo II y Mendez García R,F "Pemex exploración – producción.", consulta.
4. Bill, B, Mike, C, Jeb, T, Jon, E, Fikri, K, Cristian, R, Leo, R. "Water Control", Oil Fields, Spring 2000. Schlumberger.
5. Blanco, J. Ramírez, J , "Metodología para Definir el Tratamiento Apropiado para el Control de Agua", IMP, Diciembre del 2000.
6. Bourgoync, A.T.Jr, Millheim, K.M, Chenevert, M.E. y Young, F.S. Jr, "Applied Drilling Engineering", SPE, Richardson, TX 1986.
7. Chilingarian, G.V. "Surface Operations in petroleum production, I", Elsevier Science Publish B.V, 1987.
8. Coats, K.H, "Reservoir Simulation", Petroleum Engineering Handbook, SPE, Richardson, TX, 1987
9. Economides, M, Waters, L, y Norman, S, "Petroleum Well Construction", John Wiley & Son Ltd, 1988.
10. Francis, S, Manning, Richard E, Thompson, "Oilfield Processing", Penn Well Books, 1995, Capítulo 4.
11. Garaicochea, F y Samaniego, V, "Temas Selectos sobre la caracterización y la Explotación de yacimientos carbonatados", CIPM, 1988.
12. Halliburton, "Conformance Technology Manual", December 1993.
13. Kortekaas, T.F.M, "Water/Oil Displacement Characteristics in Crossbedded Reservoir Zones", SPEJ 917-926, Dic. 1985.
14. Martín, G, T, "Manual para Elaborar Manuales de Políticas y Procedimientos", Editorial Panorama, 1987.
15. Moradi Araghi, A, "Application of low – Toxicity Crosslinking Systems in Production of thermally Stable Gels", SPE 27826, 1994.
16. Napoleón, L, "Activos Petroleros", Editorial fotolitográfico argo, S.A, Edición 1º, 1999.
17. Napoleón, L, "Administración de empresas petroleras", Editorial fotolitográfico argo, S.A, Edición 1º, Septiembre, 1996.
18. Ponce, E, "Modelo predictivo para procesos de gelación In-situ Aplicados en un Yacimiento Estratificado sujeto a inyección de agua", Tesis de Maestría, UNAM, Junio 2000.
19. Rivero, A, "Aplicación de Tratamientos de Gelación In-Situ en Pozos con Alto Corte de Agua", Tesis de Maestría, UNAM, 1998.
20. Robertson, E.P, "The use of Bacteria to reduce Water Influx in Producing Oil Wells", SPE. 37336, 1996.

21. S.I Chou, J.H. Bac, Francois Friedman y J.D. Dolan, "Development of Optimal Water Control Strategies", SPE 28571, 1994.
22. Seright, R.S, y Liang, J, "A Comparison of Different Types of Blocking Agents", SPE 30120, 1995.
23. Sparlin, D.D, y Hagen, R.W, "Controlling Water in Producing Operations
24. Part-5", World Oil, Junio, 1984.
25. Wheatly, M.J, "An Approximate Theory of Water Coning", SPE 14210, 1985.