



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

CONTROL DE LA PRODUCCION DE AGUA EN POZOS
PETROLEROS

T E S I S

PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A:
VICTOR MANUEL CORTES MEJIA

ASESOR DE TESIS:
MI. JOSÉ A. GÓMEZ CABRERA



MÉXICO, D. F.

2008.



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

AGRADECIMIENTOS

Doy gracias a Dios y a mi Señora por haberme ayudado a cumplir la meta más grande en mi vida.

A la facultad de ingeniería y a mi "Alma Mater" la Universidad Nacional Autónoma de México.

Le doy gracias a la vida por que en este momento puedo dedicarle mi mayor esfuerzo a una mujer tan valiosa para mí, una mujer fuerte, luchadora, una maestra, amiga y sobre todo una madre. Por que sin ti madre jamás hubiera hecho nada, fuiste y eres mi motor para todas las cosas que me he propuesto en la vida. El camino no fue nada fácil, pero siempre estuviste a mi lado para impulsarme. Doy gracias por tenerte a mi lado para juntos poder disfrutar esto. Madre esto es por ti.

A mi hermano Brian, mis esfuerzos te los dedico.

A mis abuelos Victoria y Simón por ser un ejemplo de lucha, amor y compañía.

A Marco, Gelbert, Mariel y Erika por que siempre estuvieron a mi lado brindándome su apoyo, amistad y confianza.

Gracias a Ing. María Isabel Villegas Javier por sus enseñanzas, consejos, regaños, apapachos y por formar una parte muy importante en mi vida universitaria.

Al Ing. José Ángel Gómez Cabrera por su apoyo y guía en este proyecto.

Al Ing. Guillermo Trejo y al Ing. Mario Becerra por su apoyo y consejos.

Al Ing. Ulises Neri por haber creído y depositado en mi su confianza. Gracias por todo su apoyo.

A cada uno de mis sinodales que junto con migo finalizamos este proyecto.

A todos ustedes gracias por formar parte importante en mi vida.

CONTROL DE LA PRODUCCION DE AGUA EN POZOS PETROLEROS

INTRODUCCION

1. ESTADO DEL ARTE EN LA PRODUCCION DE AGUA EN POZOS

PETROLEROS..... 1

2. CAUSAS POTENCIALES DE LA PRESENCIA DE AGUA. 17

2.1 Causas Relacionadas con la Terminación del Pozo 19

2.1.1 Fugas en las Tuberías de Revestimiento 19

2.1.2 Canales Detrás de la Tubería de Revestimiento 21

2.1.3 Terminación en la Zona de Agua. 24

2.2 Causas Relacionadas al Yacimiento 25

2.2.1 Conificación del Agua 25

2.2.2 Avance del Contacto Agua/Aceite 30

2.2.3 Zona de alta Permeabilidad al Agua con Empuje Natural 33

2.2.4 Zona de Alta Permeabilidad en Pozo Inyector 34

2.2.5 Fracturas Inducidas en Acuífero 36

2.2.6 Fracturas Inducidas en Operaciones de Inyección de Agua 38

2.2.7 Fracturas Naturales en la Formación 39

2.2.8 Capa Segregada por Gravedad 40

2.2.9 Rompimiento de Barreras 41

2.2.10 Barrido Areal Deficiente 42

3. EFECTOS COLATERALES DE LA PRODUCCION DE AGUA. 43

3.1 Corrosión 44

3.2 Producción de Arenas 44

3.3 Incrustaciones 45

3.4 Presencia de Emulsiones 46

3.5 Productividad de Aceite 46

3.6 Problemas en Pozos Inyectores 47

3.7 Evaluación de los Riesgos 48

3.8 Control de Agua a Nivel de campo 49

3.8.1 Problemas a Nivel de Campo 50

3.8.2 Instalaciones de Superficie.....	52
3.9 Manejo de la Producción de Agua.....	56
4. METODOS DE IDENTIFICACION Y DIAGNOSTICO.	60
4.1 Registros de Producción.....	61
4.1.1 Registros de Temperatura.....	62
4.1.2 Sondas Medidoras de Flujo Hélice.....	69
4.1.3 Trazadores Radioactivos	73
4.1.4 Gradiomanometro	75
4.1.5 Densímetro.....	79
4.1.6 Registros de Ruidos.....	80
4.1.7 Registros de Cementación.....	87
4.2 Diagnostico del Pozo.....	92
4.2.1 Gráfico de Recuperación.....	93
4.2.2 Gráficas de Historia de Producción	94
4.2.3 Análisis de Curvas de Declinación	95
4.2.4 Gráficas de Diagnóstico	96
4.2.5 Análisis de Cierre y Estrangulamiento	100
4.2.6 Análisis Nodal	101
5. TECNICAS PARA SOLUCIONAR LA EXCESIVA PRODUCCION DE AGUA	103
5.1 Soluciones Mecánicas	105
5.1.1 Selladores Mecánicos.....	105
5.1.2 Cementación Forzada	107
5.1.3 Estranguladores de Fondo.....	110
5.1.4 Tapón de Arena.....	111
5.2 Soluciones Químicas.....	112
5.2.1 Tipos de Tratamientos	112
5.2.1.1 Selectivos	112
5.2.1.2 No-Selectivos	115
5.2.2 Procedimiento Operativo	116
5.2.2.1 Métodos de Colocación.....	117
5.2.2.2 Volumen Requerido para el Tratamiento.....	120
5.2.2.3 Duración del Tratamiento.....	121
6. METODOLOGIA PARA EL CONTROL DE AGUA	124
6.1 Fase I: Análisis e Historia del Yacimiento	128

6.2 Fase II: Revisión del Pozo.....	130
6.3 Fase III: Análisis de Identificación y Diagnostico	131
6.4 Fase IV: Acciones a Tomar	135
6.5 Fase V: Evaluación de los Resultados	136

CONCLUSIONES.

REFERENCIAS.

INTRODUCCION

La mayoría de los campos petroleros maduros tienen algo en común: el agua producida, y en grandes cantidades. Globalmente, por cada barril de petróleo se generan como mínimo tres barriles de agua. El control de la producción de agua constituye un importante desafío para los ingenieros de yacimientos, producción y de reacondicionamiento de pozos.

Durante la producción de hidrocarburos, uno de los puntos mas importantes a considerar es la predicción 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 en los pozos. La producción excedente de agua deberá ser identificada oportunamente en superficie o en el fondo del pozo y darle seguimiento al estudio de la problemática, aplicando los diferentes métodos de monitoreo con el fin de determinar a detalle todas las variables involucradas, una vez identificado el problema, realizar las acciones necesarias que justifiquen la intervención del pozo.

Los factores que intervienen directa o indirectamente con la aportación de agua en los pozos durante la producción de aceite, algunos están ligados con las terminaciones, con el proceso mismo de producción del pozo o inherentes al yacimiento.

La irrupción prematura del agua vista como un problema, se presenta generalmente por falta de análisis o atención a los datos que incluyen: los reportes de perforación, los núcleos obtenidos, o por falta de la misma información. Algo que puede inducir la producción indeseada de agua, es el fracturamiento hidráulico o los tratamientos matriciales con ácido en las barreras naturales de baja permeabilidad, que en ocasiones son dañadas durante la terminación del pozo.

La producción excesiva de agua puede ser también ocasionada por el agotamiento natural de un yacimiento, dado el avance del contacto agua-aceite con el tiempo, donde el manejo correcto del avance del agua (natural o artificial) puede implicar un arrastre mayor de aceite cuando se tienen comunicaciones de alta eficiencia de barrido. Las mejores prácticas de terminación, reparación y mantenimiento de pozos, pueden retrasar, pero no parar la producción excesiva de agua. En muchos de los casos donde los ritmos de explotación o gastos de producción son la causa de la aportación excesiva de agua, estos deberán ser evitados o disminuidos a valores por debajo de los considerados como críticos.

El entendimiento de las condiciones iniciales y 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.

Los parámetros que se pueden tomar en cuenta para considerar algunas intervenciones que conduzcan 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.
- Costo por volumen para disponer del agua producida (tratamientos, trasportación, reinyección, etc.).
- Producción de agua necesaria para producir suficiente aceite.

- Limitaciones en las instalaciones superficiales.
- Yacimientos maduros.
- Efecto de la desviación del aceite por el flujo de agua.
- Efecto de la producción de agua sobre la corrosión.
- Efecto de la producción de agua sobre la producción de arenas.
- Efecto de la producción de agua sobre la depositación de incrustaciones.

Para reducir el corte de agua e incrementar la vida útil del pozo, se utilizan diversas técnicas. La clave para encontrar una solución satisfactoria consiste en definir el origen del agua y evaluar su contribución en la producción de petróleo. El agua producida se puede considerar beneficiosa o perjudicial. El agua beneficiosa barre un volumen de petróleo y arrastra con ella una cantidad substancial de crudo. El volumen de agua beneficiosa está determinado por el costo de su eliminación.

Por el contrario, el agua perjudicial inhibe la producción de petróleo, si bien por lo general, se la puede reducir si se logra identificarla. En algunos casos se realizan interpretaciones erróneas, lo cual puede provocar el abandono prematuro del yacimiento.

En este trabajo se presenta una metodología que abarca los fundamentos de la teoría de la producción asociada al agua, con la producción de aceite, donde se dan los principios que sientan las bases para el mejor entendimiento de la problemática que se genera en un escenario de producción con incrementos considerables en la producción de agua. Además se incluyen los tópicos que nos permiten implementar las condiciones necesarias para caracterizar la irrupción de agua, contribuyendo de esta manera a la determinación del tratamiento adecuado para el control de la producción de agua en pozos petroleros. Así mismo, se incluyen todos los procesos necesarios para lograr 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 el impacto en el medio

ambiente y sus costos asociados por manejo del agua. Por ultimo, se presenta a manera de metodología, los pasos que permitirán a los ingenieros de yacimientos, producción y servicio a pozos, llevar a cabo el análisis, cálculo y determinación sistemática de los parámetros que coadyuvaran para el correcto control de la producción excesiva de agua en los pozos productores de hidrocarburos.

CAPITULO I ESTADO DEL ARTE EN LA PRODUCCION DE AGUA EN POZOS PETROLEROS

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 producción de agua puede limitar la vida productiva de los pozos de aceite y gas. Hoy en día, las compañías petroleras producen un promedio de tres barriles de agua por cada barril de aceite que extraen de los yacimientos. Se gastan una cantidad considerable de dinero al año para hacer frente al problema de la producción excesiva de agua. En muchos casos, las tecnologías innovadoras para el control del agua pueden significar una reducción de los costos y un aumento en la producción de hidrocarburos.

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, esta se encuentra atrapada con el aceite y gas en el volumen poroso de las formaciones. Si se trata de una saturación de agua congénita, ésta llenó los poros en el momento en que se formó la roca. Debido a

las altas presiones diferenciales encontradas en el subsuelo, y a la permeabilidad de las formaciones, el aceite pudo emigrar de la roca generadora hasta la roca almacenadora; la cual funciona como una trampa natural donde se acumula el aceite. La roca almacenadora, esta constituida por un alto grado de permeabilidad y porosidad. Pero, en los extremos de este tipo de roca, que funciona como un depósito, se encuentra la roca sello. La cual presenta una escasa permeabilidad al flujo de fluidos. De esta manera, los hidrocarburos quedan contenidos en la roca almacenadora; después de un tiempo de explotación del yacimiento, el agua se presentará inicialmente como trazas que se irán incrementando paulatinamente, hasta tener producción de agua que se considerara como indeseable y que comenzaran a provocar problemas los cuales reducirán la producción.

El agua afecta todas las etapas de la vida del campo petrolero, desde el inicio de la explotación, 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 subyacente o de pozos inyectores se mezclará o será producida junto con el aceite. En la Fig. 1.1 se muestra el flujo de agua a través de un 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, el cual recibe el nombre de *“ciclo del agua de yacimiento”*.

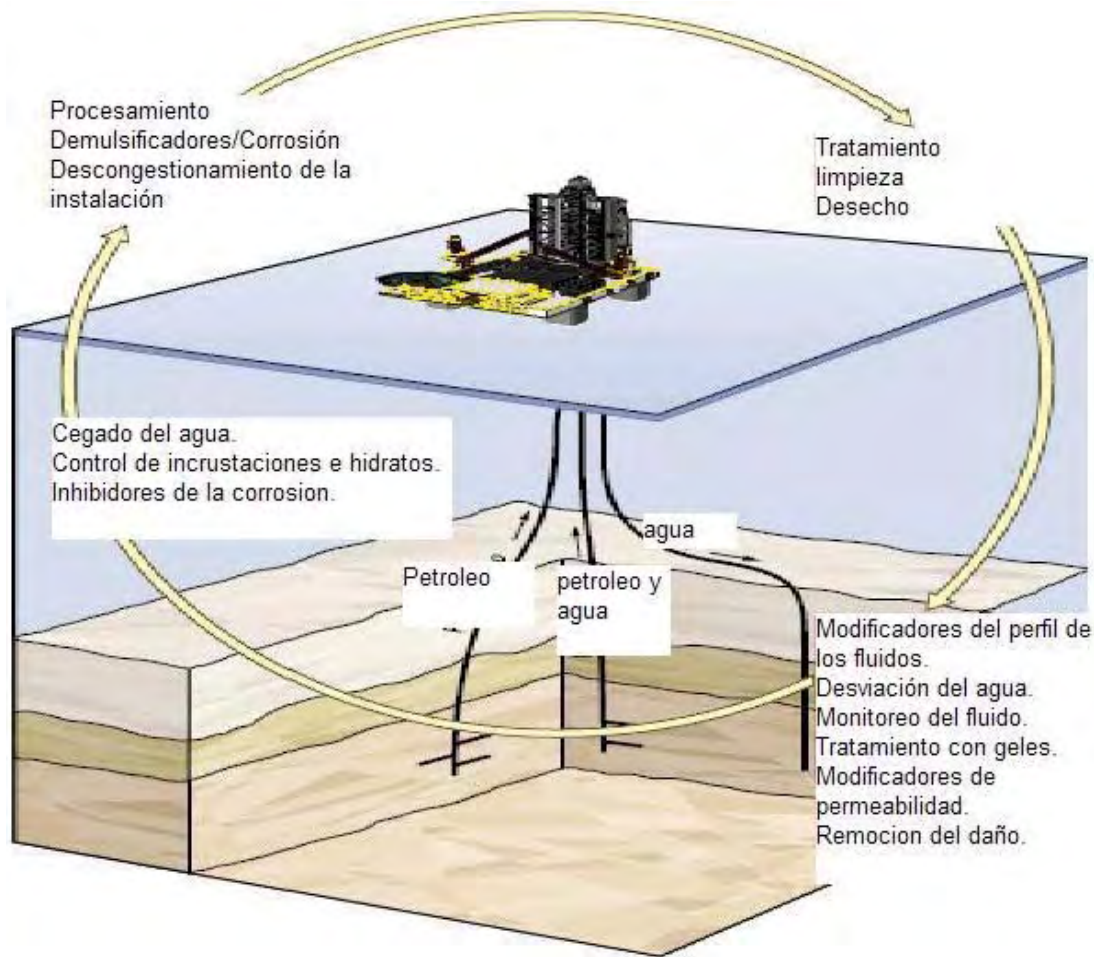


Fig. 1.1 Ciclo del agua de yacimiento

En ingeniería de producción se buscan formas económicas para mejorar la eficiencia de la producción, los servicios para el control del agua resultan ser uno de los métodos más rápidos, menos costosos y que logran aumentar la producción de aceite en forma simultánea, la producción de agua, da como resultado variados problemas en un pozo de aceite, puede generar incrustaciones y/o estimular la formación de depósitos orgánicos que restrinjan la producción; incluir migración de finos o directamente desencadenar un proceso de producción de arenas de formación; 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 extraer el aceite del yacimiento de una forma racional, para así obtener la máxima recuperación de aceite y gas.

El agua forma parte integrante, y a menudo necesaria, del proceso de producción. Durante la producción, el aceite es barrido del yacimiento y es reemplazado por agua natural o inyectada. Este proceso raramente es uniforme. La heterogeneidad de la formación puede conducir a la incursión prematura de agua y a problemas relacionados con el agua de fondo de pozo. Los pozos de producción e inyección son vigilados rutinariamente y manejados para minimizar la relación agua/aceite, maximizar la eficiencia de barrido vertical y optimizar la producción de aceite. Las instalaciones superficiales pueden ser complejas y deben ser diseñadas para manejar y tratar los volúmenes de agua que entran y salen del sistema de producción. La calidad del agua descargada al medio ambiente, eliminada por métodos convencionales o desviados para ser reutilizada como agua de inyección del yacimiento y para otras aplicaciones alternativas, es controlada y vigilada rutinariamente.

Hoy en día, los ingenieros de producción aplican un proceso de pasos múltiples, sustentado por un sofisticado arreglo de técnicas y herramientas utilizadas para diagnosticar los problemas relacionados con la presencia de agua. El proceso suele comenzar con la recolección de información de yacimientos, historia de producción e instalaciones de superficie. Utilizando los datos obtenidos previamente, los ingenieros evalúan el sistema de producción actual para identificar obstáculos económicos y adquirir un conocimiento inicial de los mecanismos de flujo de agua presentes en el yacimiento, los pozos y el sistema de superficie. Luego, los ingenieros y especialistas trabajan en conjunto para determinar si se necesita algún dato nuevo para evaluar correctamente el sistema

de producción. Por ejemplo, las pruebas de flujo de los pozos de producción e inyección, los perfiles de flujo de fluido de fondo de pozo, los registros geofísicos de pozo, los levantamientos entre pozos y la utilización de sísmica de repetición, permiten definir los movimientos del aceite y el agua dentro del yacimiento. A veces se utilizan los datos de la evaluación electromagnética entre pozos para obtener los niveles de saturación de agua del yacimiento. La dinámica de flujo en los sistemas de fondo de pozo y de superficie puede ser evaluada con medidores de flujo polifásicos, lo que contribuye a la caracterización completa del sistema de agua.

En la Fig. 1.2 se muestra el proceso sistemático para el manejo de la producción de agua. La evaluación del sistema considera el ciclo de agua y la producción, para identificar los obstáculos económicos. El análisis subsiguiente se centra en los problemas más críticos. Sólo después de completado el análisis de yacimientos e instalaciones, los ingenieros pueden diagnosticar los pozos para determinar problemas específicos. Luego se identifican todas las soluciones posibles. Los resultados esperados son determinados mediante la utilización del análisis o la simulación del sistema de producción. El riesgo y la rentabilidad se evalúan para arribar a una solución óptima. El último paso es crítico: el diseño adecuado debe ser seguido de una ejecución y evaluación adecuadas para validar la solución aplicada.

El aspecto económico de la producción de agua a lo largo del ciclo de agua dependen de distintos factores, como el gasto de flujo total, los costos de producción, las propiedades de los fluidos 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 ahorro derivado del control del agua es importante en si mismo, pero tiene más valor el potencial aumento de la producción y de la recuperación de aceite.

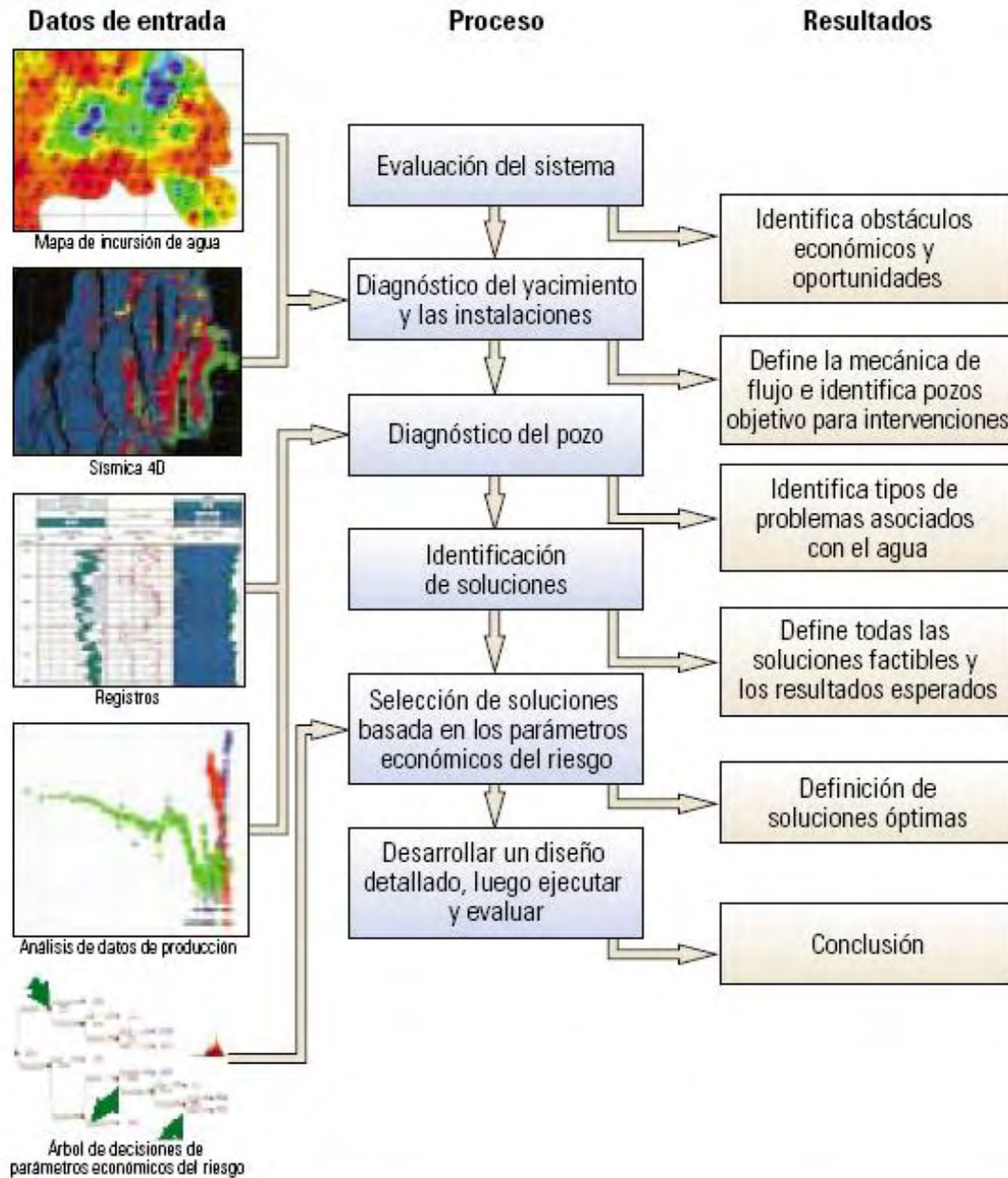


Fig. 1.2. Proceso sistemático para el manejo de la producción de agua

El manejo del ciclo de producción de agua, la separación de la misma por medio de separadores de fondo o en la superficie y su eliminación, comprenden una amplia variedad de servicios de campo, que incluyen la adquisición de datos y el diagnóstico con sensores de fondo; el perfil de producción, el análisis del agua

para detectar problemas de compatibilidad en el caso de que esta sea re-inyectada y diversas tecnologías para eliminar los problemas del agua, tales como separación e inyección en el fondo, cegado químico y mecánico, y separación del agua en las instalaciones de producción de superficie. Véase Fig. 1.3.

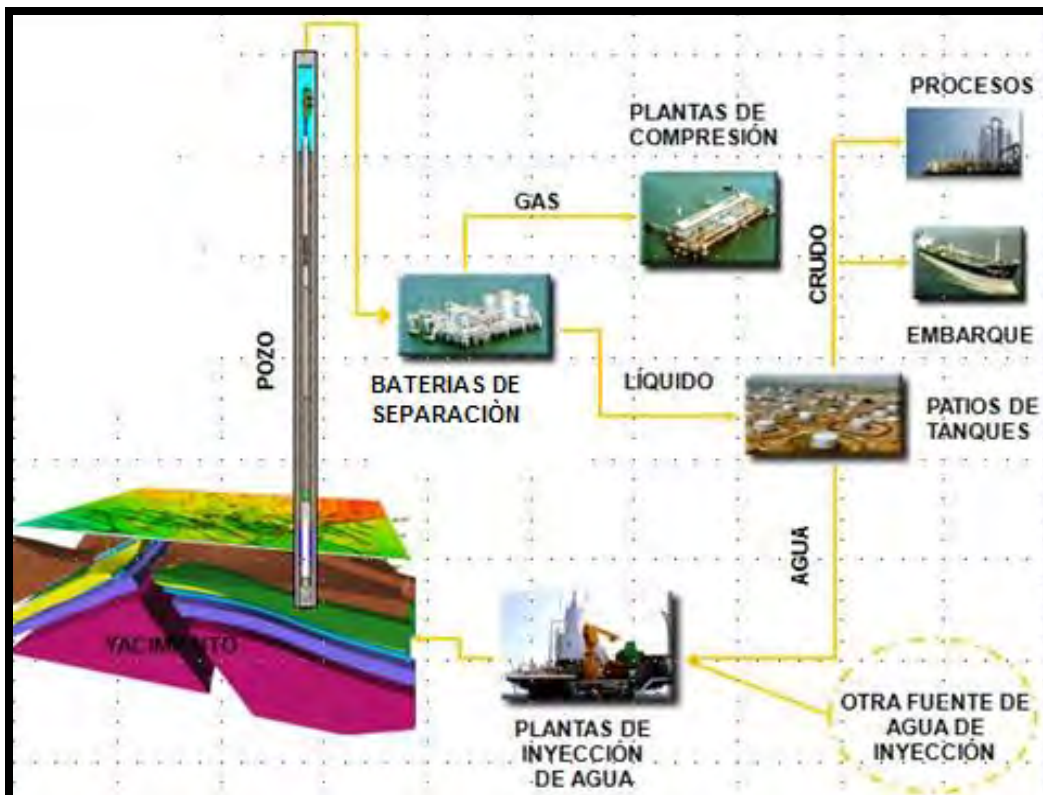


Fig. 1.3 Sistema Integral de Producción.

El agua está presente en todos los campos petroleros y es el fluido más abundante en el campo. Si bien es cierto que ninguna compañía petrolera quiere producir agua, hay aguas que son mejores que otras. Es fundamental hacer una clasificación del agua que se produce de un yacimiento

Agua de Barrido: Proviene de un pozo inyector y/o de un acuífero activo que contribuye al barrido del aceite del yacimiento. El manejo de este tipo de agua es

una parte fundamental del manejo del yacimiento y puede constituir un factor determinante en la productividad de los pozos y de las reservas finales.

Agua Buena: Es el agua producida a una tasa inferior al límite económico de la relación agua/aceite (RAP). Es una consecuencia inevitable del flujo de agua a través del yacimiento y no se puede eliminar sin perder parte de las reservas. En la Fig. 1.4 se observa que en la mayoría de los pozos maduros, la relación agua/aceite (RAP) aumenta con la producción (línea A) debido al aumento de la cantidad de agua. Finalmente, el costo del manejo del agua se acerca al valor de la producción de aceite y al "límite económico" de la RAP (línea B). La metodología y la tecnología del control del agua reducen la producción de agua del pozo (línea C), lo cual permite continuar la producción económica de crudo. El control del agua trae aparejado el incremento de la recuperación económica del pozo (D).

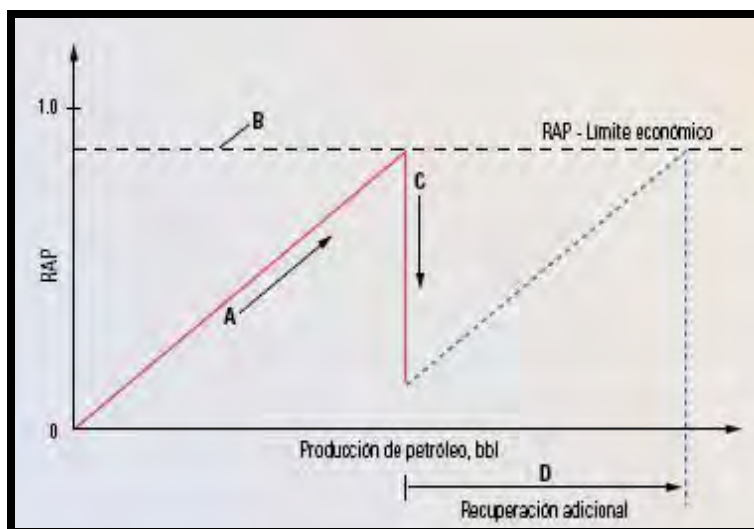


Fig 1.4 Control del agua para aumentar la productividad del pozo y las reservas potenciales.

Otra forma de producción de agua aceptable proviene de las líneas de flujo convergentes dentro del pozo. En la Fig. 1.5. Se observa, que en un cuadrante de

un esquema de inyección de cinco puntos, un inyector alimenta un productor. El flujo del inyector se puede caracterizar como una serie infinita de líneas de flujo; la más corta es una línea recta entre el inyector y el productor, mientras que la más larga sigue los bordes de flujo nulo desde el inyector al productor. La invasión de agua ocurre en un primer momento en la línea de flujo más corta, mientras el aceite todavía se produce de las líneas de flujo más lentas. Esta agua se debe considerar aceptable, ya que no es posible bloquear determinadas líneas de flujo mientras se permite la producción de otras. Dado que el agua buena, por definición, produce aceite junto con ella, se debería tratar de maximizar su producción.

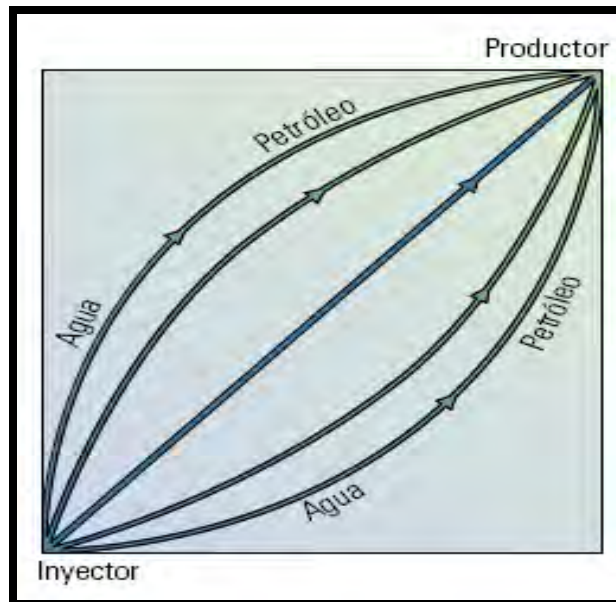


Fig. 1.5 Simulación del flujo entre pozo inyector y otro

Para reducir los costos implícitos, el agua debería eliminarse tan pronto como fuese posible; en forma ideal mediante un separador de fondo, mostrado en la Fig. 1.6. Este dispositivo, permite separar hasta el 50% del agua e inyectarla en el fondo, con lo cual se evitan los costos del levantamiento y su separación en la superficie.

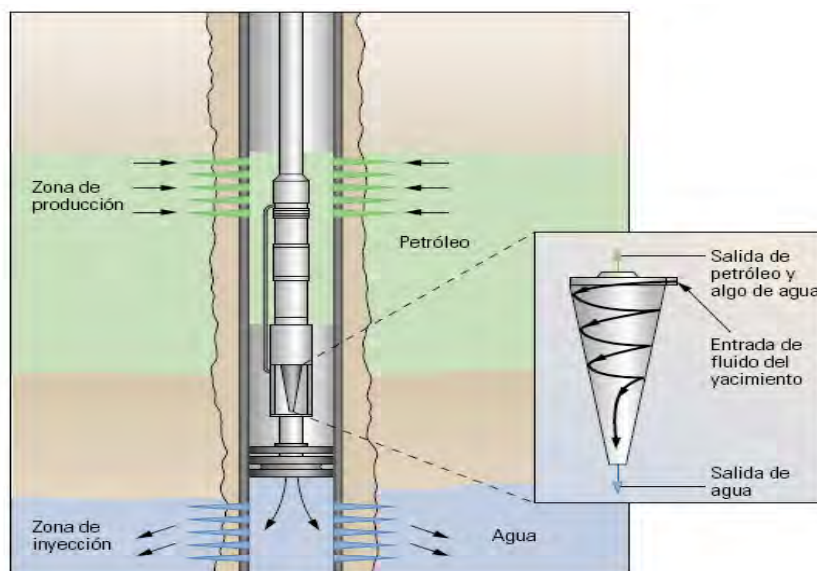


Fig. 1.6. Separadores de Fondo

Agua Mala: Se puede definir 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.

Agua Limpia: Es aquel volumen de agua producida que al llegar a la superficie no presenta emulsión estable con el aceite es decir, aquella agua que se separa del aceite en 5 minutos, otros se refieren al agua libre tomando rangos de 2 a 20 minutos. La cantidad de agua libre depende de la relación agua/aceite y varía ampliamente de pozo a pozo

Un parámetro al que se le debe de 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. La identificación del problema esta basada en la información disponible

y posible de obtener del pozo, en caso de no contar con información, es valido tomar referencia de pozos vecinos que tengan información, la cual se tomara bajo las consideraciones apropiadas. Las causas potenciales de la presencia de agua que se pueden identificar tomando en cuenta la información disponible, son mostradas en la Fig. 1.7 de acuerdo al grado de complejidad.

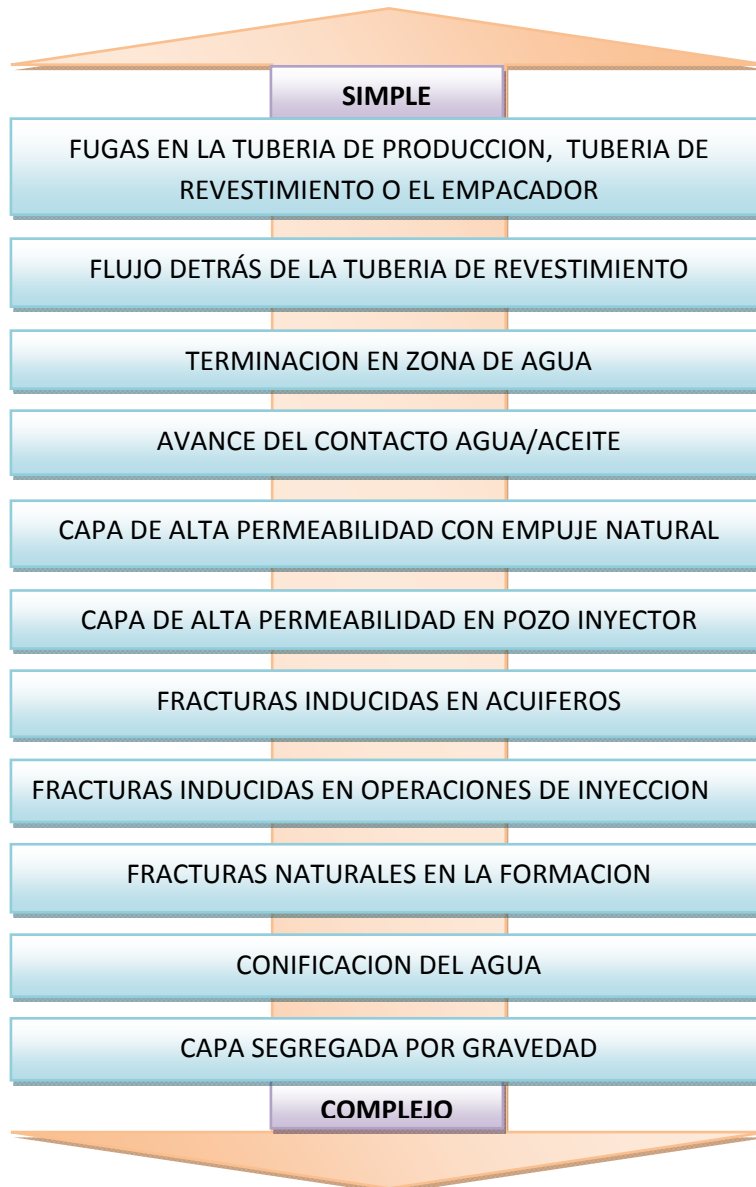


Fig. 1.7. Causas potenciales de la presencia de agua.

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, diseño de las intervenciones y programa de ejecución.

Para 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 tomara en cuenta la factibilidad de la técnica a emplear y el resultado del análisis de rentabilidad económica.

Para poder manejar el agua producida en superficie es necesario contar con separadores primarios de aceite, agua y gas, sistemas para remover impurezas remanentes de aceite en el agua, sistemas de filtraciones de sólidos, además de tratamientos químicos que incluyen separación de emulsiones, 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 pueden eliminar algunos de los costos de levantamiento del agua. Aplicar oportunamente un 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.

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.

Es importante realizar un análisis de rentabilidad ya que todos los pozos que producen grandes cantidades de agua, no necesariamente están produciendo agua en exceso; es necesario hacer una evaluación económica de los volúmenes de aceite que se producen asociados al agua y de los costos adicionales por las operaciones de mantenimiento y tratamientos del agua indeseada en la superficie, se necesita estimar la producción futura de gas y aceite, su ganancia asociada, así como el tiempo de recuperación de la inversión para saber si el pozo que presenta este problema, en estas circunstancias, es costeable o no su explotación.

El análisis de rentabilidad económica permite justificar o rechazar la intervención al pozo, los parámetros más importantes que se deberán considerar son:

- La predicción 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
- El costo total estimado del tratamiento.

El análisis económico se debe de realizar antes de llevar a cabo cualquier proyecto de inversión. Es decir, establecer los escenarios de rentabilidad del proyecto. Según los indicadores económicos (VPN, TIR, etc.), en la Fig. 1.8, se muestran las variables técnicas (perfil de producción, tasa de declinación, precio del aceite, gastos de operación, capacidad y restricciones de manejo, cambio en los precios, etc.) con mayor impacto potencial sobre los ingresos esperados:

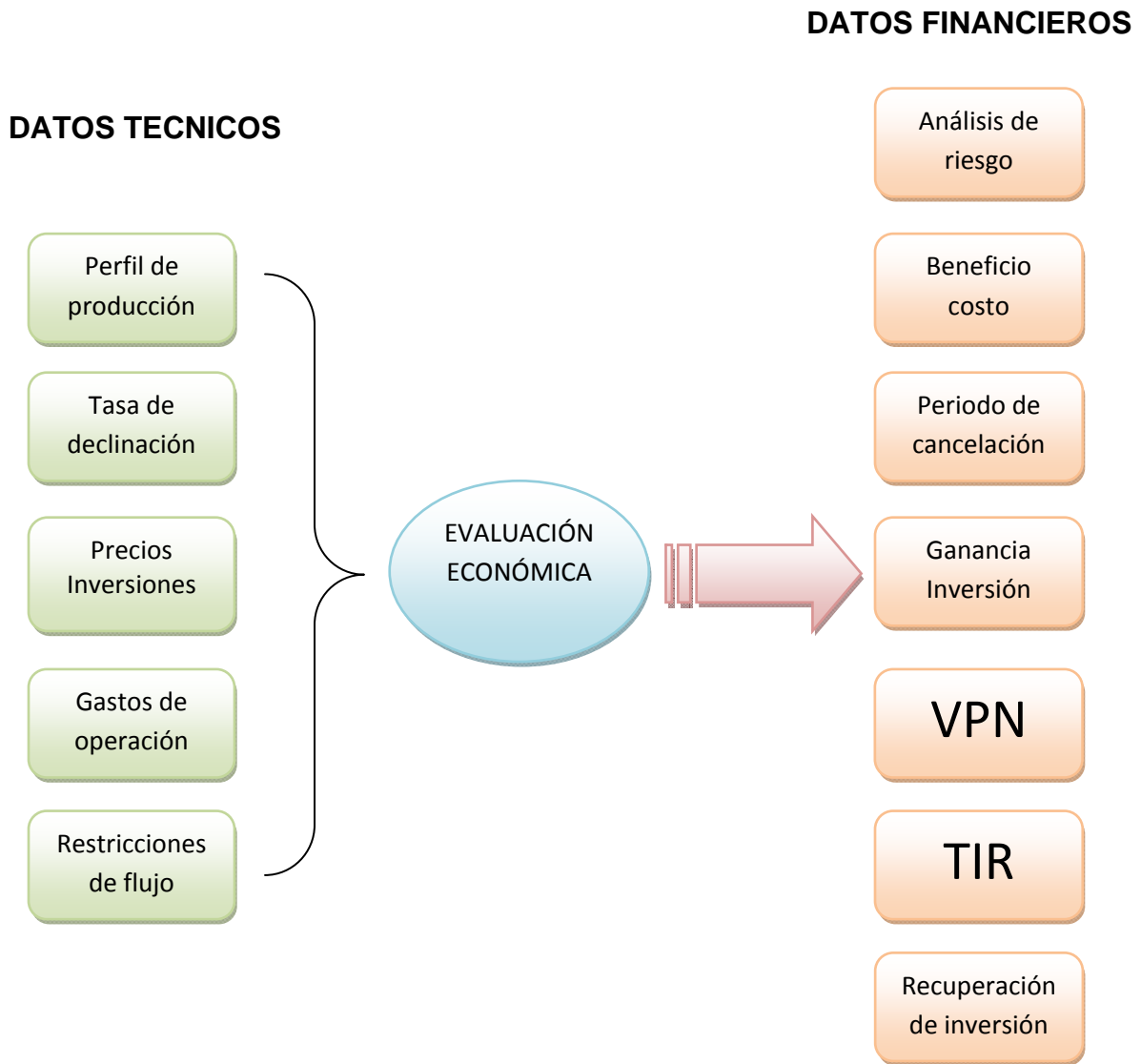


Fig. 1.8. Evaluación financiera según datos técnicos y financieros

1. **Análisis de riesgo:** Es conocer las posibilidades 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 cuanto reditúa cada unidad monetaria invertida.

3. **Periodo de cancelación:** Es el tiempo necesario para que los ingresos que genera un proyecto sean suficientes para pagar la inversión.
4. **Porcentaje de ganancias sobre la inversión:** Es un porcentaje que se obtiene como ganancia respecto a la inversión inicial.
5. **Valor presente neto (VPN):** Es uno de los criterios económicos más usados, consiste en determinar la equivalencia en el tiempo cero de los flujos de efectivo futuros que genera el proyecto y comparar la equivalencia con la inversión inicial. Entonces el valor presente neto representa la diferencia entre los valores actuales de los egresos de fondo durante la vida del proyecto y los valores actuales de los ingresos de fondo, todos los cuales se descuentan a una tasa de interés seleccionada, es decir:

$$\text{VPN} = \text{Ingresos} - \text{Egresos}$$

6. **Tasa interna de retorno (TIR):** Es la tasa de interés máxima a la cual el valor presente neto es igual a cero, o sea que los egresos actualizados y los ingresos actualizados sumados dan cero, es decir:

$$\text{Ingresos} = \text{Egresos}$$

Explicado en otra forma, si el capital para un cierto proyecto lo ha prestado un banco y si las utilidades de la empresa se usan para reducir la deuda principal, entonces la tasa interna de retorno del proyecto será igual a la tasa de interés que carga el banco en el préstamo principal, si la utilidad final de la empresa, hecha al fin de la vida de ganancia, es suficiente para cubrir el pago final al banco.

En el caso de la evaluación económica de un proyecto de inversión, mientras más alta sea la tasa interna de retorno, mas atractivo será el proyecto.

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 analice una evaluación económica sobre un proyecto para la reducción de la producción de agua, y esta 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 se considera conveniente. Por otro lado, si los costos asociados con la producción de aceite y/o gas son elevados, esta producción de agua seguirá siendo considerada como excesiva, es decir un problema.

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.

CAPITULO 2

CAUSAS POTENCIALES DE LA PRESENCIA DE AGUA

Cuando se llega a terminar un pozo petrolero, la presencia de agua que proviene del yacimiento, se puede presentar en la superficie inmediatamente o después de un tiempo de explotación del pozo.

La producción de agua debe de ser anticipada en el empuje activo del agua en el yacimiento o en operaciones de inyección de agua, dependiendo de la localización estructural de los pozos o en relación a los pozos inyectoros.

Para iniciar la investigación de la excesiva producción de agua es necesario hacer una revisión de los yacimientos en producción. Esto debe incluir los mecanismos de recuperación, la caracterización del yacimiento (variación de permeabilidad y porosidad, en ambas direcciones vertical y horizontal, permeabilidad direccional, espesor e inclinación del yacimiento) y producción previa o historia de inundación.

Esta información tal vez tome algún tiempo en localizarla y evaluarla, pero es un tiempo bien empleado, ya que el investigador se familiarizara con el yacimiento y podrá determinar con precisión, la causa o causas del potencial de la producción excesiva 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 debe entender los factores y causas que originan la producción de agua en la superficie; algunos de ellos relacionados con la terminación, otros con el yacimiento o algunos inherentes al proceso mismo de producción.

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 irreductible.
- Permeabilidades.
- Porosidades anisotrópicas.
- Heterogeneidad del yacimiento.
- Relación permeabilidad/movilidades relativas del agua/aceite.
- Tipo de terminación
- Calidad obtenida durante cementación primaria

2.1 Causas Relacionadas con la Terminación del Pozo.

2.1.1. Fugas en las Tuberías de Revestimiento.

Generalmente están asociadas a la corrosión externa, pero también pueden estar relacionadas con la falla de la tubería misma ya que 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 de los fluidos no deseados por el espacio anular, esto debido a conexiones inadecuadas de las juntas (apriete insuficiente causa falla en la junta, o demasiado apriete ocasiona excesiva tensión), ver Fig. 2.1.

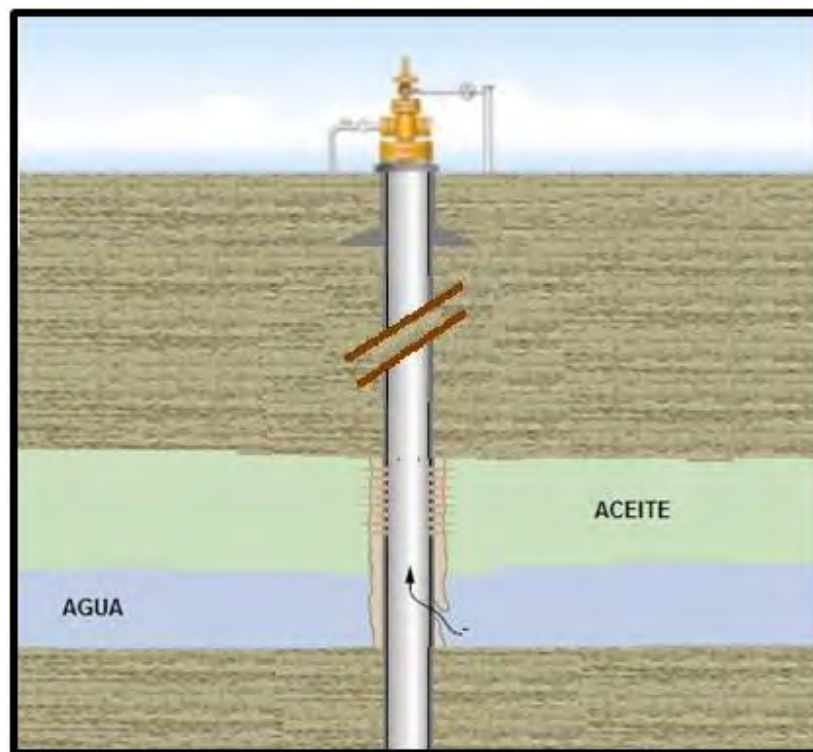


Fig. 2.1 Fugas en la tubería de revestimiento

La selección inadecuada de las tuberías de revestimiento de acuerdo a las condiciones de pozo (temperatura, presión, etc.). El daño interno ocasionado por la perforación a lo largo de la tubería de revestimiento sumado a una cementación deficiente puede ocasionar estas fallas en las tuberías de revestimiento.

La presencia de agua en la tubería de producción generalmente se detecta por un rápido aumento en la producción como es observado en la Fig. 2.2. En pruebas efectuadas a los pozos pueden variar desde unos cuantos barriles de agua producida por día hasta varios cientos en cuestión de días o semanas.

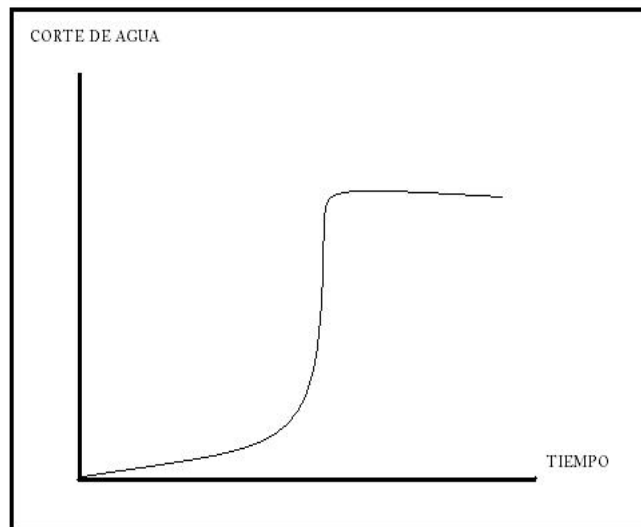


Fig. 2.2 Fugas en la tubería de revestimiento

Al hacer un análisis del agua producida y comparar este análisis con el del agua de inyección, puede indicar si ha empezado o no un problema, en un proceso de inyección de agua, las fugas se pueden detectar mediante pruebas o corriendo registros a lo largo del agujero revestido. Un tapón conectado y la combinación de un empacador pueden ser usados para aislar el intervalo productor y físicamente localizar la fuga.

En terminaciones con empacadores permanentes, una fuga en la tubería de revestimiento sobre el empacador puede ser no detectada durante mucho tiempo hasta que la tubería de producción o en el empacador también se presente la fuga.

La prevención de las fugas en las TR`s se puede remitir a tres puntos:

1. El correcto proceso de selección y diseño de la sarta de tuberías de revestimiento, incluyendo tubería y conexiones.

2. Manejo adecuado durante el apriete de las juntas.
3. Correcta cementación de las tuberías de revestimiento, principalmente durante la terminación del pozo, evitando la falla del sistema, TR-cemento.

Se debe tener mayor énfasis en los tres puntos mencionados para las secciones que cubrirán zonas de las cuales se tenga indicios o evidencias de contener agua.

2.1.2. Canales Detrás de la Tubería de Revestimiento.

Puede definirse como canales de circulación que permiten a los fluidos, el flujo de un intervalo a otro, detrás de la tubería. Esto es originado por los malos trabajos de cementación. Después de que el aislamiento de zonas no se ha logrado, los fluidos de un intervalo tienden a fluir preferentemente hacia el intervalo productor, por la diferencia de presión que en esa zona se da. El agua también puede ser inyectada a través de la tubería de revestimiento dentro de los intervalos disparados, pero puede moverse a través del canal y es realmente inyectada dentro de otro intervalo.

Las fugas en la tubería de revestimiento pueden desarrollarse debido al flujo de fluidos a través del canal, ver Fig. 2.3. Los cuales difieren de las fugas en la tubería de revestimiento, en que la tubería de producción no es dañada; sin embargo, la combinación de una fuga en la tubería de revestimiento y canales puede ocasionar confusión, para detectar la verdadera fuente del problema. Un canal puede ser de cualquier longitud desde unos cuantos pies de largo hasta más de 500 pies, así la fuente de producción de fluido extraño puede tener una gran distancia desde el intervalo perforado.

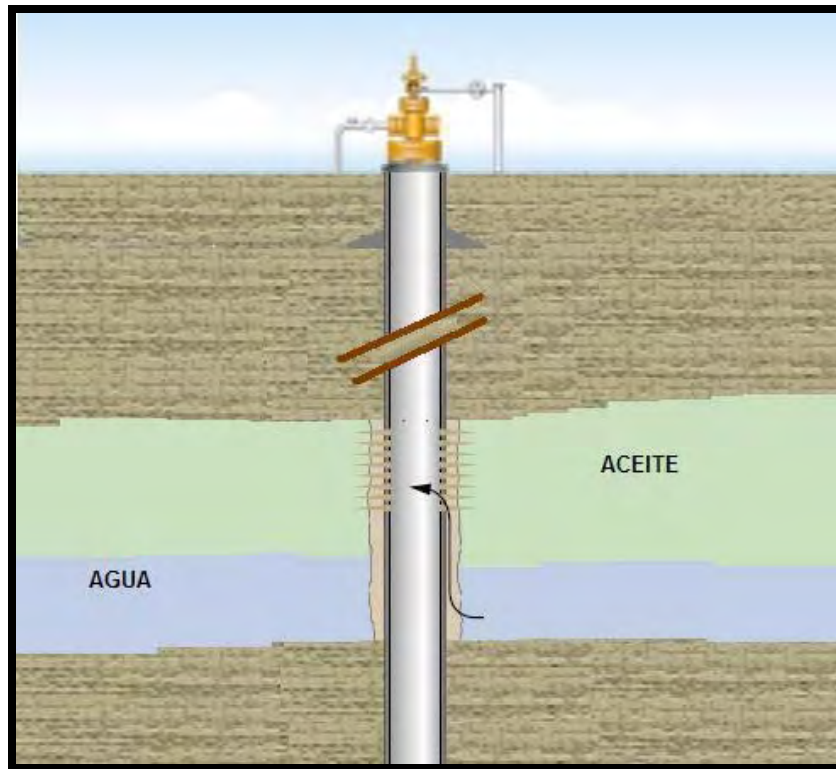


Fig. 2.3 Canales detrás de la tubería de revestimiento.

Los canales generalmente son asociados con un pobre trabajo de cementación que no proporciona el aislamiento adecuado del intervalo productor. Estos pueden ser creados durante las operaciones de cementación primaria, desarrolladas como incrementos diferenciales de presión a través de un trabajo marginal de cementación o resultados de una buena estimulación en el cual el trabajo de cementación, es fracturado durante el tratamiento. La mayoría de los problemas de canalización podrían ser eliminados o al menos minimizados, efectuando adecuados trabajos de cementación primaria.

La producción no deseada de los canales puede ocurrir en cualquier momento durante la vida productiva de un pozo, pero especialmente es notable en la terminación inicial o después de una estimulación, con un incremento inesperado de agua como puede observarse en las curvas 1 y 2. Fig. 2.4. Esto será un indicio de que ese canal sea la fuente del agua.

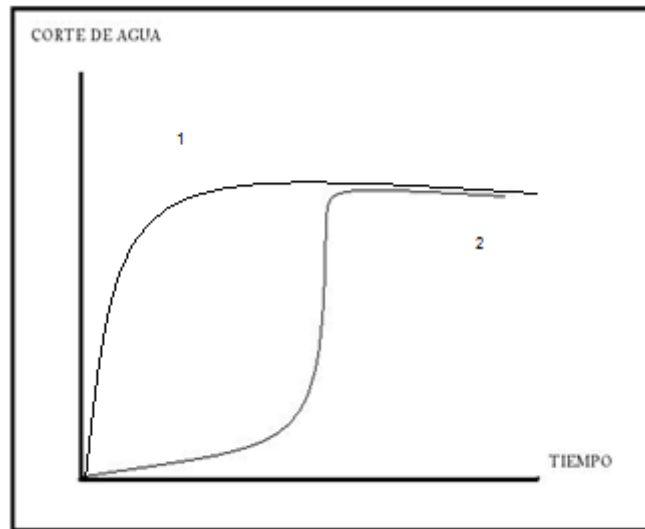


Fig. 2.4. Canalización en la tubería de revestimiento

Las técnicas de registros en agujeros revestidos que pueden ayudar a detectar el canal, son los registros de presión (si existen diferencia apreciable de presión entre los intervalos), registros de temperatura, inspecciones radioactivas, especialmente en pozos de inyección y registros de ruidos.

La creación de cavidades o cavernas detrás de la cementación de la tubería de revestimiento crean un vacío cuando se tiene una alta producción de arenas del pozo, o cuando se tienen altos ritmos de inyección en caso de pozos inyectoros los cuales se consideran como otra de las causas secundarias que originan los canales de flujo al agua.

La prevención a esta causa, es una correcta cementación primaria, usualmente previene canales detrás de las tuberías de revestimiento. Existen metodologías específicas para llevara cabo la cementación de las tuberías de revestimiento, logrando una buena adherencia entra la formación y la TR, sin embargo, el estricto control de los productos empleados(agua, cemento, aditivos, etc.), también es factor que se debe considerar dado el impacto que se tiene para que se pueda cumplir con tal objetivo.

2.1.3 Terminación en la Zona de Agua.

Una mala interpretación de la información como puede ser: datos de núcleos, disparos, registros en agujero descubierto, etc. Es 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, ver Fig.2.5, lo cual conduce a tener un incremento en la producción de agua.

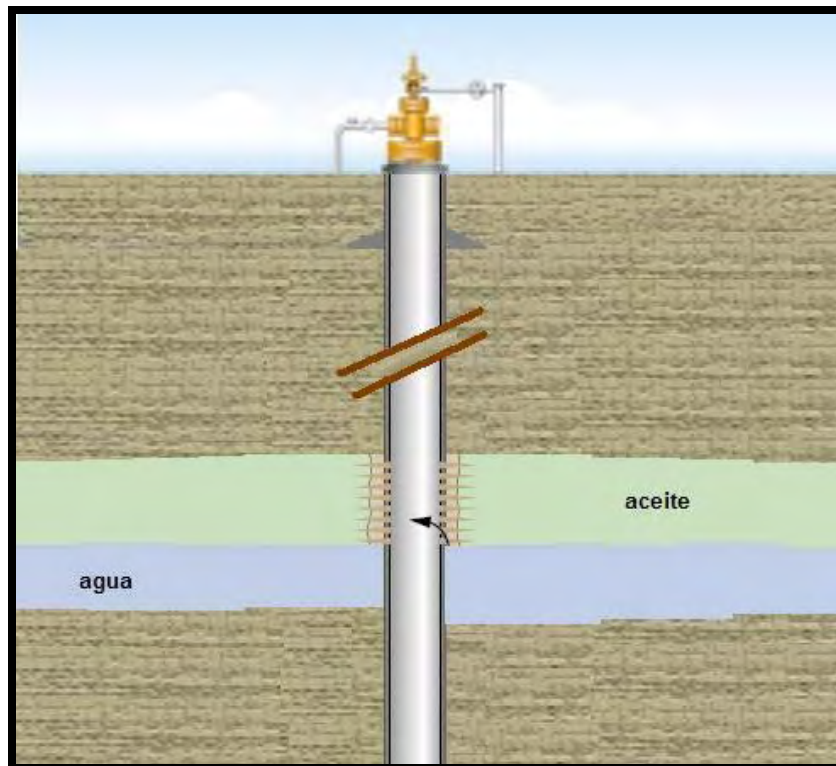


Fig. 2.5 Terminación en la zona de agua.

La mejor forma para prevenir la producción de agua, en este caso, es evitar una terminación en acuífero portador de agua, esto se puede prevenir con una adecuada interpretación de la información proporcionada, proveniente de análisis de núcleos, disparos, registros de producción, etc. Por lo tanto, siempre se debe de tener cuidado cuando se perfora en zonas de aceite próximas a una zona con presencia de agua

La Fig. 2.6 muestra como es gráficamente el comportamiento de un incremento abrupto de producción de agua

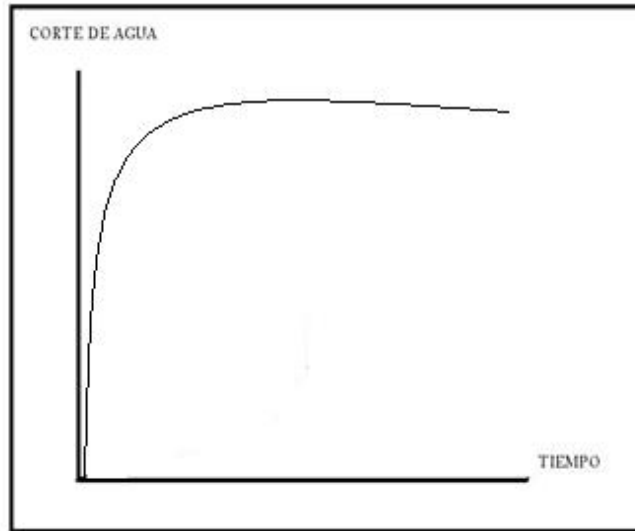


Fig. 2.6. Terminación en la zona de agua.

2.2 Causas Relacionadas con el Yacimiento.

2.2.1 Conificación del Agua.

El fenómeno llamado "Conificación de Agua" es aquel observado en muchos pozos petroleros, cuando un yacimiento es explotado por la energía proveniente de un acuífero asociado y este desplaza una parte o toda la producción de aceite, cuando un cierto gasto de producción del pozo es excedido. Generalmente, cuando se presenta la conificación del agua, la zona de aceite se encuentra en o cerca de la parte superior de la zona con presencia de agua. La producción de los fluidos del yacimiento crean una presión diferencial, lo cual eleva al agua desde el contacto inicial agua/aceite o gas-agua y mientras mas alto es la diferencia de presión, mas rápido el agua es conificada, ver Fig. 2.7.

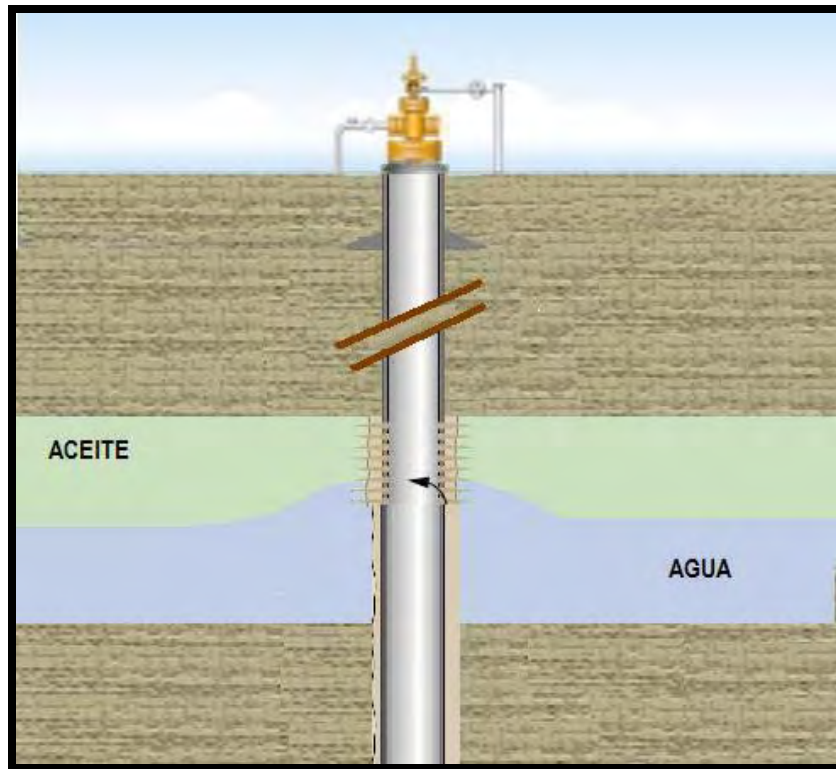


Fig. 2.7 Conificación del agua en pozo vertical.

Cuando la producción es a través de un pozo horizontal, la forma que se presentara el flujo de agua hacia la zona disparada es similar a la cresta de una onda, ver Fig. 2.8.

Los conos de agua producen agua del yacimiento más que cualquier otra fuente. Cuando el gasto de producción y la presión diferencial son incrementadas, el cono tiende a incrementarse y por consecuencia mayor será la producción de agua que se presentara en las instalaciones superficiales y en el pozo. Es necesario producir por debajo de un gasto crítico para tratar de evitar la formación de crestas o conos que impliquen la producción excesiva de agua. Sin embargo un factor clave para determinar si el origen del problema es la conificación del agua, es conocer la permeabilidad vertical del intervalo. Si es baja o si existe una barrera impermeable entre la zona con presencia de agua y la zona de aceite, entonces es extremadamente difícil que el agua tome la forma de un cono o se conifique.

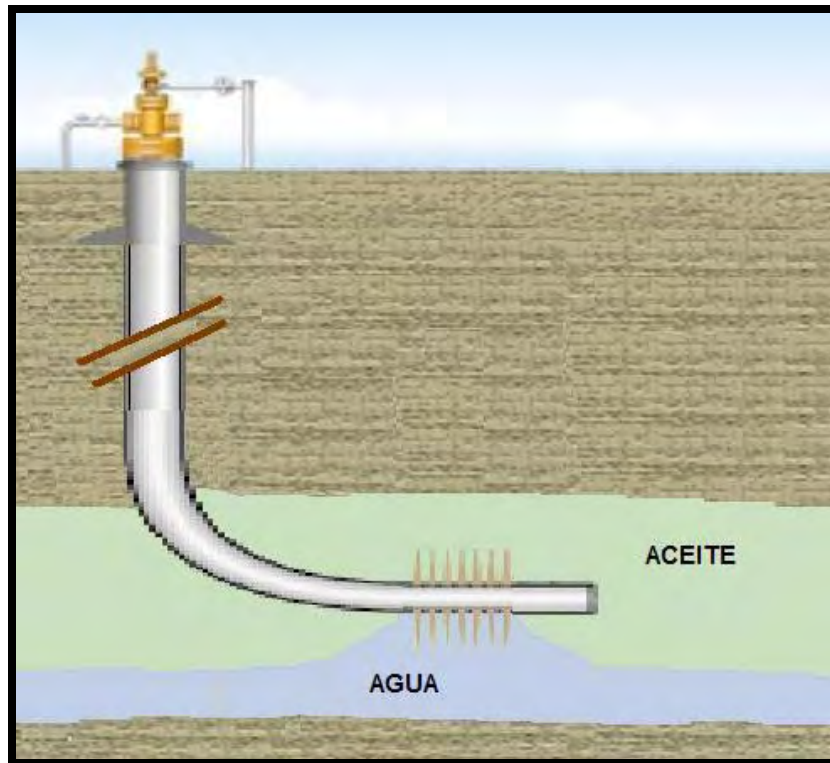


Fig. 2.8. Conificación del agua en pozo horizontal.

Las técnicas para identificar el estado de la conificación de agua, incluyen información geológica, registros en el agujero abierto, análisis de núcleos y un historial del análisis del agua..

Un ejemplo de la historia de producción de agua de un pozo con problemas de conificación se muestra en la Fig. 2.9.

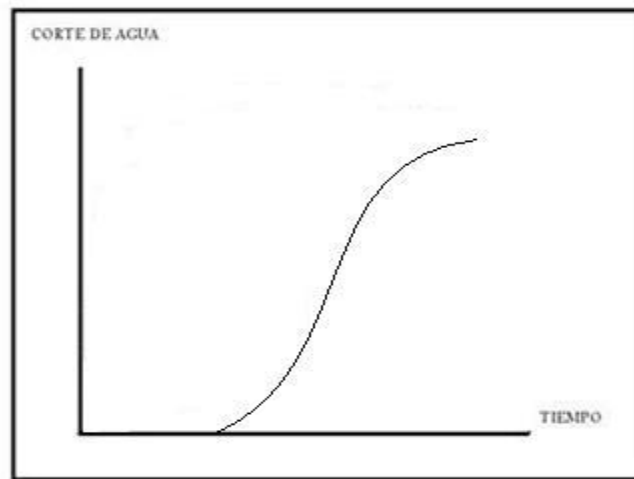


Fig. 2.9 Conificación de agua

Los métodos utilizados para prevenir la conificación involucran incrementar al máximo el gasto crítico, mediante la manipulación de alguna de las variables que intervienen en su valor, como son:

Disparos: Un método preventivo para poder evitar la excesiva producción de agua debido a la conificación, es que durante la terminación del pozo, la optimización de los disparos es un factor que contribuye en la prevención de la conificación de agua. La selección de la localización de los disparos influye en el valor del gasto crítico de aceite que se puede manejar. El espesor de la zona disparada queda por lo tanto limitada por el intervalo de la zona de aceite, es decir, si se tienen zonas de aceite de poco espesor, entonces el intervalo 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.

Barreras Artificiales: La colocación de una barrera artificial impermeable entre en el contacto agua/aceite y el intervalo disparado puede contribuir grandemente a reducir la tendencia a que se presente conificación. La prevención de la conificación, es altamente exitosa cuando las barreras artificiales se colocan entre el contacto agua/aceite y el intervalo disparado antes de que los pozos se pongan en producción.

Terminación Doble: El tipo de terminación de los pozos se pueden diseñar y seleccionar, de tal manera que se pueden hacer producir independientemente zonas de agua y de aceite, para contribuir en la prevención de los efectos negativos que se presentan con la conificación de agua. Cuando se utilizan dos aparejos de producción, para hacer fluir selectivamente de manera independiente la producción de aceite y de agua, el tipo de terminación es llamado "terminación doble", la aplicación de este tipo de variante en la terminación del pozo es exitosa en la reducción de la conificación del agua, logrando con ella un efecto en la reducción en 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 P_{wf} . En la Fig. 2.10. Se muestra una terminación doble y los efectos sobre la conificación. Mediante las terminaciones dobles se tiene un efecto de reducción de los costos por el manejo de la producción de agua en la superficie, lo anterior por el manejo independiente, lográndose 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.

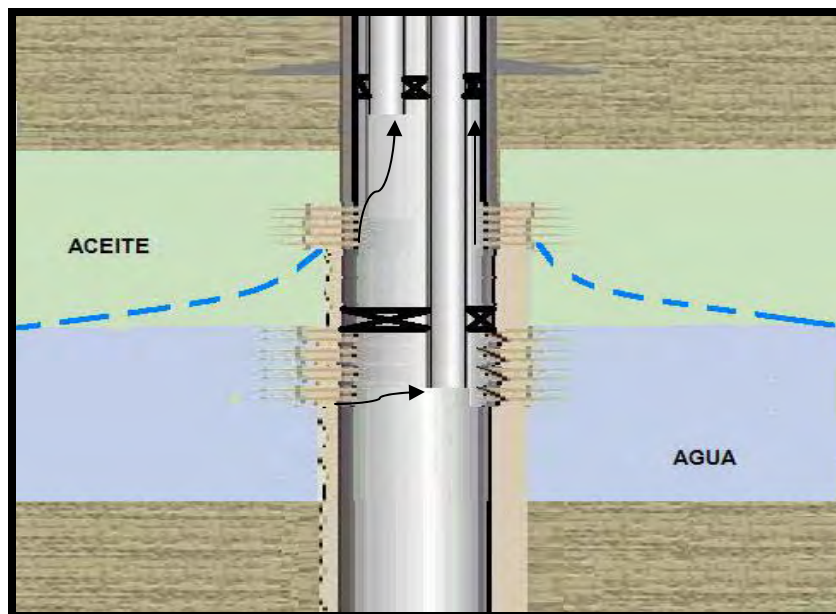


Fig. 2.10. Efectos de la terminación doble sobre la conificación de agua

2.2.2 Avance del Contacto Agua/aceite.

Estrechamente relacionado a la conificación del agua, esta la invasión del contacto agua/aceite por el empuje natural del agua de fondo. Cuando se está explotando un yacimiento que presenta las condiciones requeridas para que el origen del problema del agua sea esta fuente, el agua de fondo se mueve hacia arriba para desplazar aceite en dirección al intervalo terminado, ver Fig. 2.11. Cuando el contacto agua/aceite alcanza el fondo del intervalo disparado, el agua se abre paso, resultando así en un aumento en la producción de agua en la superficie.

En un yacimiento homogéneo o altamente fracturado, los conos de agua generalmente toman la forma hacia arriba hasta el intervalo terminado, causando rápidamente la producción de agua y desviando el aceite del lugar, sin embargo, la baja permeabilidad vertical (barrera de permeabilidad vertical) evitan la conificación, y la invasión del contacto agua/aceite es una señal de que la máxima producción de aceite se ha obtenido del yacimiento al nivel de las perforaciones mas bajas.

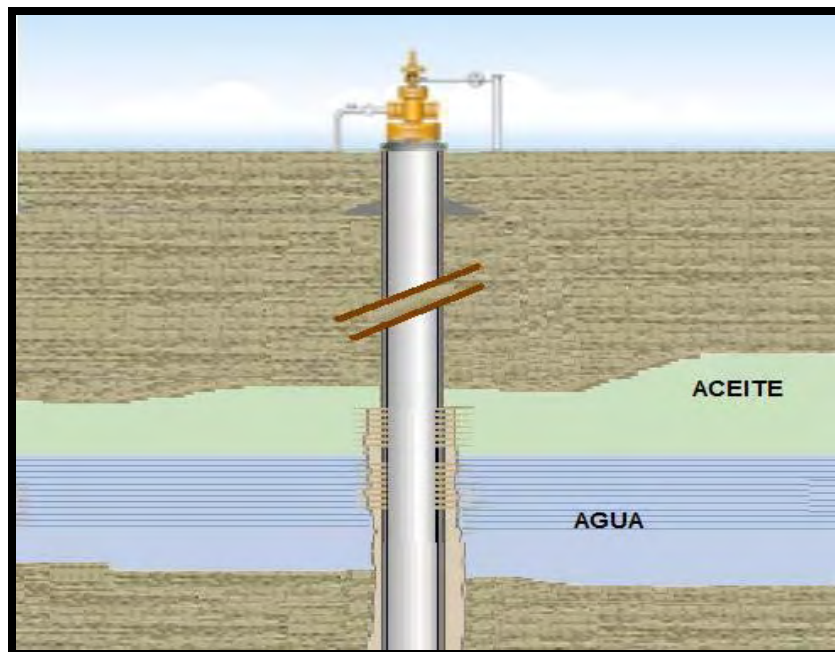


Fig. 2.11. Avance del contacto agua aceite.

La detección de esta condición solo puede ser identificada, primero eliminando las posibles fugas en la tubería de revestimiento, canales, perforaciones en un acuífero natural, conificación del agua, agua subyacente o marginal o el rompimiento del agua de inyección.

Segundo, es importante conocer adecuadamente las propiedades del yacimiento como son la porosidad y permeabilidad en ambas direcciones vertical y horizontal, para determinar si existe una barrera permeable o si una zona de alta permeabilidad en la parte superior o inferior de la formación productora permitirá la producción de agua.

La Fig.2.12 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.

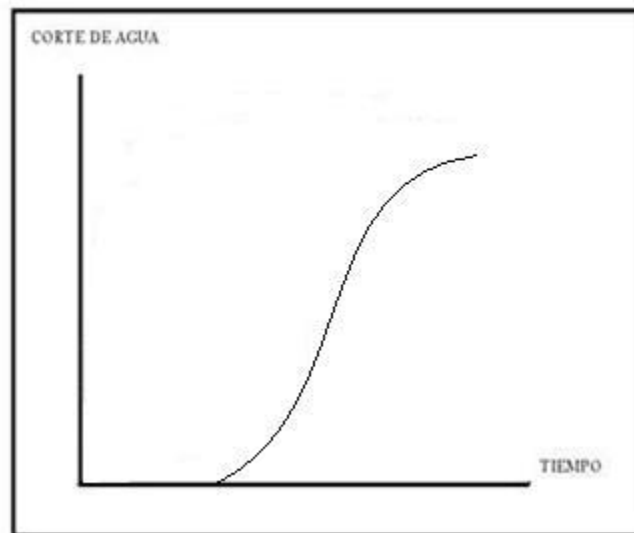
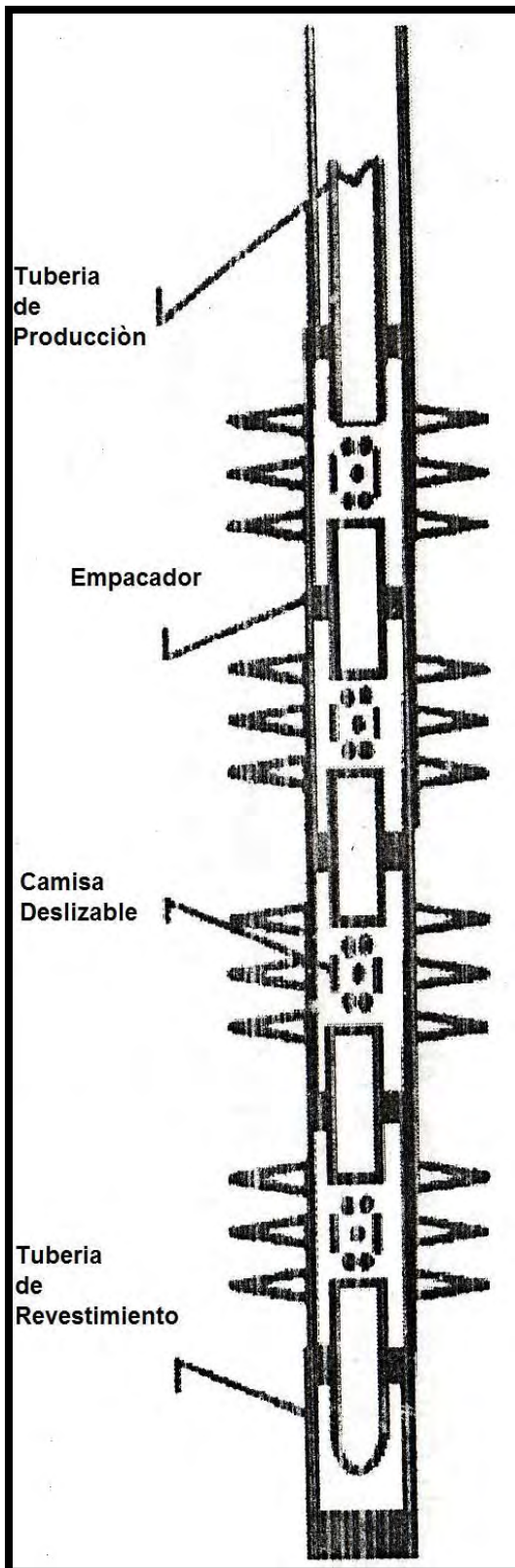


Fig. 2.12 Avance del contacto agua/aceite

La prevención para este tipo de problema se basa en pozos con capacidad en su terminación para 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. El método implica la colocación de equipo de aislamiento mecánico dentro del pozo cuando se realiza la terminación. Esta técnica se realiza



principalmente cuando se explota distintos horizontes productores y se espera que entre al pozo excesiva producción de agua en algún intervalo, debido al avance del contacto agua/aceite. El aislamiento mecánico se logra combinando los efectos de camisas deslizables y empacadores. Como se ilustra en la Fig. 2.13. Las camisas deslizables van instaladas en el aparejo de producción, colocadas a la altura de las zonas disparadas y los empacadores se colocan entre las camisas aislando las distintas zonas. El aislamiento mecánico, se utiliza para cerrar la producción en un intervalo inferior que sea alcanzado por la irrupción de agua o una conificación. El procedimiento es aplicable cuando se espera, 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 deslizable. Debido a que el agua entra primero al pozo por los disparos más cercanos al pozo, el empacador se coloca de manera que tapone los disparos inferiores y gradualmente se valla recorriendo hacia arriba del pozo con

Fig.2.13. Aislamiento Mecánico del agua

forme 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, en el proceso de planeación, selección de la inyección y 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 camisa deslizables 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.

2.2.3 Zona de Alta Permeabilidad al Agua con Empuje Natural.

En muchos yacimientos existen variaciones de permeabilidad que permiten al empuje natural del agua expulsar al aceite de los poros a gastos variables. De este modo, una parte del agua en un yacimiento sale más rápidamente que otras. Si el agua sigue siendo producida de la zona de alta permeabilidad le disminuye al yacimiento la energía necesaria para desplazar al aceite de las partes con permeabilidad mas baja.

Las zonas de alta permeabilidad pueden ser localizadas en cualquier parte del yacimiento y deben ser identificadas por la eliminación de otras posibles fuentes de producción de agua, así como para detectar la invasión del contacto agua/aceite.

El único camino para diferenciar entre estas dos fuentes, donde una zona de alta permeabilidad es localizada cerca de la parte inferior o de un intervalo productivo, es intentar determinar si el agua de la parte inferior o margen del mecanismo de empuje de agua están activos.

El gradiomanómetro y la inspección radioactiva son normalmente usados para detectar estas fuentes.

.2.4 Zona de Alta Permeabilidad en Pozo Inyector.

En un yacimiento donde el medio poroso es heterogéneo ocasiona que ciertas partes del yacimiento tengan una permeabilidad más alta que otras. Debido a que la formación productora no tiene una permeabilidad uniforme, al aplicar un proceso de recuperación secundaria, el agua emigra a través de los poros de la formación, en los cuales se presenta mayor facilidad para permitir el paso del agua a través de ellos, ver Fig. 2.14.

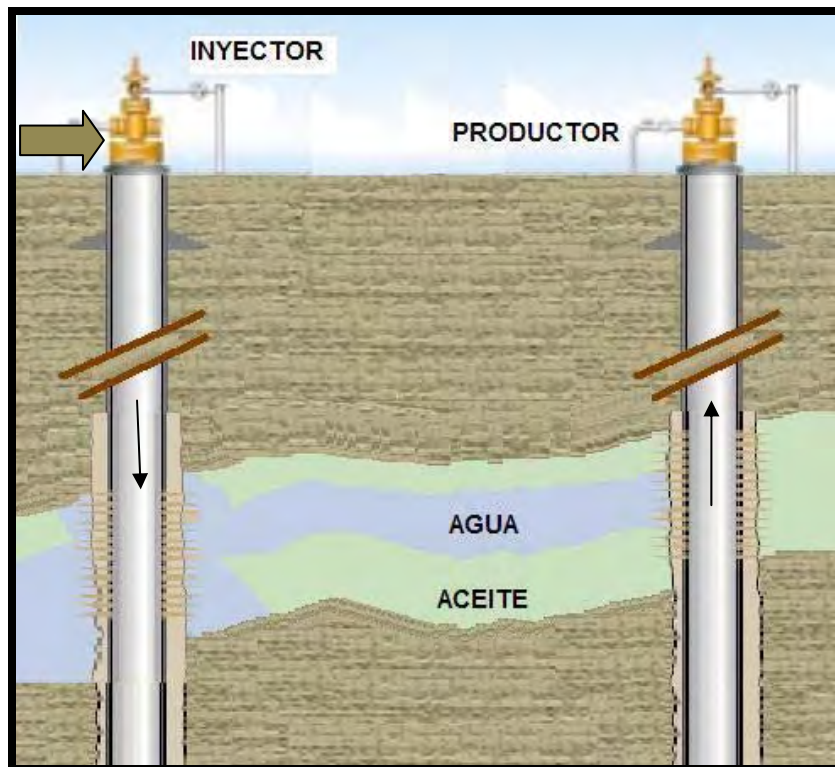


Fig. 2.14 Zona de alta permeabilidad en pozo inyector.

Una capa de alta permeabilidad, puede resultar en un rápido ascenso en la invasión de agua como se muestra en la Fig. 2.15. Cuando una zona de alta permeabilidad al agua comunica a un pozo inyector con el productor, se podría

pensar que el origen del agua en exceso podría ser por esta causa. Haciendo un análisis de las propiedades químicas y físicas del agua de inyección y del agua producida, ayudaría para determinar si esta es la fuente de producción excesiva de agua.

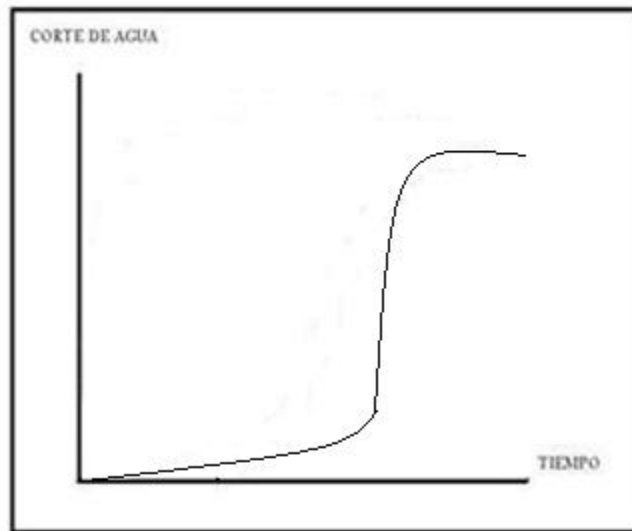


Fig. 2.15 Zona de alta permeabilidad en un pozo inyector.

Una zona de alta permeabilidad al agua en un pozo inyector tiene el mismo efecto en la producción del agua no deseada, cuando la causa de esta producción es debida a un intervalo de alta permeabilidad al agua, pero con empuje natural.

El fenómeno de canalización por alta permeabilidad con flujo cruzado es similar al aplicado anteriormente, pero se diferencia de este por la ausencia de barreras impermeables arriba y debajo de cada capa (continuidad de las arcillas) por lo tanto se puede presentar flujo cruzado entre las capas. Ver Fig. 2.16

Se tienen medios de identificación y control de este problema. Cuando la fuente de agua es de un pozo inyector, los trazadores radioactivos pueden ser colocados en el agua de inyección para que la identifiquen de una fuente natural de agua.

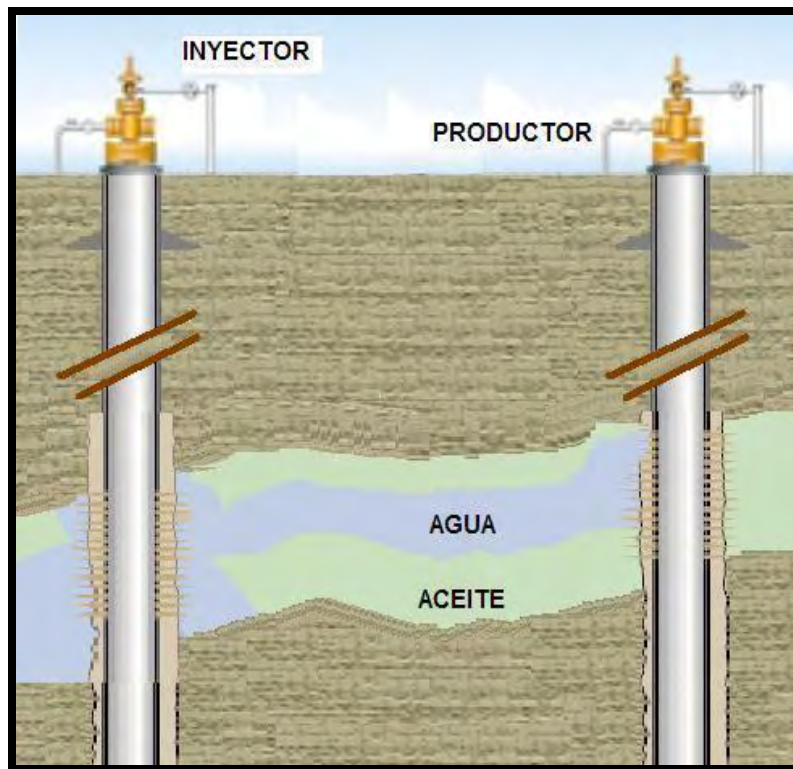


Fig. 2.16 Flujo Cruzado

2.2.5 Fracturas Inducida en Acuíferos.

Normalmente la formación esta saturada con fluido a presión constituyendo así, un sistema de esfuerzos roca-fluidos, el conjunto de esfuerzos existentes en este sistema pueden dividirse en dos esfuerzos parciales; 1) la presión que prevalece en el fluido y actúa sobre los componentes sólidos del sistema y 2) un esfuerzo adicional que actúa exclusivamente sobre la parte solida de la formación. El esfuerzo total es la suma de estos dos.

Este problema es originado cuando se pretende realizar un tratamiento de acidificación matricial o fracturamiento hidráulico, cuando la fractura se presenta fuera de la zona propuesta puede comunicar a una zona con presencia de agua, en este caso un acuífero con el intervalo terminado, teniendo como resultado un efecto contrario al originalmente planeado, ver Fig. 2.17.

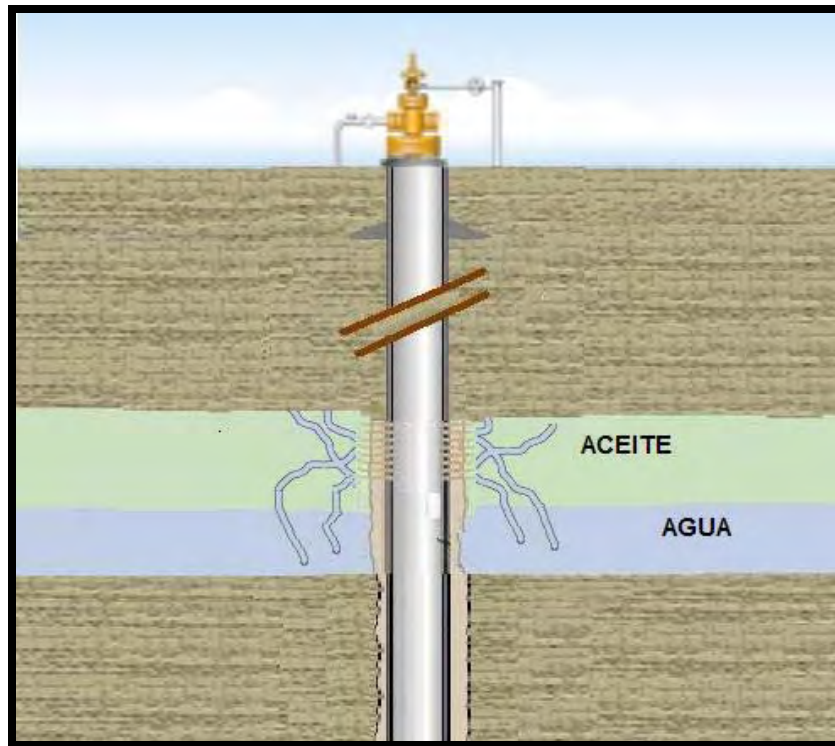
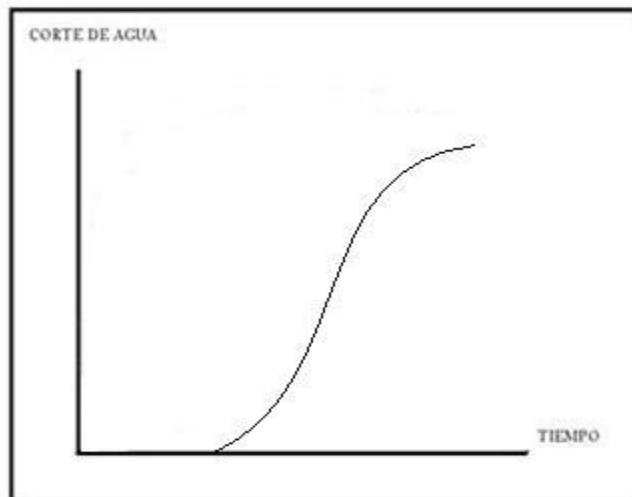


Fig. 2.17 Fracturas inducidas en acuíferos.

Cuando esto ocurre, el agua es producida inmediatamente después del tratamiento, ver Fig. 2.18. Es mejor prevenir este problema con un buen trabajo de cementación primaria y controlar el fracturamiento que tratar de corregirlo después de ocurrido.



2.18. Fracturas inducidas fuera de la zona productora.

2.2.6. Fracturas Inducidas en Operaciones de Inyección de Agua.

Rara vez, los pozos de inyección son intencionalmente fracturados, pero frecuentemente son fracturados accidentalmente por la inyección de fluidos. Así, si la presión de los poros del yacimiento disminuye, el gradiente de fracturamiento también disminuye. Por esta razón el yacimiento puede fracturarse debido a la carga hidrostática del agua.

En la Fig. 2.19 Se observa que las fracturas producidas en operaciones de inyección reducirán muy probablemente la eficiencia de barrido por el agua inyectada. En el peor de los casos, un fracturamiento puede comunicar directamente un pozo inyector con un pozo productor y desviar completamente el aceite del intervalo terminado; sucede lo mismo cuando la fractura se dirige hacia el pozo productor.

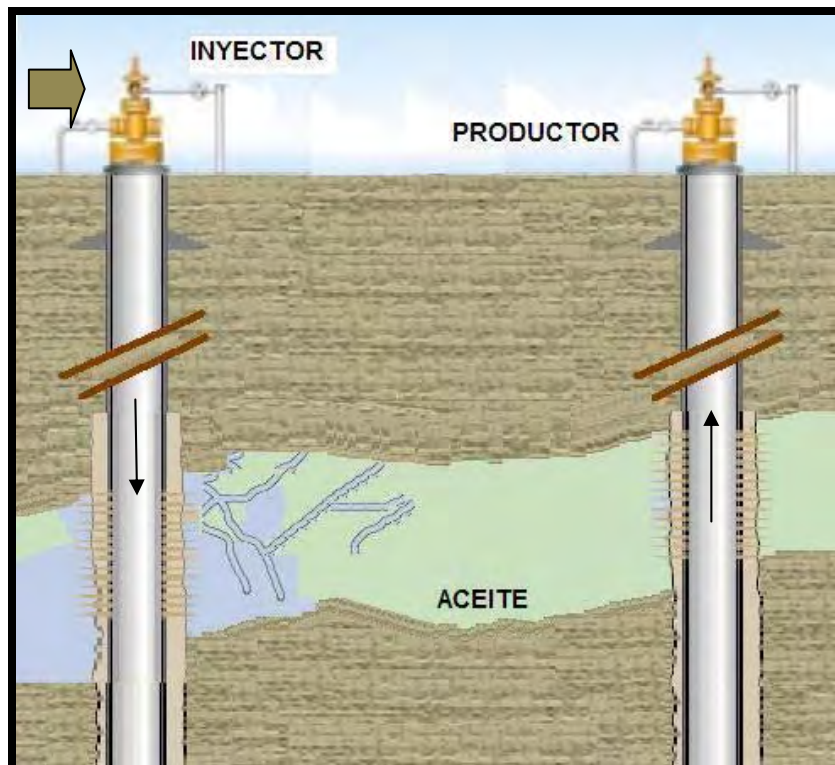


Fig. 2.19 Fracturas inducidas en operaciones de inyección de agua

El fracturamiento involuntario de un pozo inyector, frecuentemente acontece cuando existe daño en las perforaciones del intervalo terminado, en la formación o en la vecindad del agujero. Esto resulta de una tendencia del operador a incrementar la presión de inyección para conseguir un gasto más alto de inyección.

2.2.7 Fracturas Naturales en la Formación

Estos sistemas de fracturas son el resultado de la porosidad secundaria en la formación, las cuales tienen permeabilidad horizontal y vertical extremadamente alta, grandes cantidades de fluido pueden fluir a través de ellas con la mínima caída de presión. Si estos sistemas de fractura comunican los intervalos de agua y aceite del yacimiento; la producción de agua resulta sobre la terminación inicial, aun si solamente el intervalo productor de aceite es perforado. Fig. 2.20

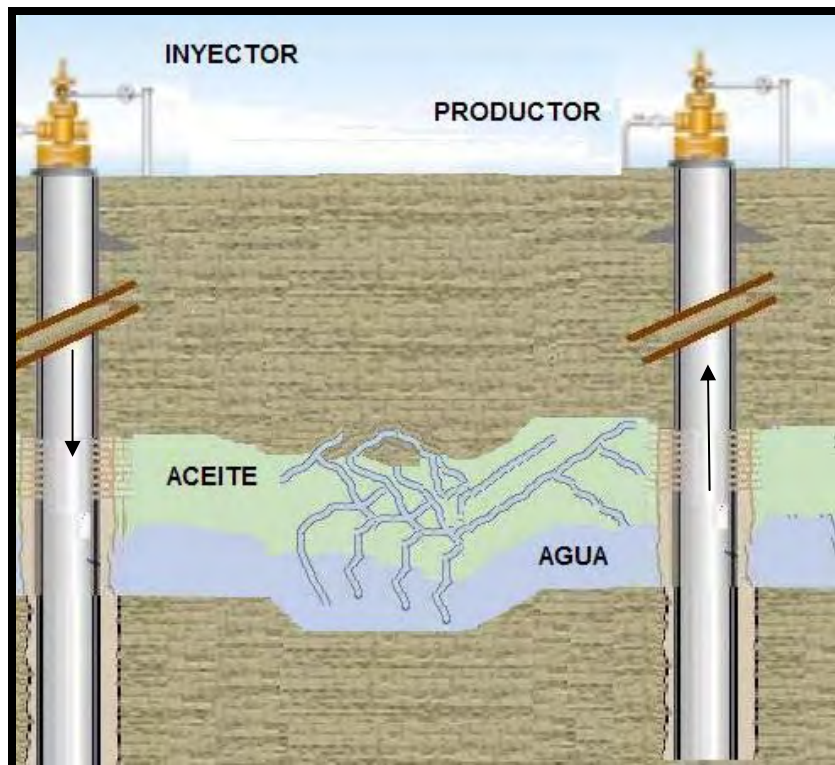


Fig. 2.20. Fracturas naturales en la formación.

Cuando se tienen fracturas altamente comunicadas entre un pozo inyector y un productor, el problema se vislumbra de inmediato debido a que el agua irrumpe rápidamente dentro de un par de días u horas posteriores al inicio de la inyección. Como se muestra en la curva 1 de la Fig. 2.21.

Si la red de fracturas no esta 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 2 de la Fig. 2.21

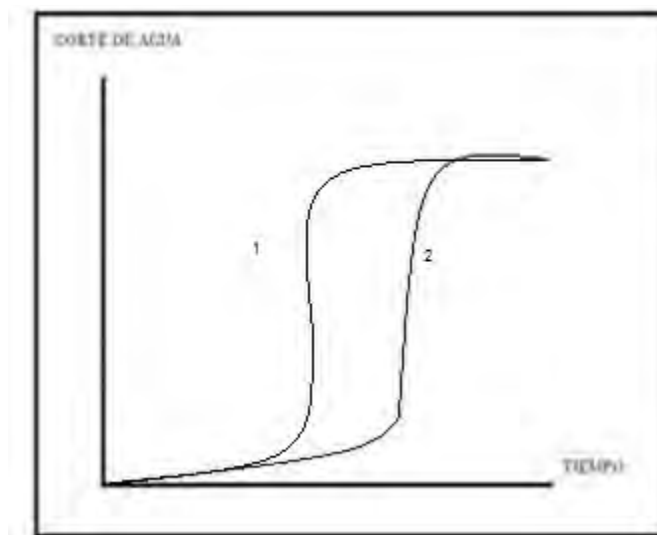


Fig. 2.21. Fracturas naturales en la formación.

2.2.8 Capa Segregada por Gravedad.

Si el yacimiento tiene buena permeabilidad vertical ($K_v > K_h$) y además se esta 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, 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 el aceite, efecto que en el pozo productor se puede interpretar incorrectamente como una conificación. Mediante graficas de

diagnostico es posible identificar este tipo de mecanismos de producción en los cuales no se encuentra evidencia de conificación durante el análisis, en la Fig. 2.22 se ejemplifica la situación mencionada.

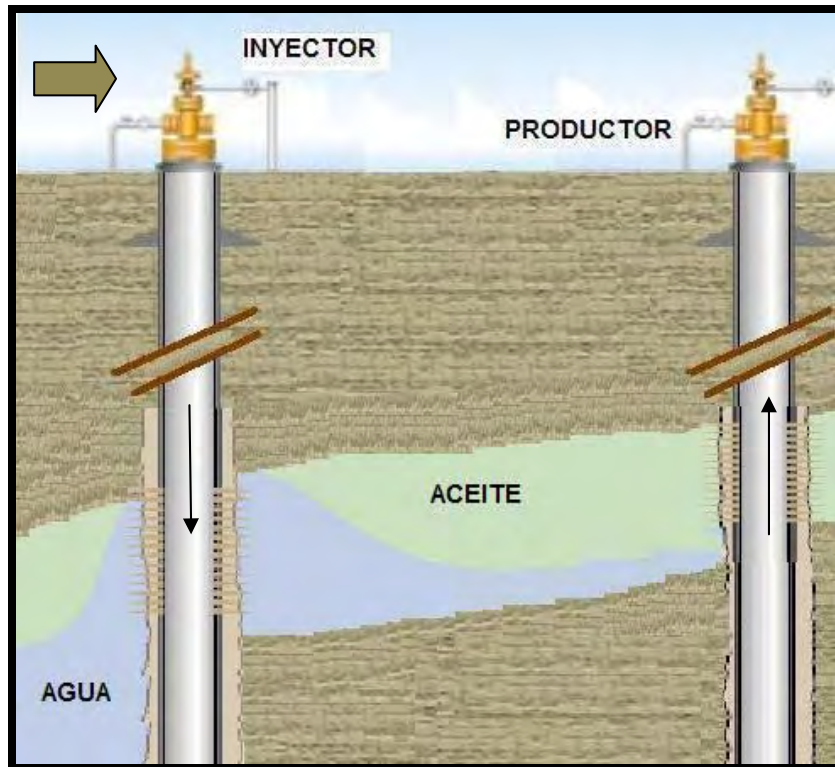


Fig. 2.22. Capa segregada por gravedad

2.2.9 Rompimiento de Barreras

La existencia de una barrera natural de lutitas de baja permeabilidad entre el agua y el aceite, es una de las formas en que el agua y el aceite se encuentran separados. Dichas barreras pueden ser fracturadas como consecuencia de un trabajo mal diseñado o realizado de fracturamiento hidráulico, dando resultado a la producción de agua, otra de las causas es debida a la generación de una presión de arrastre durante la producción que exceda la resistencia de la barrera, podría romper esta. La declinación de la presión o la aplicación de un tratamiento de estimulación pueden causar el rompimiento de dicha barrera.

2.2.10 Barrido Areal Deficiente

Muchas veces el agua marginal o subyacente de un acuífero o de un pozo inyector de agua en una zona productiva, provoca un barrido areal deficiente (Fig. 2.23), dando como resultado canales preferenciales de flujo, en la formación existen diferentes zonas que presentan diferente barrido debido al cambio de facies y esta presente una gran complejidad estructural. Para tener una idea mas general 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.

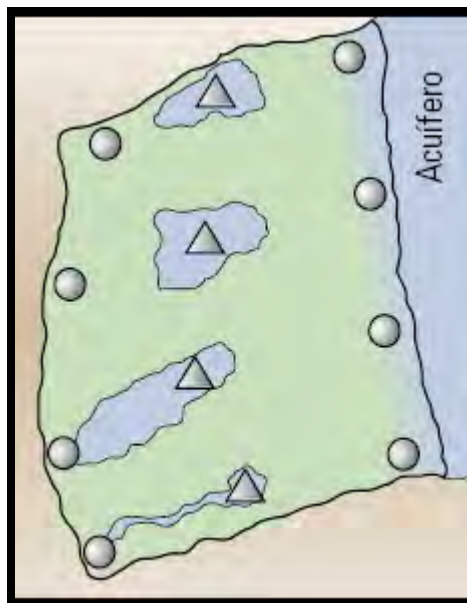


Fig. 2.23 Barrido Areal Deficiente.

CAPITULO 3

PROBLEMAS ASOCIADOS A LA PRODUCCIÓN DE AGUA

La producción de agua ayuda a mover el aceite del yacimiento, por el empuje natural de agua o cuando el agua inyectada está avanzando a través del medio poroso, lo cual, es benéfico para obtener buenos gastos de producción en un pozo fluyente y en operaciones de recuperación secundaria o mejorada de hidrocarburos.

Sin embargo en pozos productores o inyectores, el agua se vuelve un problema cuando no permite el paso del hidrocarburo en la formación, dando como resultado las incrustaciones, emulsiones, bloqueos por agua, corrosión y frecuentemente esta asociada con la producción de arena. Además, el exceso de producción de agua aumenta la carga de los fluidos producidos en el pozo y crea una contrapresión adicional sobre la formación, reduciendo así la productividad. Esto reduce a su vez la capacidad de flujo de un pozo y obliga a un incremento en la capacidad de elevación artificial, aumentando así los costos para la explotación del petróleo, mientras los volúmenes de producción de agua crecen. También grandes volúmenes de agua pueden reducir la capacidad del equipo superficial, ocasionando limitaciones en la producción.

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 la tecnología con que se cuente.

Debemos tener presente que si no se regulariza un control adecuado de la producción excesiva de agua, considerando los problemas operacionales que se generen 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 problemas que repercuten en la labor productiva.

3.1. Corrosión

Cuando los pozos producen agua, se presenta la corrosión en las tuberías debido a que el agua tiende a afectar de manera directa y significativamente el aparejo de producción, así como las instalaciones superficiales. La corrosión está ligada a la concentración de materiales corrosivos (oxígeno, ácido sulfhídrico, bióxido de carbono, sales, etc.). La corrosión de las superficies metálicas del aparejo de producción o de las instalaciones superficiales, puede iniciarse sin que se tenga presencia de agua, debido a que existen productos que reaccionan como corrosivos los cuales pueden iniciar la corrosión en las partes metálicas. Por lo que es necesario inyectar anticorrosivos que permitan mantener en forma adecuada nuestras instalaciones.

3.2 Producción de arenas.

Cuando se presenta la producción de agua en un pozo productor de aceite, el movimiento que genera este flujo, provocará la generación de canales de flujo debido a la disolución de los cementantes, los cuales resultan ideales para que las arenas sean arrastradas con el flujo de agua hacia el pozo y como consecuencia se presenta el arenamiento. Una de las razones del control del agua es para

disminuir el arrastre de los cementantes que consolidan los granos de la formación productora y por ende controlar la producción de arenas.

3.3 Incrustaciones

La acumulación de sedimentos minerales es uno de los problemas preocupantes para el ingeniero de producción. Se trata de un conjunto de depósitos que se incrustan en los orificios de los cañoneos, los revestidores, las tuberías de producción, las válvulas, las bombas y los equipos superficiales. De manera tal que obstruyen e impiden el paso de los fluidos. Las incrustaciones se pueden depositar a lo largo de toda la trayectoria que sigue el agua.

En las incrustaciones minerales, el agua juega un papel fundamental, dado que el problema se presenta solo cuando existe producción de agua. El agua es un buen solvente para muchos materiales y puede transportar grandes cantidades de minerales.

Existen dos factores principales para que este fenómeno se presente, cuando se tiene producción de agua:

Caídas de presión: Provocan que los gases disueltos escapen de la solución salina destruyendo el estado de equilibrio y originando la precipitación y posterior depositación de sales.

Decrementos de temperatura: Los decrementos de temperatura favorecen la estabilidad de algunas sales, pero al mismo tiempo provocan la precipitación de otras contenidas en la solución salina.

La expansión de gases provocado por la evaporación del agua, disminuye el volumen de la solución salina, aumentando las concentraciones del ion cloruro. Entre mayor sea la cantidad de agua producida mayores son las incrustaciones y la depositación de estas.

3.4 Presencia de emulsiones agua/aceite

Una emulsión es causada por la agitación o turbulencia en una mezcla de agua y aceite, la emulsión es un sistema de dos fases que consiste de dos líquidos parcialmente miscibles, uno de los cuales es dispersado en el otro en forma de glóbulos. La fase dispersa o interna es el líquido desintegrado en glóbulos, el líquido circundante es la fase continua o externa. Las emulsiones pertenecen a cualquiera de los dos siguientes tipos; aceite en agua(o/w) donde la fase continua es el agua, o bien agua en aceite (w/o) donde la fase continua es el aceite.

La producción de aceite en los pozos petroleros lamentablemente esta acompañada por agua emulsionada, esta agua para poder ser separada del aceite requiere de tratamientos específicos para poder reducir la emulsión, lo que ocasiona costos muy elevados, principalmente al presentarse una emulsión estable, es decir, que esta emulsión no se rompe al almacenar la mezcla en los tanques por lo que requiere de tratamientos que puedan romper dicha emulsión.

Problemas de emulsión serán agravados cuando en el campo se apliquen métodos de recuperación secundaria, inyección de agua, inyección de surfactantes, inyección de CO₂ y al aplicar combustión in situ.

3.5 Productividad de aceite.

La producción de agua crea un trayecto desde el acuífero hasta la zona de producción del pozo, situación que disminuye la permeabilidad efectiva al aceite; al irse incrementando gradualmente la producción de agua, el valor de la permeabilidad efectiva al aceite disminuirá gradualmente, al incrementar la saturación de agua y al mismo tiempo la permeabilidad efectiva al agua se incrementara en esta zona, facilitando cada vez mas su producción. Tal efecto es observado en la Fig. 3.1. En donde la “zona A” es la parte donde solo fluye aceite; la “zona B” es la parte en donde fluyen ambos fluidos; la “zona C” es la parte donde fluye agua; el “punto I” corresponde a la saturación critica de agua (es la

saturación mínima a la cual comienza a moverse) y el “punto II” corresponde a la saturación crítica de aceite. Valores elevados en la permeabilidad efectiva al agua y en saturación de agua, provocan dos efectos, por un lado facilitan el ascenso de agua del acuífero al pozo y además se provoca al mismo tiempo dificultad para que pueda fluir nuevamente aceite por la zona invadida por el agua.

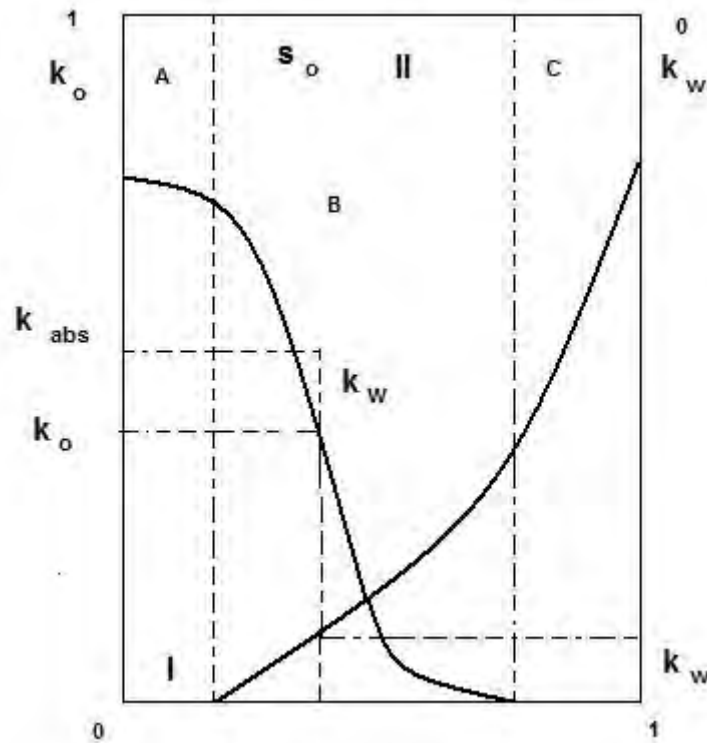


Fig. 3.1 Comportamiento de la permeabilidad Vs saturación para un sistema de dos fluidos

3.6 Problemas de pozos inyectoros.

Los pozos inyectoros pueden originar problemas si el agua de inyección no está filtrada correctamente, ya que puede contener partículas tan grandes que provoquen el taponamiento de la matriz. Por otra parte, si no se trata de forma adecuada con químicos de producción como bactericidas y secuestradores de oxígeno, el daño puede aumentar. Ambos factores pueden provocar el aumento de la presión de inyección hasta que se inicia una fractura, que en principio es corta,

pero luego crece en longitud y en altura. Cuando las fracturas inducidas se extienden en forma vertical a través de varias capas, se pierde el control sobre el barrido vertical y resulta difícil recuperar el control del perfil de inyección. La fracturación térmica, que a menudo se encuentra en las zonas marinas, es provocada por la reducción de los esfuerzos en la zona de inyección debido al enfriamiento. La zona que tiene mayor inyección se enfría en primer lugar y luego se fractura, tomando aun mas fluido de inyección y provocando un escaso barrido vertical. Como en estos casos, resulta difícil evitar la fracturación térmica, probablemente la mejor estrategia sea garantizar la fracturación de todas las zonas, ya sea por medios térmicos o hidráulicos, para obtener un perfil de inyección más parejo. Algunas veces una capa de alta permeabilidad adyacente a la capa de baja permeabilidad, la fractura térmica puede irrumpir en la zona de alta permeabilidad, la cual puede llegar a tomar toda el agua de inyección y como consecuencia se pierde el barrido de la zona de baja permeabilidad.

3.7 Evaluación de los riesgos.

La justificación de un tratamiento en cualquier pozo depende del valor del incremento esperado en la producción de hidrocarburos. Se trata de un valor “esperado”, lo cual indica que existe un cierto grado de incertidumbre en el análisis. Algunos tratamientos destinados al control del agua pueden garantizar un aumento substancial en la producción. En tales circunstancias, el elemento primario e incertidumbre es el éxito de la operación en si misma. Cuando el incremento de la producción es relativamente pequeño (o se basa en diversos supuestos) no solo comienza a cobrar importancia el riesgo de operación, si no también el pronóstico mismo se convierte en un riesgo clave. Por lo tanto, el operador necesita cuantificar el valor de un tratamiento de control del agua. Una posibilidad consiste en realizar un análisis que incorpora los componentes multifacéticos de riesgo utilizando los métodos de análisis de riesgo cuantitativos.

Los arboles de decisión son herramientas valiosas que permiten visualizar y cuantificar las opciones disponibles y la probabilidad de sus resultados.

3.8 Control del agua a nivel de campo

Los problemas de control de agua, las técnicas de diagnóstico y las soluciones son realizadas para cada pozo. Ahora bien, si las técnicas de diagnóstico se modifican y se extienden a una gran cantidad de pozos en un campo, se obtendrá una mayor reducción en el manejo total del agua y, en muchos casos, se logrará un incremento importante en la producción total de hidrocarburos en el campo. Cuando se conjuga el diagnóstico correcto con la aplicación de soluciones comprobadas, el control del agua puede convertirse en una herramienta efectiva para el manejo del yacimiento. Si bien es posible aplicar estrategias individuales de control del agua en un cierto número de pozos dentro de un campo, en los campos extensos puede resultar poco eficiente e implicar un gran consumo de tiempo. El primer objetivo de un programa de control del agua en todo un campo consiste en identificar los pozos que presentan las siguientes características:

- El pozo es accesible para realizar una intervención.
- La terminación es lo suficientemente robusta como para tolerar la intervención.
- Existe un valor económico relacionado con la reducción de la producción de agua en ese pozo.
- El pozo tiene un problema de control del agua que se puede tratar en forma económica con un riesgo aceptable.

Las estrategias de control del agua en todo un campo a menudo son diferentes de las que se aplican en cada pozo individual. Por ejemplo, es posible que se tengan que modificar los diseños de terminación que han dado buenos resultados en pozos individuales para lograr mejoras en todo un campo.

3.8.1 Problemas a nivel de campo.

Tarde o temprano parte de los campos petroleros se encuentran bajo un empuje de agua, ya sea por un tratamiento de recuperación secundaria mediante la inyección de agua o por un acuífero natural. Si se desea aumentar en forma significativa el factor de recuperación se debe incrementar por lo menos uno de los componentes de dicho factor, la eficiencia del desplazamiento, la eficiencia del barrido areal o la eficiencia del barrido vertical. El primero, la eficiencia de desplazamiento, solo se puede mejorar reduciendo la saturación residual del aceite con un surfactante, flujo miscible o esquema alternativo de agua y gas. El control del agua mejora la eficiencia del barrido areal o vertical. Para poder realizar un análisis de barrido de agua a nivel de un campo es necesario extender la geología y contar con una adecuada caracterización del yacimiento. En los inicios de la vida del campo se sabe poco acerca de la caracterización del yacimiento, en particular de su heterogeneidad, pero la información aumenta gradualmente a medida que se obtienen datos de la dinámica de producción.

En los casos de ambiente de depositación, como las áreas marinas poco profundas, a menudo se encuentran arcillas continuas que proporcionan un buen aislamiento vertical entre las capas, por lo cual el aumento del barrido vertical resulta conveniente. Cualquier problema existente con las capas inundadas sin flujo transversal se puede corregir fácilmente en el pozo y en este ambiente, este problema es más habitual que el problema de las capas inundadas con flujo transversal, que resulta difícil de solucionar. Las arenas eólicas, que a menudo tienen buen espesor y buena permeabilidad vertical, presentan problemas con respecto al control del agua. Puede existir segregación gravitacional de fluidos, causando invasión de agua en los pozos productores. En ambientes con depositación fluvial y deltaica, por lo general se crean canales de arenas, que pueden variar desde arenas bien apiladas con buena continuidad vertical y horizontal hasta canales aislados con escasa comunicación. Dado que en este ambiente pueden producirse varios tipos de problemas, es importante realizar una caracterización correcta de las arenas. Los yacimientos de carbonatos presentan

sus propios problemas, que incluyen frecuentemente fracturas naturales que provocan invasión de agua proveniente de una capa de agua, o a través de fracturas que conectan los pozos inyectores con los pozos productores. Por otra parte, pueden existir grandes canales de disolución causados por el flujo de agua del subsuelo, que a veces tienen varios metros de amplitud y pueden crear trayectos de alta velocidad para el flujo, provocando a menudo invasión prematura de agua, estos se deben considerar como derivaciones de los problemas de agua inducidos por fracturas y el taponamiento de este tipo de canales resulta sumamente difícil. Muchos operadores se resisten a controlar el agua de forma preventiva antes de que se produzca una invasión, por el cual la mayor parte de las operaciones son de remediación. El control, preventivo del agua debería incluir el estrangulamiento de las zonas con mayor permeabilidad para crear un barrido áreal mas uniforme, lo cual significaría sacrificar el flujo de fondos en un principio a cambio de un retorno incierto, debido a que no se tiene un conocimiento completo de la heterogeneidad del yacimiento. Sin embargo, se puede mejorar el perfil de producción (y de inyección) por medio de la estimulación selectiva de las zonas con menor permeabilidad. Estas contribuye una opción particularmente atractiva debido a la posibilidad de utilizar tubería flexible para emplazar con precisión fracturas hidráulicas pequeñas. El perfeccionamiento de las técnicas de perforación horizontal, incluyendo los pozos con múltiples tramos laterales y las tuberías flexibles también ofrece una mayor variedad de soluciones viables para resolver problemas complejos del yacimiento. Sin embargo, es probable que se mantenga este enfoque predominante reactivo respecto del control del agua y, como consecuencia, de un mejor barrido, hasta que se logre realizar una caracterización temprana del yacimiento mas precisa. Tomando como base los datos de flujo fraccional, o incluso una estimulación aproximada, del volumen del yacimiento y la curva de flujo fraccional, se puede calcular la recuperación esperada, suponiendo que la producción continúa hasta un corte de agua dado. Si se compara la recuperación esperada con la recuperación final indicada por los gráficos semilogarítmicos de la RWO (relación agua-aceite por sus siglas en

ingles), se puede utilizar diagnósticos a nivel de campo para estimar la eficiencia de barrido del yacimiento. Si la RWO es menor que la curva de flujo fraccional, quiere decir que existe petróleo no barrido.

En la Fig. 3.2 Las dos curvas de flujo fraccional muestran cómo podría funcionar un yacimiento de múltiples capas bajo diferentes suposiciones. Las dos curvas muestran una gran diferencia en el valor final de saturación de agua de formación con el mismo corte de agua. Suponiendo que las capas del yacimiento se inundan de acuerdo con su capacidad de flujo, la Curva A muestra una cantidad substancial de petróleo que todavía permanece en la formación. Suponiendo que las capas se inundan desde el fondo hacia la superficie, la Curva B muestra que se puede recuperar casi todo el petróleo.

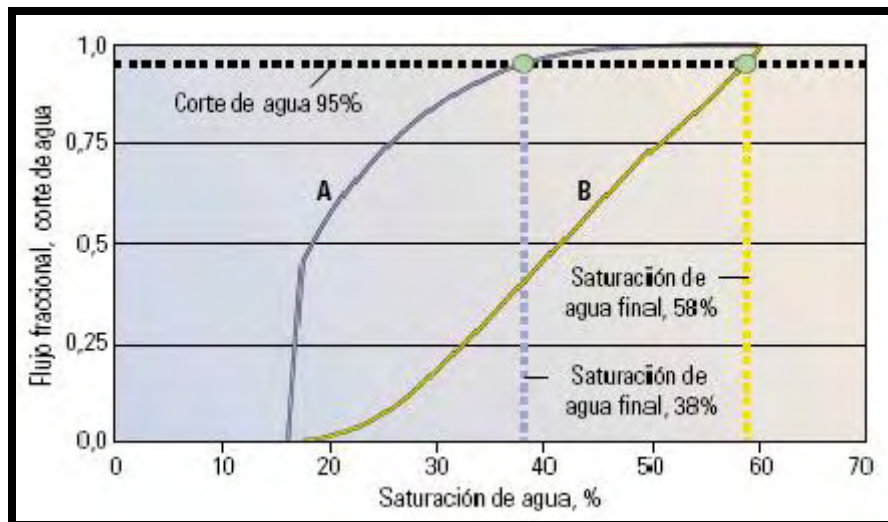


Fig. 3.2 Pronostico del flujo fraccional.

3.8.2 Instalaciones de superficie

Las instalaciones de superficie separan el agua del aceite y la procesan hasta lograr una especificación adecuada para desecharla en el medio ambiente o para reinyectarla.

El gas se envía a una planta de procesamiento o simplemente se le quema, mientras que el aceite se somete a un proceso de eliminación de impurezas mediante el cual se quita el agua del aceite hasta que su concentración baje al 0.5% o el 1%, dependiendo de las condiciones de entrega. El agua se reinyecta para su eliminación o para mantener la presión del yacimiento. En una instalación típica de tratamientos de agua para inyección, todas las corrientes de agua de cada etapa del proceso de separación se someten a un proceso de eliminación de los restos de aceite hasta lograr un nivel compatible con la descarga del medio ambiente o a la formación receptora, que por lo general oscila entre 10 y 40 ppm. En la etapa de filtración se utiliza un filtro de 10 a 50 micrones para quitar los sólidos, lo cual hace que el agua sea más compatible con la formación antes de la reinyección.

Los tratamientos químicos incluyen quebradores de emulsión, biocidas, polielectrolitos y secuestradores de oxígeno que se agrega al agua para acondicionarla para la reinyección, además de inhibidores de corrosión y químicos para combatir las incrustaciones minerales, que se adicionan para proteger las tuberías y los equipamientos de fondo. Cuando el agua se produce a altas tasas, los aditivos químicos constituyen hasta un 20% de los costos de manejo del agua en la superficie. El equipamiento de superficie y las instalaciones representaran el 80% restante. En la práctica, las soluciones de superficie comienzan en el fondo.

Una separación parcial del agua y el petróleo realizada en el fondo del pozo puede eliminar algunos de los costos de levantamiento del agua. Como alternativa a la separación en el fondo y reinyección simultánea, existe la producción segregada en el fondo por la cual el agua y los hidrocarburos son producidos en forma separada, con lo cual se evita la necesidad de contar con instalaciones de separación en la superficie. Por último, los tratamientos químicos, como los quebradores de emulsión, los químicos para destruir las incrustaciones minerales y los inhibidores de corrosión inyectados en el fondo pueden preparar los fluidos para poder realizar un tratamiento de superficie eficiente.

Otras tecnologías específicas utilizadas para reducir la concentración de agua en el petróleo hasta niveles sumamente bajos, incluyen sistemas de deshidratación, que pueden reducir el contenido de agua hasta un nivel de 40 ppm, los sistemas de ultra-deshidratación, que reducen el agua hasta 5 ppm y las remociones de sólidos finos para filtrar partículas de detritos, como partículas de arenas de hasta 5 micrones de tamaño.

Las instalaciones superficiales y el parejo 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 tubería de producción.
- Línea de descarga.
- Los orificios de restricción al flujo (estranguladores, válvulas, etc).

Si el pozo produce a gastos máximos y el gasto de agua se incrementa, 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).

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 equipamientos capaces de manejar fracciones mayores de agua en forma económica. En yacimientos bien conocidos, tales mejoras en los servicios de manejo de agua en las instalaciones de superficie permiten descubrir reservas recuperables adicionales.

En general podemos decir que la producción de aceite o gas, frecuentemente se ve reducida por la alta producción de agua en las siguientes formas:

- a) La eficiencia de barrido es reducida por la inefectiva inundación de todos los intervalos productores de agua entre un pozo inyector y un pozo productor debido a zona ladronas o intervalos con alta permeabilidad.
- b) El incremento en la carga de la columna del fluido es causado por la mayor densidad del agua en la sarta de producción.
- c) La alta saturación de agua en la vecindad del agujero reduce la permeabilidad relativa al aceite, causada por el bloqueo del agua.
- d) El daño a la formación puede resultar de las arcillas movibles o hidratables y de partículas finas atrapadas cerca del área productora del pozo.
- e) La incrustación se puede precipitar a la zona de disparos del pozo y en los poros de la formación cercanos al pozo.
- f) Las emulsiones pueden ser creadas por aceite y mezcla de agua, al entrar al pozo, este problema es mas serio si la emulsión es inyectada en la formación durante una recuperación secundaria.
- g) La corrosión por sulfuro de hidrogeno y dióxido de carbono es acelerado por la producción de agua.
- h) La producción de arenas, frecuentemente es asociada con el aumento en la producción de agua.

Los aumentos en los costos de explotación del aceite o gas son debidos a la producción excesiva de agua e incluyen lo siguiente:

- a) Los costos para elevar los fluidos producidos, incluyen los costos adicionales de energía para elevar volúmenes mas grandes y pesados de fluidos, inversión para equipos de mayor elevación, buenos servicios y costos por mantenimiento.

- b) Los costos para separar el agua del aceite, incluyendo tanques mas grandes, separadores y deshidratadores, bombas superficiales y costos por mantenimiento.
- c) Los costos para limpieza y tratamientos químicos del agua, previo a la distribución, incluyendo desnatador, filtros, agentes floculantes y sustancias químicas para evitar la corrosión, bacterias y control de incrustaciones.
- d) Los costos para tanques de distribución o reinyección (cabezales y tuberías de inyección), bombas de inyección de alta presión y costos por mantenimiento.
- e) Costos para la preparación de pozos, mas el reacondicionamiento y para mantener la inyección.

3.2 Manejo de la producción de agua

De residuo a recurso

En los campos maduros, el agua suele percibirse como un mal necesario. Si bien el agua a menudo impulsa la producción primaria e interviene en la producción secundaria, el exceso de agua producida representa un costo significativo para las compañías productoras de petróleo y gas. Hoy en día, el mejoramiento de las técnicas de manejo de la producción de agua permite minimizar el volumen de agua llevado a la superficie, convirtiendo el excedente de agua producida de residuo a recurso.

Dado el incremento de la demanda de agua utilizable registrado en ciertas zonas, los ingenieros y científicos están tratando de descubrir formas de transformarlo en un recurso viable. El curso a seguir para la conversión de residuo a recurso depende de la química del agua y del nivel de contaminantes. La calidad del agua producida varía con la geología, la geografía, las técnicas de producción y el tipo

de hidrocarburo producido. El agua puede contener aceite disperso, hidrocarburos ligeros, metales, sales y una amplia variedad de otros materiales orgánicos e inorgánicos.

De los mas de 210 millones de barriles de agua producidos diariamente en las operaciones de aceite y gas, entre un 30% y un 40% se considera residuo y se elimina. Sometidos a un tratamiento adecuado, estos 73.5 millones de barriles de agua tienen el potencial de desempeñar un rol clave en lo que respecta a aliviar la demanda impuesta sobre los sistemas naturales de agua dulce.

La disponibilidad sustancial de agua producida, sumada a la necesidad de contar con alternativas de eliminación menos costosas, conduce a los investigadores a estudiar la reutilización del agua producida para irrigación, uso industrial y otras aplicaciones. Con un tratamiento adecuado, el agua producida podrá ser utilizada con diversos fines aliviando la presión ejercida sobre los sistemas de abastecimientos de agua dulce de nuestro planeta.

Un ejemplo es el proceso de conversión del agua producida, en agua para irrigación este puede requerir varios pasos. Primero, la corriente de alimentación de agua producida es sometida a un proceso de filtración previo al tratamiento para eliminar la arena y las partículas más grandes. Los hidrociclones y las unidades de microfiltración separan la mayor parte del aceite disperso en el agua producida. Luego mediante la utilización de adsorbentes a base de arcillas modificadas orgánicamente se elimina el petróleo remanente. El agua producida, especialmente libre de petróleo, pasa luego a través de una unidad de filtración por osmosis inversa (OI), reduciendo los sólidos disueltos totales a menos de 500 ppm. La corriente de salmuera rechazada, proveniente del proceso OI, es eliminada mediante métodos convencionales, tales como el método de inyección, en pozos de eliminación de residuos.

En la Fig. 3.3, se observa la eliminación de sales y contaminantes. Durante el proceso de ósmosis inversa (OI), el agua producida pre-filtrada es forzada por la presión a pasar de un área con alta concentración de sales y contaminantes a

áreas de bajas concentraciones. Debido a que el proceso es osmótico y la membrana OI no tiene poros verdaderos, la mayor parte de los contaminantes no pueden atravesarla.



Fig. 3.3 Proceso para la eliminación de sales y contaminantes del agua producida.

La eliminación de las sales disueltas por técnicas comunes, tales como el proceso de osmosis inversa, no siempre es eficaz desde el punto de vista de sus costos.

Un novedoso polímero, desarrolla un concepto alternativo de purificación de agua basado en la utilización de membranas. Aprovechando climas áridos y abundante luz solar, el agua producida, mayormente libre de petróleo pasa a través de unos tubos especiales de polímero. La energía proveniente del sol calienta el agua que se encuentra dentro de los tubos. Las moléculas de agua migran hacia el exterior del tubo de polímero semipermeable, dejando las sales e impurezas concentradas en su interior.

El agua purificada se evapora y se condensa sobre la capa inferior de una placa rígida que cubre el aparato y luego es encauzada hacia los tanques de retención donde es capturada. A diferencia de las técnicas más convencionales el proceso no requiere presión o energía externa fuera de la suministrada por el sol.

La conversión de los residuos de los campos petroleros en recursos de pastoreo beneficia a las compañías petroleras, las comunidades locales y el medio ambiente. Significativos volúmenes de agua para uso agrícola pueden ser generados, ayudando a sanear las tierras de pastoreo, sustentando iniciativas ambientales y conservando los recursos de agua dulce, a la vez que se ayuda a las compañías petroleras a manejar la producción y los costos de eliminación en forma más efectiva.

Los avances registrados en las tecnologías de manejo del agua están permitiendo a los ingenieros analizar mas exhaustivamente, optimizar y manejar mejor el agua presente en el yacimiento y en la superficie.

Al mismo tiempo, los investigadores se están esfozando por descubrir usos alternativos para el exceso del agua producida.



Hoy en días las compañías petroleras están realizando grandes esfuerzos por minimizar la cantidad de agua producida que se lleva a la superficie. Lo que alguna vez fue residuo, mañana puede convertirse en un valioso recurso para aplicaciones agrícolas, industriales y de otro tipo. Si bien se dice que el agua y el petróleo no se mezclan, el futuro de cada recurso se muestra cada vez más interrelacionado. El manejo de nuestros recursos líquidos, petróleo y agua por igual, desempeñara un rol crítico en el desarrollo futuro.

CAPITULO 4

METODOS DE IDENTIFICACIÓN Y DIAGNÓSTICO.

En el pasado, se consideraba que el control de agua no era mas que la simple colocación de un tapón acompañado por una operación de cementación, o bien un tratamiento con gel en un pozo.

La razón principal por la cual la industria petrolera no pudo lograr un método adecuado para controlar el agua ha sido su falta de conocimiento de los diferentes problemas y la consiguiente aplicación de soluciones inapropiadas. Esto queda demostrado con la gran cantidad de trabajos técnicos en donde se describen los tratamientos y los resultados con poca o ninguna referencia a la geología, al yacimiento o al problema del control de agua. Una vez que el agua ha sido detectada, las operaciones siguientes son encaminadas para conocer su origen, es decir, tanto la fuente como el mecanismo. El factor clave es el diagnóstico, es decir, poder identificar el problema específico que se presenta. Los métodos de identificación y diagnóstico se utilizan de tres maneras:

- Para seleccionar los pozos que podrían necesitar un sistema de control de agua.
- Para determinar el problema de agua de manera que se pueda seleccionar un método de control adecuado.

- Para localizar el punto de entrada del agua en el pozo de tal manera que se pueda colocar el tratamiento en el lugar correcto.

4.1 Registros de Producción

Los registros de producción son utilizados para determinar la procedencia del exceso de producción de agua, es decir, su origen, porcentaje, dirección y localización, donde sus sensores proporcionan mediciones de flujo, presiones, densidades, temperaturas, etc., todo a condiciones de fondo. La interpretación de esta información llega a ser un arte, mas que una ciencia, donde el conocimiento o experiencia de condiciones particulares del área llega a ser factor determinante para evaluar los problemas

Los registros de producción son los que se pueden tomar después que se han cementado las tuberías de revestimiento, colocado el aparejo de producción y disparado el intervalo productor. Estos registros pueden ser tomados en:

- a) En pozos productores: Las dos principales áreas de registros de producción son: en problemas del yacimiento y en problemas del pozo.
- b) En pozos que producen artificialmente: Sirven para revisar el aparejo de producción.
- c) En pozos inyectoras: Son utilizados en la determinación de los perfiles de inyección.

Los registros de producción usados solos o combinados pueden precisar fuentes de producción de agua extraña, detección de zonas ladronas, canalización de cemento, fugas mecánicas, etc.

Las aplicaciones de los registros de temperatura, sondas radioactivas, registros de ruidos, sondas medidoras de flujo con hélice y sondas de densidad de fluido, gradiomanómetro y registro de cementación se describirán con detalle, junto con la teoría de operación y limitaciones de cada herramienta, para determinar las cuatro condiciones básicas en relación con el pozo.

1. Estado mecánico del pozo: Para que el pozo se comporte como se planeo, es necesario que todos los componentes que lo integran funcionen correctamente, tales como tubería de producción, tubería de revestimiento, empacadores, válvulas, etc. Los registros de producción permiten detectar fugas, daños por corrosión interna y externa en las tuberías, así como daños en los empacadores y otros dispositivos.

2. Integridad de la cementación: Una cementación es buena cuando se tiene un sello hermético entre la tubería de revestimiento y las paredes del pozo. Cuando esto no se logra, ocasiona una migración de fluidos de una formación a otra.

3. Comportamiento del pozo: Su aplicación es para determinar que parte del yacimiento esta produciendo agua o gas, que perforaciones están contribuyendo a la producción o para saber el perfil de inyección o producción.

4. Evaluación de las formaciones: La localización de los contactos agua/aceite y gas/aceite, y de las nuevas zonas de hidrocarburos, así como la determinación de la saturación inicial de fluidos en cada zona y como varia esta debido a la producción o el movimiento de fluidos extraños.

Para correr un registro de producción, únicamente se necesita el uso de un sistema de control de presión en la boca del pozo y de un camión grúa para las operaciones de tierra o un mástil para los trabajos de pozos costa afuera.

4.1.1 Registros de Temperatura.

El registro de temperatura, consiste en un dispositivo de registro de temperatura de alta resolución llamado termómetro, que es introducido dentro del pozo.

Existen dos tipos, el termómetro magnetofónico independiente y termómetro eléctrico.

- a) Termómetro Magnetofónico es de uso común en campos productores de aceite y/o gas, y usan el mismo mecanismo que los dispositivos que miden la presión de fondo.

El principio de medida de la temperatura, está constituido por un recipiente de mercurio, el cuál tiene una forma de cilindro de pequeño diámetro. Al final de un pistón, que se extiende a través de una glándula de un embalaje se tiene una aguja que registra los cambios de temperatura que a su vez son transferidos al mecanismo magnetofónico.

El rango de temperatura puede ser manejado con el cambio de diámetro del cilindro que contiene el mercurio. Con una calibración adecuada esta herramienta tiene un rango de exactitud de [° F] y puede leer variaciones hasta de 0.5 [° F].

El elemento que registra la temperatura en una Amerada Gauge, puede registrar valores de hasta 200[° F], con un equilibrio termal que puede variar de 8 a 10 min. Por lo anterior la herramienta debe correrse de 50 a 100 pie por minuto. Seguida de una segunda corrida de 2 a 5 pie por minuto.

- b) Termómetro Eléctrico cuenta con una resistencia de elemento de temperatura.

El termómetro eléctrico tiene la ventaja de una más rápida estabilización con cambios notables de temperatura y es posible obtener valores en superficie de forma inmediata, pero su costo es mayor.

Este tipo de registro, se puede correr con cualquier tipo de registro convencional, pero su principal arreglo lo tenemos del registro PLT, (Production Logs Test), en donde juega un papel muy importante en la determinación de ciertos parámetros del pozo y del yacimiento.

Bajo condiciones estáticas, la temperatura medida en el pozo aumenta uniformemente con la profundidad. Este incremento es causado por el flujo ascendente de calor desde el centro de la tierra hasta la superficie. El cambio medido de temperatura con la profundidad se llama gradiente geotérmico y varía con la temperatura de superficie, este se reporta en grados Fahrenheit entre pie ($^{\circ}\text{F}/\text{pie}$), o grados centígrados entre metro ($^{\circ}\text{C}/\text{m}$), la temperatura interior y las conductividades térmicas de los materiales entre esos dos puntos.

En condiciones dinámicas el gradiente geotérmico depende de la temperatura de superficie, geometría de los aparejos (tubería de producción y tubería de revestimiento), coeficiente de conductividad, gastos de inyección o producción y de la temperatura interior (distribución de temperatura).

Los registros de temperatura pueden ser usados para determinar:

- Punto(s) de entrada de fluido(s) o intervalo(s) de inyección de agua.
- Movimiento de fluido detrás de las tuberías de revestimiento.
- Rotura de las tuberías de producción o de revestimiento.
- Cima de cemento(deberá correrse el registro antes de que se disipe el calor generado por el fraguado del cemento)
- Facilita el cálculo de propiedades PVT en diversos puntos de un pozo.

Operación

Los pozos productores e inyectores son operados bajo condiciones dinámicas, por lo tanto, los perfiles de temperatura de fondo medidos difieren de las temperaturas de los gradientes geotérmicos normales debido a la circulación de fluidos, a la producción e inyección, si las operaciones de inyección o producción cesan, el perfil de temperatura del pozo retornara a las condiciones geotérmicas. Al inspeccionar este regreso a las condiciones normales, a través de una serie de perfiles de temperatura, es posible determinar intervalo(s) productores o inyectores, detectar canalizaciones, rupturas de la tubería de revestimiento, etc.

Perfiles de temperatura en el pozo bajo
diferentes condiciones de operación.

En pozos productores de aceite bajo saturado: el gas permanece en solución, pero puesto que el aceite producido es mas caliente que las formaciones circunvecinas, cede calor a ellas. La pérdida de calor llega a ser constante hacia arriba del pozo y el perfil de temperatura se hace paralelo al de condiciones estáticas. La producción de agua exhibe características similares de temperatura.

En una canalización del agua debajo del intervalo disparado; el agua entra en la canalización, calienta el pozo solo ligeramente por que el canal proporciona un área pequeña para la transferencia de calor. A medida que el agua entra por los disparos se nota un gran incremento de temperatura, esto se observa en la Fig. 4.1.

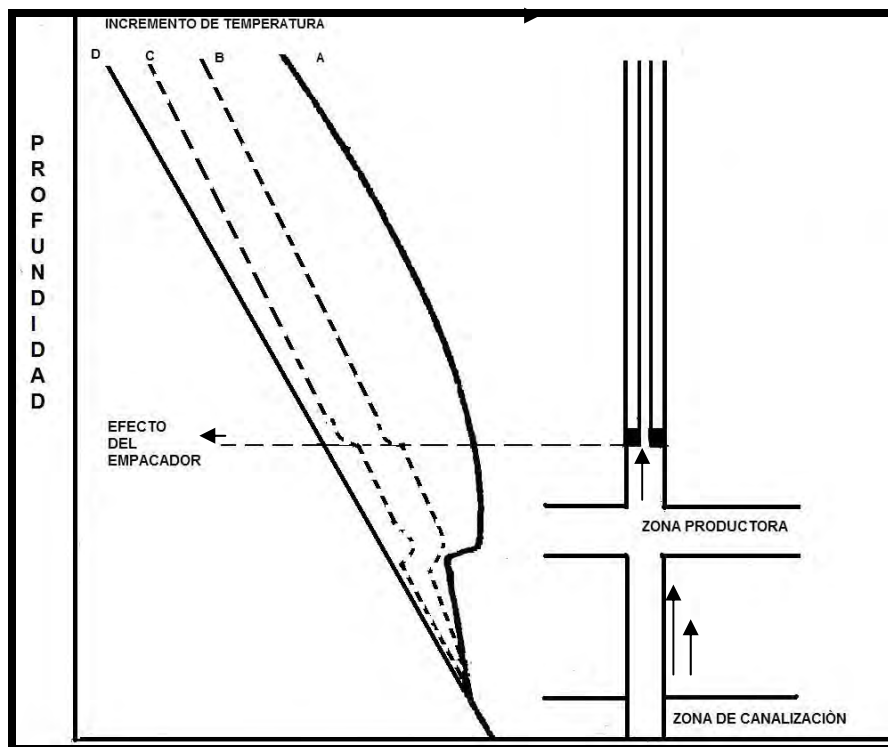


Fig. 4.1 Canalización de agua debajo de la zona productora.

Donde:

- A: Registro en pozo fluyendo.
- B: 2 horas después de que el pozo fue cerrado
- C: 4 horas después de que el pozo fue cerrado.
- D: Condiciones estáticas.

A medida que el fluido se mueve hacia arriba del pozo, se enfría, alcanzando una condición de equilibrio y el perfil de temperatura se hace paralelo al de las condiciones estáticas.

En una canalización de agua arriba del intervalo disparado, como es mostrado en la Fig. 4.2; el agua producida es mas fría que la formación en los disparos y el único enfriamiento notado en el registro será en la cima del intervalo perforado. La interpretación en el intervalo entre los disparos y la zona de canalización es difícil puesto que el pozo esta siendo calentado y enfriado al mismo tiempo. Un perfil de temperatura a pozo cerrado puede ayudar a identificar la zona de canalización.

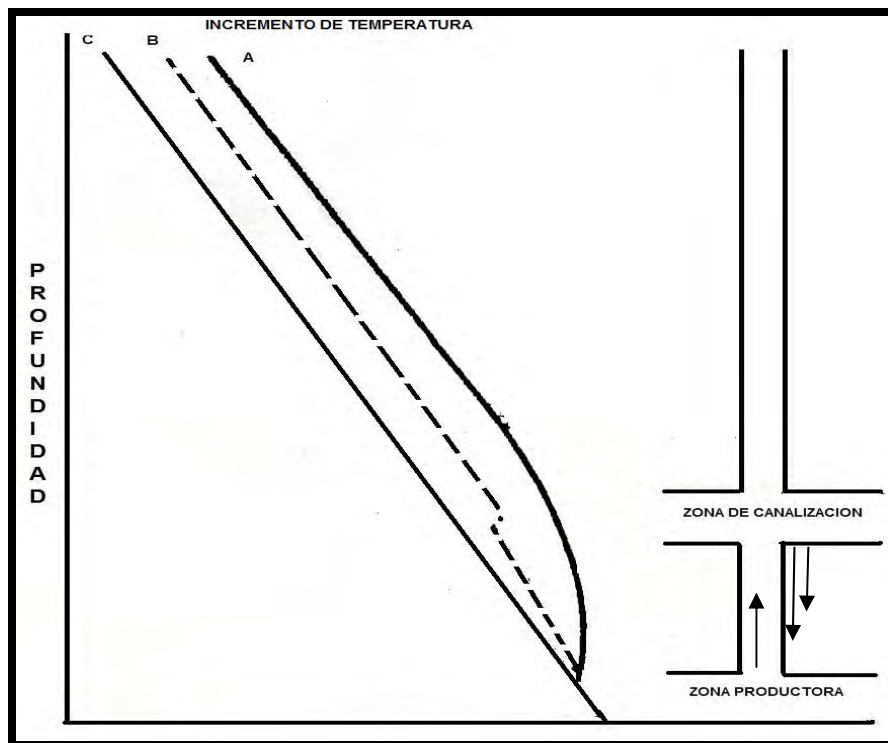


Fig. 4.2. Canalización de agua arriba de la zona productora.

Donde:

A: Registro en pozo fluyendo.

B: 2 horas después de que el pozo fue cerrado.

C: Condiciones estáticas.

En pozos productores de aceite por debajo del punto de burbujeo: el gas en solución se libera en el intervalo perforado debido a la caída de presión y empleando un registro de temperatura es posible determinar el efecto enfriador a medida que el gas se expande en el intervalo productor. Cuando la columna de gas fluye hacia arriba, recoge calor de la formación hasta que esta es mas caliente que las formaciones circunvecinas, luego el perfil de temperatura se hace paralelo al de las condiciones estáticas.

En una canalización del agua debajo del intervalo disparado, como es mostrado en la Fig. 4.3; el registro indica calentamiento debajo del intervalo productor, enfriamiento en el intervalo productor y calentamiento arriba del intervalo productor, hasta que es alcanzada una perdida de calor constante.

En una canalización del agua arriba del intervalo disparado; ocurre un doble efecto de enfriamiento en el intervalo disparado causado por la canalización del agua y por la expansión del gas.

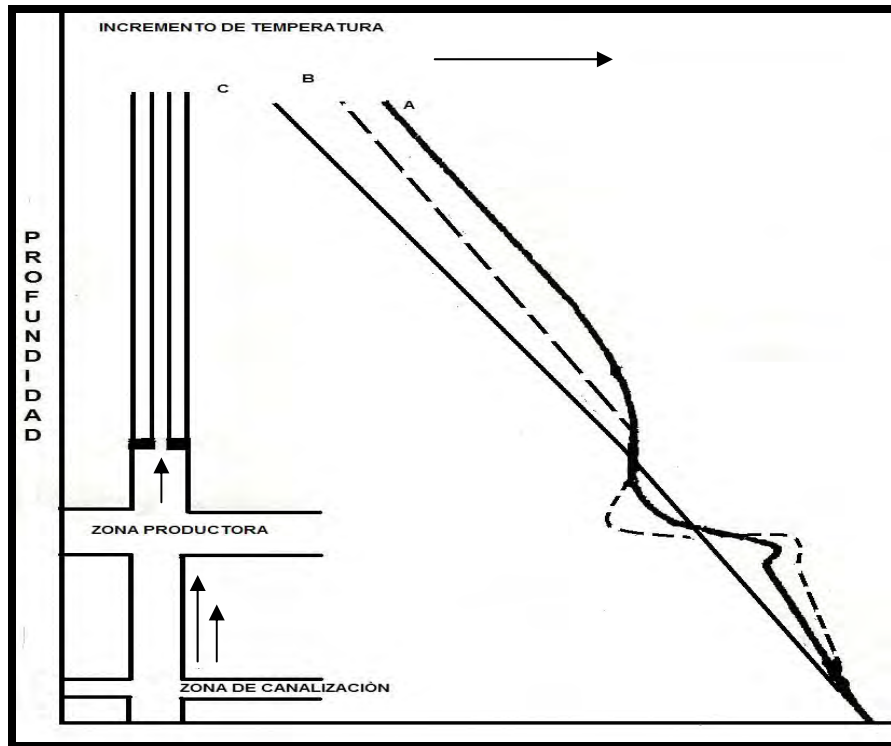


Fig. 4.3. Canalización de agua debajo de la zona productora.

Donde:

- A: Registro en pozo fluyendo.
- B: 2 horas después de que el pozo fue cerrado.
- C: Condiciones estáticas.

En Pozos Inyectores

Una revisión cualitativa del comportamiento de la temperatura en pozos de inyección de agua se representa a continuación.

Los perfiles de temperatura durante la inyección y a diferentes tiempos después del cierre del pozo se presentan en la Fig. 4.4. La inyección de fluidos, enfría toda la vecindad del pozo; sin embargo, ocurre un efecto de mayor enfriamiento en el intervalo inyector.

Cuando es cerrado el pozo, la temperatura se eleva lentamente en la zona de inyección, en comparación con las demás zonas, por tanto, después de inyectar

agua fría, una zona de admisión es identificada por una anomalía de enfriamiento en la curva de cierre

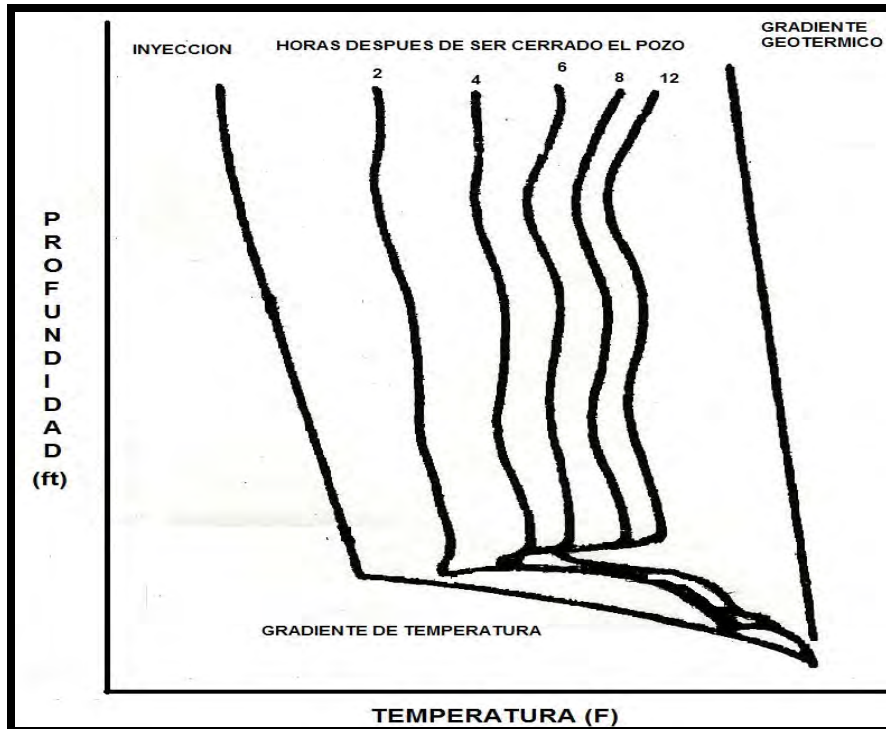


Fig. 4.4 Enfriamiento en la vecindad del pozo por el agua de inyección

4.1.2 Sondas medidoras de flujo hélice.

Los registros de molinete son corridos con herramientas de hélice, estas son medidoras de flujo, miden las velocidades de los fluidos en el interior de las tuberías de producción y de revestimiento, las cuales pueden ser convertidas a gastos de inyección o producción.

Existen básicamente dos tipos de medidores de flujo a condiciones de fondo:

- 1) Medidores de flujo continuo.
- 2) Medidores con empacador inflable.

En los medidores de flujo continuo una parte del fluido pasa a través de la sección del medidor y la otra parte pasa entre la tubería de revestimiento y la herramienta que contiene el medidor. La velocidad de la hélice, que es función lineal de la velocidad del fluido respecto a la herramienta, se registra continuamente contra la profundidad. Este tipo de medidores es efectivo para mediciones de flujo en una sola fase con gastos de producción altos.

Los medidores con empacador inflable tienen el mismo principio que la herramienta antes mencionada, la diferencia es que pueden aislar uno o más intervalos, Fig. 4.5

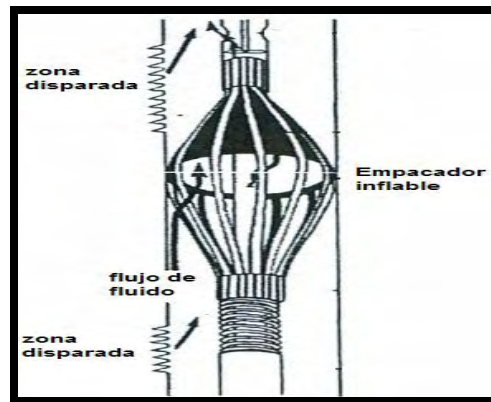


Fig. 4.5 Medidor con empacador inflable.

Las principales aplicaciones de los medidores de flujo son:

- Generar perfiles de producción o inyección para indicar movimientos de fluidos desde o dentro de intervalos individuales.
- Detectar pérdidas de producción de flujo cruzado y zonas ladronas.
- Detectar fugas en empacadores, tubería de revestimiento, tubería de producción o en el fondo del pozo.

La viscosidad del fluido afecta la velocidad de la hélice del medidor de flujo, una viscosidad alta causa una velocidad mas baja de hélice. Para tomar en cuenta el

efecto de la viscosidad, es necesario hacer una calibración previa, la cual no es discutida en este trabajo.

Operación

Las herramientas deberán ser centradas, para obtener mejores resultados, esta debiera ser colocada en el centro de la columna de fluidos por medio de centradores de resorte y corrida a una velocidad constante en contra de la dirección del fluido.

Están disponibles técnicas para calibrar la herramienta a condiciones de fondo y evaluar el flujo en dos fases, pero no serán discutidas en este trabajo.

Interpretación

Si el diámetro del pozo y la viscosidad de los fluidos permanecen constantes, el registro puede presentarse en una escala en porciento del flujo total como se muestra en la Fig. 4.6. En la interpretación del registro se localiza una línea de flujo cero, es donde la velocidad de la hélice depende solo de la velocidad con que es bajada la herramienta (corresponde a una zona debajo del ultimo intervalo perforado, donde no existe movimiento de fluido) y la línea de flujo total es la correspondiente a una zona por arriba de todos los intervalos disparados.

La aplicación normal de los resultados de los medidores de flujo es determinar el porcentaje de la producción o de la inyección de cada intervalo. Los porcentajes del intervalo se usan con la producción en superficie o los gastos de inyección, para determinar los gastos individuales del intervalo. Los fluidos que fluyen en una canalización se mostraran tal y como son producidos desde o inyectados dentro del intervalo equivocado.

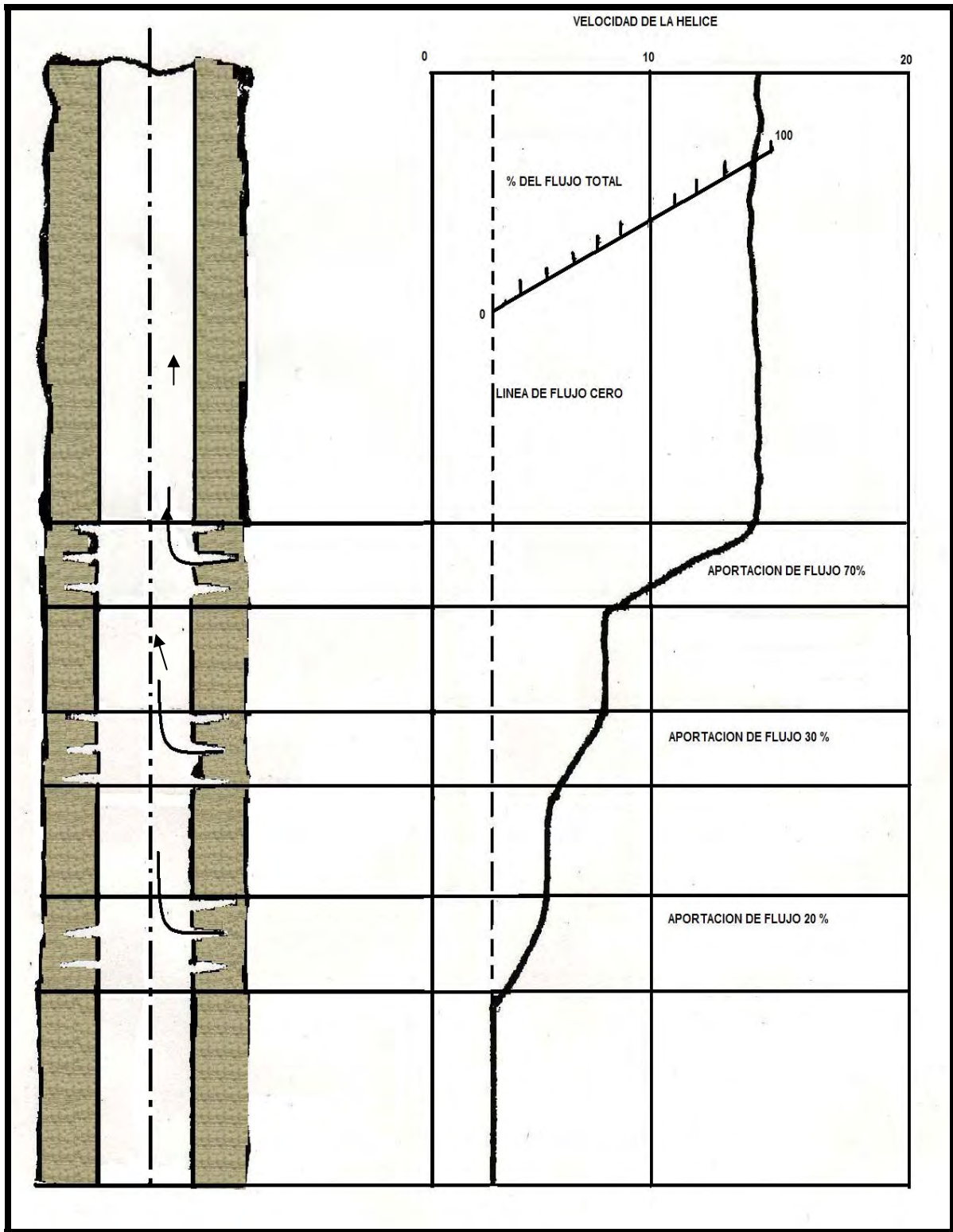


Fig. 4.6. Medidor de flujo continuo.

4.1.3. Trazadores Radioactivos

Las herramientas de trazadores radioactivos están constituidas por un inyector y dos detectores. Un pequeño bache radioactivo es introducido a la línea de flujo; la velocidad del fluido puede ser determinado midiendo el tiempo requerido por el bache radioactivo para viajar una cierta distancia fijada, desde un inyector hasta un detector o entre dos detectores. Estas velocidades medidas podrán ser convertidas a gastos de flujo conociendo el área de flujo.

El gasto puede ser calculado usando la siguiente ecuación:

$$q = \left[\frac{D(dtr^2 - dsr^2)\pi}{4t} \right] k$$

Donde:

q = gasto de flujo (bl/dia).

K = 8.904 factor de conversión de (pg³/seg) @ (bl/dia).

D = separación entre los detectores (pg).

t = tiempo requerido para recorrer la distancia D, leída del registro (seg)

dtr = diámetro interior de la TR (pg)

dsr = diámetro de la herramienta(pg).

Las sondas radioactivas son usadas para:

- Determinar perfiles de inyección o producción, esto es análisis cuantitativos de volumen de inyección o producción dentro de cada intervalo.
- Localizar zonas ladronas.
- Localizar fugas o pasos en tubería de producción, tubería de revestimiento y empacadores.

Operación.

Las herramientas radioactivas deberán estar centradas para asegurar que el bache es colocado en la parte principal de la línea de flujo. Se conduce la sonda radioactiva a los puntos específicos en el pozo donde se desea medir las velocidades del fluido (gasto de flujo). Estos puntos generalmente están localizadas en:

- Dentro de la sarta de tubería de producción para verificar 100% de flujo con relación a la lectura en superficie.
- En el empacador para verificar que no se presenten fugas.
- Arriba de la cima del intervalo disparado para verificar la ausencia de canalización hacia arriba.
- Entre zonas de inyección para determinar gastos de inyección en intervalos individuales.
- Debajo de la parte inferior del intervalo disparado para verificar la ausencia de canalización debajo del intervalo o para detectar fugas en el tapón de fondo.

El procedimiento para determinar estos tipos de problemas es el siguiente:

- a) Tomar registró RGN (rayos gamma y neutrón) con el pozo cerrado y ubicar el sensor en el fondo del pozo (por debajo del intervalo disparado).
- b) Inyectar el material trazador radioactivo o químico previamente disuelto en algún fluido al intervalo (s) por evaluar.
- c) Tomar una segunda corrida del RGN y ubicar nuevamente la herramienta en el fondo del pozo.
- d) Inyectar un segundo bache a la formación, por un cierto periodo de tiempo, esta vez sin material radioactivo o químico.
- e) Repetir los puntos c) y d) las veces que sean necesario.

De esta manera las corridas del registro de RGN, indicaran en que parte del intervalo disparado, se esta presentando el problema.

Las herramientas de investigación radioactivas son útiles para medir gastos bajos de flujo donde los medidores de flujo no son aplicados. En casos donde la velocidad del flujo es extremadamente lenta, el bache radioactivo podrá llegar a ser muy disperso y será más difícil de detectar y medir las velocidades de flujo. Este problema puede solucionarse usando espaciamiento mas corto entre los detectores y/o tamaños de bache más grandes. Además, comenzando a sondear en el fondo del pozo y trabajando hacia arriba tiende a mejorar la exactitud, puesto que los baches liberados previamente no afectan los resultados de los registros.

Ejemplo:

Se puede sospechar de una fuga en el empacador si el 100% del gasto de flujo calculado en la tubería de revestimiento debajo del empacador no es similar al gasto de flujo calculado dentro de la sarta de producción.

4.1.4. Gradiomanómetro.

Esta herramienta utiliza diferentes medios para determinar la densidad de la mezcla de los fluidos contenidos dentro del pozo.

Determina la diferencia de presión entre dos sensores que se encuentran espaciados a dos pies de distancia. El núcleo del transmisor está unido mecánicamente con los sensores de presión. La posición del núcleo depende de la diferencia de presiones entre dichos sensores. La señal medida en la superficie depende de la posición del núcleo transmisor y por lo tanto de la diferencia de presión entre los sensores, Fig. 4.7.

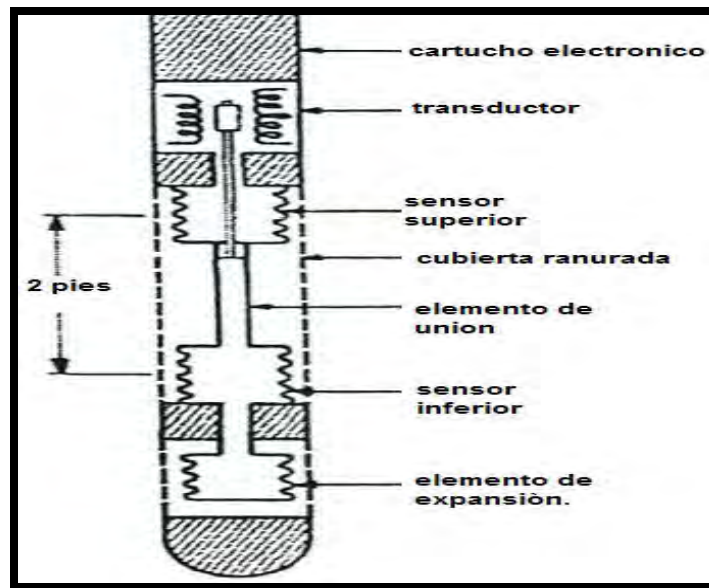


Fig. 4.7. Gradiomanómetro

La diferencia de presión en el pozo entre dos puntos sobre una línea vertical es resultado de la carga hidrostática y pérdidas por fricción. Las pérdidas de fricción son el resultado de las pérdidas de presión debido a la fricción entre los fluidos, las paredes de la tubería y la superficie de la herramienta generalmente se desprecian ya que en la sarta de la tubería de revestimiento se tiene una área grande disponible para el flujo. La carga hidrostática se debe a la densidad media de los fluidos en la tubería. La presión diferencial medida es entonces igual a la carga hidrostática la cual puede ser convertida a escala en función de la densidad media de los fluidos encontrados entre los sensores.

Esta herramienta puede ser usada para:

- Localizar la entrada de fluido en tuberías de producción de dos o tres fases
- Calcular en conjunto con medidores de flujo, velocidades en el fondo del pozo en flujo multifásico.
- Localizar fugas en tubería de producción cuando estas fugas resultan en flujo multifásico.
- Localizar contacto de fluidos en pozos cerrados.

Interpretación.

El gradiomanómetro, está graduado en unidades de densidad, gr/cm^3 y es calibrado en superficie, dando lecturas de uno en agua y de cero en el aire, esto es observado en la Fig. 4.8; debajo de las perforaciones la lectura del gradiomanómetro es uno, lo que indica que el fluido es agua, en cualquier pozo que produzca algo de agua o que haya sido terminado con agua en la tubería de revestimiento, esta es localizada debajo de las perforaciones.

El medidor de flujo es necesario para saber si el agua se encuentra en movimiento.

Arriba de la zona "C" la densidad relativa del fluido es 0.7; lo que puede ser una mezcla agua/gas o agua/aceite/gas.

Nótese que no hay cambio a través de la zona "D"; para que esta fuera una zona de entrada de fluidos, la mezcla debería de tener una densidad de 0.7, lo cual es muy poco probable.

La densidad arriba de la zona "E" es de 0.4, lo que indica definitivamente una entrada de gas en dicha zona, puesto que la densidad de la mezcla es menor que la densidad del aceite que es de 0.7.

Operación

En el gradiomanómetro se obtienen mejores resultados cuando las lecturas se hacen en puntos estacionarios.

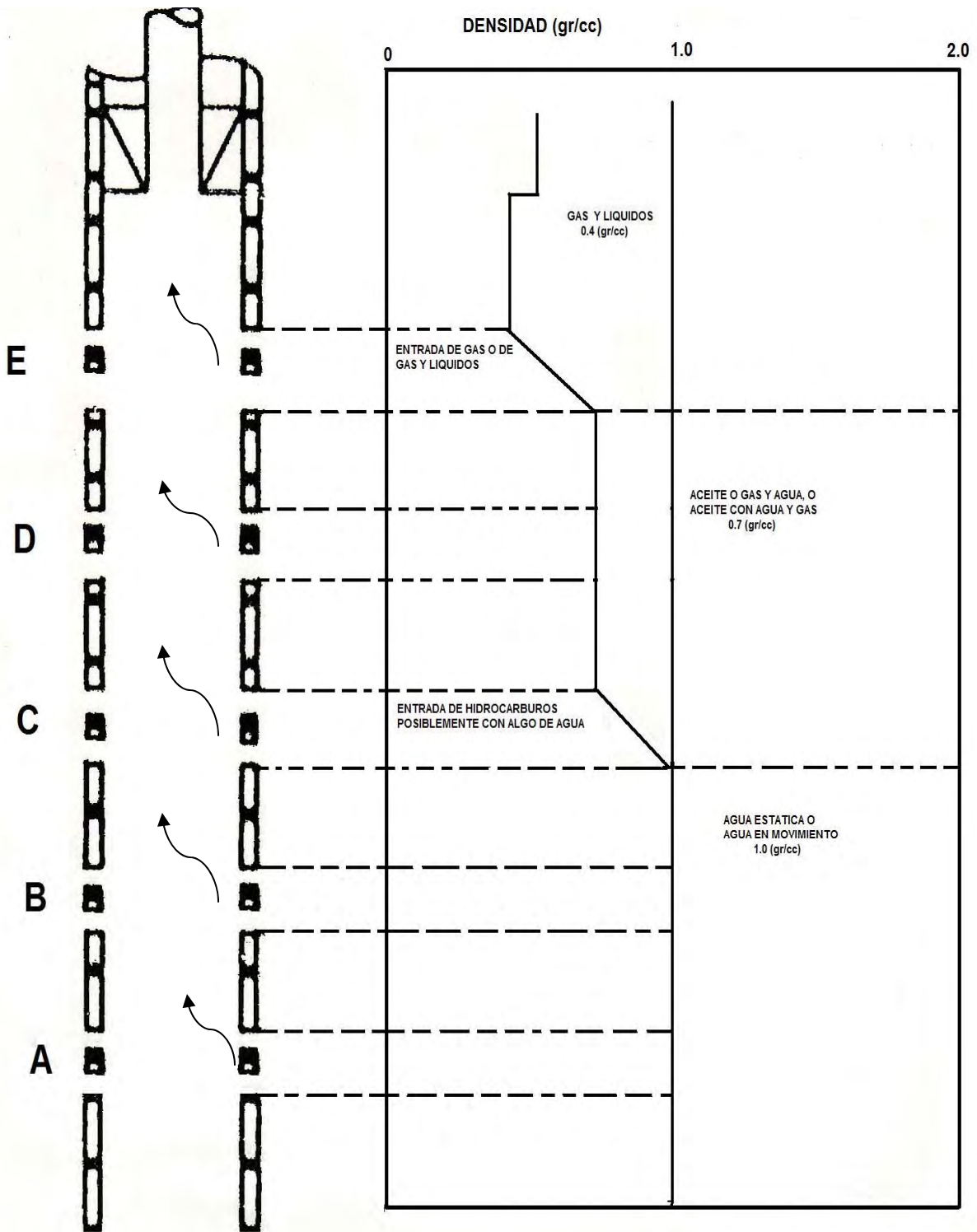


Fig. 4.8 Registro teórico del gradiomanómetro.

4.1.5. Densímetro

Esta herramienta mide la densidad promedio de la mezcla de los fluidos mediante un cilindro hueco, el cual contiene un vibrador que oscila, con una frecuencia natural que varia con la densidad del fluido al pasar a través del cilindro, un sistema de detección apropiado mide la frecuencia de la oscilación y emite una señal que es registrada en la superficie, según el cambio de la densidad de los fluidos; con esta información se puede determinar la densidad de la mezcla fluyente.

Esta herramienta puede ser usada para:

- Localizar la entrada de fluido en tubería de producción de dos o tres fases.
- Calcular en conjunto con medidores de flujo, velocidades en el fondo del pozo en flujo multifasico.
- Localizar fugas en tubería de revestimiento, cuando estas fugas resultan en flujo multifasico.
- Localizar contacto de fluidos en pozos cerrados.

Interpretación.

El densímetro se calibra con dos fluidos de densidad conocida, como el aire (0.0012 gr/cc; y viscosidad de 1100 cp) y el agua dulce (1 gr/cc; y viscosidad de 900 cp). La respuesta de la herramienta a cada fluido se grafica en papel cuadrulado, como es mostrado en la Fig. 4.9; se unen los puntos con una recta. Con la grafica obtenida y la frecuencia dada por la herramienta se puede determinar la densidad correspondiente de la mezcla (índice de densidad de la grafica).

Operación.

Generalmente los densímetros se corren en combinación con medidores de flujo, y/o sondas de temperatura para proporcionar evaluación detallada del perfil de producción.

Un densímetro puede hacer lecturas mientras este en movimiento, pero la velocidad de la línea del cable no debe exceder de 20 a 30 pies por segundo.

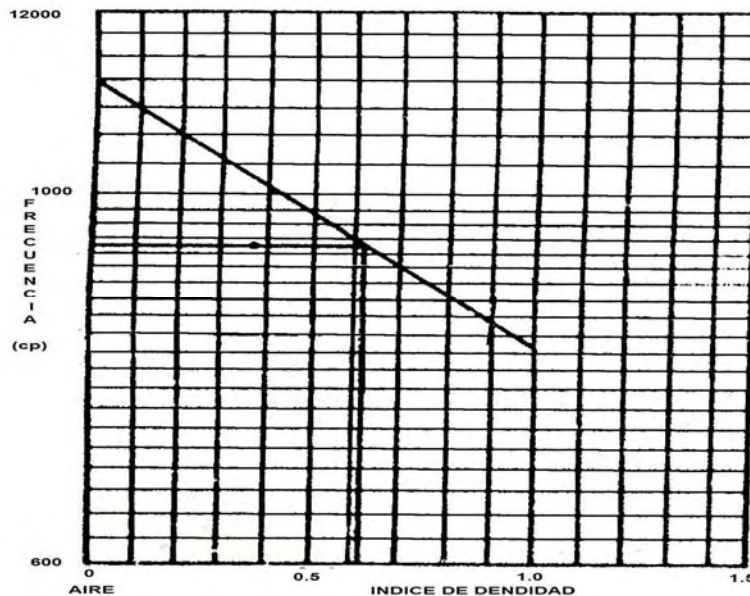


Fig. 4.9. Determinación de índice de densidad.

4.1.6 Registro de Ruidos.

El registro de ruidos es una técnica que se aplica para medir y analizar el sonido acústico generado por flujo turbulento de líquidos o gases dentro de los pozos. La amplitud y la frecuencia del sonido se registran contra la profundidad en papel grafico semilogaritmo, para producir un registro del cual se puede localizar un flujo subterráneo y trazarlo de su fuente a su salida. El registro, tiene la capacidad de diferenciar entre flujo mono-fasico y bi-fasico.

Todas las fuentes del sonido están en un estado de vibración, cualquier compuesto de fluido que fluye en el interior de pozos genera frecuencia de audio-sonido.

La energía del sonido radiándose de estas fuentes se trasmite a través de los varios medios de las geometrías del pozo y se absorben con un transductor.

Cuando esta energía del movimiento vibratorio es absorbida por el transductor se producen señales eléctricas en forma de ondas de frecuencia alterna. La señal del registro producido de los fluidos en movimiento es un compuesto de muchas frecuencias, y la intensidad puede variar con el tiempo.

Seleccionando la constante de tiempo apropiada dará un promedio cuantitativo de la amplitud de la forma de onda. Las unidades de esta amplitud son de mV (corriente alterna).

El registro de sonido capta dos clases de información del sonido del pozo. Estos son su perfil de amplitud y sus estructuras de frecuencia. El perfil de amplitud localiza y delinea el flujo mientras la información de la frecuencia describe el flujo mono-fásico y proporciona datos sobre diferenciales de presión.

El flujo turbulento genera mucho sonido. La intensidad del sonido generado por un flujo en cualquier punto de su trayectoria esta en proporción al volumen de flujo y además a la diferencia de presión actuando sobre el flujo en tal punto.

Como se puede esperar las diferenciales de presión mas marcados ocurren:

- a) En la fuente de flujo (diferencial de presión entre la canalización y el yacimiento).
- b) En las restricciones en el camino al canal.
- c) En la salida del flujo (diferencial de presión entre la canalización y el yacimiento tomando el flujo).

Estos lugares (fuentes, restricciones y salidas) en donde haya una diferencial de presión amplia aparecen en el registro como crestas de mucho sonido o amplitud.

En el caso de canalización afuera de la tubería de revestimiento, cuando aparecen estas crestas frente de un cuerpo de areniscas se les considera como una fuente o una salida del flujo dependiente en la presión del cuerpo y picos que ocurren enfrente del cuerpo de lutitas se toman como restricciones dentro de la canalización.

Este tipo de registros pueden ser usados para:

- Determinación de zonas ladronas.
- Determinación de entrada de fluidos al pozo.
- Determinación de roturas de tuberías de revestimiento y/o producción.
- Comunicación de la TR y la TP por el empacador.
- Detección de zonas con mala cementación en la tubería de revestimiento.
- Cuantificación de fluidos detrás de la tubería de revestimiento.
- Detectar canalizaciones afuera de la tubería de revestimiento.
- Para pozos de gas sin tubería para localizar y evaluar intervalos productivos.
- Como flujometro en pozos con tubería para medir la producción de disparos individuales de un intervalo productivo.

Interpretación.

El registro de sonido abarca una forma sencilla de análisis de frecuencia con la presentación de cuatro curvas, de amplitud de sonido, de las cuales cada una registra la fuerza del sonido superior de una frecuencia mínima. Las frecuencias mínimas de las cuatro curvas son 200, 600, 1000, 2000 Hz, respectivamente, estas son ilustradas en la Fig. 4.10

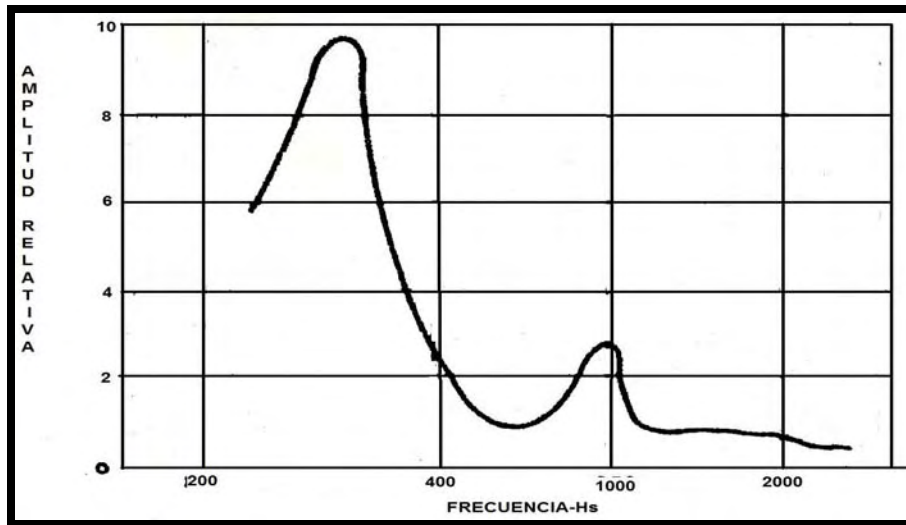


Fig.4.10 Espectro de sonido

El filtro de 2000 Hz no admite frecuencias de menos de 2000 ciclos por segundo, el filtro de 1000 Hz no admite frecuencias de menos de 1000 ciclos por segundo, etc. Un sonido agudo como el del silbato contiene frecuencias muy altas, mientras los sonidos mas suaves como de burbujas contienen frecuencias muy bajas.

La separación entre las curvas indica como esta distribuida la fuerza del sonido en el espectro de frecuencia. Esta información permite distinguir entre flujo mono-fasico y flujo bi-fasico.

En el caso de flujo mono-fasico las frecuencias más altas tienen mayor fuerza en el espectro de frecuencia. Por tal razón el espacio entre las curvas de 2000 y 1000 Hz es más grande y el espacio entre 1000 y 600 Hz es menor y el espacio entre 600 y 200 Hz es el mínimo. En un pico mono-fasico las curvas casi coinciden. Esto es mostrado en la Fig. 4.11

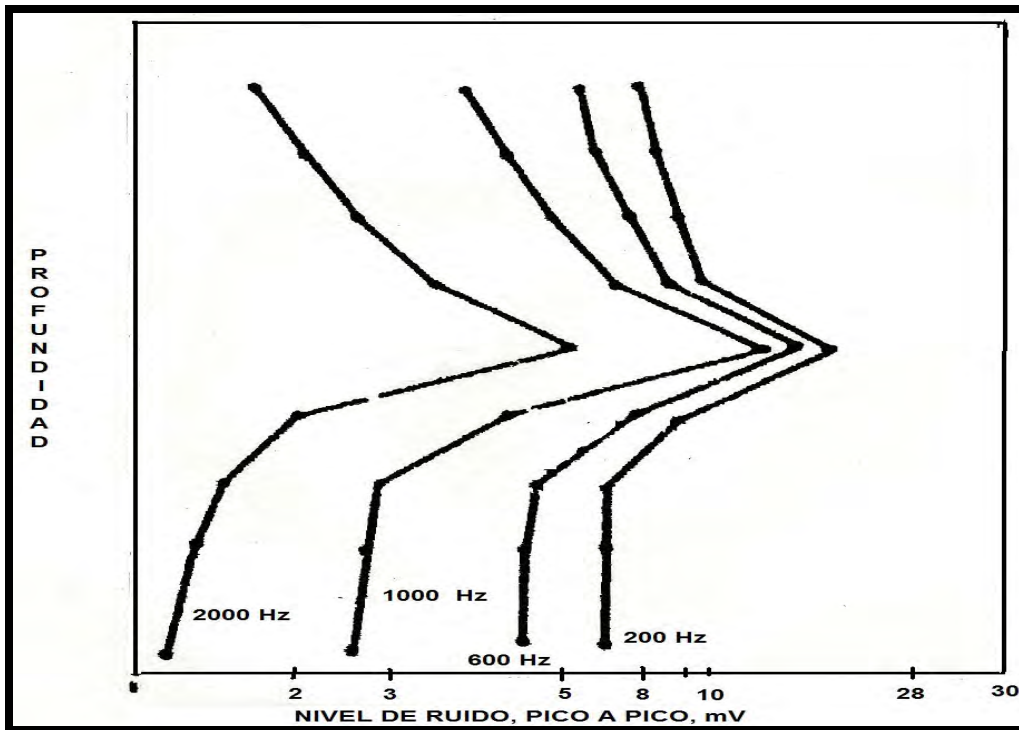


Fig. 4.11. Flujo mono-fásico

En el caso de flujo bi-fásico las frecuencias mas bajas son las mas fuertes. Por estas razón el espacio entre la curva de 200 y 600 Hz es mas grande que el espacio entre 1000 y 600 Hz. El sonido adicional en el rango de 200 Hz a 600 Hz se debe a la presencia de burbujas en el flujo bi-fásico, tal situación es mostrada en la Fig. 4.12

En un pico de sonido donde la diferencial de presión es tan alta que casi todo el sonido es superior a 2000 Hz las cuatro curvas se juntan a casi el mismo valor.

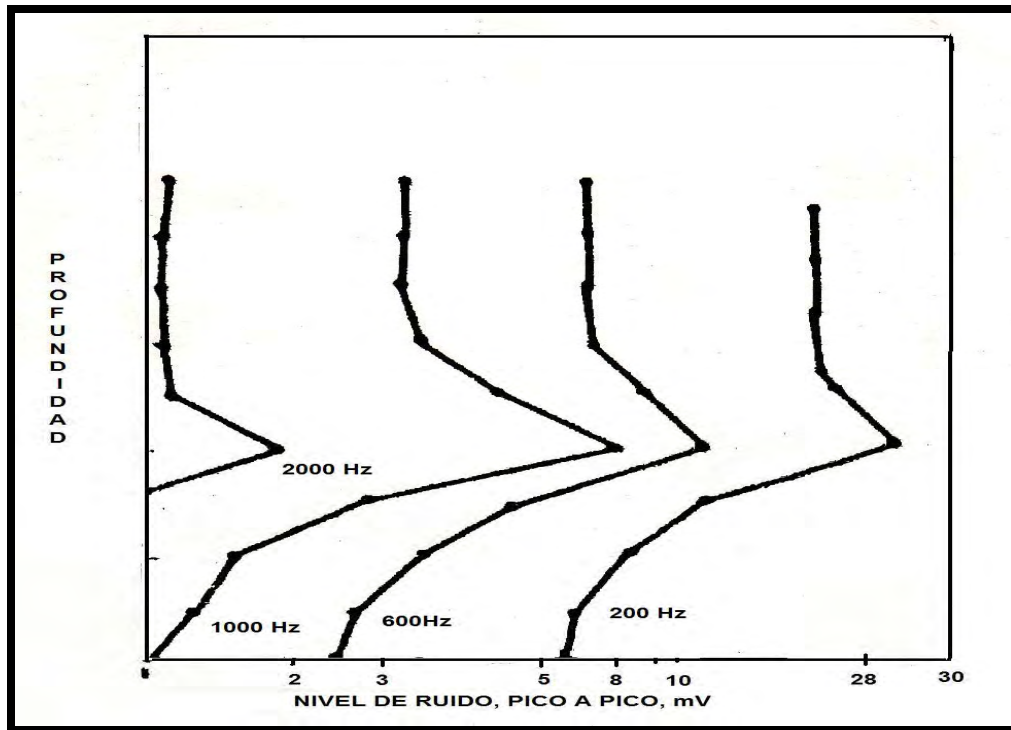


Fig. 4.12. Flujo bi-fasico

Hay otras ventajas de registrar los cuatro niveles de frecuencia. Esta ventaja se deriva del hecho de que adentro de cualquier medio, el sonido de alta frecuencia se atenúa mas rápido que el sonido de baja frecuencia, incrementando la distancia de la fuente del sonido. Esto quiere decir que la curva de 200 Hz que “escucha” solamente las frecuencias altas, tendrá picos mas definidos y con mas resolución en casos de fuentes múltiples aun cuando haya poca distancia entre ellos. (Es importante mencionar que frecuencias de ruidos de dos fuentes diferentes no son agregadas ya que sus frecuencias y fases varían unas de otras. Como consecuencia, cuando se encuentran una fuente de sonido fuerte en la proximidad de una o mas débiles, la fuente mas débil no aparece como un pico en la curva mientras la energía del sonido generado no tenga una amplitud mayor que la falta de atenuación de la fuente fuerte)

Al mismo tiempo la curva de 200 Hz que responde a frecuencias bajas tanto a frecuencias altas se puede “escuchar” la aproximación de un pico de sonido de

mucha mas distancia arriba o abajo del pozo. Esto permite la toma de datos en intervalos muy separados sin fallas en encontrar una posible fuente de sonido.

Ejemplo.

En la Fig. 4.13, se denominan tres zonas A, B y C, en un pozo con tubería de revestimiento, sin disparos, la figura muestra que existe un flujo en las zonas A y B hacia C, lo anterior se concluye por el nivel de ruido que en A y B es mucho mayor que en C.

Para poder definir con precisión hacia donde existe el flujo cruzado, será necesario contar con un registro de temperatura, aunque algunos autores opinan que el registro de ruidos es mucho más preciso que el registro de temperatura.

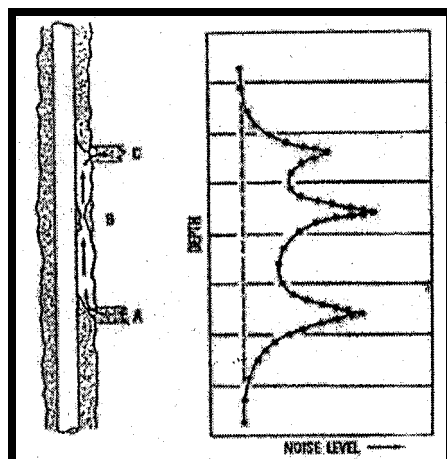


Fig. 4.13 Ejemplo de registro de ruidos

Operación

La sonda de registro tienen sensibilidad a cualquier flujo que se pueda escuchar, por tal motivo, debe cumplir con ciertas condiciones para reducir la eventualidad de ruido o sonido extraño. El ruido fuerte causado por el movimiento de un cable o la misma sonda crea el requisito de registrar los datos del registro con la sonda estacionaria. Por lo que, todas las fugas de superficie tienen que estar paradas, conexiones del árbol y especialmente válvulas de producción.

La sonda del registro de sonido esencialmente es un micrófono de mucha sensibilidad y de alta fidelidad. Los cristales piezoeléctricos están sellados en una cámara llena de aceite dentro de la sección de la jaula en la parte inferior de la sonda. Un fuelle metálico esta utilizado como compensación de presión,. La extensión de la sonda es de algunos pies y tiene un diámetro de 1.5 pg.

Es posible que el sonido dentro de un pozo pueda llegar a niveles en donde el circuillaje de la sonda resulto ser un factor de eliminación (la forma de la onda en el osciloscopio será acortada arriba y abajo). Esta incluida la forma de rebajar o cortar la amplificación de la sonda con un factor de 10 para pozos con niveles de sonido extremadamente fuertes.

4.1.7. Registro de Cementación.

El objetivo fundamental de la cementación en la tubería de revestimiento, es el de tener un buen control entre la formación productora y el pozo, para evitar problemas de canalización de agua y/o gas, entre otros. Si la cementación en la tubería de revestimiento es defectuosa, puede haber producción de fluidos indeseables a través del o los intervalos disparados en un pozo, provenientes de estratos sub o supra yacentes.

Las principales causas de atenuación de la onda en agujeros con tubería de revestimiento se tienen a la vista TR, espesor o grado, el cemento, y distribución periférica del mismo cemento entre la TR y la formación, espacio anular.

El registro sónico de porosidad utiliza las propiedades de la velocidad de propagación de las ondas acústicas longitudinales. Sin embargo, una onda acústica tiene información adicional de interés, para la evaluación de formaciones y terminación de pozos. La amplitud de ondas acústicas es otra de las características que se aprovechan y su principal campo de aplicación está en el

control de la calidad de la cementación de tuberías, evaluación de fracturas y cavernas de las formaciones

El registro sónico de cementación, se puede obtener con la misma sonda que se utiliza para tomar el registro sónico de porosidad, o bien con otro equipo especial.

En el registro se mide la amplitud de onda acústica, en mV, del primer medio ciclo, la señal es recibida por un receptor situado a 90cm del transmisor.

Los análisis teóricos y los experimentos de laboratorio a escala completa han indicado que las variables, de los cuáles depende la amplitud de onda acústica de un registro sónico de cementación son principalmente.

- a) La resistencia del cemento a la compresión: Los experimentos del laboratorio, demuestran que existe una relación definida entre la resistencia del cemento a la compresión y a la atenuación de la onda acústica. La resistencia del cemento aumenta con el tiempo de fraguado. en la Fig. 4.13, se muestra esto esquemáticamente, la relación entre la atenuación y la resistencia del cemento a la compresión. Esta relación es independiente del tipo de cemento, temperatura y presión del fraguado.

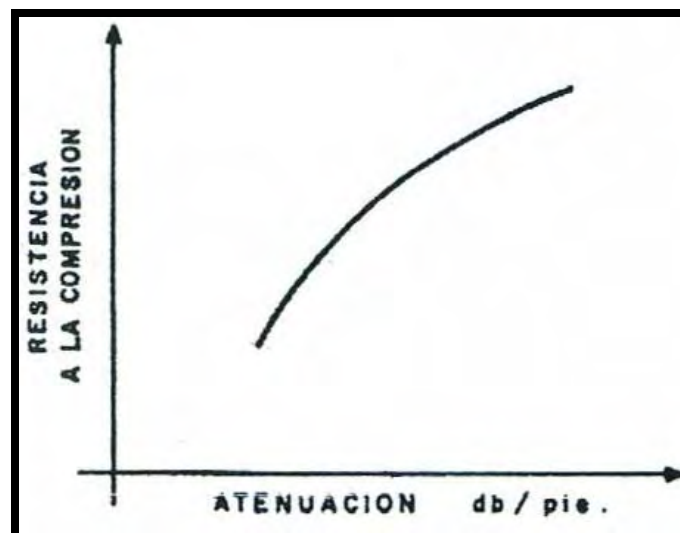


Fig. 4.13. Relación entre la atenuación y la resistencia del cemento a la compresión.

- b) El espesor de la tubería de revestimiento: Mientras menor sea el diámetro de la tubería de revestimiento, habrá un mejor acoplamiento acústico con los transductores de la sonda, esto da por resultado, una amplitud mayor en la onda conforme el diámetro de la tubería disminuye. Este efecto es válido en tuberías cementadas, pero la amplitud de onda será menor, para una misma tubería.

La figura 4.14 muestra esquemáticamente la relación entre el diámetro de tubería de revestimiento y la amplitud de la onda acústica.

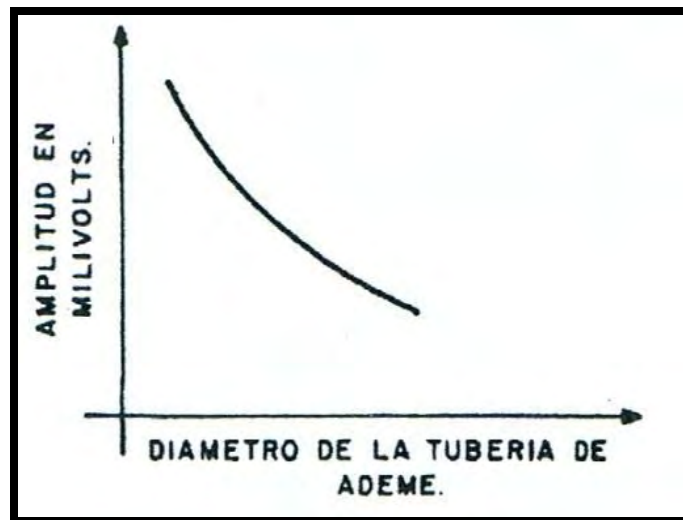


Fig. 4.14 Relación entre el diámetro de TR y la amplitud de la onda acústica

- c) Grado de adherencia y distribución periférica del cemento: Los experimentos de laboratorio, muestran que, para una tubería cementada, los efectos de atenuación máxima ocurre cuando el espesor del cemento en el espacio anular alcanza un valor de 19 mm (3/4") espesores mayores de cemento no producen ningún efecto adicional. En la mayoría de los pozos se tiene un espacio anular, entre agujero y TR, mayor que este valor; por ello, en la interpretación del registro sónico de cementación no se toma en cuenta el espesor del cemento.

Otras variables de menor grado son el cemento de la tubería de revestimiento, espesor del cemento, excentricidad de la sonda y presión del cemento.

La principal aplicación del registro sónico de cementación, es la de la verificación de la calidad de la cementación de la tubería de revestimiento, todo enfocado a tener un buen control de la explotación de la formación.

Interpretación.

Por lo que respecta a la interpretación del registro, esta puede ser cualitativa o cuantitativa, la primera consiste principalmente en las observaciones de las amplitudes medidas. La segunda se refiere, sobre todo, al cálculo de la resistencia del cemento a la compresión.

Para poder emitir un mejor juicio sobre la calidad de la cementación, es recomendable efectuar las dos interpretaciones. Una interpretación basada únicamente en el estudio de la amplitud de onda, puede conducir a un juicio erróneo. Suponiendo una misma calidad de la operación de la cementación, la amplitud de la señal será función del espesor de la tubería y de su diámetro. Por lo que se deben tomar en consideración estas variables.

Los efectos anteriores no pueden separarse. Se consideran dentro de un término llamado índice de adherencia.

El índice de adherencia esta dado por la relación del ritmo de atenuación observado en la zona de interés al ritmo de atenuación en una zona que se considere que está completamente cementada, según el registro. Estos ritmos de atenuación se determinan por medio del nomograma

Se ha encontrado que las condiciones en la superficie de la tubería tienen efecto sobre el grado de adherencia del cemento. Una superficie enmohecida o de una tubería usada, o bien una recientemente pulida, producen buena adherencia con el cemento. En cambio, una superficie cubierta con grasa reduce la adherencia.

Se han tomado registros sónicos de cementación antes y después de efectuar cementaciones forzadas, a veces, hay indicación de daño a la cementación primaria. Este daño es mayor mientras mas quebradizo es el cemento. Los cementos más plásticos sufren menor daño.

El siguiente ejemplo se tomo de la literatura existente, sin embargo, algunas de las conclusiones que de el se deriva no deben tomarse como una regla general. Cada registro debe de interpretarse según las condiciones particulares de cada caso.

La figura 4.15, ilustra el efecto del tiempo después de la cementación sobre el registro sónico de cementación. Se puede observar que la adherencia del cemento a la tubería se produce en un tiempo menor frente a las formaciones permeables, areniscas en este caso, que frente a las lutitas. La explicación que dan algunos autores, a este hecho es que el cemento pierde agua frente a las formaciones permeables, fraguando más rápido. Al cabo de 28 horas la adherencia fue completa frente a las areniscas, y después de 36 horas lo fue en todo el intervalo. Esto indica que para interpretar el registro sónico de cementación hay que tomar en cuenta el tiempo de fraguado del cemento.

Se ha observado que algunos casos, en donde el diámetro del agujero es mayor que el diámetro de la barrena, debido principalmente a derrumbes de la formación, la adherencia del cemento es menos eficiente. Sin embargo, también puede ocurrir que haya poca adherencia en agujeros de igual diámetro al de la barrena. A veces se encuentra que hay una buena adherencia en los intervalos donde se usa raspadores de tubería.

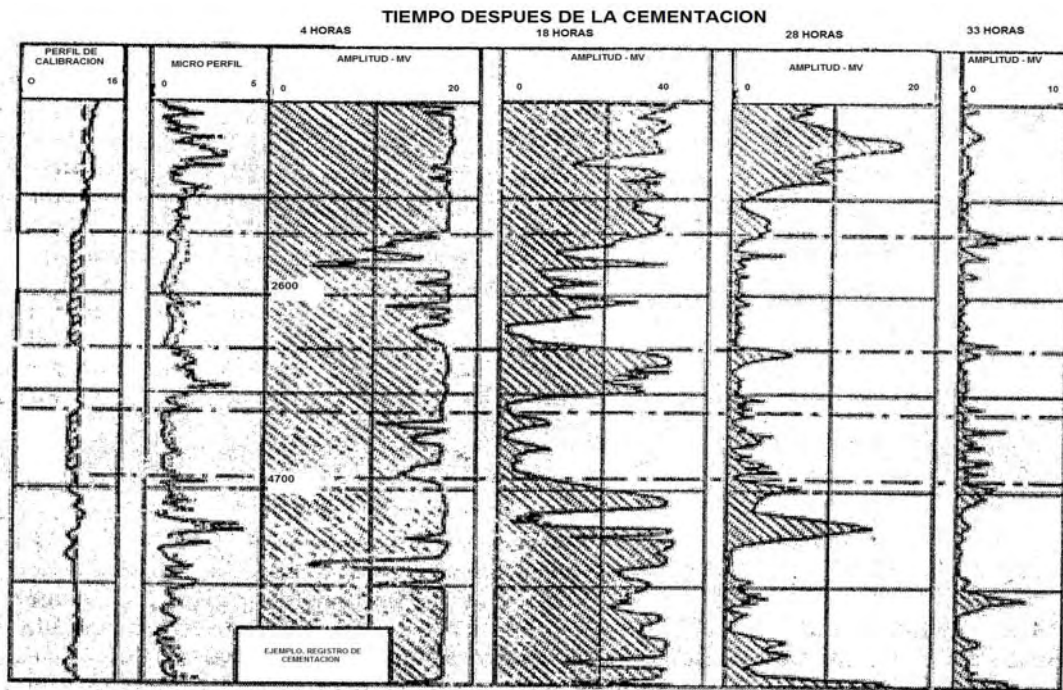


Fig. 4.15 Registro de cementación.

4.2 Diagnóstico del pozo.

No solo los registros de producción nos ayudan a tener diagnóstico confiable sobre la causa de la producción de agua en los pozos petroleros. Cuando se cuenta con una historia de producción confiable, muchas veces esta tiene un cumulo de información que puede ayudar a diagnosticar el problema de agua para poder distinguir las diferentes fuentes de agua no aceptable.

La metodología que permite diagnosticar y evaluar el mecanismo, se basa principalmente en graficas generadas a partir de datos de producción y son las siguientes:

- Historia completa de producción del pozo..
- Relación agua-aceite (RAP) y sus derivadas.
- Producción acumulativa de aceite.
- Declinación del campo.

4.2.1. Gráfico de Recuperación.

Son gráficos semilogarítmicos de la RAP con respecto a la producción acumulada de aceite. Muestra la tendencia ascendente de la relación agua/aceite respecto a la producción.

La Fig. 4.2.1 muestra la tendencia de producción, esta puede ser extrapolada al límite económico de la relación RAP para determinar la producción de aceite que se obtendrá si no se toma medida para controlar el agua.

Si la producción extrapolada es aproximadamente igual a las reservas esperadas para el pozo, quiere decir que el pozo produce un nivel de agua aceptable y no se necesita medida de control del agua.

Para otro caso, si este valor es mucho menor que las reservas recuperables, indica que el pozo está produciendo agua no aceptable y de existir suficientes reservas para compensar el costo de la intervención, se debería considerar algunas medidas de control.

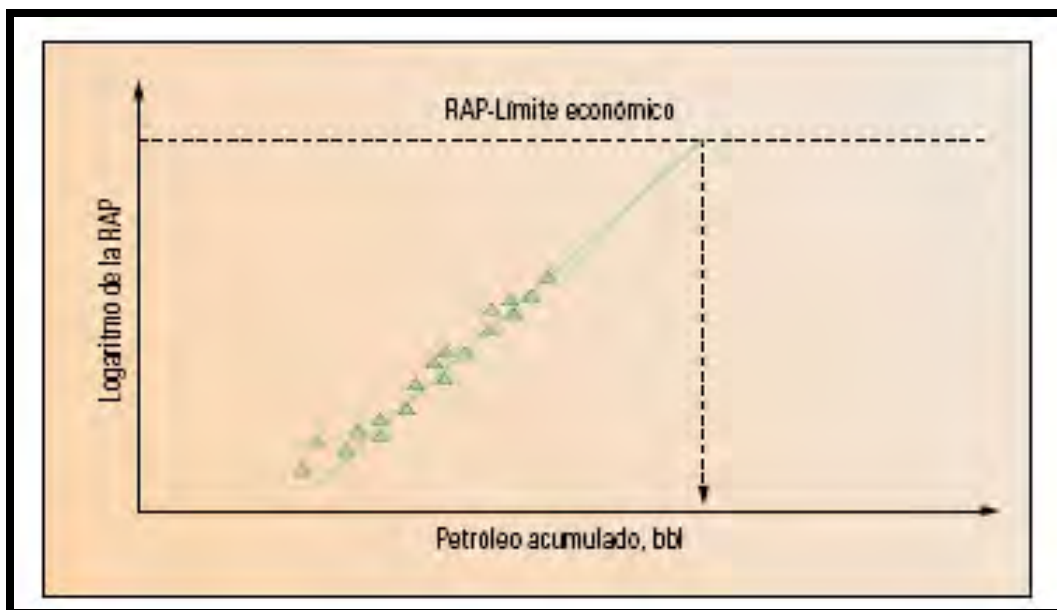


Fig. 4.2.1 Gráfico de Recuperación

4.2.2 Historia de Producción.

Son gráficos doble logarítmicos de tasas de flujo de aceite y agua con respecto al tiempo. Por lo general, los pozos en los que conviene aplicar un sistema de control de agua muestran un aumento de la producción de agua y una disminución de la producción de aceite en forma casi simultánea.

La Fig. 4.2.2 nos muestra las tasas de flujo de agua y aceite con respecto al tiempo, puede resultar útil para identificar los problemas de agua. Cualquier cambio brusco y simultáneo que indique un aumento en la producción de agua con una reducción en la producción de aceite es señal de que se podrá necesitar un tratamiento de remediación.

Por lo general, en los pozos en los que conviene aplicar un sistema de control de agua muestran un aumento en la producción de agua y una disminución en la producción de aceite en forma casi simultánea

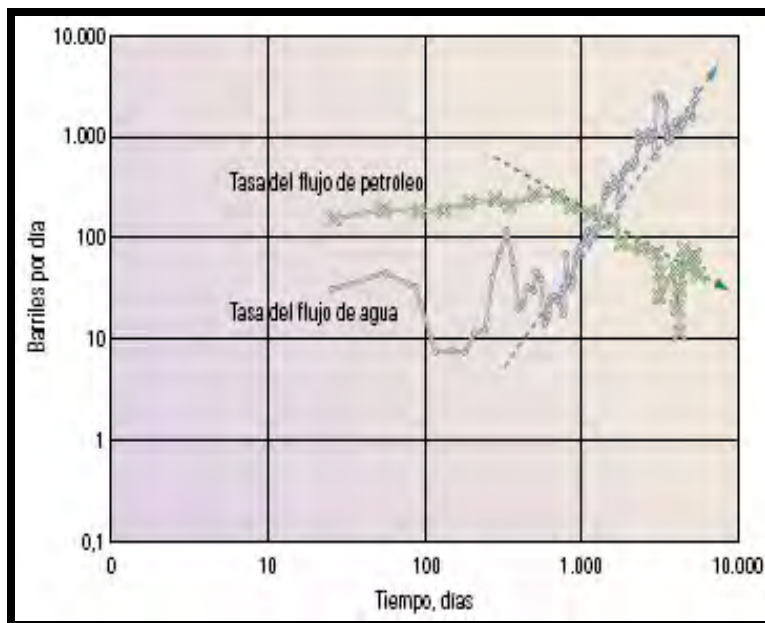


Fig. 4.2.2. Historia de producción

4.2.3 Análisis de Curvas de Declinación

Son gráficos semilogarítmicos de la tasa de producción de aceite con respecto al aceite acumulado. El agotamiento normal produce una curva cuya tendencia es rectilínea, mientras que una declinación pronunciada puede indicar la existencia de algún otro problema, como por ejemplo la disminución severa de la presión o el aumento del daño.

La Fig. 4.2.3 muestra que cualquier cambio brusco en la pendiente de la típica recta de declinación de la tasa de producción de aceite, constituye una advertencia de que el exceso de agua, junto con otros problemas, puede estar afectando la producción normal.

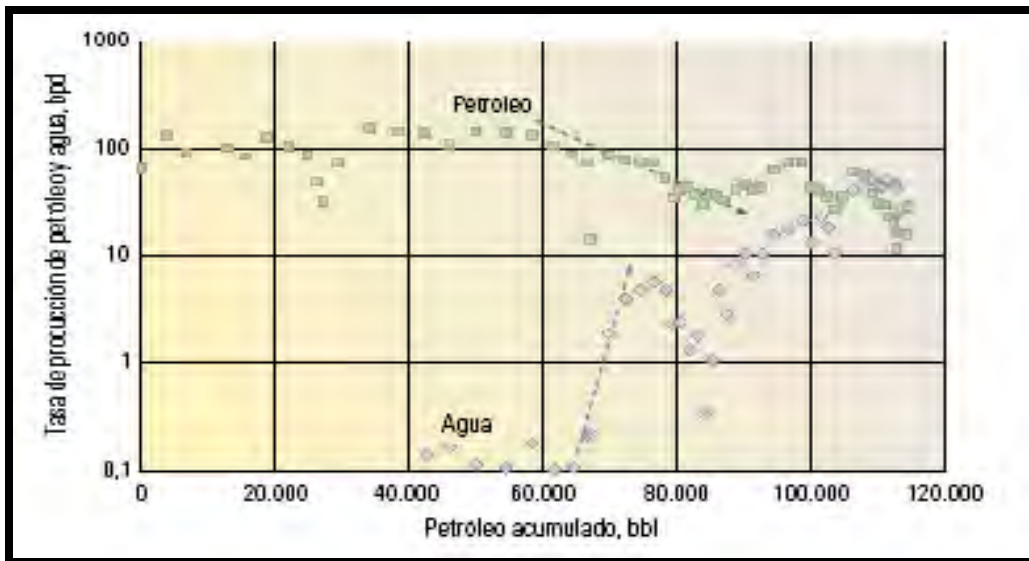


Fig. 4.2.3 Análisis de curvas de declinación

4.2.4. Gráficos de Diagnóstico.

Las curvas para diagnóstico, representan una técnica desarrollada para ayudar en la identificación del tipo de problema asociado, con producción de fluidos indeseados.

Basado en estudios de simulación se descubrió que la grafica log-log de la relación agua/aceite en función del tiempo, presenta una tendencia típica asociada con los diferentes mecanismos de producción de agua.

Es posible utilizar la derivada de la RAP respecto al tiempo, si bien su aplicación se ve limitada por las incertidumbres o el ruido propio de las mediciones de campo. El ingeniero a cargo de la interpretación podrá aprender a reconocer las diversas variaciones existentes en estos perfiles y a minimizar el problema de la carencia de una solución única cuando se combinan con otros datos.

Las graficas en su conjunto, proporcionan una visión general del comportamiento tanto pasado como actual de la producción, así como el potencial remanente del pozo. En el primer periodo de explotación, la RAP generalmente permanece constante o plana dependiendo de la saturación de agua inicial y su distribución en las capas así como funciones de la permeabilidad relativa.; la duración de este periodo depende del mecanismo de empuje que presenta el yacimiento y su termino es marcado por el inicio del incremento de la RAP. En el segundo periodo existe un incremento de la RAP con el tiempo, este ritmo difiere para diferentes mecanismos: el mecanismo de invasión se determina derivando la RAP a partir del segundo periodo, existiendo canalización si la pendiente de esta derivada es positiva, como es mostrada en la Fig. 4.2.4 y conificación para cuando la pendiente es negativa, como es mostrada en la Fig.4.2.5.

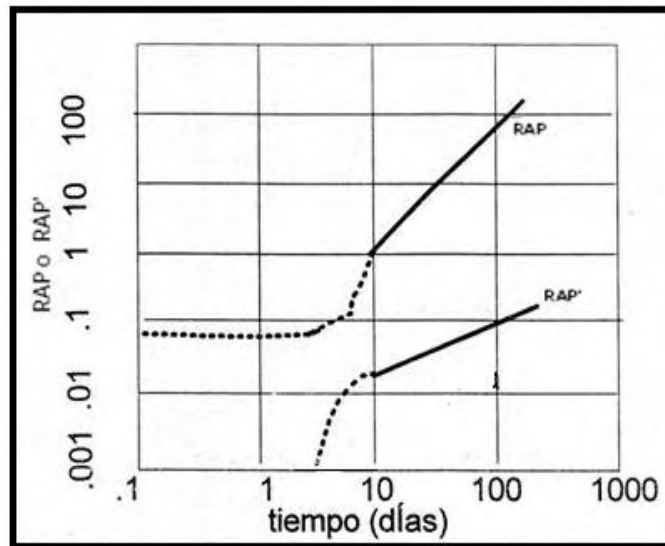


Fig. 2.2.4. Ejemplo de un pozo con canalización de agua.

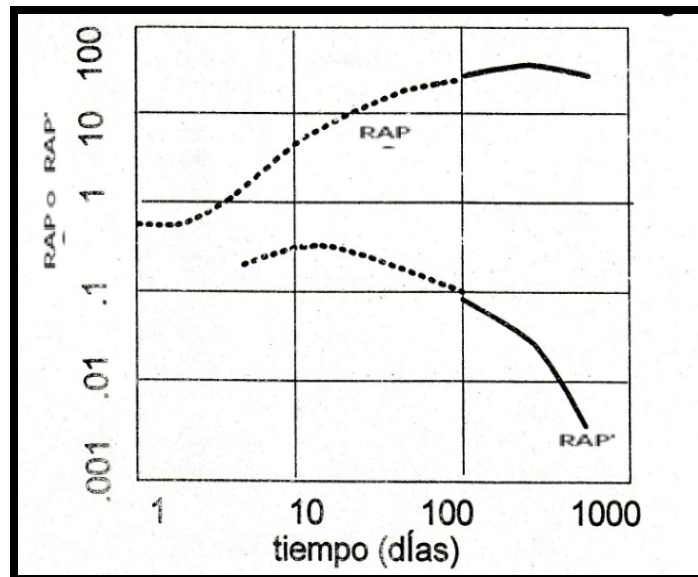


Fig. 4.2.5. Ejemplo de un pozo con conificación de agua.

En la Fig. 4.2.6 se observa que un aumento abrupto de la RAP y RAP' indica la existencia de flujo proveniente de las cercanías del pozo.

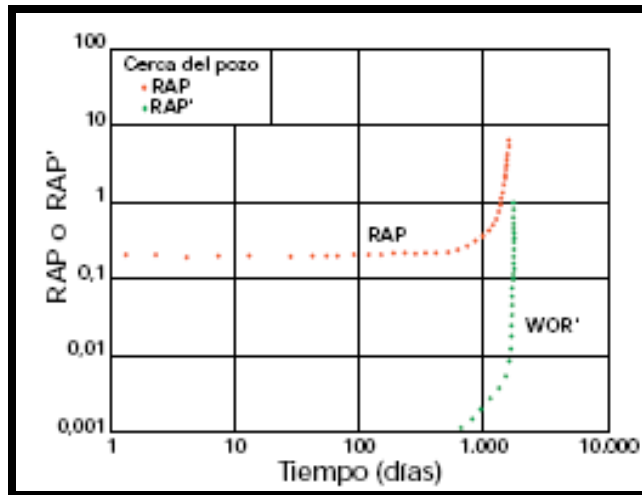


Fig. 4.2.6. Ejemplo que indica la existencia de flujo proveniente de las cercanías del pozo.

En los tres casos anteriores, se hace referencia a la presencia de agua perjudicial, en las siguientes figuras se observan dos casos típicos de agua beneficiosa. En la Fig. 2.2.7 se observa un caso que consiste en el barrido normal de un yacimiento por efecto del agua, aún cuando se trata de un elevado volumen de agua (el corte de agua es siempre > 60%).

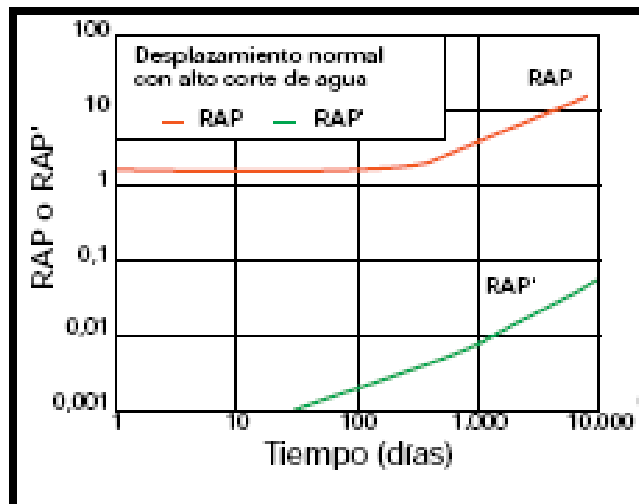


Fig. 2.2.7 Ejemplo de un barrido normal de un yacimiento por efecto del agua

En la Fig. 2.2.8 se observa un caso en el cual existe una canalización en un sistema multicapa, en el cual cada capa es barrida en forma sucesiva.

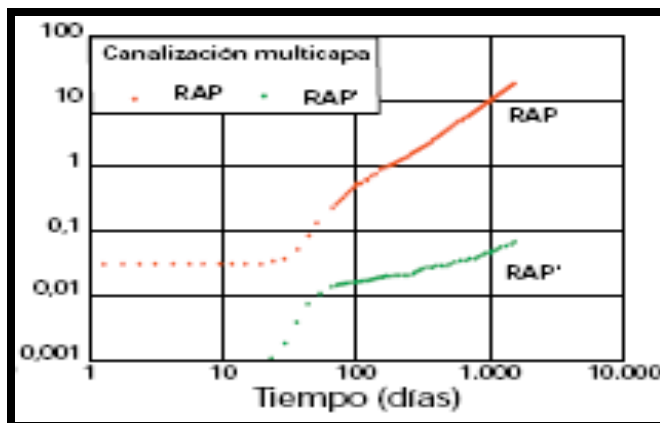


Fig. 2.2.8 Ejemplo de una canalización en un sistema multicapa.

Cuando varias zonas producen en forma simultánea o los gráficos de diagnóstico no resultan claros, es necesario realizar mediciones en los pozos. Los perfiles de producción convencionales; por ejemplo, los medidores de flujo, los perfiles de temperatura y gradiomanómetro, así como los registros de ruido pueden servir para identificar los fluidos producidos por diferentes zonas. Esto puede resultar sumamente útil para identificar el origen del fluido proveniente de las cercanías del pozo. Las mediciones de presión y la historia de presión pueden servir para indicar la aparición de agua proveniente de inyección, mientras que las mediciones de saturación a través del revestidor pueden medir el aceite y el agua remanentes en diferentes zonas.

Esta información no solo debe ser analizada en pozos con problemas de agua, sino también en pozos en donde todavía no presentan problemas de agua, que produzcan en la misma formación. Esta técnica ofrece ciertas ventajas principalmente por que:

- ✓ Utiliza datos de producción disponibles en todo momento.
- ✓ Su análisis es relativamente rápido para un gran número de pozos.
- ✓ Arroja resultados para formar la base de datos y poder llevar a cabo un estudio del mecanismo de producción, comparando mecanismos entre pozos productores “sanos” contra pozos con producción problemática.

4.2.5 Análisis de Cierre y Estrangulamiento

La historia de producción de la mayoría de los pozos incluye períodos de estrangulación o cierre. El análisis de la RAP fluctuante puede proporcionar indicios muy valiosos para determinar el tipo de problema. Los problemas de invasión de agua, como la conificación o una fractura individual que intercepta una capa de agua más profunda provocan una RAP inferior durante el estrangulamiento o después del cierre. Por el contrario, cuando las fracturas o una falla interceptan una capa de agua superpuesta se produce el efecto opuesto. Estos sistemas no son estables en el transcurso del tiempo geológico pero, por cierto, pueden ser inducidos durante la producción.

Cuando la calidad de los datos de la historia de producción es pobre, se podrá realizar una prueba de estrangulamiento en la producción a corto término variando el tamaño de los diámetros de la tubería. La presión se deberá monitorear junto con la RAP desde un separador o, mejor aún, con un medidor de flujo trifásico, para determinar con precisión los cambios ocurridos en la RAP en función de la caída de presión. Esto se puede realizar sólo si la presión en el cabezal del pozo es suficiente para fluir a varias tasas, por lo que convendría realizarlo en las primeras etapas de la vida del pozo.

4.2.6. Análisis Nodal.

El diseño de un sistema de producción depende del rendimiento combinado del yacimiento y la tubería de fondo o sistema de 'plomería' del yacimiento. Las cantidades de aceite, gas y agua que fluyen en un pozo proveniente del yacimiento dependen de la caída de presión en el sistema de tuberías y la caída de presión depende de la cantidad de cada fluido que corre por la tubería. Fig. 2.2.9 La productividad de un pozo, a menudo, es disminuida en gran medida debido al rendimiento inadecuado o a una falla de diseño de alguno de los componentes del sistema.

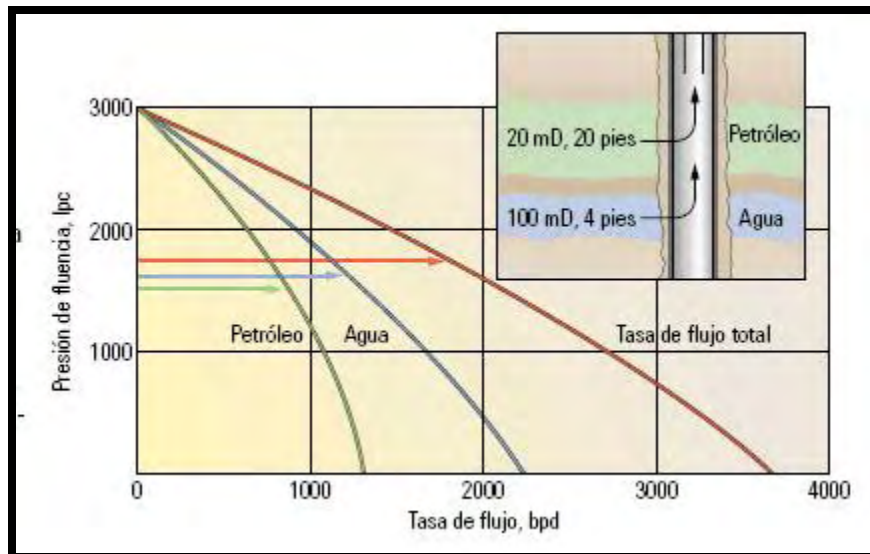


Fig. 2.2.9 Análisis Nodal

El análisis del comportamiento de un pozo fluyente junto al de las tuberías asociadas con el mismo, se conoce como análisis NODAL y se utiliza con frecuencia para evaluar el efecto de cada componente en un sistema de producción desde el fondo de un pozo hasta el separador.

El análisis NODAL también es empleado para determinar la ubicación de zonas de resistencia excesiva al flujo, lo que provoca grandes pérdidas de presión en los

sistemas de tuberías. Por otra parte, también es posible determinar el efecto que produce el cambio de cualquiera de los componentes del sistema sobre las tasas de producción. Por ejemplo, habitualmente se cree que el estrangulamiento de un pozo que produce agua servirá para reducir el corte de agua. Esto sucede por cierto en los casos de conificación convencional, pero en otros casos, depende del tipo de problema, así como también de las presiones del yacimiento. Por ejemplo, si un pozo se cierra por un período de tiempo prolongado, la RAP (medida cuando el pozo se vuelve a poner en funcionamiento) dependerá del problema de agua y de las presiones involucradas.

El análisis NODAL es una metodología estándar para simular las respuestas de los pozos.

CAPITULO 5

TECNICAS PARA SOLUCIONAR LA EXCESIVA PRODUCCION DEL AGUA

La producción de agua puede ser tratada desde un inicio durante la etapa de terminación del pozo o bien después de algún periodo en la etapa productiva del pozo cuando la cantidad producida de agua se manifieste como un problema. A través de la historia durante las etapas de la vida productiva de los pozos, la producción del agua fue ignorada hasta que se presento como un problema real y en muchos de los casos fuera de control, frecuentemente se dejaba en producción a los pozos aunque estos tuvieran altos cortes de agua, incluso hasta el 90% de corte de agua.

Las técnicas de control realizadas en el pozo sin tener un conocimiento real de la problemática presente, comprometían seriamente al pozo y en general a la productividad del yacimiento, particularmente si el mecanismo de producción de agua estaba relacionado con el yacimiento. La utilización de simuladores es una buena herramienta extremadamente útil para la toma de decisiones donde existen diferentes alternativas para lograr una prevención exitosa de la irrupción de agua, ya sea para evaluar proyectos individuales o para jerarquizarlos y discriminarlos, la inclusión de los análisis de rentabilidad y riesgo es obligada

dados los requerimientos actuales de justificar plenamente cualquier inversión. Los estudios integrales apoyados en la utilización de simuladores también pueden contribuir a determinar, si es conveniente prevenir la producción excedente de agua o llevar a cabo un tratamiento después de un cierto tiempo de producción. En general los métodos aplicados para la prevención de la irrupción temprana de agua en pozos productores de hidrocarburos, se apoyan en la utilización de tecnologías más sofisticadas y complejas, motivo indispensable y claves para la toma de decisiones.

Una vez realizado el diagnóstico, se inicia la búsqueda de un tratamiento adecuado

Cada tipo de problema tiene distintas opciones de solución que varían desde las simples soluciones mecánicas y químicas, que son relativamente de bajo costo, hasta las más complejas y costosas soluciones de terminación re-trabajadas. Es habitual la existencia de diversos problemas de control del agua, hoy en día, además de las soluciones tradicionales, existen métodos nuevos, innovadores y convenientes desde el punto de vista económico para los problemas de control del agua.

Las expectativas o alcances que se pretenden cumplir con cualquier intervención al pozo deberán estar sentadas sobre bases reales y perfectamente definidas. No es posible hacer reducción en los cortes de agua a 0% y lograr incrementar la producción de aceite 10 veces. La misma información utilizada para identificar los mecanismos de producción de agua y para determinar la cantidad máxima de agua se emplearán para definir que tratamiento es el adecuado.

Las expectativas deben cubrir la predicción de las condiciones posteriores al tratamiento del pozo para prever los distintos escenarios que se pudieran presentar para cumplir con una visión integral de los requerimientos futuros.

5.1 Soluciones Mecánicas

En muchos de los problemas que ocurren en las cercanías del pozo como las filtraciones en la tubería de revestimiento, el flujo detrás de la tubería de revestimiento, conificaciones y el ascenso de agua desde el fondo, se opta por utilizar soluciones mecánicas. Estas técnicas mecánicas han sido probadas en el campo y garantizan el éxito.

5.1.1. Selladores Mecánicos.

Su objetivo es bloquear toda la producción de la zona tratada. Los selladores mecánicos son generalmente tapones o empaques de camisas deslizables, los cuales se instalan dentro del pozo después de que ocurre una producción excesiva de agua.

Un sellador deberá ser capaz de taponar completamente todas las áreas expuestas al flujo que conectan al yacimiento con el pozo. La capacidad que tienen un sellador para evitar el flujo en el pozo es función de la resistencia del material y de la hermeticidad lograda entre el material y la tubería.

Los dispositivos mecánicos para el bloqueo de agua han sido probados exitosamente en el ámbito mundial y su aplicación ha sido satisfactoria cuando es pequeño el efecto potencial de que exista flujo de agua hacia otra sección del pozo. Los selladores mecánicos pueden ser utilizados para sellar cualquier sección del pozo en el intervalo terminado

La duración de un sellador generalmente se especifica para funcionar indefinidamente o para cubrir los beneficios económicos planeados.

La herramienta PosiSet de accionamiento mecánico Fig. 5.1, es bajada a través de la tubería de producción y se utiliza para cegar el agua en las cercanías del pozo. Se puede bajar con cable de acero o por medio de tubería flexible y utiliza un sistema de anclaje positivo con anclas superiores e inferiores y elementos sellantes que aíslan las capas productoras de agua.

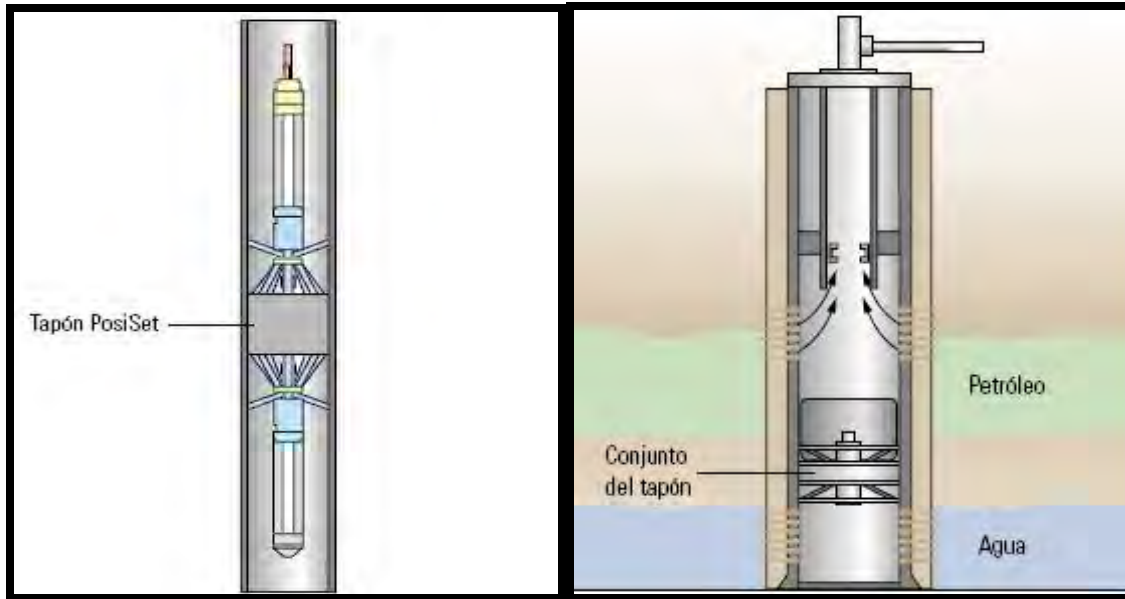


Fig. 5.1 Herramienta PosiSet

Cuando el pozo debe mantenerse abierto hasta niveles disparados más profundos que el punto de invasión del agua, la solución puede ser colocar un remiendo que es bajado a través de la tubería de producción. Por ejemplo existe un nuevo remiendo denominado camisa PatchFlex, Fig. 5.2, que se puede colocar por medio de tubería flexible o cable de acero dentro de la tubería de revestimiento y se ha utilizado con todo éxito en diversas aplicaciones en todo el mundo. Esta herramienta esta formada por un cilindro de un compuesto flexible realizado con fibra de carbono, resinas termosellantes y un revestimiento de goma alrededor de un elemento inflable que se acopla a una herramienta de bajada al pozo y se le baja con cable de acero. Cuando la camisa se encuentra posicionada frente al área a ser tratada, una bomba incluida en la herramienta infla la camisa utilizando fluido del pozo. Las resinas son calentadas hasta que se polimerizan completamente

A continuación, el elemento inflable se desinfla y se extrae, con lo cual queda una camisa dura, resistente a la presión, perfectamente ajustada, inclusive en los casos en que la tubería de revestimiento se encuentra dañada o corroída.

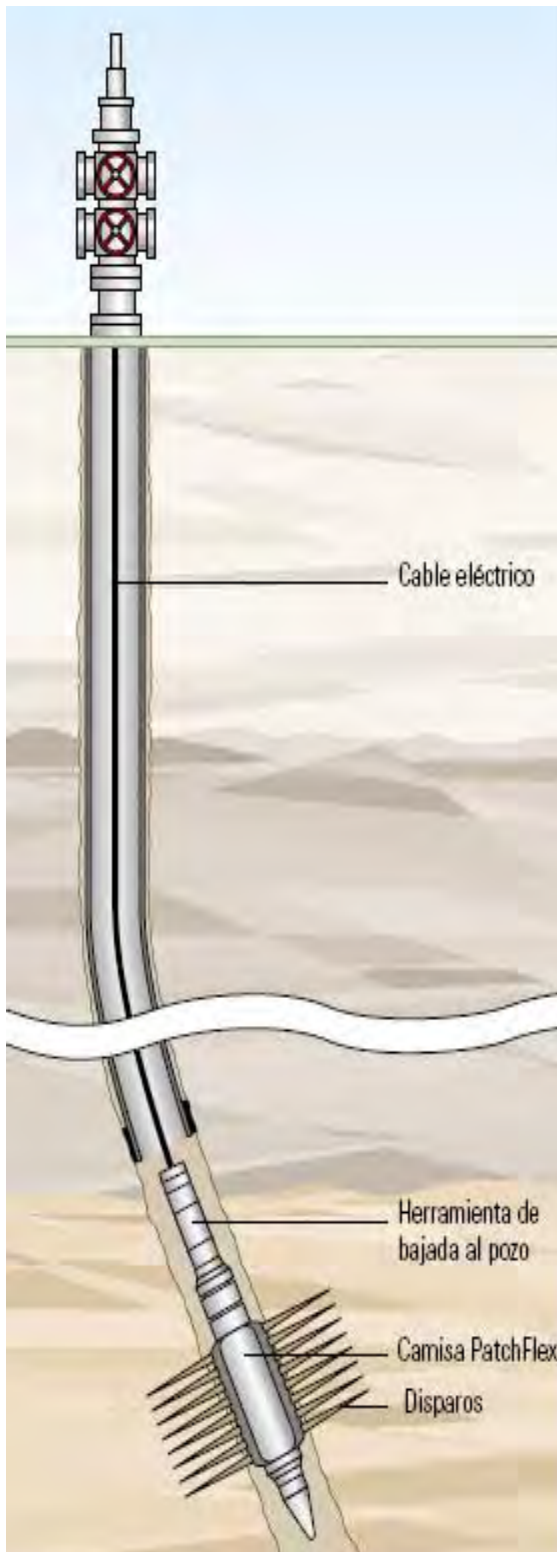


Fig. 5.2. Camisa PatchFlex

Resulta especialmente indicado para cegar la entrada de agua o gas mediante operaciones realizadas a través de la tubería de producción, y para modificar el perfil de inyección y para el aislamiento zonal. Las camisas inflables se construyen con forme a las necesidades, para ajustarse a la longitud de los intervalos disparados.

Una vez colocada, la camisa pasa a ser una tubería corta compuesta, ubicada dentro de la tubería de revestimiento, si fuera necesario hacer una posterior operación de cementación forzada, la camisa se puede fresar utilizando técnicas de perforación a través de la tubería de producción, o bien se puede volver a disparar para permitir la re-entrada de las zonas

5.1.2. Cementación Forzada.

El mal desplazamiento del lodo durante la cementación primaria, provoca que la lechada se canalice a través del lodo de perforación. Consecuentemente, bolsas o canales quedarán detrás de la tubería de revestimiento, y como consecuencia no se dará una buena adherencia entre la formación y la tubería de revestimiento provocando que el agua migre a través de los canales anulares. Fig. 5.3.

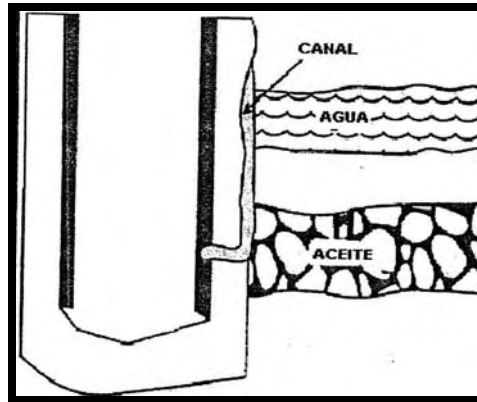


Fig.5.3. Canalización detrás de la TR, por una incorrecta cementación primaria

La cementación forzada es el proceso en donde una lechada no contaminante es desplazada a una área específica del pozo, detrás de la tubería de revestimiento, evitando así la migración vertical de fluidos indeseados. El objetivo es obtener un sello entre la tubería de revestimiento y la formación mediante el llenado con cemento en las canalizaciones y cualquier otra cavidad presente.

Dicha producción de agua solo podrá detenerse por medio del uso de fluidos de bloqueo, como es el caso de las cementaciones forzadas de alta resistencia, la cual es casi siempre efectuada con un retenedor de cemento. La circulación es alcanzada con agua o ácido como un fluido de limpieza. Fig. 5.4. El intervalo es circulado con un fluido lavador para asegurar una buena limpieza. Y la lechada de cemento es entonces bombeada y desplazada. El incremento de la presión no ocurre durante el trabajo, excepto por un incremento debido a la presión hidrostática de la columna de cemento que fluye en el espacio anular. Una vez

que la colocación es terminada, la sarta y el empacador (cuando no se utilice un retenedor móvil) son recuperados. El exceso de cemento es llevado a la superficie por circulación inversa.

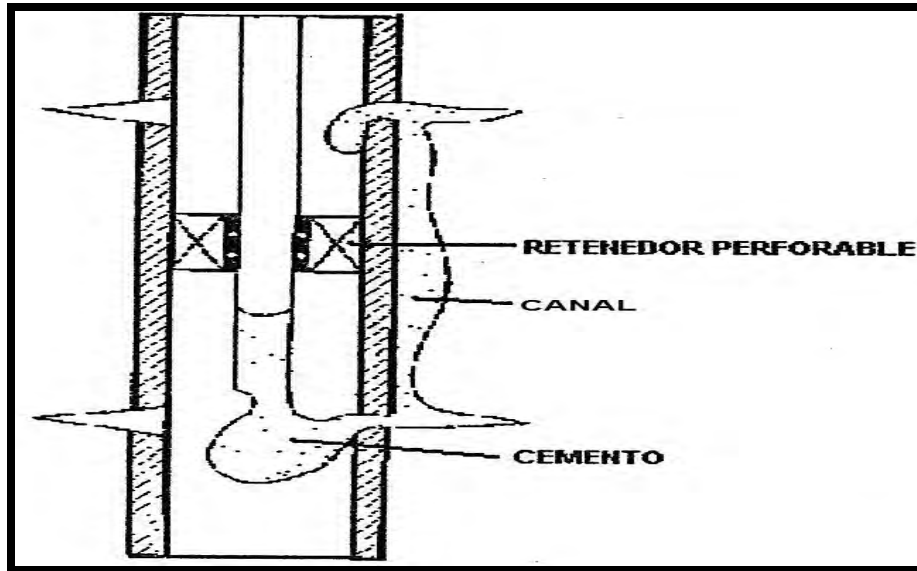


Fig. 5.4. Cementación Forzada.

Cementos base Agua: Estos incluyen lechadas de cementos ultra finos, mezclados con agua. Con los cementos ultra finos se logra tener una mayor penetración dentro de los micros canales debido al tamaño tan pequeño de partículas que manejan.

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 únicamente son aplicados en situaciones donde se tenga contacto con agua, teniendo esta aplicación un cierto grado de selectividad.

Cemento Squeeze-CRETE: Constituye otro elemento clave dentro del conjunto de soluciones para el control de agua. Este cemento, debido a su escasa pérdida de fluido y a su capacidad de penetrar micro fracturas inferiores a 160 micrones, es el sistema para solucionar las filtraciones en las tuberías, provocadas por flujo detrás de las mismas. Una vez colocado, este cemento ofrece gran resistencia a la contrapresión, baja permeabilidad y alta resistencia a los ataques químicos.

El tratamiento con el Cemento Squeeze-CRETE a menudo se utiliza con cemento común para cegar disparos cuando existe el problema de capa inundada, o bien cuando se presenta un problema del avance del contacto Agua/Petróleo. También se puede aplicar para el sellado de empaques de grava, filtraciones en la tubería de revestimiento o la canalización detrás de la tubería de revestimiento.

5.1.3. Estranguladores de Fondo.

Cuando aplicamos una contrapresión a un pozo fluyendo por medio de un estrangulador de fondo, aumentamos artificialmente la presión dentro del pozo, por lo que la recuperación total de aceite se incrementa. Debido a la restricción causada por el estrangulador, se adopta un régimen moderado de producción, conservando así la energía de la formación, asegurando una declinación más lenta de los pozos, aumentando la recuperación total y la vida fluyente de los pozos.

Debido a que se generan ondas de contrapresión que parten del punto de colocación del estrangulador hasta el yacimiento, como se muestra en la Fig. 5.5, se retarda el avance del flujo de agua, promoviendo un frente más homogéneo y disminuyendo la tendencia a conificarse, prolongando la vida del pozo. De la misma forma, el flujo antes del pozo de estrangulamiento es menos turbulento, con lo cual la tendencia de la formación a producir arena disminuye.

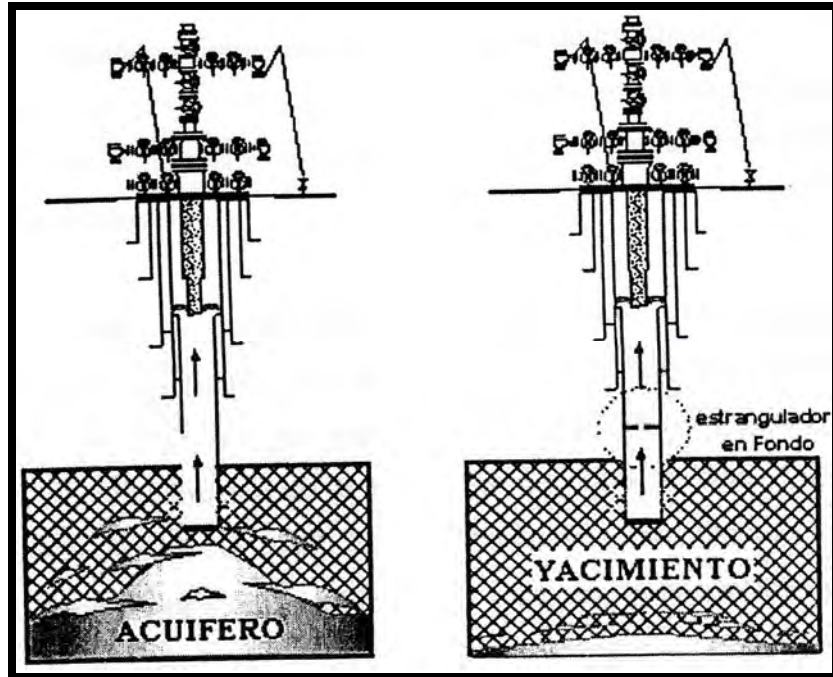


Fig. 5.5. Avance del frente de agua sin estrangulador y con estrangulador de fondo.

5.1.4. Tapón de Arena.

Las arenas pueden ser colocadas en el fondo del pozo para reducir o cerrar la producción del intervalo inferior en el pozo. Los tamaños del tapón y del cedazo pueden ser ajustados para cerrar totalmente o taponar parcialmente el flujo. Cuando se requiere un sello total, la técnica de colocación comúnmente recurre a la mezcla con cemento o productos químicos, en la última sección del tapón para reforzar el sello.

5.2. Soluciones Químicas.

Esta sección se enfoca al bloqueo de la producción excesiva de agua por medio de tratamientos químicos. Generalmente los tratamientos, solo serán efectivos si se colocan a una distancia corta del pozo. Aunque los tratamientos para el bloqueo de agua pueden no tener efectos significativos en el movimiento del agua a nivel yacimiento, pozos completamente cerrados a la fuente de agua pueden provocar serios efectos sobre la productividad de los pozos.

5.2.1. Tipos de Tratamientos.

5.2.1.1. Selectivos

En este tipo de tratamientos, los agentes interactúan selectivamente con el agua, reduciendo la K_{rw} , teniendo un mínimo efecto con los hidrocarburos, pueden ser utilizados en situaciones de flujo de agua matricial, y se aplican en todo tipo de terminaciones.

Existen tres tipos principales de tratamientos selectivos:

1. Bloqueadores de Permeabilidad Selectivos: Nuevos sistemas basados en un surfactante viscoelástico aniónico, (VAS) han sido recientemente introducidos para el control de agua. Estos sistemas son únicos y completamente diferentes de aquellos usados previamente con respecto a la ubicación y taponamiento de poros. El VAS, en presencia de cationes, produce geles de muy baja viscosidad efectiva cuando están sometidos a alta velocidad de corte. De muchas maneras estos geles son semejantes a aquellos producidos por reticulado de polímeros hidrosolubles (fluidos de fractura, por ejemplo). Sin embargo, como el gel está libre de sólidos puede ser bombeado e inyectado en el yacimiento en condiciones matriciales (por debajo de la presión de fractura).

Una vez que se encuentran en los poros de la formación, quedan sujetos a velocidad de corte típicas de aquellas encontradas en la producción radial, la viscosidad de estos sistemas VAS podrían aumentar tanto como 100 veces por lo que restringirían el movimiento de fluido.

Debido a la composición química única de estos sistemas especiales VAS, los hidrocarburos los rompen al contactarlos y se revierten a la viscosidad del agua salada base. Esto libera solamente los poros con saturación residual de hidrocarburo, dejándolos libres y fuertemente acuohumectados. Los poros con alta saturación de agua, por otra parte, quedan tapados con un gel de alta viscosidad. Es importante recordar que la ruptura del gel no es instantánea y que por lo tanto se puede obtener una respuesta inicial más lenta de los pozos tratados con estos sistemas.

2. Reductores Desproporcionados de Permeabilidad (DPR): Estos materiales también taponan el volumen poroso, restringiendo el movimiento de fluido, pero no precipitan, no se hinchan ni se viscosifican tanto en la presencia de hidrocarburos como lo harían en el caso de estar en un ambiente acuoso (o son parcialmente solubles en petróleo). El efecto neto es una reducción de permeabilidad efectiva al agua por un factor mayor que la reducción de permeabilidad al hidrocarburo. Sin embargo, como el efecto sobre la permeabilidad al petróleo podría ser una reducción de más del 90% dependiendo del sistema seleccionado (tal el caso de varios DPR's), la aislación mecánica puede aún ser necesaria en la misma forma que con los bloqueadores de permeabilidad.

Los materiales base agua preferidos son los derivados de resinas de madera que forman un precipitado coloidal que se aglutina formando una masa gelatinosa en presencia de agua. Estos materiales no reaccionan en presencia de hidrocarburos, sino que el precipitado se disuelve parcialmente en poros donde la saturación es mixta. Otros materiales similares para uso en fluidos base aceite, incluye el tetra metil ortosilicato

(TMOS) y el etil silicato que reacciona en la presencia de agua y forma un gel rígido de sílice.

3. Modificadores de Permeabilidad Relativa (RPM). Son sistemas de polímeros hidrofílicos, solubles en agua que cuando se hidratan producen largas cadenas de polímeros que libremente ocuparán en la roca el volumen poroso. Ya que son altamente hidrofílicos atraen el agua y repelen el aceite y como resultado neto, ejercen una fuerza de resistencia al flujo del agua en los poros con un mínimo efecto sobre el flujo de petróleo (que a veces es positivo). Como resultado, se reduce la permeabilidad efectiva al agua, mientras que la permeabilidad efectiva al petróleo es poco alterada. Los primeros polímeros usados con este fin fueron poliacrilamidas de alto peso molecular y más recientemente los escleroglucanos. Sin embargo, las limitaciones de temperatura, la sensibilidad al corte y la poca tolerancia a los iones de calcio y magnesio estropean su efectividad ya que son removidos rápidamente por la producción de fluidos del yacimiento.

Se han desarrollado RPM de mayor efectividad agregando radicales cargados a poliacrilamidas formando terpolímeros anfóteros (Poli-DMDAAC – Poli Dimetil-dialil cloruro de amonio). Esto mejora tanto su sensibilidad al corte, a la temperatura y la tolerancia a las sales como su adhesión a la roca. Más recientemente, un terpolímero vinil-amida ha sido introducido para reemplazar las poliacrilamidas anfóteras en pozos de condiciones más difíciles, debido a que ofrecen una mayor resistencia al flujo de agua. Así se ha expandido el rango de aplicación a situaciones más exigentes.

Lo ideal sería que los materiales RPM fueran líquidos (hidrolizados en agua) y que su concentración fuera proporcional a la permeabilidad de la formación. Los RPM's incrementan la resistencia al flujo de agua en el orden de 2 a 100 veces. En cambio, el aumento de resistencia al flujo de petróleo (aspecto "negativo") es por lo menos un orden de magnitud más bajo, y nunca mayor que 2.

Estos tratamientos, junto aquellos que emplean SPB, son los más seguros con respecto al mantenimiento de la producción de petróleo y son los que tienen mayor probabilidad de éxito en el control de agua cuando se lo coloca correctamente y para grados de movilidad de petróleo/agua por debajo de 10. Los cambios en el entorno tales como el pH, salinidad o baja presión afectarán la efectividad y durabilidad del tratamiento. En otros términos, cualquier intervención de pozo luego del tratamiento probablemente destruya parcial o completamente sus propiedades de control de agua.

5.2.1.2. No-Selectivos

En este tipo de tratamientos, no hay distinción de fluido (hidrocarburo y agua), taponan físicamente la zona productora de agua y en caso de una colocación inadecuada bloquean la zona productora de aceite.

1. Bloqueadores de Permeabilidad o Gelificantes: Como el nombre lo indica, estos materiales tapan el volumen poroso, evitando el movimiento de fluido, generalmente por medio de una reacción química retardada y controlada que permite la inyección profunda del material antes que este reaccione formando un gel tridimensional. Son buenos ejemplos las soluciones de silicato de sodio, activadas internamente con ésteres de urea o resinas aminoplásticas.

Otras opciones incluyen resinas y látex o soluciones de polímeros que gelifican en respuesta a la temperatura, salinidad o pH para formar precipitados coagulados o geles tridimensionales, tales como aquellos obtenidos por resinas látex o fenólicas. Los sistemas más conocidos se basan en poliacrilamidas reticuladas con cromo y PVA reticulado con glutaraldehído. Estas soluciones de baja concentración, son bombeadas en un estado no reticulado, por lo que tienen baja viscosidad.

Se activan in-situ, la temperatura las pone en acción y son controladas por reguladores de pH, forman un gel de alta obstrucción y alta viscosidad. Ninguno de estos materiales es selectivo, y tapan poros que contengan aceite y/o agua. Por lo tanto requieren de medios de colocación selectiva para evitar que se tape la zona productora de petróleo.

Estos tipos de tratamientos pueden ser aceptables si el único factor en la producción de agua es la conificación. En el caso de canalización a nivel de yacimiento, se produce una reducción en la producción de petróleo, estos tratamientos suelen ser de corta duración.

5.2.2. Procedimiento Operativo.

El procedimiento operativo surge del análisis de información y estudios efectuados al pozo seleccionado, consiste en diseñar un método para la aplicación del tratamiento químico en el pozo productor, el cual se planea y se resuelven las siguientes preguntas.

1. ¿Qué técnica de colocación emplear?
2. ¿Qué cantidad de volumen a utilizar?
3. ¿Cómo efectuar el tratamiento en el pozo?

El procedimiento operativo que incluye cálculos de volúmenes del tratamiento, forma de colocación y la técnica operativa, es la culminación de cualquier intervención al pozo, teniendo como base las etapas de estudio y laboratorio, como finalidad, cumplir con el objetivo que para este caso, es el control de agua, significa que el tratamiento químico deberá ser colocado en el lugar correcto, tanto en profundidad como en penetración con la menor diferencia tolerable entre el tiempo de gelación y el tiempo de operación al gasto de bombeo programado.

5.2.2.1 Métodos de Colocación.

Esta parte es fundamental en el éxito del tratamiento al pozo candidato, puesto que de acuerdo al análisis de los registros de producción, cementación, inspección de tuberías, pruebas de admisión, trazadores radioactivos, etc. Es posible definir exactamente el tipo de herramienta a utilizar, ya sea tubería flexible, sarta de trabajo o tubería franca, también definir las condiciones mecánicas y heterogeneidades del yacimiento, que darán la pauta para decidir si utilizar inyección sencilla a o en el caso más crítico aislar zonas para aplicar inyección dual.

La técnica de colocación de los tratamientos químicos que se aplican a pozos productores, dependiendo si se tiene o no equipo de reparación y de acuerdo a lo explicado anteriormente, se podrán presentar los siguientes casos mostrados en la tabla. 1.

POZO	TIPO	HERRAMIENTA	TECNICA
Sin equipo de reparación	Productor	Aparejo de Producción	Inyección sencilla
		Tubería Flexible	Inyección sencilla
			Inyección dual
Con equipo de reparación	Reparación	Tubería Franca	Inyección sencilla
		Tubería Flexible	Inyección sencilla
			Inyección dual
		Retenedor	Inyección sencilla
			Inyección dual

Tabla.1. Casos posibles para la colocación del tratamiento.

a) **Inyección Sencilla** (Fig. 5.6): Método por el cual el tratamiento es bombeado a través del aparejo de producción, sarta de trabajo o tubería flexible, estas dos últimas podrán ser usadas con empacadores para aislar zonas donde no se requiera del tratamiento. Este tipo de operaciones son aplicadas a pozos que no presentan zonas que se pudieran comunicar y con un estado mecánico de tal manera que se tenga toda la seguridad sobre la ruta de inyección.

Para lograr colocar el gel en el lugar correcto, a parte de aislar zonas, se deberá tener control sobre los gastos y la respuesta de presión durante la inyección.

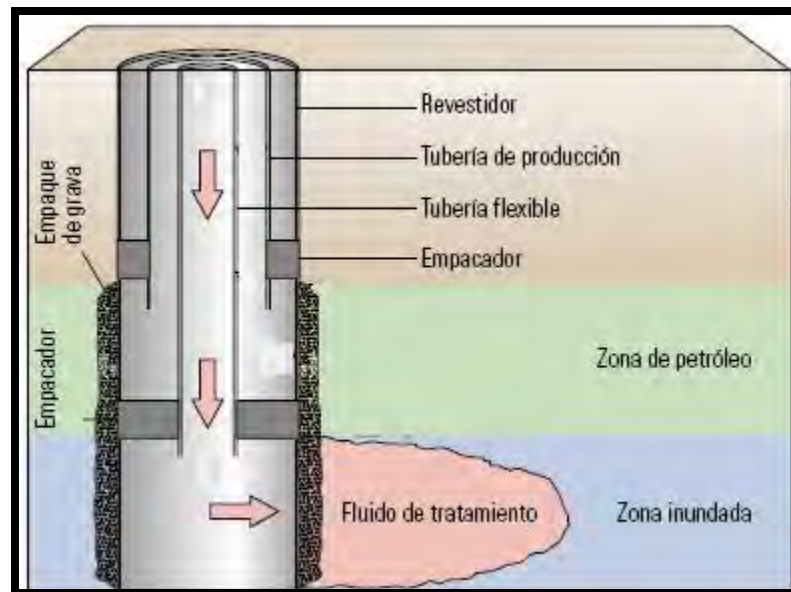


Fig. 5.6. Inyección Sencilla.

b) **Inyección Dual:** Método utilizado cuando existe comunicación o flujo cruzado entre la capa invadida de agua y la zona de aceite con menor permeabilidad. El tratamiento inyectado en la zona deseada, puede extenderse dentro de la zona de aceite en la vecindad el pozo y reducir de esta manera la productividad del pozo, entonces la técnica de inyección dual es utilizada para reducir o eliminar la invasión del tratamiento en la zona de aceite.

Un fluido protector normalmente es bombeado a través del espacio anular (TP – TR o TP - TF), hacia las zonas saturadas de aceite, simultáneamente el tratamiento es bombeado por la Tubería de Producción o por la Tubería Flexible, ver Fig.5.7. El fluido protector es típicamente agua, pero también puede ser un fluido base aceite para zonas sensibles al agua. Donde se requiere grandes volúmenes o gastos, el fluido protector puede ser viscosificado.

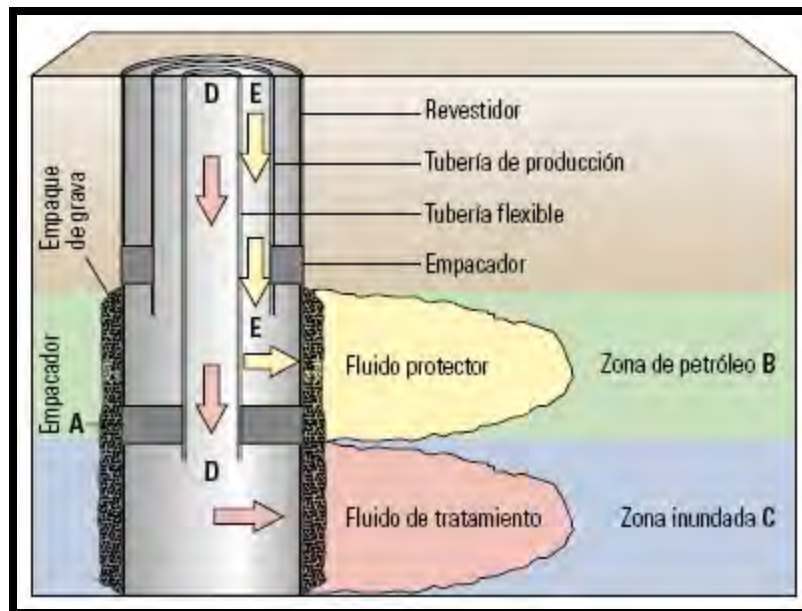


Fig. 5.7. Inyección Dual.

En todo el proceso de la inyección dual, la presión e inyección de fondo del fluido de tratamiento deberá ser mantenida igual a la presión de inyección de fondo del fluido protector. Esta presión de fondo podrá ser estimada mediante el monitoreo de la presión en superficie, la cual podrá ser ajustada al variar el gasto, de tal manera que la diferencia de presión sea cercana a cero.

Para el caso donde se trabaje con intervalos de pequeño espesor donde se requiera mas exactitud en la colocación del gel, es recomendable que el anclaje de empaques sea en base a registros de coples y rayos gama.

La inyección dual es requerida cuando uno o mas de los siguientes factores estan presentes, el primer factor por si solo determina la necesidad de inyección dual y el efecto de los restantes es multiplicativo y la necesidad es mayor si ocurre.

- ✓ Un canal de flujo cruzado existe cerca del pozo y conecta a la zona invadida de agua con la zona de aceite.
- ✓ La viscosidad del gel es baja.
- ✓ La zona de aceite es pequeña.
- ✓ Un volumen grande de gel es colocado.
- ✓ El contraste de permeabilidades entre la zona invadida y la zona de aceite es pequeña.

5.2.2.2 Volumen Requerido para el Tratamiento.

La determinación del volumen del tratamiento, responde a una de las preguntas que surgen en la planeación del programa, es decir:

¿Cuánto Volumen Utilizar?

La razón es estrictamente económica, algunas veces repercute directamente sobre la viabilidad del tratamiento, en la actualidad se analiza a detalle que la producción adicional del pozo pague en el menor tiempo posible el costo del tratamiento.

Se puede afirmar que no existe un método único utilizado para calcular el volumen del tratamiento, en algunos de los casos el volumen del tratamiento es planeado a ser desde la mitad a un día del volumen de producción. Otros asignan un cierto número de barriles por cada pie de espesor y otros planean inyectar cierto volumen hasta alcanzar un cierto radio del pozo; este último es el más utilizado por que involucra conocer las características físicas de la formación y en esencia es un método volumétrico.

En este método la siguiente ecuación es utilizada:

$$Vol = \pi h(R_L^2 - R_C^2)\varphi(1 - S_{wi})$$

Donde:

h : Espesor

R_L y R_C : Son las penetraciones máximas y mínimas del gel.

φ : Porosidad.

S_{wi} : Saturación irreductible del agua

En la actualidad el software existente para el calculo del volumen del tratamiento, se basa en esta ecuación, pero cuando se ha identificado que en un pozo existen fracturas como canales conductivos de agua, su calculo resulta difícil ya en la fractura la geometría de flujo se describe en base a un modelo lineal en vez de un modelo radial. Por tal razón, se requiere mejorar las técnicas para cuantificar volúmenes para el caso de canalizaciones por fracturas. Mediante el empleo de trazadores radiactivos es posible acercarnos a esta cuantificación, conociendo el tipo de problema, entonces la magnitud de la inyección durante las pruebas con trazadores podrá relacionarse al volumen de tratamiento a utilizar.

5.2.2.3 Duración del tratamiento

Se espera que la efectividad que tengan los tratamientos en la reducción o cierre de la producción de agua, a las condiciones del pozo, sean indefinidas, dependiendo de la estabilidad del tratamiento y las velocidades de producción de agua en los meses y años siguientes al tratamiento. Para aquellos tratamientos que cierran completamente la producción de agua del intervalo de interés, el intervalo deberá prevenir la producción futura del intervalo indefinidamente para los tratamientos que se diseñan para reducir la permeabilidad de alguna zona(reduciendo ya sea la permeabilidad absoluta, la relación de las permeabilidades de aceite y agua, o ambas), la habilidad del tratamiento para mantener bajas

velocidades de producción después de su colocación, podrá cambiar de acuerdo a la saturación relativa del agua. En algunos casos, la saturación relativa de agua podrá permanecer constante, pero es común que la saturación de agua en el intervalo productor se incremente con el tiempo.

En la habilidad que puedan tener los tratamientos realizados en la matriz rocosa, para reducir la permeabilidad y conservar sus efectos, tendrá mucho que ver su resistencia a la degradación, a las condiciones del pozo. Se deberá recurrir a pruebas de laboratorio para probar la habilidad de los tratamientos a ser estables, al someterse a las condiciones de temperatura del tratamiento y además mostrar su compatibilidad con los fluidos del yacimiento. La estabilidad de los sistemas utilizados en los yacimientos se podrá juzgar, de acuerdo a su capacidad para mantener sus propiedades en todo su volumen. 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.

Si un gel al exponerse a los fluidos y temperaturas del yacimiento, mantiene su viscosidad sin un cambio aparente de volumen por la deshidratación parcial, probablemente se comporte correctamente en la formación, dado que el sistema puede aun mantener toda su capacidad para reducir o detener el flujo de agua en la matriz rocosa, a pesar de haber fallado en laboratorio. Aun cuando es conveniente realizar la prueba de volumen, se podrán obtener mejores determinaciones de la estabilidad del sistema por medio de la saturación de núcleos con tratamientos específicos y monitoreando su efectividad conforme transcurre el tiempo. Respecto a los resultados obtenidos con las pruebas mencionadas se tendrá 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 degradar el polímero).

Un tratamiento con sistema de gelacion in-situ ideal, deberá tener las siguientes propiedades:

1. Reducir significativamente la permeabilidad relativa de la formación al agua, sin afectar considerablemente a la permeabilidad relativa de la formación al aceite. Durante la colocación, el tratamiento deberá entrar perfectamente por las zonas de alto flujo al agua y disminuirlo considerablemente.
2. Al formarse el gel, este deberá resistir las condiciones de producción y no desintegrarse, ya que disminuiría la duración efectiva del tratamiento.
3. El gel deberá ser fácilmente removible por algún método que sea fácil de aplicar y además económico.

CAPITULO 6

METODOLOGIA PARA EL CONTROL DE AGUA

Los problemas de control del agua, las técnicas de diagnóstico y las soluciones se han analizado en capítulos anteriores. A continuación se procederá a describir una metodología la cual permitirá realizar un análisis integral del sistema yacimiento/pozo, mediante la aplicación de métodos y técnicas que permitan identificar el origen de la producción de agua, además de justificar la propuesta de soluciones oportunas orientadas a minimizar la misma, por ende, aumentar la eficiencia en el recobro de los hidrocarburos y cumplir un amplio rango de objetivos, tanto ambientales, como de yacimiento para obtener la máxima creación de valor. Debe mencionarse que no todos los pozos presentan problemas similares, esta metodología deberá ser moldeada para mejorar con respecto a aplicaciones futuras. Esta metodología esta enfocada para definir el tratamiento adecuado que controle la producción de agua.

Cuando se conjuga el diagnóstico correcto con la aplicación de soluciones comprobadas, el control del agua puede convertirse en una herramienta efectiva para el manejo del yacimiento. Si bien es posible aplicar estrategias individuales de control del agua en un cierto número de pozos dentro de un campo, en los campos extensos puede resultar poco eficiente e implicar un gran consumo de tiempo.



El primer objetivo de un programa de control del agua en todo un campo consiste en identificar los pozos que presentan las siguientes características:

- El pozo es accesible para realizar una intervención.
- La terminación es lo suficientemente robusta como para tolerar la intervención.
- Existe un valor económico relacionado con la reducción de la producción de agua en ese pozo.
- El pozo tiene un problema de control del agua que se puede tratar en forma económica con un riesgo aceptable.

Las estrategias de control del agua en todo un campo a menudo son diferentes de las que se aplican en cada pozo individual.

En dicha metodología se desglosa cada uno de los procesos que conllevan a lograr el objetivo de disminuir y controlar la producción de agua en pozos petroleros. Es importante mencionar que la problemática a la cual se enfoca la presente metodología, es una de las que involucran la participación de una gran cantidad de departamentos. El personal involucrado en todos los procesos son (Fig 6.1):

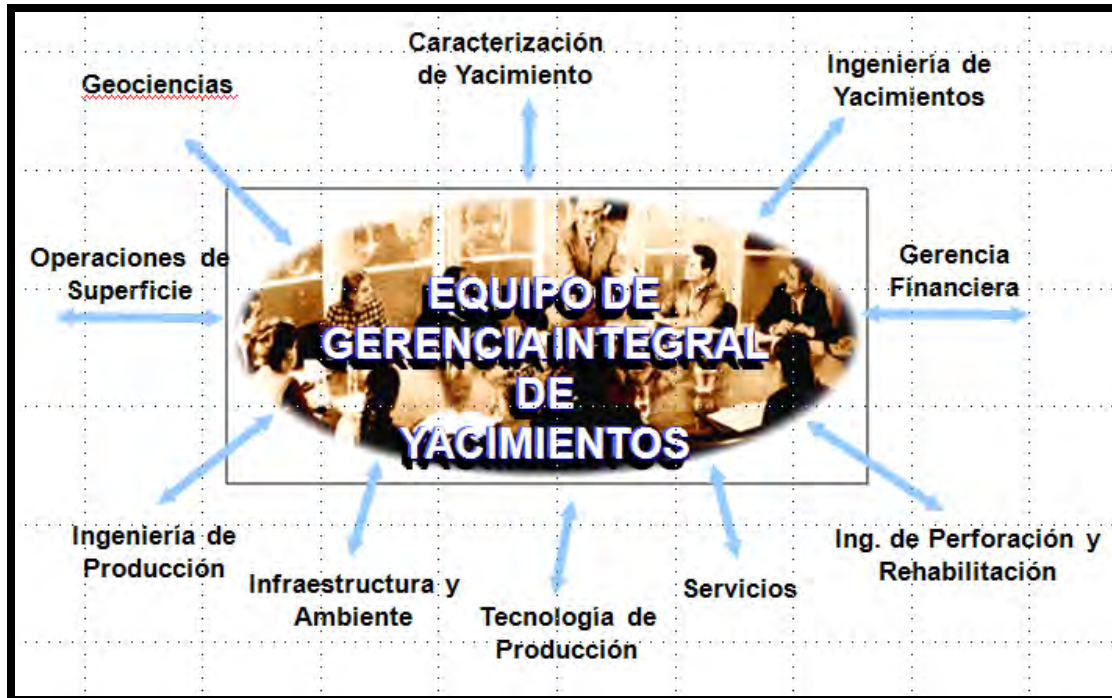


Fig. 6.1 Equipo de gerencia integral de yacimientos.

Aun cuando el uso de la ingeniería para el control de agua puede que no resulte (en algunos casos) en un aumento de producción, si puede mejorar las ganancias de la corporación como resultado de los siguientes beneficios:

- ✓ Prolongar la vida productiva de los pozos.
- ✓ Reducir costos por levantamiento artificial.
- ✓ Reducir efectos ambientales.
- ✓ Reducir costos por tratamiento y disposición del agua.
- ✓ Minimizar costos de mantenimiento de pozos.

Los sistemas de manejo del agua resultan sumamente costosos. En un pozo que produce aceite con un 80% de corte de agua, dependiendo de la tasa de producción, el costo por manejo de agua puede ascender a 4 dólares por barril de aceite producido

Las fases que contemplan dicha metodología son:

METODOLOGÍA PARA EL CONTROL DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA

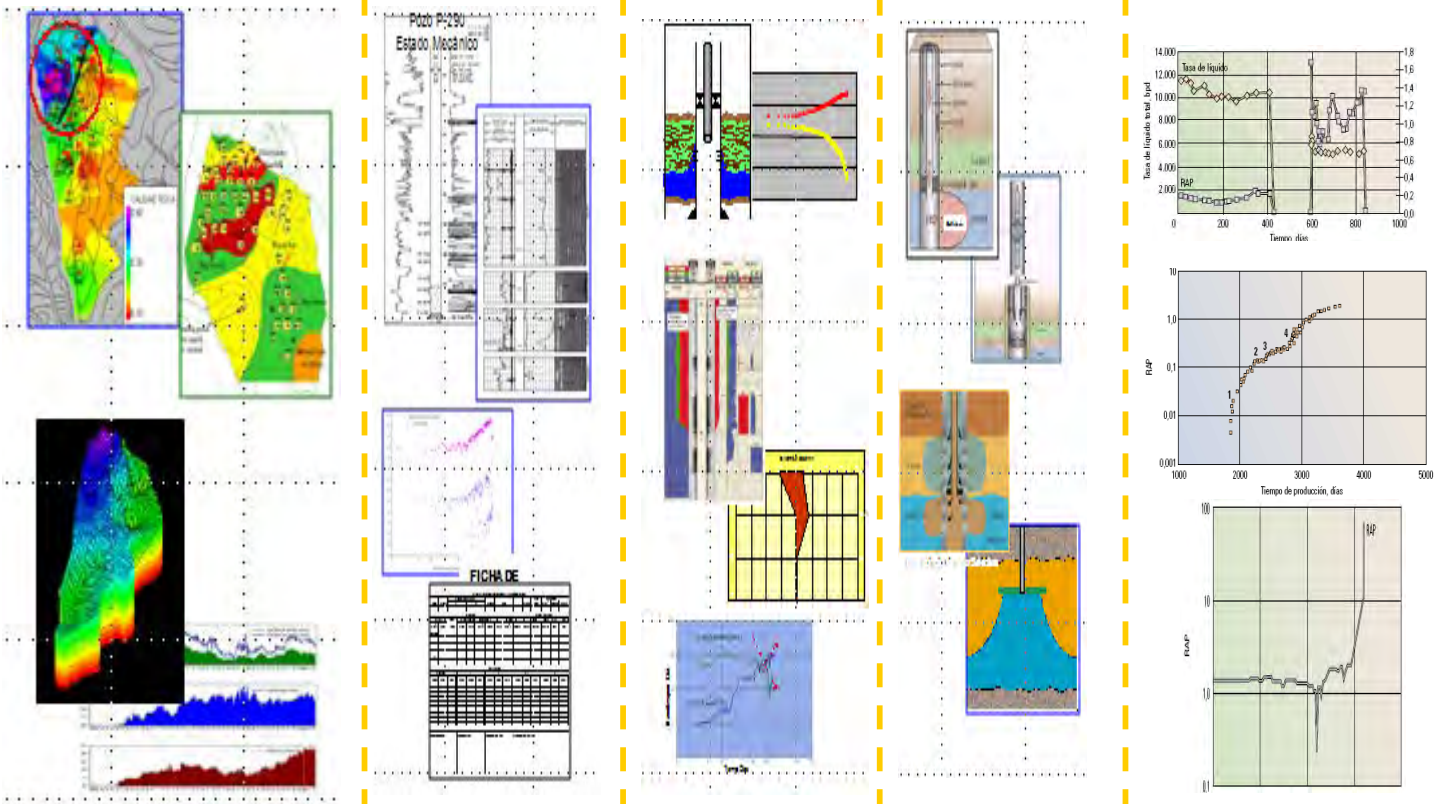
Fase I
Análisis
Historia del
yacimiento

Fase II
Revisión
del pozo

Fase III
Análisis de
Identificación
y diagnostico

Fase IV
Acciones a
Tomar

Fase V
Evaluación
de los
resultados



Cada una de las fases que contempla dicha metodología nos ayudara a proporcionar información valiosa para que en conjunto con la información de cada una de las fases, podamos realizar una adecuada selección del tratamiento para el control de agua.

6.1. Fase I:

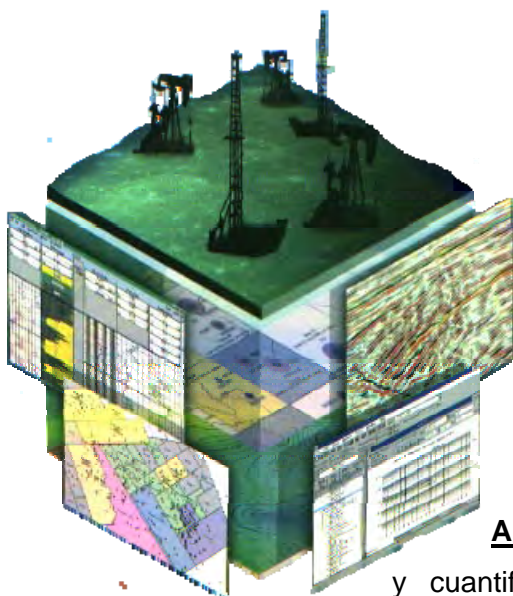
Análisis e Historia del Yacimiento.

En la primera fase se evaluarán los antecedentes del yacimiento.

- A) Antecedentes: Se hará un estudio detallado para la evaluación de los antecedentes del yacimiento, para obtener un panorama integral.

- B) Análisis: Obtener información referente a: análisis de pruebas de presión, muestras de fluidos, pronóstico de producción y mecanismos de desplazamiento de fluidos en el yacimiento. Llevar a cabo una revisión de los resultados en los análisis de muestras de fluidos tanto a condiciones de fondo como a condiciones de superficie.

- C) Caracterización: La caracterización estática de un yacimiento abarca el estudio y/o revisión de cuatro aspectos importantes como son:



- 1. Las consideraciones geológicas.
- 2. La evaluación petrofísica.
- 3. Los mapas de Isopropiedades.
- 4. Las características iniciales del yacimiento: producción, volumen original de petróleo en sitio (Volumen Original de Aceite) y Factor de Recobro.

A fin de: Describir su naturaleza y geometría; calificar y cuantificar propiedades de roca y fluidos, establecer distribución y volúmenes recuperables de hidrocarburos.

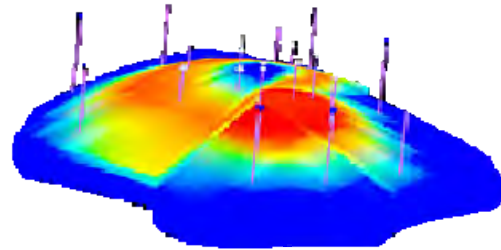
Integrando: Aspectos estructurales, estratigráficos, sedimentológicos, petrofísicos y de fluidos, en un modelo único

Que permita: Establecer un plan de explotación que garantice la máxima recuperación económica de sus reservas.

D) Simulación: El estudio de yacimientos involucra una serie de factores que cambian a medida que comienza la explotación del mismo y en algunos casos como consecuencia de ello. La caracterización dinámica comprende la evaluación de las propiedades de los fluidos, avances de contactos, propiedades roca–fluido, comportamiento de producción, comportamiento de presiones y cálculo de balance de materiales en el yacimiento.

Por qué Simulación?

- El Yacimiento tiene una sola vida.
- El Simulador puede modelar varias vidas bajo diferentes escenarios de explotación.
- Permite la planificación y diseño de proyectos de inyección.
- Inyección de agua.
- Trazadores.
- Inyección de Polímeros.
- En Yacimientos completos se obtienen resultados con menor incertidumbre.



6.2 Fase II:

Revisión del pozo

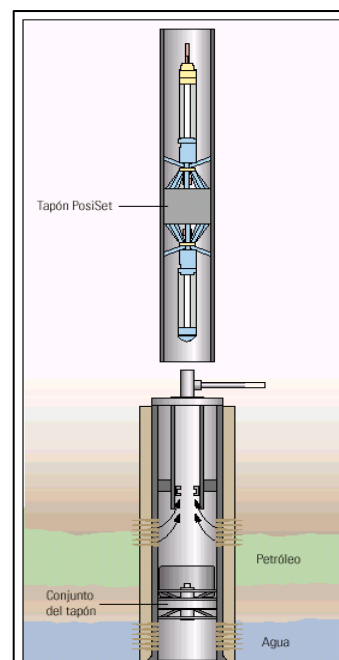
Para que el pozo se comporte como se planeo, es necesario que todos los componentes que lo integran funcionen correctamente, es decir, se deberá realizar un estudio sobre las condiciones actuales del estado mecánico del pozo.

Y analizar el estado actual de sus componentes tales como:

- Tubería de Producción.
- Tubería de Revestimiento
- Empacadores.
- Válvulas, etc.

Se deberá adquirir información sobre:

1. Aforos efectuados al pozo.
2. Estado de la terminación.
3. Historia de reparación.
4. Tratamientos hechos en el pozo.
5. Profundidad original del contacto agua/aceite.
6. Profundidad de los disparos.



El objetivo es determinar el estado actual de los componentes que integran el estado mecánico del pozo.

6.3. Fase III

Análisis de Identificación y Diagnostico.

La identificación y el diagnostico adecuado del problema es una parte indispensable y medular del procedimiento, debido a que no se podrá tener alguna propuesta de solución correcta, hasta que no se diagnostique e identifique correctamente. El factor clave es el diagnóstico, es decir poder identificar el problema específico que se presenta.

Para poder distinguir las diferentes fuentes de agua no aceptable se han desarrollado varios pasos que utilizan:

- a) Es necesario contar con información sobre el monitoreo del pozo, registros de producción, registros de ruidos, registros de cementación, registro de temperatura, registro de neutrón, perfiles de saturación, parámetros del yacimiento (permeabilidades, saturaciones, perfiles de presión), historia de producción e historia de presión.
- b) Se deberá obtener curvas de diagnostico de producción de agua, historia de producción del pozo, gráficos de relación agua/petróleo y sus derivadas, producción acumulada, y declinación de la energía del yacimiento.
- c) Una vez obtenida tal información se llevara acabo un estudio que permita obtener de manera confiable el origen de la producción de agua y realizar un análisis detallado de toda la información involucrada para asegurar su valides y utilidad. Cuando la información es recabada se deberá correlacionar toda esta información disponible para llevar acabo un análisis confiable.
- d) Es necesario tener perfectamente claro cual es la expectativa que se planeo, esto es vital para poder tener una adecuada identificación y diagnostico del problema

El objetivo buscado es la correcta identificación del problema, cuando dicho problema es identificado partiremos a seleccionar el tratamiento adecuado

¿Cual es la mejor técnica para controlar el agua?

Una vez realizado el diagnostico, se inicia la búsqueda de un tratamiento adecuado

Cada tipo de problema tiene distintas opciones de solución que varían desde las simples soluciones mecánicas y químicas, que son relativamente de bajo costo, hasta las más complejas y costosas soluciones de terminación re-trabajadas. Es habitual la existencia de diversos problemas de control del agua. Uno de los pasos a seguir con máximo detalle es el referente a la selección de la técnica de control de agua, ya que de esta selección dependerá el éxito que se pueda tener al aplicar el tratamiento.

- a) Como datos de entrada, es necesario partir de que ya se ha hecho una buena identificación y diagnosticado correctamente el origen de la producción excesiva de agua.
- b) Analizar todas las posibles soluciones técnicas y viables para el tipo de problema presente, el cual permitirá un mejoramiento sustancial en la producción de aceite.
- c) Llevar acabo una comparación de los tratamientos propuestos con los antecedentes de éxito o fracaso, que hallan tenido en otros pozos, donde fueron aplicados, esto nos ayudara reafirmar la toma de decisiones.
- d) Realizar una detallada clasificación y jerarquización de las técnica e intervenciones más viables a ser ejecutadas.

Problemas de producción excesiva de agua y la categoría de tratamientos.

Categoría A: “Convencionales” tratamientos que son normalmente una opción.

- Fugas en la TR
- Canalización en la TR
- Terminación en la zona de agua.
- Avance del contacto agua-petróleo

Categoría B: Tratamientos con Geles que son normalmente una opción.

- Comunicación entre pozo inyector-productor, sin flujo cruzado.
- Fracturas naturales en la formación.
- Zona de Alta Permeabilidad al Agua con Empuje Natural
- Fracturas Inducidas en Acuíferos.
- Zona de Alta Permeabilidad en Pozo Inyector
- Fracturas Inducidas en Operaciones de Inyección de Agua

Categoría C: Tratamientos difíciles en donde los geles no debería ser usados.

- Canalización por capa de alta permeabilidad, con flujo cruzado.
- Conificación en pozos horizontales y verticales.
- Capa segregada por gravedad.

e) Del proceso y análisis de la información obtenemos como resultado, el diagnostico del problema del cual partiremos para realizar una selección del tratamiento, además de, obtener a detalle, las técnicas y tecnologías de solución mas apropiadas

- f) El análisis económico es un proceso que todo proyecto debe de tener, debido a que es el indicador que nos permitirá saber si existen condiciones que justifiquen ejecutar las acciones propuestas, dicho análisis esta compuesto por varios procesos los cuales nos darán pauta a la toma de decisiones sobre la rentabilidad de un proyecto, los cuales son:
1. Es necesario analizar la información referente a: reservas de aceite y gas, estimación de costos, precios de venta de aceite y gas, costos de operación y mantenimiento y costos por manejo de agua.
 2. Al tratamiento elegido se le elaborara una relación de todos los factores que intervienen en la aplicación de la alternativa de solución; tener en cuenta los factores susceptibles que en su caso podrían cambiar y precisar todos los rangos de variación.
 3. Establecer los escenarios de rentabilidad del proyecto. Según los indicadores económicos (ingresos obtenidos, valor de la inversión, valor de los egresos, VPN, relación beneficio costo, TIR, tasa de rendimiento, tasa de ganancia y recuperación de la inversión)

En base a la información obtenida del análisis económico. Se deberá tener en cuenta la siguiente pregunta:

¿Se trata de un pozo rentable económicamente?

Si la Respuesta es **NO**: Se deberá tomar en cuenta la posibilidad de cerrar o taponar al pozo, ya que este pozo no es rentablemente económico para realizar alguna intervención de control.

Si la Respuesta es **SI**: Se podrá continuar con la siguiente fase “Acciones a tomar”, ya que el resultado de esta fase nos arrojará la selección metódica y sistemática de una alternativa de solución con posibilidad alta de ser exitosa.

6.4 Fase IV: **Acciones a Tomar**

Las acciones a tomar en la ejecución de una alternativa de control de agua, se verán fuertemente influenciadas por la correcta caracterización del problema y por la apropiada selección y diseño del tratamiento. El éxito se espera de acuerdo a una adecuada colocación e implementación de dicho tratamiento para el control de agua.



- a) Realizar un profundo estudio sobre el tratamiento que se ha seleccionado como alternativa de solución para la producción excesiva de agua.
- b) Se diseñara y planeara la adecuada aplicación del tratamiento.
- c) Realizar un programa el cual especifique la ejecución del tratamiento, en donde este incluya las actividades a realizar y sus responsables de dichas actividades.
- d) Ejecución del tratamiento y procedimientos operativos.

Este proceso da como resultado la aplicación de un tratamiento para controlar la producción excesiva de agua en pozos petroleros.

6.5. Fase V

Evaluación de los Resultados.

La evaluación del tratamiento implica conocer la producción del pozo antes y después del tratamiento, ya que es conveniente evaluar la reducción del agua y aumento en la producción de aceite, la cual permita evaluar los resultados de dicho tratamiento; y así es posible dar recomendaciones para mejorar los diseños en trabajos futuros sobre control de agua.

- a) Los datos de entrada a esta fase es la información del tratamiento aplicado y los resultados obtenidos como respuesta inmediata.
- b) Analizar tres graficas de producción, antes y después de que se halla implementado un tratamiento de control de agua:
 - 1. Producción total del pozo VS tiempo
 - 2. RAP VS tiempo.
 - 3. Producción neta de aceite VS tiempo.
- c) Las pruebas de variación de presión también pueden ser utilizadas antes y después del tratamiento, para obtener información sobre cambios en las características del yacimiento, su análisis en un intervalo de tiempo permite conocer datos sobre estabilidad del tratamiento.
- d) Llevar a cado una evaluación del tratamiento para generar curvas de aprendizaje.
- e) Una vez que la información ha sido analizada, se concluirá el resultado de dicho tratamiento, es decir:

¿La aplicación de la técnica ha resultado exitosa?	
SI	NO
<p>Los resultados serán incorporados a estadísticas en donde se ha efectuado un tratamiento de control de agua. Esto nos ayudara a tener un proceso de mejora continua.</p> <p>Se tiene como resultado un pozo al cual se le ha aplicado una alternativa de control de agua y esta ha resultado exitosa</p>	<p>Realizar un análisis y diagnostico de falla.</p> <p>En caso de que el tratamiento haya fracasado por problemas técnicos, se puede llevar a cabo una re-ejecución del tratamiento.</p> <p>Para el caso en el que el tratamiento se ha aplicado correctamente y aun así no se hayan obtenido los resultados esperados, se tendra en cuenta la posibilidad de explotar otro intervalo, cerrar, convertir el pozo a otro servicio o taponar.</p>

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

CONCLUSIONES.

- Si bien los objetivos de reducir los costos del manejo de la producción excesiva de agua y de descubrir reservas recuperables adicionales en campos maduros parecen difíciles de alcanzar, algunos factores positivos ya se encuentran a nuestro alcance. Hoy en día, el conocimiento de los problemas del flujo de agua y sus soluciones constituyen un componente fundamental dentro de la ingeniería de yacimientos.
- La producción de agua comienza en el yacimiento, prosigue con la producción a través de los pozos y finalmente cierra con su manejo y procesamiento en superficie, bien sea para desecharla en la superficie o inyectarla.
- La producción de agua no deseada puede controlarse. Sin embargo, en primer lugar es necesario reconocer si se trata de agua beneficiosa, que ayuda a drenar el petróleo; o de agua perjudicial, que inhibe su producción. También, es necesario establecer el origen del agua. Los gráficos de diagnóstico de la historia de producción de agua, resultan de suma utilidad al revisar un gran número de pozos. Los registros de producción pueden luego confirmar o esclarecer las diferentes hipótesis.
Una vez diagnosticado el problema, se podrán tomar distintas decisiones.

- No existe tratamiento que tenga éxito en el control de todas las posibles fuentes de producción indeseadas de agua, hay diferentes técnicas, cada una con determinadas propiedades y capacidades de tener éxito en algunos pozos, pero no en todos. En el caso de los tratamientos químicos, hay pozos en los que resulta exitoso tal tratamiento, en otros pozos resulta un fracaso; por lo cual, se deberá determinar que tipo de técnica es adecuada para cada pozo. Cabe mencionar que antes de efectuar un tratamiento se deberá definir y localizar con precisión el origen de la producción de agua, luego se seleccionara la técnica y se diseñara el procedimiento operativo adecuado, para garantizar el éxito
- Para poder aprovechar al máximo los elementos disponibles como un primer paso en el control del agua, se requiere un conocimiento detallado de los activos, los recursos, las actividades y los costos asociados con el manejo del agua producida. Pueden entonces surgir oportunidades que permitan reducir los costos en las prácticas tradicionales y los materiales (químicos) e identificar dónde se podrán controlar en el futuro los potenciales aumentos de costos. Las innovaciones técnicas permitirán manejar mayores volúmenes con las instalaciones existentes. Se debe tener en cuenta el sistema de producción en su totalidad, desde el yacimiento hasta el punto de transferencia de custodia del petróleo y el lugar de descanso final del agua.
- El trabajo multidisciplinario y en equipo es fundamental para garantizar la solidez de una correcta solución para el control de agua: El modelo debe ser validado y estructurado por consenso técnico. Cada fase o etapa valida la anterior. No es una proceso LINEAL
- La justificación de un tratamiento en cualquier pozo depende del valor del incremento esperado en la producción de hidrocarburos. Se trata de un

valor “esperado”, lo cual indica que existe un cierto grado de incertidumbre en el análisis.

Se debe de tomar en consideración las ventajas y desventajas que se tiene.

- Los tratamientos químicos incluyen quebradores de emulsión, biocidas, polielectrolitos y secuestrantes de oxígeno que se agregan al agua para condicionarla para la reinyección, además de inhibidores de corrosión y químicos para combatir las incrustaciones minerales, que se adicionan para proteger las tuberías y los equipamientos de fondo.
- Un procedimiento es bueno en función de que subsane las actuales necesidades y de resultados desde el inicio. ¡SI!. Un buen procedimiento deberá empezar a dar resultados desde el principio.
- Los servicios integrados de manejo de agua se visualizan como el factor clave dentro de la optimización de la producción del yacimiento, ya que proporcionan los medios para producir reservas adicionales. Mientras los servicios destinados al control de agua serán responsables de gran parte del progreso futuro, las cuales permitirán minimizar los costos de manejo del agua producida y los procesos de las instalaciones optimizadas, podrán convertir los desechos en un bien utilizable, lo que a su vez contribuirá a mejorar el factor de recuperación.

Sin embargo, la ganancia real proviene del aumento potencial de la producción de petróleo.

BIBLIOGRAFIA

- Pappas James, Creel Prentice y Crook Ron. "Problem Identification and Solution method for Water Flow Problems", Marzo 1996. SPE 35249.
- Love Tracy, McCarty Andrew, Miller Matthew J. y Semmelbeck. Mark " Problem diagnosis, Treatment Desing, and Implementation Process Improves Waterflood". Sep 1998. SPE 49201.
- Seright R.S., Lane R.H., Sydansk R.D.. "A Strategy for Attacking Excess Water Production". May 2001. SPE 70067.
- Chow S, Bae JH, Friedmann F and Donald JD. "Development of Optimal Water Control Strategies". Sep 1994, SPE 28571
- Hegeman P and Pelissier- Combescure J. "Production Logging for Reservoir Testing", Oilfield Review 9, no. 2 (primavera de 1997); 16-20.
- Yortsos YC, Youngmin C, Zhengming Y y Shah PC. "Analysis and Interpretation of Water/Oil Ratio in Water Floods"; Dic 1999, SPE 413424

- K.S. Chan. "Whater control Diagnostic Plots", Octubre 1995. SPE 30775.
- G. Di Lillo and P. Rae. "New Insight Into Water Control", Oct 2002, SPE 77963.
- R.S Seright. "Mechanism for Gel Propagation Through Fractures". May 1999. SPE 55628.
- Seringht, RS y Liang, J. " A Survey of Field Applications of Gel Treatments for Water Shutoff". Abr 1994. SPE 26991
- M. Azari, M. Soliman." Reservoir engineering Aspects of Excess Water and Gas Production". Marzo 1998. SPE 37810
- Fulleylove, R.J. "Water Shut-Off in Oil Production Wells Lessons from 12 Treatments"- Oct 1996. SPE 36211.
- K. Aminian. "Water Production Problems and Solutions-Part 1 and 2". West Virginia University.
http://karl.nrcce.wvu.edu/regional/Water_Production_Problems_and_Solutions_Part_1.pdf
- Khatib Z y Verbeek P: "Water to Value—Produced Water Management for Sustainable Field Development of Mature and Green Fields". Marz 2002. SPE 73853.
- Bailey B, Crabtree M, Tyrie J, Elphick J, Kuchuk F, Romano C y Roodhart L: "Control del Agua," *Oilfield Review* 12, no. 1 (Verano de 2000): 32–53.