



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**IDENTIFICACIÓN DEL ORIGEN
Y CONTROL DEL AGUA PRODUCIDA**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A:

ANASTACIO HERNÁNDEZ MONTIEL



DIRECTOR DE TESIS: ING. OCTAVIO STEFFANI VARGAS

CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO D.F.

AGOSTO 2010

AGRADECIMIENTO

Les agradezco a todos los profesores que me acompañaron a lo largo de mi vida estudiantil, por aportar grandes ideas, por despertarme y estar aquí, pero de una forma muy especial un agradecimiento al ingeniero Octavio Steffani Vargas, quien hizo posible la realización de esta tesis, gracias muchas gracias.

A mis amigos gracias muchas gracias que más les puedo decir, por lo que vivo a su lado encuentro como seguir, todos con los que anduve por ahí, gracias muchas gracias. Gracias con los que hago conexión.

A Verito, Valdo, China, Moshá también al John, Faba, Bull, Pana, Scott, Mark, Iván, Clau, Tello, Itzel, Sebas, Diana, Arthur, Cypress, Edi, especial dedicación para el Carmelo, a ustedes les doy las gracias por hacerme grande. A I Gervi, Lore y Nene por aquel tiempo de acción, a todo el que le cae al cantón gracias de corazón.

Gracias muchas gracias, esos son mis amigos, gracias muchas gracias ¿que más les puedo decir?

Gracias al Ramón, Mauricio, Cesar, Nando, Chabelo, Toño, Cory, Pili, Magos, Richi, Daicy gracias muchas gracias, esos son mis amigos, Oxtó, Luis, Oscar, Lázaro, Erika, Willy, Águila, Roció, Alejandro, Carlos, Mada, Yuri, Wendy, Martell, Negro, Ingrid, Héctor, Román, Dulce, gracias muchas gracias, Evelyn por no dejar de confiar en mí, gracias muchas gracias.

A todos los que estuvieron con migo, gracias muchas gracias.

Gracias a la Kari, Niky, Taylor, Omar, Blanca, Ángel, Carlos, Memo, Pedro, Diego, Nallely, Paco, Trini, Ana, Lourdes, Sharen, Gaby, Missa, Nancy, Martín, Majo, Félix, Jairo, Mike, Ari, Alex y a toda Sala 4 gracias muchas gracias.

Gracias a don Luis y Lupita por prestarme su mundo y su carro

Gracias al Chemo por no dejarme dormir

Va pa' los que están con migo ya lo dije y lo repito esos si son mis amigos

Gracias al Cruzito, también al Chuy, Vanne, Jessi, Teo, Fati, Monse, Ana, Alex a mi familia, mis hermanos y al Manuel gracias muchas gracias, en especial a mi pequeña Bárbara gracias muchas gracias.

ÍNDICE	
RESUMEN	iii
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I. CONCEPTOS BÁSICOS	4
1.1. Yacimiento	5
1.2. Acuífero	5
1.3. Porosidad (ϕ)	7
1.4. Permeabilidad (k)	11
1.5. Saturación (S)	14
1.6. Viscosidad (μ)	17
1.7. Mojabilidad (W)	17
1.8. Tensión interfacial (σ)	19
1.9. Presión capilar (p_c)	20
1.10. Densidad (ρ)	23
1.11. Densidad relativa (γ)	24
1.12. Factor de recuperación (FR)	25
CAPÍTULO II. ORIGEN DEL AGUA PRODUCIDA	26
2.1. Clasificación del agua producida	27
2.1.1. Agua de barrido	27
2.1.2. Agua buena	28
2.1.3. Agua mala	29
2.2. Fugas y canalización	30
2.2.1. Fugas	31
2.2.2. Canalización detrás de la "TR"	32
2.3. Digitalización	33
2.3.1. Fuente de agua en capas sin flujo cruzado	35
2.3.2. Fuente de agua en capas con flujo cruzado	37
2.3.3. Fracturas o fallas entre un inyector y un productor	38
2.3.4. Fracturas o fallas en una capa de agua	39
2.3.5. Barrido areal deficiente	40
2.4. Conificación	41
2.4.1. Contacto agua aceite dinámico	43
2.4.2. Segregación gravitacional	44
CAPÍTULO III. IDENTIFICACIÓN DEL AGUA PRODUCIDA	46
3.1. Consideraciones para la selección de pozos con alto corte de agua	48
3.1.1. Pozos con alto corte de agua	48
3.1.2. Pozos cercanos a fallas	49
3.1.3. Pozos que presentan un cambio brusco en la WOR	50

3.1.4. Análisis del histórico de producción y reservas	51
3.2. Diagnóstico para seleccionar los pozos candidatos para control de agua	51
3.2.1. Gráficas de recuperación	51
3.2.2. Curvas de declinación	52
3.3. Diagnóstico para determinar la fuente de agua producida	59
3.3.1. Identificación de fugas y canalización detrás de la TR	60
3.3.2. Identificación de digitalización de agua	61
3.3.3. Identificación de conificación	63
3.3.4. Sísmica de lapso 4D	65
3.4. Diagnóstico para localizar el punto de entrada del agua en el pozo	66
3.4.1. Registros de producción e integridad de la tubería	67
3.4.2. Borehole Video	86
CAPÍTULO IV. TÉCNICAS PARA MITIGAR LA PRODUCCIÓN DE AGUA	88
4.1. Soluciones mecánicas	90
4.1.1. Tapones mecánicos	90
4.1.2. Tapones de cemento	94
4.1.3. Parches de TR	101
4.2. Cementación forzada	107
4.2.1. Técnicas de cementación forzada	110
4.2.2. Métodos de bombeo para cementación forzada	113
4.2.3. Equipo utilizado para realizar una cementación forzada	115
4.2.4. Microcemento	118
4.3. Soluciones químicas	119
4.3.1. Bloqueadores de permeabilidad o geles	120
4.3.2. Reductores de permeabilidad (Reductores)	121
4.3.3. Bloqueadores de permeabilidad selectivos (SPB)	121
4.3.4. Modificadores de permeabilidad relativa (RPM)	122
CAPÍTULO V. CASO PRÁCTICO	126
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	163
LISTA DE FIGURAS	167
LISTA DE TABLAS	175
NOMENCALTURA	177
BIBLIOGRAFÍA	181

RESUMEN

El presente trabajo es una recopilación de la información necesaria para comprender las fuentes y las posibles soluciones para la producción de agua en pozos petroleros.

En la introducción se describe el objetivo del trabajo y las generalidades del mismo, así como de su importancia en la industria petrolera a causa de los problemas que ocasiona el tener un alto corte de agua.

El primer capítulo está dedicado a conocer los conceptos básicos para facilitar la comprensión del tema.

El capítulo dos describe los diferentes mecanismos de producción por los que aumenta la fracción de agua no deseada y las principales fuentes son divididas en tres grupos de acuerdo a sus semejanzas;

- Fugas y canalización en la TR
- Conificación
- Digitalización

El capítulo tres enlista las diferentes técnicas para realizar un buen diagnóstico e identificar correctamente la fuente de agua, así como el punto exacto donde se está produciendo, la combinación de estas técnicas ayuda a elegir un tratamiento adecuado para el control de agua.

El capítulo cuatro describe las diferentes técnicas para disminuir la producción de agua. Se dividen en tres grupos;

- Soluciones mecánicas
- Cementación forzada
- Soluciones químicas

En el capítulo cinco se analizan algunos casos prácticos en el que se hace un diagnóstico de la fuente de agua, haciendo recomendaciones sobre las posibles soluciones.

La última sección presenta las conclusiones y recomendaciones sobre el trabajo y su contenido.

INTRODUCCIÓN

INTRODUCCIÓN

La industria petrolera es una de las más grandes, en la que se manejan enormes cantidades de recursos, tanto económicos como naturales y humanos. Es por eso que optimizar el proceso de la extracción de hidrocarburos, es un tema de suma importancia para la Ingeniería Petrolera.

La producción excesiva de agua es uno de los problemas que hacen aun más costosa la producción de hidrocarburos, ya que en la actualidad se producen hasta ocho barriles de agua para producir un barril de aceite en campos maduros. Se gastan más de 40 mil millones de dólares al año⁶ a nivel mundial para hacer frente a los problemas de producción de agua, esto es una gran fuga de dinero y de recursos, además de que al aumentar el gasto de agua disminuye el de aceite, lo cual se debe a la diferencia que hay en la movilidad de estos fluidos, que siempre es mayor para el agua, ya que por su baja viscosidad, es más fácil que ésta fluya hacia el pozo, que es la zona de baja presión.

La producción de agua, se debe a diferentes factores correspondientes a las propiedades de los fluidos, así como de las características petrofísicas de la formación, estos son los factores que influyen de forma natural, pero también se puede atribuir a factores de intervención humana, entre estos se encuentran algunos referentes a la mala cementación de TR, así como desgaste o fisuras sobre esta, pero también con los procesos de inyección de agua en la recuperación secundaria y por fracturas causadas por una estimulación y/o fracturamiento. El conjunto de todos estos factores incrementa la producción de agua.

Cabe mencionar que en la producción de aceite siempre se tendrá producción de agua, pues en todos los yacimientos hay agua, esta es el agua congénita, y cuando el pozo comienza a producir, parte de esta agua también es producida. El agua es el fluido más abundante en el campo y aunque no se desea producir, la mayoría de las veces es inevitable. En la producción de crudo es fundamental distinguir entre el agua de barrido, el agua buena (aceptable) y el agua mala (excesiva).

El planteamiento de esta problemática nos lleva a preguntarnos; ¿Cómo podemos identificar el origen del agua producida, y cuáles serían sus posibles soluciones para los diferentes problemas?

La producción excesiva de agua, se debe a factores relacionados con las propiedades de los fluidos, las propiedades del yacimiento, pero también de los

altos ritmos de producción, calidad de las operaciones y de un buen diseño del estado mecánico, estos serían los parámetros candidatos a mejorar para controlar el agua producida.

Una vez identificada la fuente de agua, se deberá optar por el mejor método de remediación para controlarla, teniendo en cuenta el factor tiempo, dinero y recuperación de petróleo. Los métodos para controlar la producción excesiva de agua deben ser utilizados una vez que la fuente de agua fue diagnosticada.

Las técnicas analíticas para la identificar la fuente de agua deberían complementarse con los registros de producción, y la mayor cantidad de datos que se tengan para hacer un buen diagnóstico. El principio del éxito en la remediación de problemas relacionados con el agua producida es hacer un buen diagnóstico sobre el mecanismo por el cual el agua entra al pozo, así como del punto exacto de entrada.

Los métodos para identificar el mecanismo de entrada requieren datos de producción ya que antes de elegir un tratamiento para su remediación se debe saber si se trata de conificación, digitalización o problemas con el estado mecánico del pozo.

Las diferentes técnicas para el control de agua suelen ser efectivas si se realizan adecuadamente. En el pasado cuando se quería eliminar el corte de agua producida, se aplicaba un tratamiento solo porque había dado buenos resultados en otro pozo con problemas de corte de agua. Los registros sobre las técnicas empleadas muestran poco o nulo éxito y esto se debe a que no se hacía un buen diagnóstico sobre la fuente de agua, pues no hay una justificación adecuada lo que nos indica que no tenían conocimiento sobre la fuente de agua, así que en realidad la mayoría de los tratamientos no eran los adecuados.

Para hacer un buen diagnóstico sobre la producción de agua es necesario elegir los pozos adecuados, los que presentan un repentino incremento en la relación de agua/aceite (WOR), analizar el histórico de producción y datos referentes a la geología del yacimiento para conocer el mecanismo de producción de agua (canalización, digitalización, conificación y alguna combinación) y emplear los registros de producción para detectar el punto exacto donde entra el agua al pozo.

CAPÍTULO I

CONCEPTOS BÁSICOS

CAPÍTULO I. CONCEPTOS BÁSICOS

El problema de la producción de agua es un tema muy complicado, es por eso que para una mejor comprensión se ha agregado este capítulo que es llamado “Conceptos básicos”, tratando de hacer más fácil la comprensión de los mecanismos asociados con la producción de agua.

Para poder tener información representativa del yacimiento, es necesario tener en cuenta que la información puede variar dependiendo de su procedencia, es por eso que la información del yacimiento puede ser “estática” o “dinámica”. Esto depende del modo en que se obtenga, ya que esto indica que tan representativa puede ser la información. Esta información puede marcar una propiedad del yacimiento en un régimen estático, pero no será el mismo valor para un régimen dinámico. La información estática es obtenida de estudios de geología, registros geofísicos, análisis de núcleos, sísmica y geoestadística. Mientras que la información dinámica se obtiene de pruebas de presión de pozo, registros de producción y del comportamiento de la producción.

Los conceptos básicos abarcan lo referente a las propiedades físicas tanto de la formación como de los fluidos dentro de ella.

1.1. Yacimiento

Se entiende por yacimiento a la porción de una trampa geológica que contiene hidrocarburos, la cual se comporta como un sistema intercomunicado hidráulicamente, figura 1.1. Los hidrocarburos ocupan los poros de la roca almacenadora y están a presión y temperatura elevada, como consecuencia del proceso geológico.

1.2 Acuífero

Son estratos permeables que permite el almacenamiento del agua subterránea, se encuentran totalmente saturados de agua. El término “acuífero”, es muy relativo, pues depende de las condiciones existentes en cada zona. Las formaciones aptas para ser acuífero, son las arenas debido a su buena permeabilidad.

Acuífero limitado: Son acuíferos limitados las formaciones o estratos que se encuentran limitados por formaciones impermeables, en la parte superior e inferior, también llamado acuífero confinado, como se muestra en la figura 1.2.

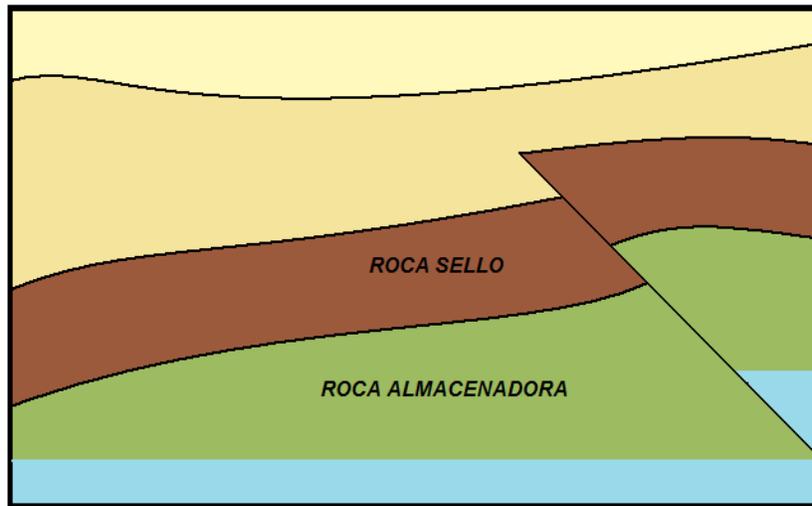


Figura 1.1 Yacimiento.

Acuífero semiconfinado: Si un acuífero está limitado por formaciones a través de las cuales puede recibir o ceder volúmenes significativos, pero sin estar en contacto directo con los fluidos de otra formación, se llama acuífero semiconfinado o “leaky”, figura 1.3.

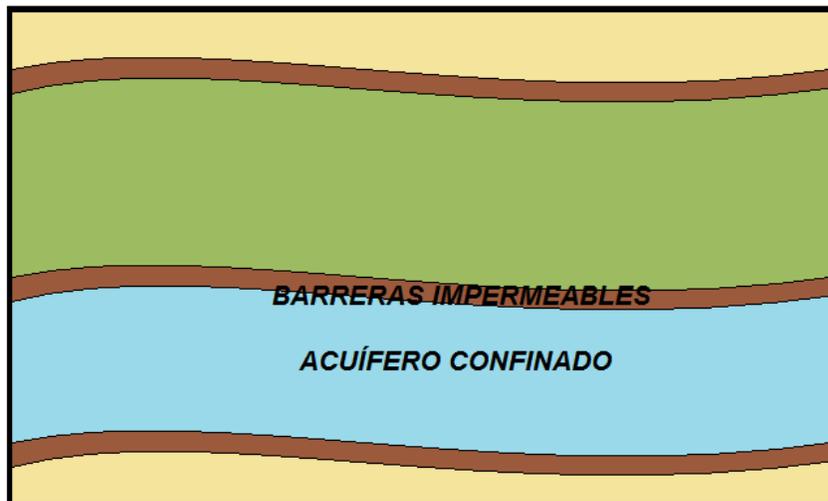


Figura 1.2 Acuífero confinado.

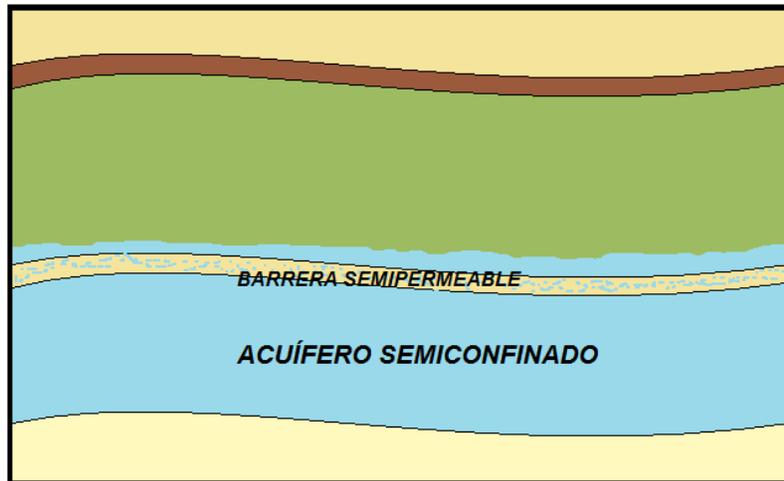


Figura 1.3 Acuífero semiconfinado.

Acuífero libre: Cuando un acuífero no está limitado por la presencia física de una barrera impermeable, su nivel corresponde al nivel freático.

1.3. Porosidad (ϕ)

Es una de las propiedades petrofísicas de las formaciones geológicas. La porosidad (ϕ) de un medio poroso se puede definir como la relación de espacio vacío en la roca con respecto al volumen total de ella y está representada por la expresión 1.1. La porosidad da una idea de la capacidad de almacenamiento que puede tener la roca para contener fluidos (agua, aceite y/o gas).

$$\phi = \frac{V_p}{V_b} \times 100[\%] \dots\dots\dots (1.1)$$

ϕ = Porosidad

V_p = Volumen poroso

V_b = Volumen total, o Volumen bruto de la formación

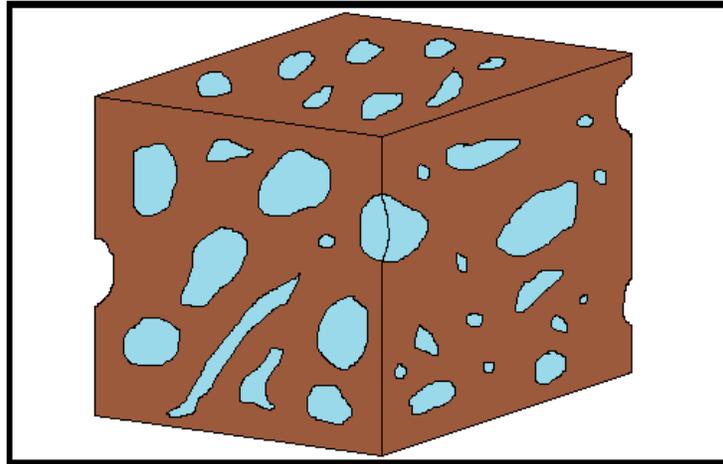


Figura 1.4 Espacio poroso invadido con agua.

Como los sedimentos fueron depositados durante la formación de la roca, algunos poros están interconectados, mientras que otros son completamente aislados. Esto conduce a dos diferentes tipos de porosidad; porosidad efectiva y porosidad absoluta.

Porosidad absoluta (ϕ_a)

Es la relación del espacio poroso total con el volumen total de roca, sin tomar en cuenta si los poros están aislados, expresión 1.2.

$$\phi_a = \frac{V_{pt}}{V_b} \times 100[\%] \dots\dots\dots (1.2)$$

ϕ_a = Porosidad absoluta

V_{pt} = Volumen de poros comunicados y aislados

V_b = Volumen total, o Volumen bruto de la formación

Porosidad efectiva (ϕ_e)

Es la relación del espacio poroso intercomunicado y el volumen total de roca. La porosidad efectiva implica la relación entre el volumen vacío intercomunicado y el volumen bruto de la roca y se puede representar por la siguiente ecuación.

$$\phi_e = \frac{V_{p.com}}{V_b} \times 100[\%] \dots\dots\dots (1.3)$$

ϕ_e = Porosidad efectiva

$V_{p.com}$ = Volumen de poros intercomunicados

V_b = Volumen total, o Volumen bruto de la formación

La porosidad efectiva depende de varios factores tales como el tipo de roca, heterogeneidad del tamaño del grano, empaque de los granos, material cementante, tipo y contenido de arcillas, grado de hidratación, etc., pero la porosidad efectiva será la que más interese al ingeniero petrolero, ya que es un indicador de la conductividad de los fluidos, aunque no es necesariamente una medida de ello.

La figura 1.5 muestra la configuración geométrica para el empaquetamiento de granos en un medio poroso.

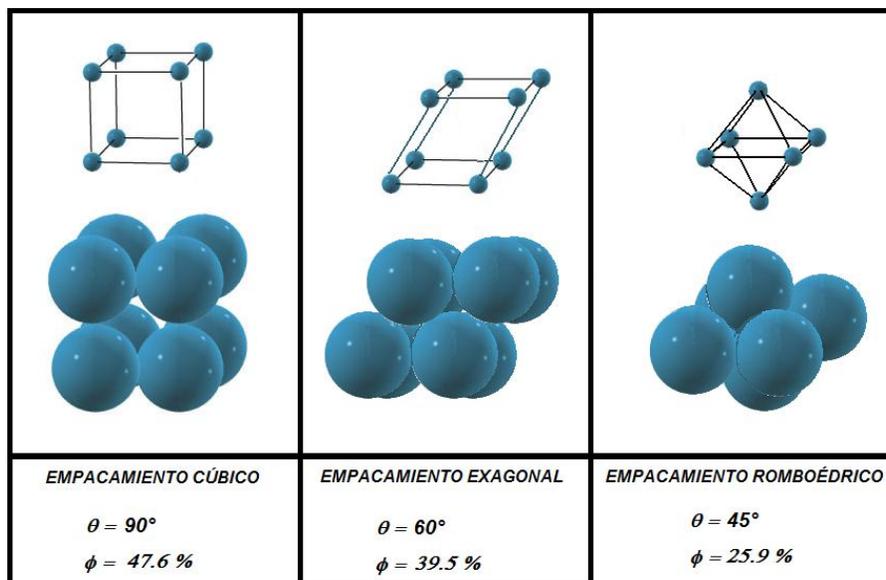


Figura 1.5 Arreglos geométricos del empaquetamiento de granos.

Geológicamente, la porosidad también puede ser clasificada en otros dos tipos de acuerdo con el tiempo en el que se formó: porosidad primaria (porosidad intergranular y microporosidad) y porosidad secundaria (porosidad de fallas y fracturas, vugulos y cavernas formados por disolución de la roca).

Porosidad primaria

Es la porosidad producto del proceso diagenético de la formación del medio poroso. Los huecos entre los granos de los sedimentos constituyen el tipo de porosidad intergranular, diferente de la microporosidad solo por el diámetro de los poros, siendo en ésta última diámetros muy pequeños, los cuales dificultan o impiden el flujo de fluidos a través de ellos. Las rocas sedimentarias clásticas o detríticas tienen este tipo de porosidad. Ejemplo: areniscas, conglomerados, arcillas, etc., figura 1.6

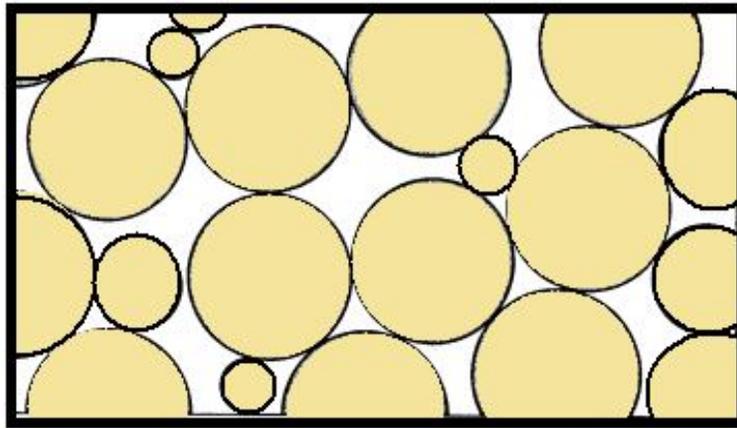


Figura 1.6 Porosidad primaria.

Porosidad secundaria

La porosidad secundaria es producida después de la formación de la roca, causada por fluidos que reaccionan con la formación produciendo cavernas y vugulos, por disolución, las fuerzas de tensión o compactación por movimientos tectónicos, provocan fisuras, fracturas y fallas. Las rocas sedimentarias no clásticas tienen este tipo de porosidad. Ejemplo: calizas, dolomías, figura 1.7.

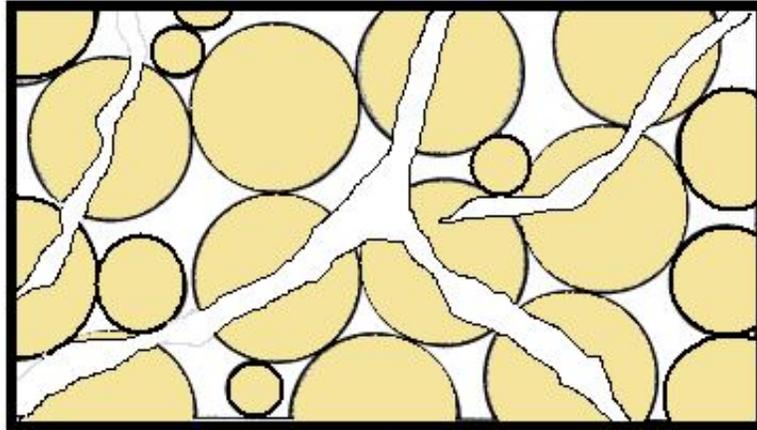


Figura 1.7 Porosidad secundaria.

Muchas formaciones pueden presentar ambos tipos de porosidad. Cuando el medio poroso contiene porosidad intergranular y fracturas, se le denomina “Doble porosidad”.

Los valores típicos de porosidad para arenas limpias, consolidadas y razonablemente uniformes es de 20%. Las rocas carbonatadas (calizas y dolomías) normalmente presentan bajos valores, dentro de un rango aproximado del 6 al 8%.

1.4. Permeabilidad (k)

Una de las características que debe conocerse de un yacimiento, es su capacidad para permitir el flujo de fluidos a través de él. La cuantificación de esta característica es de suma importancia para estudios relativos a la explotación de un yacimiento. Esta propiedad del medio poroso recibe el nombre de “permeabilidad”. La expresión que nos permite cuantificar la permeabilidad es conocida como la ley de Darcy, ecuación 1.4, que dice; “la velocidad de un fluido homogéneo en un medio poroso es proporcional al gradiente de presión e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido”.

$$v_f = \frac{q_f}{A} = -\frac{k}{\mu_f} \cdot \frac{dp}{ds} \dots\dots\dots (1.4)$$

$$v_f = \text{Velocidad del fluido} \quad \frac{cm}{seg}$$

$$q_f = \text{Gasto del fluido} \quad \frac{cm}{seg}$$

$$A = \text{Área de la sección de flujo} \quad cm^2$$

$$k = \text{Permeabilidad} \quad (\text{darcys})$$

$$\mu = \text{Viscosidad} \quad (cp)$$

$$dp = \text{Caída de presión} \quad (atm)$$

$$ds = \text{Longitud de desplazamiento} \quad (cm)$$

Despejando k de la ecuación 1.4 se obtiene:

$$k = -\frac{q_f \mu_f}{A} \cdot \frac{ds}{dp} \dots\dots\dots (1.5)$$

La permeabilidad es una medida de la conductividad de un medio poroso para un fluido. Está referida a su capacidad de permitir el flujo de fluidos a través del sistema de poros intercomunicados. La permeabilidad tiene forma de vector pues tiene dirección, pero normalmente solo se toma su magnitud, considerándose como un escalar, pero se debe recordar que en medios no homogéneos, como lo son la mayoría de los yacimientos, varía en las tres direcciones $\bar{k}(k\hat{i}, k\hat{j}, k\hat{k})$.

Permeabilidad absoluta (k)

Se denomina permeabilidad absoluta de la roca, a la propiedad que tiene la roca de permitir el paso de un fluido cuando ésta se encuentra saturada al 100% de un fluido homogéneo igual al que se usa como fluido de desplazamiento durante pruebas de laboratorio. La permeabilidad absoluta del medio poroso debe ser la misma para cualquier fluido que no reaccione con el medio poroso y que lo sature al 100%, sin embargo esta condición no se cumple con los gases y esto se atribuye al efecto de resbalamiento, ya que el gas no moja los poros, y fluye por dentro y sobre de la superficie del poro.

Permeabilidad efectiva (k_o, k_g, k_w)

La permeabilidad efectiva de una roca, es la capacidad que tiene la roca para permitir el flujo a un fluido cuando la saturación de este fluido en la roca es menor del 100%.

La permeabilidad efectiva se escribe utilizando un subíndice para designar el fluido bajo consideración. Entonces k_o, k_g y k_w , representan las permeabilidades efectivas al aceite, al gas y al agua respectivamente, cabe señalar que la suma de las permeabilidades efectivas es menor a la permeabilidad absoluta, pudiendo tener valores que van desde 0 hasta el valor de la permeabilidad absoluta, con excepción de la k_g , que puede ser mayor cuando la muestra está saturada 100% de gas.

Permeabilidad relativa (k_{ro}, k_{rg}, k_{rw})

La permeabilidad relativa se define como “la razón de la permeabilidad efectiva a la permeabilidad absoluta”, $k_{ro} = \frac{k_o}{k}$

La razón de permeabilidades relativas $\frac{k_{rw}}{k_{ro}}$, es igual a la razón de permeabilidades

efectivas $\frac{k_w}{k_o}$, debido a:
$$\frac{k_{rw}}{k_{ro}} = \frac{\left(\frac{k_w}{k}\right)}{\left(\frac{k_o}{k}\right)} = \frac{k_w}{k_o}$$

La permeabilidad relativa a los fluidos, figura 1.8, es útil para graficar las curvas de permeabilidad relativa al agua y aceite, para una muestra porosa determinada, en función de la saturación de agua. Con esta curva se pueden calcular la saturación residual de aceite, la saturación crítica de agua y aceite, así como la saturación inicial del agua y aceite.

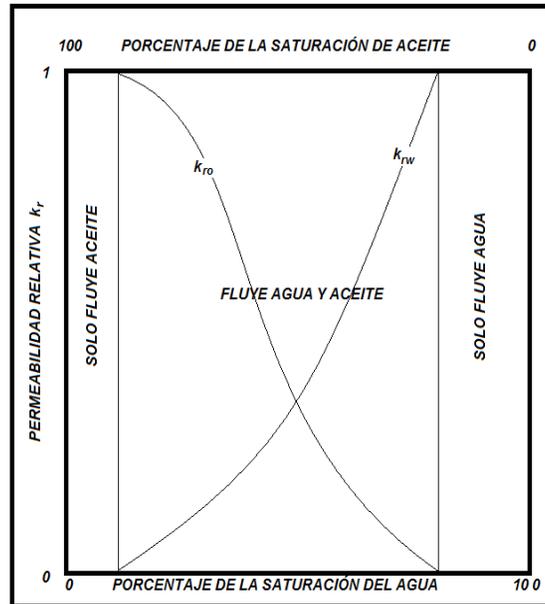


Figura 1.8 Curvas de permeabilidad relativa.

La permeabilidad relativa es el factor más importante en lo que respecta al movimiento de las fases inmiscibles (aceite, agua y gas) dentro del medio poroso. Las curvas de permeabilidad relativa son el resultado de experimentos realizados en el laboratorio, pero su forma depende de los parámetros de flujo de fluidos dentro del yacimiento y depende de variables tales como; geometría del sistema poroso, mineralogía de la formación, permeabilidad absoluta y porosidad, preferencia de la roca para ser mojada, viscosidad de los fluidos, tensión interfacial, ritmo de desplazamiento, presión del yacimiento y presencia de fases inmóviles o atrapadas.

1.5. Saturación (S)

En un yacimiento normalmente está presente más de un solo fluido. Los poros de la roca inicialmente fueron llenados con agua en su totalidad. Los hidrocarburos más ligeros se movieron por efecto gravitacional hacia la parte más alta de la estructura hasta alcanzar posiciones de equilibrio hidrostático y dinámico, desplazando en su recorrido agua de los intersticios hasta una saturación de agua congénita, de aquí que cuando un yacimiento es descubierto, este puede contener aceite, gas y agua. El término “saturación de fluidos” es utilizado para indicar la presencia de los fluidos en la formación.

La saturación de fluidos se define como; “La fracción o porción del espacio poroso ocupado por un fluido particular a las condiciones de yacimiento”.

$$S_f = \frac{V_f}{V_p}$$

Los fluidos se acomodan en el poro de acuerdo a su gravedad específica, siendo el agua la más pesada y por lo regular es la que moja la superficie, por encima está el aceite y más arriba está el gas. Al representar la distribución de un poro saturado por aceite, agua y gas se encontraría normalmente en la forma siguiente.

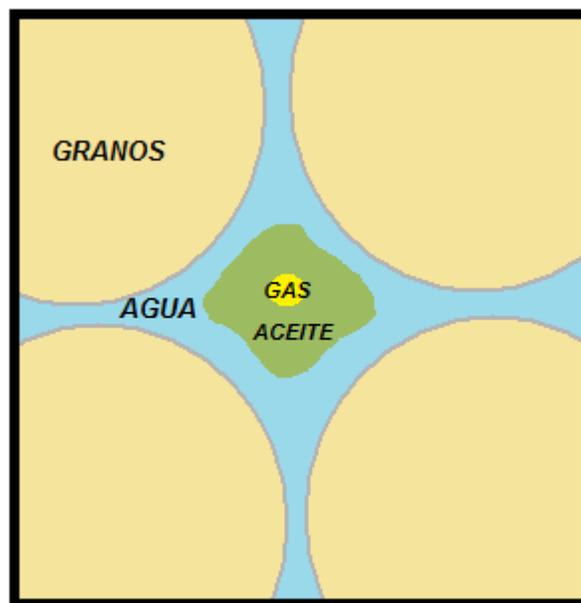


Figura 1.9 Distribución de los fluidos en el espacio poroso de una roca.

$$S_o = \frac{V_o}{V_p} \quad , \quad S_w = \frac{V_w}{V_p} \quad \text{y} \quad S_G = \frac{V_G}{V_p}$$

$$S_o + S_w + S_G = 1 \dots\dots\dots(1.6)$$

Si no hay presencia de gas

$$S_o + S_w = 1 \dots\dots\dots(1.7)$$

$$\therefore S_o = (1 - S_w) \dots\dots\dots(1.8)$$

La saturación es otra propiedad petrofísica, la cual puede recibir distintos nombres, dependiendo del momento en que se quiera conocer, en la vida productiva de un yacimiento.

Saturación inicial

Es la saturación del yacimiento, cuando es descubierto, a las condiciones iniciales, la saturación de hidrocarburos debe ser muy elevada en comparación con la del agua. Pero estas condiciones no se podrán seguir manteniendo a lo largo de la vida productiva del yacimiento.

Saturación crítica

Se llama saturación crítica al valor de la saturación de un fluido a partir del cual el fluido correspondiente comienza a moverse, este valor es alcanzado mediante un proceso por el cual la saturación de dicho fluido se incrementa.

Saturación residual

Se le llama saturación residual a la saturación de un fluido después de un proceso de producción. Esta saturación se presenta cuando el proceso de desplazamiento no es efectivo y parte del fluido no es producido, quedando atrapado en el yacimiento. Pero el valor de la saturación residual, no es fijo, no hasta que se abandona el yacimiento, ya que puede cambiar en periodos largos de producción, o por la implementación de un nuevo método de desplazamiento, entre otros factores que ayuden a recuperar más del fluido atrapado. También se le llama saturación residual de aceite " S_{or} ", al valor por debajo del cual no puede reducirse la saturación en un sistema de agua-aceite.

Saturación de agua irreductible

La saturación de agua irreductible, es la saturación mínima de agua que permanece como fase discontinua dentro del medio poroso, a las condiciones necesarias para que el agua no pueda fluir por el sistema cuando se aplica una diferencia de presión. Es diferente de la saturación inicial la cual en algunos casos es mayor que la saturación irreductible.

1.6. Viscosidad (μ)

La viscosidad es una propiedad de los fluidos, la cual tiende a oponerse a su flujo cuando se le aplica una fuerza tangencial. Las variaciones de esta propiedad se ven afectadas con cambios de presión y temperatura, aunque no se producen los mismos efectos en todos los fluidos. Para un gas perfecto, al incrementar la temperatura la viscosidad de este se incrementa, este efecto es completamente opuesto para los líquidos, la viscosidad para un gas perfecto es independiente de la presión. Sin embargo, para los gases reales, ambas condiciones deben ser modificadas, los gases reales a alta presión tienden a comportarse como líquidos.

La viscosidad de los líquidos se incrementa al aumentar la presión y disminuye cuando se incrementa la temperatura.

Todas las variaciones concernientes a la viscosidad del aceite tanto a las condiciones de superficie como a las condiciones del yacimiento deberán ser consideradas. El aceite en el yacimiento se encuentra a una presión y temperatura mucho mayor que en la superficie; por tanto el aceite tendrá una cantidad de gas en solución, el efecto de este gas disuelto es el de disminuir la viscosidad del aceite, siendo uno de los efectos más importantes. Entre las condiciones de superficie y yacimiento el incremento de temperatura tenderá por sí solo a disminuir la viscosidad del aceite, pero el incremento en la presión incrementará la viscosidad del aceite. La magnitud de estos tres efectos es tal, que los resultados pueden ser atribuidos solamente al gas en solución, puesto que existe una gran cantidad de gas disuelta en el aceite. Arriba de la presión de saturación (p_b) del aceite una disminución en la viscosidad resultaría de la disminución de la presión. Por debajo de la p_b un incremento en la viscosidad resultará de una disminución en la presión. El valor mínimo de la viscosidad se tendrá a la presión de saturación.

1.7. Mojabilidad (W)

Se refiere a la interacción de un sólido y un líquido, se define como la capacidad de un líquido a esparcirse o extenderse sobre una superficie sólida en la presencia de otro fluido inmiscible. La mojabilidad es afectada por varios factores, de la superficie sólida y del tipo de fluido, tales como el tipo de contacto entre los fluidos y la superficie de la roca, heterogeneidad de la superficie, rugosidad y mineralogía de la superficie de la roca y composición del agua y del aceite.

Tabla 1.1 Condiciones para los fluidos en un medio poroso que indican la preferencia en mojabilidad.

PROPIEDADES	MOJADO POR AGUA	MOJADO POR ACEITE
S_{wi}	GENERALMENTE MAYOR A 20 - 25 %	GENERALMENTE MENOR A 15 %
SATURACIÓN DE AGUA A LA QUE $k_{rw} = k_{ro}$	MAYOR A 50 %	MENOR A 50 %
k_{rw} A LA MÁXIMA SATURACIÓN DE AGUA	GENERALMEN TE MENOR A 0.3	MAYOR DE 0.5 Y APROXIMÁNDOSE A 1.0

Dependiendo de las propiedades humectantes de la roca, la fase mojante, ocupa las partes menos favorables del espacio poroso, en forma de una película delgada sobre las partes de los granos. La fase no mojante, ocupa las partes más favorables, es decir la parte central de los poros. Se puede dar el caso de que la fase mojante sea el aceite, pero es muy raro encontrarse con estos casos, por lo general la fase mojante es el agua.

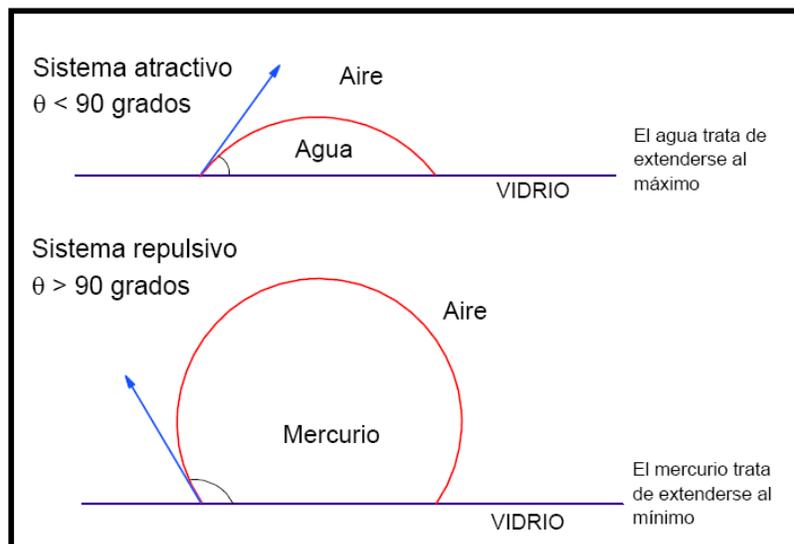


Figura 1.10 Ángulos de contacto para fluidos mojantes y no mojantes.

La preferencia mojante de un fluido determinado sobre la superficie de la roca, se mide en términos del ángulo de contacto (θ). Éste es el ángulo medido entre una

tangente sobre la superficie de la gota trazada desde el punto de contacto y la tangente a la superficie, a través de la fase mojante. Cuando el ángulo de contacto es menor de 90° , el fluido moja la superficie y se llama fluido mojante, cuando es mayor de 90° , el fluido se denomina no mojante, para un caso donde los fluidos tienen igual afinidad por la superficie el ángulo es de 90° y se llama mojabilidad neutra, figura 1.11.

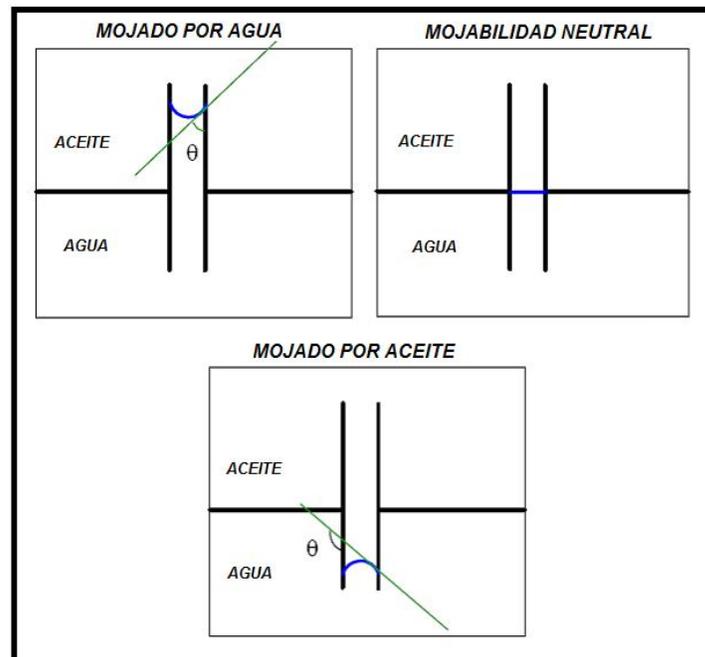


Figura 1.11 Tipos de mojabilidad.

1.8. Tensión interfacial (σ)

Es el resultado de efectos moleculares por los cuales se forma una interfase o superficie que separa dos líquidos, si la σ es grande, se dice que los líquidos son inmiscibles entre sí. Como ejemplo del fenómeno de la tensión interfacial se tiene el presentado en una mezcla de agua y aceite, estos fluidos forman una superficie de contacto entre ambos, mientras que en una mezcla de fluidos miscibles, la interfase no existe. Cabe señalar que el fenómeno de tensión interfacial solo está presente entre líquidos, cuando se tiene la interfase entre un líquido y un gas, se denomina tensión superficial.

La tensión interfacial (ecuación 1.9) también se puede entender en términos físicos, como el trabajo por unidad de área que hay que desarrollar para desplazar las moléculas de la interfase;

$$\sigma = \frac{\text{Trabajo}}{\text{Área}} \dots\dots\dots (1.9)$$

1.9. Presión capilar (p_c)

La presión capilar en los yacimientos de hidrocarburos es el resultado de los efectos combinados de la tensión interfacial y/o de la tensión superficial, del tamaño y forma de los poros, de la saturación de fluidos y del valor de la mojabilidad del sistema roca-fluido. En el yacimiento hay fases inmiscibles y la fuerza que mantiene a estos fluidos en equilibrio son expresiones de fuerzas capilares. Durante el proceso de inyección de agua, pueden actuar junto con las fuerzas de fricción para alterar el flujo de aceite. Por lo tanto es importante comprender la naturaleza de las fuerzas capilares.

Tabla 1.2 Comportamiento capilar en un medio poroso.

SISTEMA	FLUIDO MOJANTE	FLUIDO NO MOJANTE
ROCA - AGUA - AIRE	AGUA	AIRE
ROCA - AGUA - ACEITE	AGUA	ACEITE
ROCA - Hg - AIRE	-----	Hg y AIRE

La presión capilar es la diferencia de presión que existe a lo largo de la interfase que separa a dos fluidos inmiscibles. Si se tiene conocimiento de la mojabilidad, la presión capilar será definida como la diferencia de presión entre la fase mojante y la no mojante, la presión capilar siempre será positiva.

$$p_c = p_{NM} - p_M = h \cdot g \cdot \Delta\rho_{mww} \dots\dots\dots (1.10)$$

En los yacimientos petroleros, generalmente el fluido mojante es el agua, por lo que la p_c para un yacimiento de aceite bajosaturado es:

$$p_{C \text{ o/w}} = p_o - p_w \dots\dots\dots (1.11)$$

Para un yacimiento de gas :

$$p_{C \text{ g/w}} = p_g - p_w \dots\dots\dots (1.12)$$

Podemos concluir, que la presión capilar es el resultado de la tensión interfacial que existe en la interfase que separa a dos fluidos inmiscibles.

La presión capilar se incrementa a medida que el diámetro de los poros disminuye si se mantienen las otras condiciones constantes, ecuación 1.13.

$$p_C = \frac{2\sigma_{mww} \cos\theta}{r} \dots\dots\dots (1.13)$$

σ_{mww} = Tensión interfacial de la fase no mojanante y de la fase mojanante

θ = Ángulo de contacto

r = Radio del capilar

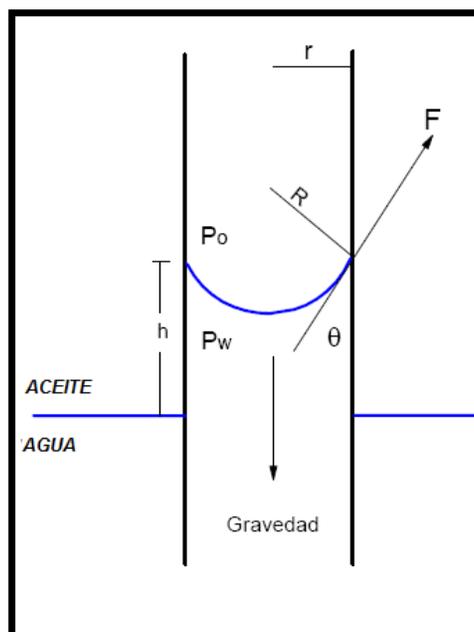


Figura 1.12 Diagrama de fuerzas presentes en la presión capilar.

Se requieren definir dos curvas drene e imbibición. Estas dos curvas son obtenidas cuando el desplazamiento en alguna dirección determinada considera la saturación irreductible de agua, S_{wc} , para el drene y la saturación residual de aceite, S_{or} , para la imbibición. La curva de imbibición siempre está debajo de la curva de drene. Es importante notar que en un desplazamiento de imbibición forzada, es posible alcanzar valores negativos de presión capilar.

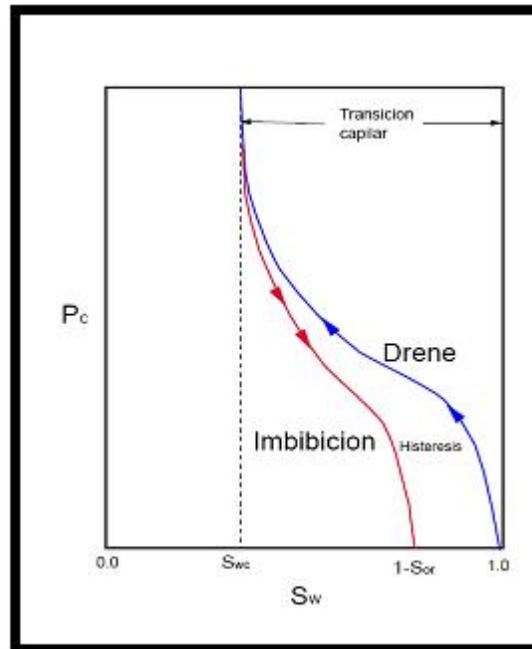


Figura 1.13 Histéresis de la curva de presión capilar.

Histéresis

La histéresis está referida al concepto de irreversibilidad o dependencia de la trayectoria del flujo. En la teoría de flujo multifásico, la histéresis se presenta en la permeabilidad relativa y presión capilar a través de la dependencia con la trayectoria de saturación. La histéresis tiene dos fuentes de origen:

Histéresis de contacto: Llámese drene a la disminución de la fase mojante e imbibición al aumento de dicha fase. Muchos medios porosos muestran histéresis de ángulo de contacto.

- El ángulo de contacto de avances referido al desplazamiento de la fase no mojante por la fase mojante, denominándolo imbibición.
- El ángulo de contacto de retroceso referido al retiro de la fase mojante por invasión de la fase no mojante denominándolo drene.

El ángulo de contacto es mayor cuando la fase mojante avanza sobre la roca que cuando retrocede. El gráfico siguiente esquematiza lo anterior.

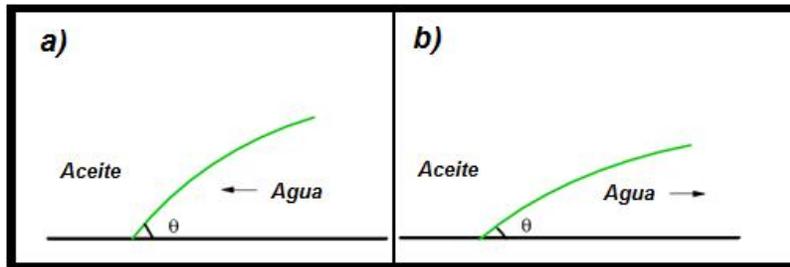


Figura 1.14 Histéresis del ángulo de contacto.

Entrampamiento de la fase no mojanete; durante un proceso de imbibición, una fracción de la fase no mojanete se aísla del flujo de fluidos en la forma de gotas o ganglios. Esta fracción es referida como la saturación entrampada de la fase no mojanete, la cual permanecerá inmóvil durante el flujo de fluidos.

El conocimiento de la histéresis es importante en situaciones donde se involucran cambios en la trayectoria del flujo, tal como el proceso denominado inyección de agua alternado con gas.

1.10. Densidad (ρ)

La densidad de una sustancia, simbolizada por la letra griega ρ , es una magnitud referida a la relación de la cantidad de masa contenida en un determinado volumen, sus unidades en el Sistema Internacional (SI) son $\frac{kg}{m^3}$, es una magnitud intensiva, pues no depende de la cantidad de materia.

La expresión que permite calcular la densidad del gas, se puede derivar a partir de la ecuación de estado de los gases reales;

$$PV = ZnRT \dots\dots\dots(1.14)$$

$$si \ n = \frac{W}{M}, \text{ entonces}$$

$$PV = \frac{ZWRT}{M} \dots\dots\dots(1.15)$$

despejando nos queda

$$\rho_g = \frac{W}{V} = \frac{MP}{ZRT} \dots\dots\dots(1.16)$$

1.11. Densidad relativa (γ)

La densidad relativa de una sustancia, es la relación que existe entre su densidad y la de otra sustancia de referencia, en consecuencia es una magnitud adimensional, también es llamada gravedad específica.

$$\gamma = \frac{\rho}{\rho_0} \dots\dots\dots(1.17)$$

γ = densidad relativa

ρ = densidad de la sustancia

ρ_0 = densidad de la sustancia de referencia

En ingeniería petrolera este término es muy utilizado, aunque se refiera a él solo como densidad, en el caso de los líquidos (aceite y agua). Se puede destacar su uso en el caso de los aceites al calcular su densidad API, la cual se calcula con la ecuación 1.18, Donde se ve claramente la utilidad de esta propiedad al diferenciar el aceite en:

Tabla 1.3 Clasificación del tipo de aceite de acuerdo a los grados API.

TIPO DE ACEITE	GRADOS API
ACEITE EXTRAPESADO	< 10 °
ACEITE PESADO	10 - 22.3°
ACEITE MEDIANO	22.4 - 31.1°
ACEITE LIGERO	31.2 - 39°
ACEITE SUPERLIGERO	> 39°

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\gamma} - 131.5 \dots\dots\dots (1.18)$$

1.12. Factor de recuperación (*FR*)

La recuperación de hidrocarburos del yacimiento depende de muchos factores; la variación en las propiedades petrofísicas de la formación, propiedades de los fluidos, tipo de mecanismo de empuje que impera en el yacimiento, ritmos de explotación, etc.

La localización de los pozos y los ritmos de producción son las medidas principales de control que el ingeniero de yacimientos establece a fin de obtener la mayor recuperación posible. El volumen de hidrocarburos recuperado es siempre menor que el volumen original. El factor de recuperación es la relación del volumen producido acumulado de aceite (N_p) entre el volumen original de aceite (N).

$$FR = \frac{N_p}{N} \dots\dots\dots (1.19)$$

FR = Factor de recuperación

N_p = Volumen acumulado de aceite producido @ c.s.

N = Volumen original de aceite @ c.s.

Es importante conocer un yacimiento tanto en sus propiedades petrofísicas como en las propiedades de los fluidos que contiene. El contenido de este capítulo ayudará a comprender los mecanismos de entrada de agua al pozo, así como el funcionamiento de algunos tratamientos químicos que modifican las propiedades del agua para disminuir su movilidad.

CAPÍTULO II

ORIGEN DEL AGUA PRODUCIDA

- **CLASIFICACIÓN DEL AGUA PRODUCIDA**
- **FUGAS Y CANALIZACIÓN**
- **DIGITALIZACIÓN**
- **CONIFICACIÓN**

CAPÍTULO II. ORIGEN DEL AGUA PRODUCIDA

Si bien es cierto, el agua se encuentra presente en todos los campos petroleros y es uno de los fluidos que se produce en gran cantidad junto con la producción de aceite. Entonces es fundamental saber distinguir de donde proviene el agua y si es posible controlar su producción.

El presente capítulo tiene la finalidad de mostrar los diferentes mecanismos de producción por los que aumenta la fracción de agua no deseada y las principales fuentes son divididas en tres grupos, de acuerdo a sus semejanzas; fugas y canalización en la TR, conificación y digitalización.

La producción excesiva de agua, proviene principalmente de zonas con alta saturación de agua (acuíferos) o de pozos inyectoros y no precisamente de la capa productora. Es cierto que hay agua en el yacimiento y en todos los estratos del subsuelo, debido al ambiente de depósito, pero la saturación de ésta depende de los fluidos que haya. Al principio de la explotación del yacimiento la mayor saturación es de aceite, pero siempre se tendrá un porcentaje de agua, llamada saturación de agua inicial, ésta se producirá sin poder evitarse a menos que se castigue la producción de aceite, el producir esta agua no representa problema pues es la llamada agua buena.

Mientras que la que proviene de acuíferos asociados y de pozos inyectoros puede llegar a ser producida de forma excesiva, llamándola agua mala, teniendo en cuenta que esta agua en un principio debió ser agua de barrido. Pues desplazaba el aceite a su paso, tratando de llegar al pozo productor, zona de menor presión, pero una vez que se comienza a producir, por medio de un conducto ya no desplazará más aceite, ya que será preferente desplazarse tras el canal invadido por agua, pues éste presenta menos restricción al flujo que las secciones que aun están invadidas con aceite. Este fenómeno se debe a la diferencia de viscosidades, el agua tiene menor viscosidad que el aceite es por eso que presenta menos resistencia al flujo.

2.1. Clasificación del agua producida

2.1.1. Agua de barrido

Esta agua es la que proviene de un pozo inyector o de un acuífero activo la cual contribuye al barrido del aceite contenido en el medio poroso del yacimiento. El manejo de este tipo de agua es una parte fundamental en la administración

integral del yacimiento y puede constituir un factor determinante en la productividad de los pozos y de la recuperación final de hidrocarburos.

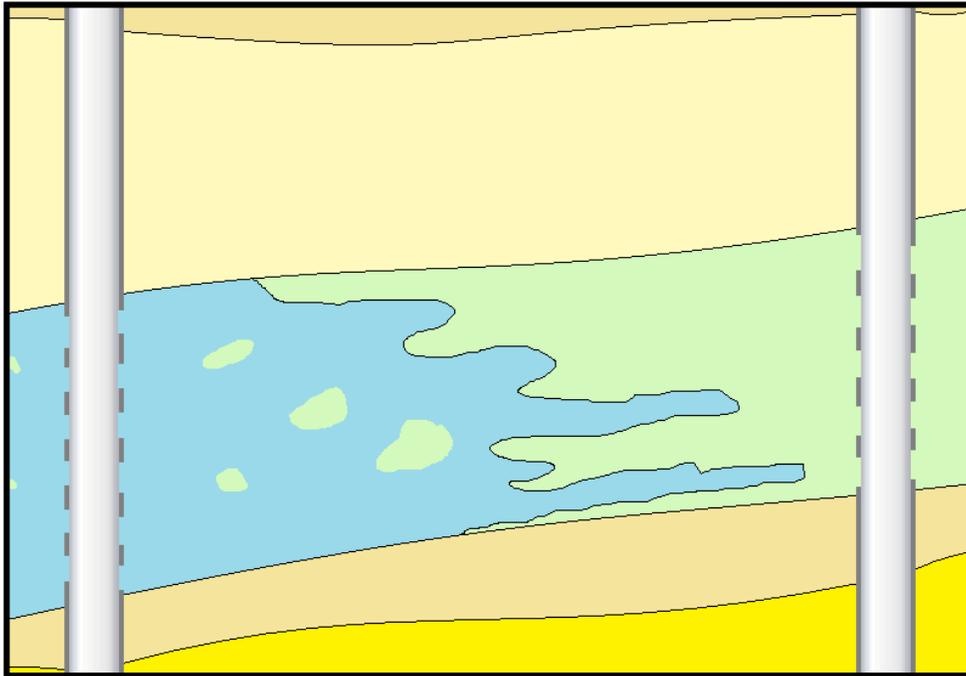


Figura 2.1 Agua de barrido proveniente de un pozo inyector.

2.1.1. Agua buena

El agua buena, es el agua que se produce con un ritmo de producción inferior a la del límite económico con respecto a la relación de agua aceite. La producción de esta agua es una consecuencia inevitable del flujo de agua a través del yacimiento, y no puede ser eliminada sin perder parte de la producción de aceite. La producción de agua buena tiene lugar cuando existe un flujo simultáneo de aceite y agua en toda la matriz de la formación. El flujo fraccional de agua está determinado por la tendencia natural de mezcla que provoca el aumento gradual de la relación agua/aceite, ya que por las propiedades físicas del agua, ésta fluiría más fácilmente, aumentando su producción.

Una forma de ver la producción de agua buena es siguiendo las líneas de flujo que convergen en el pozo, la figura 2.2 es un esquema de inyección de agua en el que se muestra un pozo inyector (P_i) que proporciona energía al yacimiento, para que el aceite se produzca en un pozo productor (P_1). El flujo de agua del pozo inyector se puede caracterizar como una serie infinita de líneas de flujo; la más corta es una línea recta (L_A) entre el inyector y el productor, mientras que las más largas (L_D) sigue los bordes de flujo nulo desde el inyector al productor. La entrada de

agua ocurre en un primer momento en la línea de flujo más corta (L_A), mientras el aceite se sigue produciendo en las líneas de flujo más lentas (L_D).

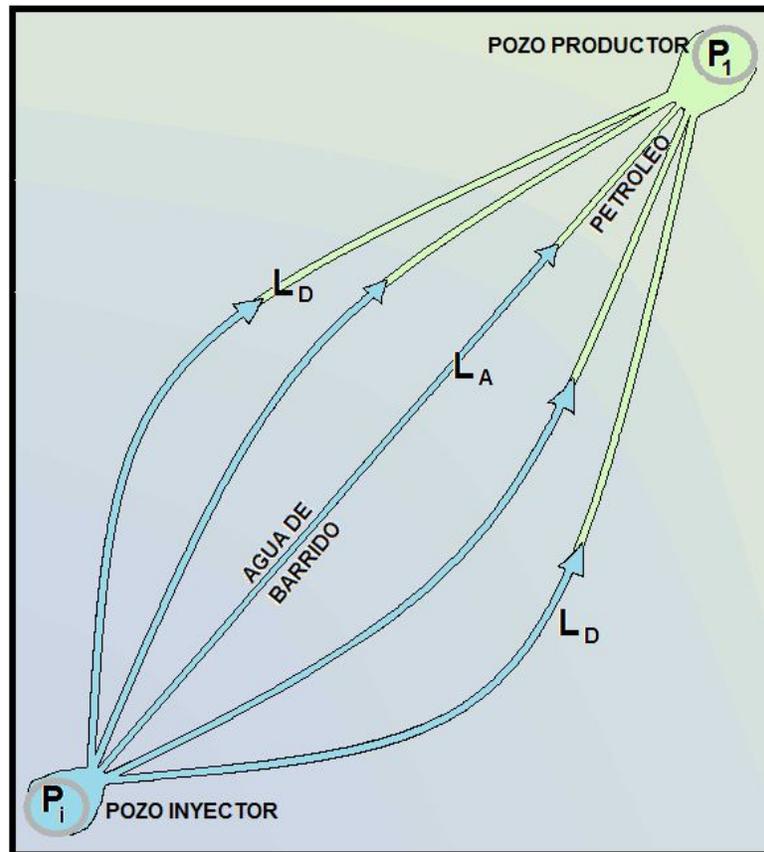


Figura 2.2 Líneas de flujo que representan el flujo de agua desde el pozo inyector hasta el pozo productor.

Esta agua se debe considerar aceptable, ya que no es posible cerrar determinadas líneas de flujo mientras se permite la producción de otras. Pero aunque es considerada agua buena, se deben tener en cuenta los costos que implica el manejo de esta agua en superficie, tener en cuenta que los costos siempre deberán de estar dentro del límite económico para que pueda considerarse agua buena.

2.1.3. Agua mala

El agua mala se puede definir como el agua producida en el pozo, la cual no desplaza aceite, o bien cuando la producción de aceite no es suficiente para

compensar el costo asociado por el manejo del agua, es decir cuando se produce por encima del límite económico de la relación agua aceite. En los pozos, el origen de la mayor parte de los problemas de agua mala se puede clasificar dentro de tres tipos generales:

- Problemas con la TR
- Zonas preferenciales al flujo
- Conificación.

Sabiendo esto, la posibilidad de que se produzca agua es muy amplia, tanto como amplias son las posibles fuentes del agua mala, pero existen métodos para identificarlas y remediarlas. Algunas veces se combinan los mecanismos de producción haciendo aun más difícil la identificación y el fácil control del agua, aumentando los costos de operación y del tratamiento, acercándolos cada vez más al límite económico de recuperación.

En este capítulo se muestran, las posibles fuentes de entrada de agua, así como las variaciones y sus diferencias para cada una.

2.2. Fugas y canalización

Las fugas y canalización detrás de la TR (Tubería de Revestimiento), con frecuencia se producen por condiciones de trabajo o fallas en la fabricación de la tubería.

Las fugas en la TR son causadas por diferentes factores. Durante las operaciones para colocar el aparejo de producción se puede golpear la tubería de revestimiento causando fisuras que comunicarán a la formación con el interior del pozo, con lo cual en presencia de alta presión pueden convertirse en una fuente productora de agua, si existe la suficiente agua en la formación detrás de la TR o puede conducirla desde otra zona.

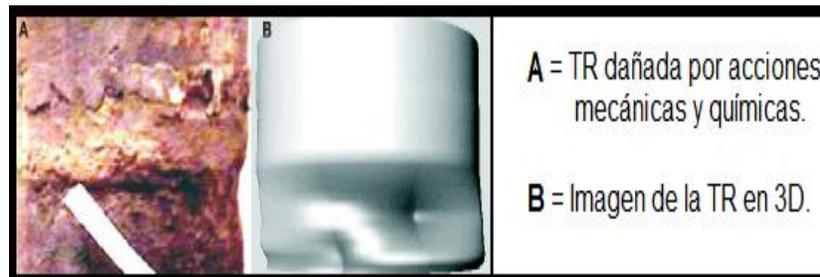
La mala construcción de tuberías, puede ser otro factor importante en la aparición de fisuras, una mala fabricación del cuerpo de la TR tendrá zonas propensas a ser vencidas con una presión no muy alta. Así como el mal diseño del estado mecánico del pozo, al no haber tomado en cuenta las características de los fluidos y de la misma formación, esto puede tener efectos en la TR, tales como corrosión y erosión, pudiendo ser las causas de crear una comunicación entre la formación y el interior del pozo.

2.2.1 Fugas

Las fugas presentes en la TR comunicarán a la formación con el interior del pozo. Éstas se pueden presentar debido a factores que desgasten el cuerpo de la tubería, el flujo de fluidos junto con arena dentro de de la tubería por efecto de erosión puede desgastarla hasta formar orificios. El control de sólidos también es un tema de importancia; sin embargo, no será tocado en este trabajo.

El desgaste también puede ser causado por componentes no hidrocarburos que están disueltos en el aceite, principalmente gas sulfhídrico (H_2S), dióxido de carbono (CO_2) y nitrógeno (N_2), que en presencia de agua producen ácidos, los cuales en contacto con el tubo reaccionarán debilitándolo y en ocasiones creando orificios.

Las fisuras por golpes, esfuerzos de tensión o compresión causadas sobre el cuerpo de la tubería y las causadas por erosión y acción de ácidos, pueden convertirse en una fuente de agua, cuando la saturación de ésta (S_w) es suficiente como para iniciar el movimiento hacia el interior de la TR.



Figuras 2.3 Fugas en TR causadas por acciones mecánicas y químicas.

Las fugas pueden estar presentes en el fondo del pozo, por ejemplo, cuando se realiza una mala cementación o el tapón de fondo no fue colocado adecuadamente, permitiendo el flujo de agua hacia el pozo. Estas fugas son causadas por un mal cálculo del volumen de lechada, lavándose la zapata quedando el fondo del pozo sin cemento y/o cuando el tapón (mecánico o de cemento) no funciona adecuadamente.

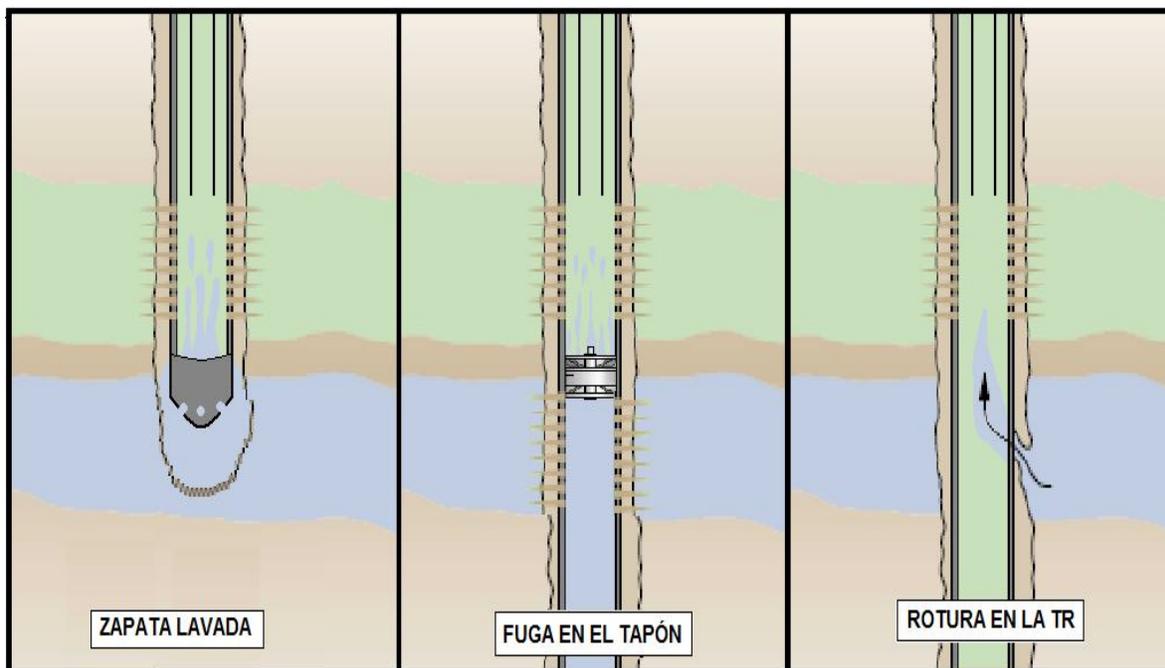


Figura 2.4 Entrada de agua causada por fugas.

2.2.2. Canalización detrás de la “TR”

La canalización detrás de la TR, es un fenómeno que generalmente ocurre por fallas en la cementación primaria, un mal diseño o problemas con el proceso de cementación.

Un mal diseño de la lechada puede ocasionar una pobre o nula adherencia entre el cemento y la cara externa de la TR, así como entre el cemento y la formación, aunque también existen diversas razones que provocan el deterioro de la adherencia del cemento; tales como la exposición a condiciones adversas de temperatura, presión y eventualmente aguas sulfatadas.

Mientras que una mala operación de cementación, ocasionará que haya zonas sin cementar entre la TR y la formación creando canales de comunicación, dicho espacio vacío también puede formarse por la producción de arena (las arenas poco consolidadas tienden a derrumbarse produciendo arenamiento en el pozo y creando cavernas por detrás de la TR). Este espacio libre entre la formación y la TR, aumenta la probabilidad de que algún fluido pueda fluir por ese espacio anular y establecer comunicación hidráulica con zonas de agua.

Estos canales pueden aparecer en cualquier etapa de la vida productiva del pozo, pero son usualmente relacionados con altos cortes de agua, después de la terminación o un proceso de estimulación en el pozo.

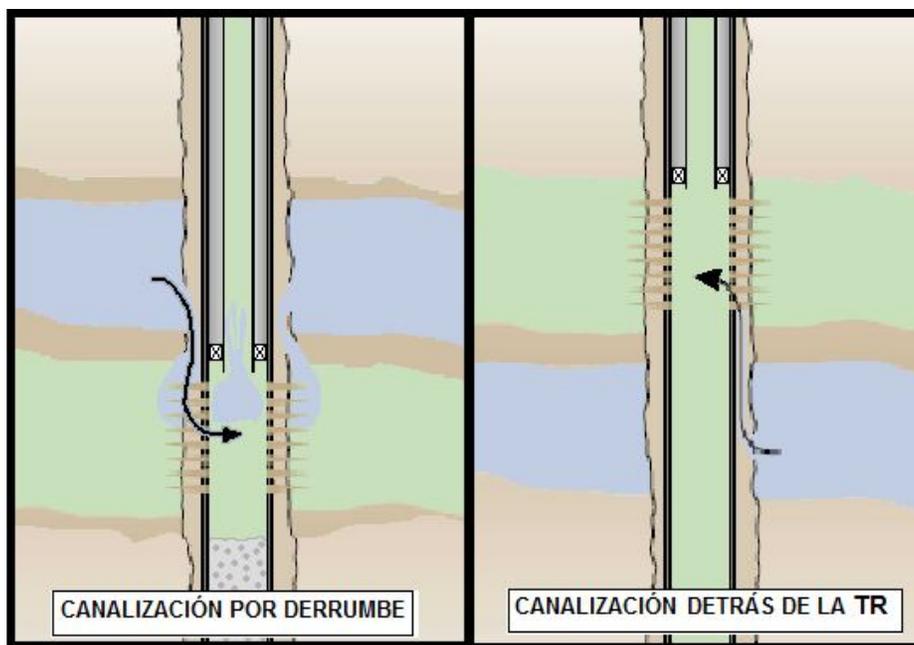


Figura 2.5 Canalización detrás de la TR causada por una mala cementación.

Cabe señalar que la canalización detrás de la TR es más común que las fugas y fisuras en el revestidor. Es por eso que un buen trabajo de cementación primaria usualmente previene la canalización detrás de la TR. Al existir un acuífero, que esté conectado con el pozo, buscará una salida para liberar parte de la presión que tiene y si encuentra un camino en el espacio anular entre la formación y la TR, comenzará con su aporte de agua a la producción.

Este problema de producción de agua abarca todo lo que está relacionado con el funcionamiento de la TR, la colocación de la misma, así como de las condiciones y características del yacimiento que afecten el buen funcionamiento del trabajo de terminación y la producción de los pozos.

2.3. Digitalización

En la producción de aceite hay una prioridad, la de producir más, y hacerlo más rápido representa un factor importante en la recuperación de la inversión.

Es por eso que se han creado técnicas y herramientas que aceleran la producción de hidrocarburos en campos con poca energía propia, que le permita fluir hasta la superficie. Principalmente donde el proceso de recuperación primaria haya pasado o la etapa productiva esté declinando, es conveniente utilizar un proceso diferente que asegure una producción rentable. Estos métodos son llamados de

recuperación secundaria y recuperación mejorada para proyectos en campos o yacimientos, así como los sistemas artificiales para pozos individuales.

La producción de agua es impactada por las técnicas de recuperación secundaria, cuando se necesita mantener una presión óptima de flujo en el yacimiento o en el intervalo productor, para asegurarse de que siga fluyendo. Este objetivo se consigue mediante pozos inyector, tanto de agua como de gas. La configuración que se utilice tanto en pozos productores como inyector depende principalmente de la geometría de la formación, así como de la permeabilidad, fracturas, estructura geológica, entre otras.

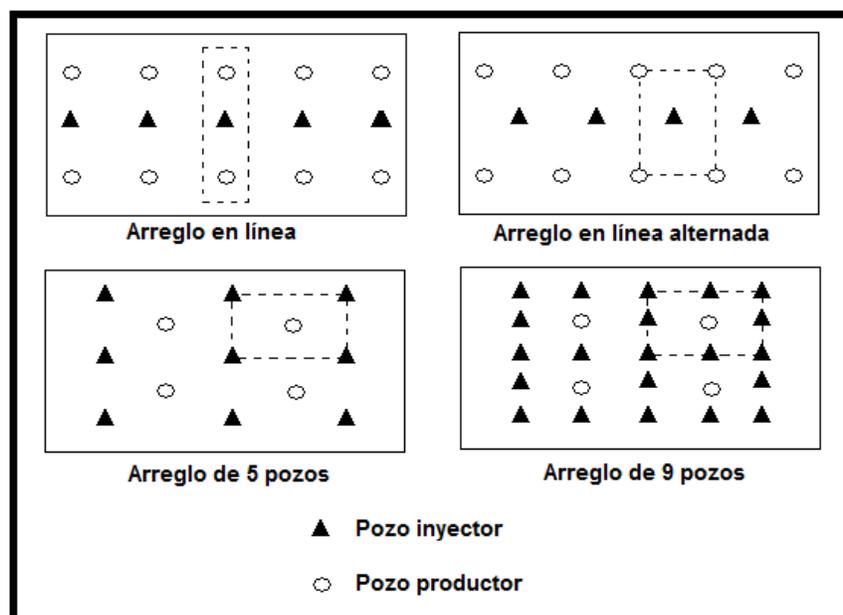


Figura 2.6 Arreglo de pozos inyector y productores.

Las formaciones son de características muy variadas, las propiedades en una formación casi nunca son homogéneas, ni vertical ni horizontalmente. La anisotropía siempre está presente en los yacimientos, es por eso que para caracterizar un yacimiento también es necesario hacer mapas de iso-propiedades. Esto es indispensable en proyectos de inyección de agua, ya que si no se tienen en cuenta dichos mapas no se podrá asegurar el éxito del trabajo. Al no tomar en cuenta las zonas de alta permeabilidad se corre el riesgo de que el fluido inyectado no se dirija hacia el pozo al que necesitamos que llegue.

Por ejemplo, figura 2.7, si se tiene en una arenisca formada en un mismo ambiente de depósito, con k_1 (permeabilidad de la arenisca), pero algunos lentes

de arena con k_2 (permeabilidad de los lentes), teniendo en cuenta que $k_1 \gg k_2$. Si tenemos un pozo inyector P_i en la arenisca, a la derecha y a la izquierda tenemos pozos productores P_1 y P_2 respectivamente, a la misma distancia, mientras que el pozo P_1 está en el área de k_1 , el pozo P_2 está en un lente de k_2 . Al iniciar la inyección de agua en el pozo inyector se podría suponer que como están a la misma distancia y en la misma orientación el frente de agua llegaría al mismo tiempo a los dos pozos productores, pero al haber un cambio de permeabilidad en el camino hacia el P_2 , tardará más tiempo en llegar el frente de agua. El frente de agua no se va a frenar, este buscará camino rodeando el lente de arena, el cual presenta más resistencia al flujo.

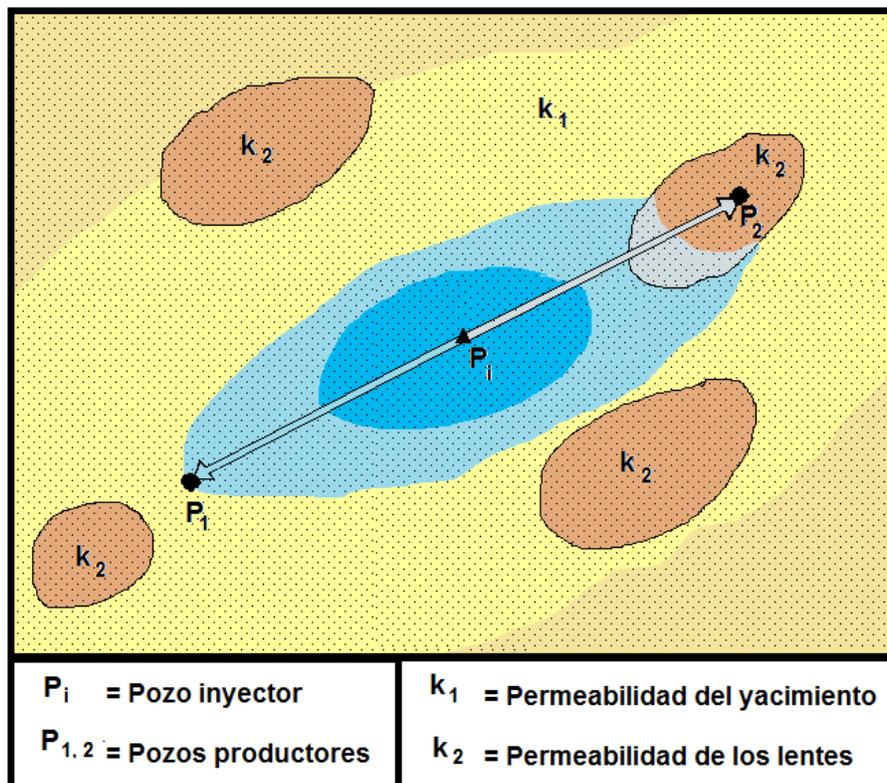


Figura 2.7 Mapa de iso-propiedades.

La digitalización o también conocido como adedamiento, es un fenómeno que responde a la diferencia de permeabilidades, produciendo zonas de flujo preferencial. El fenómeno se presenta en yacimientos estratificados, en los cuales es común encontrar diferentes permeabilidades, una para cada estrato. Por lo regular la digitalización de agua se produce cuando el yacimiento está sujeto a un proceso de recuperación secundaria, cuando se intenta mantener la presión del

yacimiento, mediante la inyección de agua. Esta agua inicia como agua de barrido, que en cuanto irrumpe en el pozo, y ya no desplaza aceite, será considerada agua mala por no aportar hidrocarburos a la producción.

2.3.1. Fuente de agua en capas sin flujo cruzado

Es un problema común con la producción proveniente de yacimientos estratificados que se presenta debido a las diferencias que hay entre cada capa, principalmente en las características petrofísicas, y más aún específicamente en la permeabilidad del medio poroso, las zonas con alta permeabilidad serán más susceptibles a ser invadidas por el fluido desplazante (en este caso el agua). Pero la característica principal de esta fuente productora de agua, es que los estratos están separados, uno del otro, mediante barreras de flujo físicas (las más comunes son capas de lutita intercaladas entre cada estrato), estas barreras evitan el flujo cruzado entre las capas, figura 2.8.

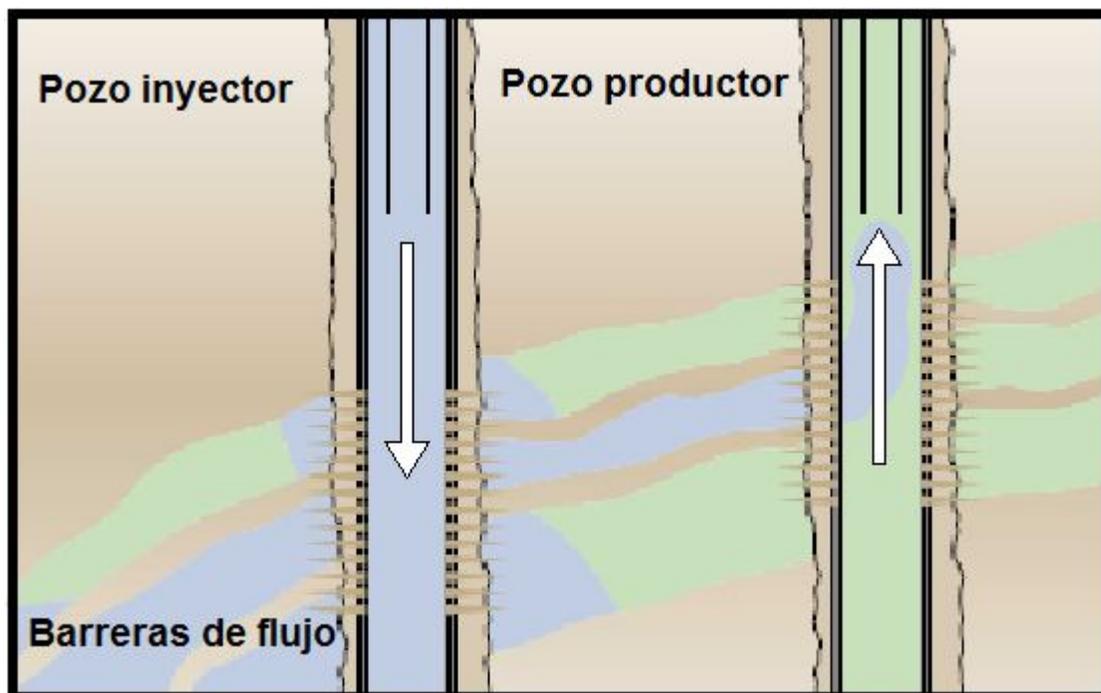


Figura 2.8 Digitalización en yacimiento estratificado con barreras de flujo.

Cuando en un yacimiento estratificado con barreras de flujo, se detecta una alta producción de agua la cual proviene de un pozo inyector o de un acuífero activo, se debe buscar el estrato que presenta mayor permeabilidad, pues es seguro que este sea la causa de la alta producción del agua, y en caso de que sea esta la

fuente, el problema se resuelve fácilmente aplicando un fluido sellante, con un tapón o colocando un parche de TR frente a los disparos productores de agua, solo se debe conocer dicho intervalo invadido.

Los pozos horizontales que son terminados en una sola capa, pocas veces están sujetos a este tipo de problema.

2.3.2. Fuente de agua en capas con flujo cruzado

Otra de las variantes en la digitalización de agua, se presenta en yacimientos estratificados sin barreras de flujo. Los yacimientos estratificados que no presentan barreras de flujo, son candidatos a presentar flujo cruzado, en todo momento, como se ve en la figura 2.9.

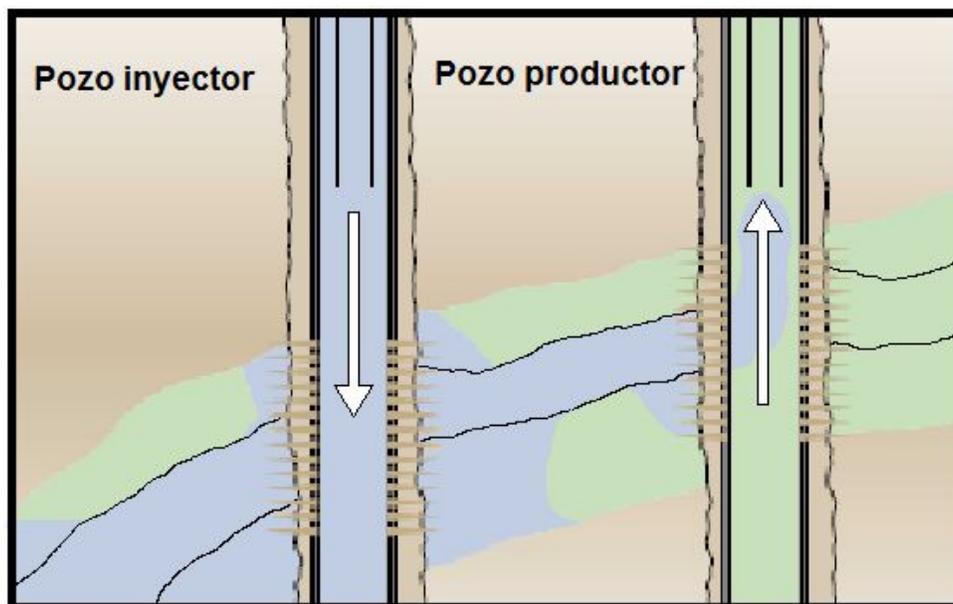


Figura 2.9 Digitalización en yacimiento estratificado sin barreras de flujo.

Esta fuente de producción de agua es un poco más compleja de tratar, pues como el frente de agua tiene libertad de movimiento entre los estratos, es difícil frenarlo con solo sellar el primer intervalo invadido.

Cuando se tiene este mecanismo de producción de agua, y se hace una reparación igual que para un yacimiento estratificado con barreras de flujo, dicha reparación no será eficiente, pues aunque el flujo del intervalo invadido sea sellado, ya sea en las vecindades del pozo inyector o en las del pozo productor, el flujo de agua volverá a entrar o salir del intervalo de mayor permeabilidad, según sea el caso.

2.3.3. Fracturas o fallas entre un inyector y un productor

Este mecanismo de producción de agua se presenta en, las formaciones naturalmente fracturadas bajo recuperación secundaria por inyección de agua o la presencia de un acuífero asociado, el agua puede invadir rápidamente los pozos productores. Este fenómeno se produce en forma habitual cuando el sistema de fracturas es extenso o se encuentra interconectado, figura 2.10, se puede confirmar mediante el uso de trazadores radioactivos y pruebas de presión. También pueden utilizarse registros de trazadores para cuantificar el volumen de las fracturas, valor que se utiliza para el diseño del tratamiento.

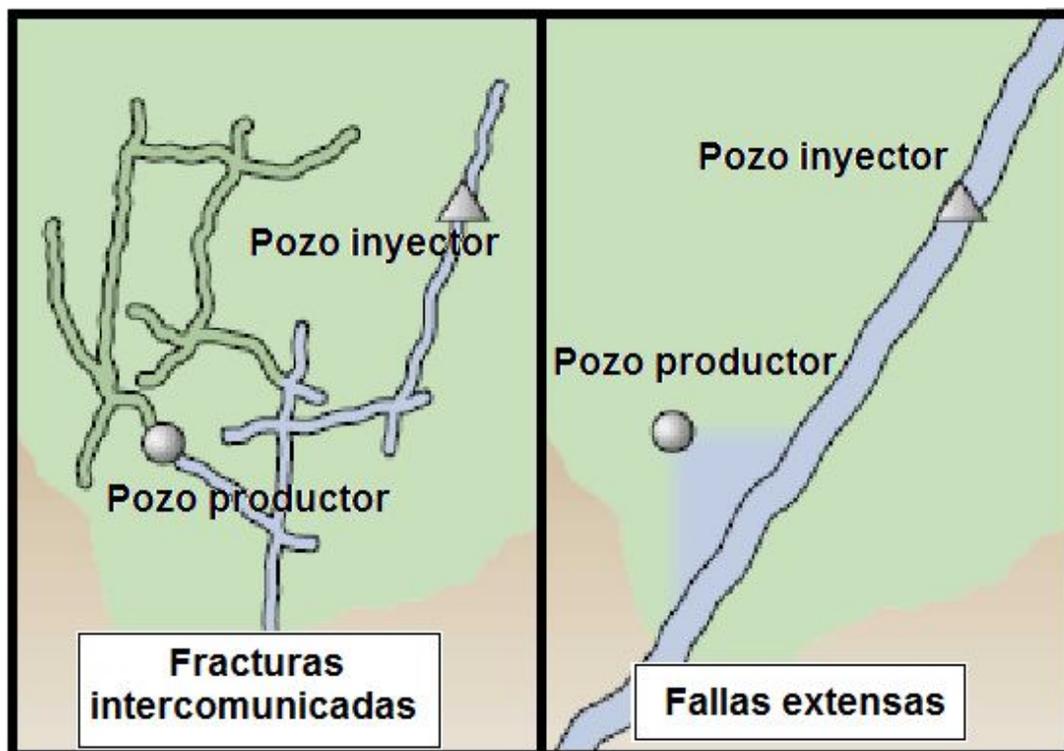


Figura 2.10 Fracturas o fallas entre un inyector y un productor.

Los pozos que presentan fracturamiento intenso o bien fallamiento a menudo sufren una considerable pérdida de fluidos de perforación.

Si se considera encontrar una falla o fractura conductora, durante el proceso de perforación, conviene bombear un gel sellador para evitar problemas en la perforación, así como problemas con corte de agua en la producción futura, y barrido deficiente, en particular en formaciones cuya matriz tiene poca permeabilidad.

En pozos horizontales se puede presentar este problema siempre que se cruce fallas conductoras asociadas a un acuífero.

2.3.4. Fracturas o fallas en una capa de agua

El agua puede provenir de fracturas que comunican una zona de agua más profunda. Estas fracturas pueden ser tratadas con un gel; lo cual resulta especialmente efectivo en los casos en que las fracturas no contribuyen con la producción de hidrocarburos. El volumen de gel necesario para el tratamiento debe ser lo suficientemente grande para sellar las fracturas a una distancia considerable de la vecindad del pozo.

Sin embargo, el ingeniero de diseño se encuentra con tres dificultades para diseñar el tratamiento de una forma adecuada para las condiciones del pozo:

- En primer lugar, es muy difícil determinar el volumen del tratamiento porque se desconoce el volumen exacto de la fractura.
- En segundo lugar, como es probable que el tratamiento pueda sellar las fracturas productoras de aceite, conviene efectuar un tratamiento con sobredesplazamiento para mantener la productividad en las vecindades del pozo.
- Por último, si se utiliza un fluido gelificado, éste deberá ser capaz de soportar el empuje del flujo de retorno posterior al tratamiento.

Sucede lo mismo cuando el pozo fue sometido a un tratamiento de estimulación hidráulica, cuando las fracturas hidráulicas penetran una capa de agua se produce una disminución de la producción. Para este caso por lo regular es más fácil aplicar una solución adecuada, pues se tienen más datos sobre la severidad de las fracturas.

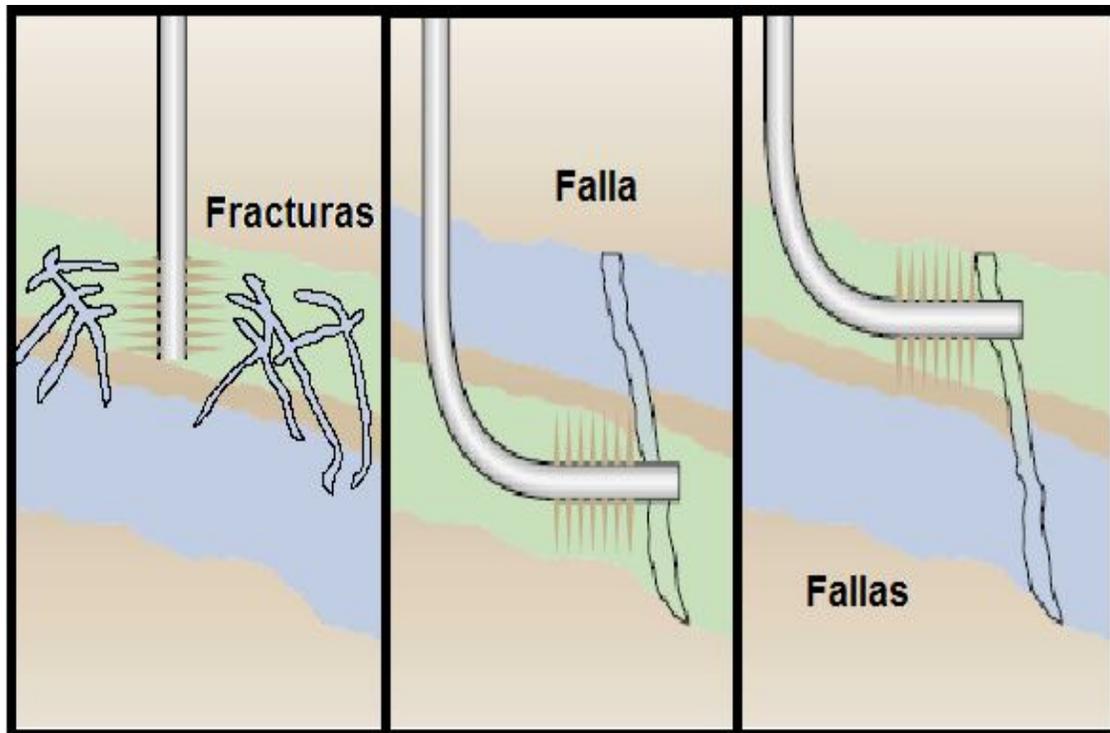


Figura 2.11 Fracturas o fallas en una capa de agua.

En muchos yacimientos de carbonatos, las fracturas suelen ser casi verticales y tienden a ocurrir en grupos, por lo cual es poco probable que estas fracturas atraviesen un pozo vertical. Sin embargo, afectan bastante los pozos horizontales, donde la producción de agua a menudo ocurre a través de fallas conductoras o fracturas que se comunican con un acuífero.

2.3.5. Barrido areal deficiente

Muchas veces el agua proveniente de un acuífero subyacente o de un pozo inyector de agua, en una zona productora provoca un barrido areal deficiente. Por lo general la anisotropía areal origina este problema que es especialmente serio en los depósitos de arena. La solución consiste en desviar el agua inyectada fuera del espacio de los poros, que ya han sido barridos por agua.

Esto requiere un tratamiento de gran volumen o una inyección continua de un elemento viscoso, lo que normalmente resulta poco económico. En este tipo de situaciones, con frecuencia se logra mejorar la recuperación mediante la perforación de pozos intermedios y mediante la perforación de pozos laterales para llegar al aceite que no ha sido barrido.

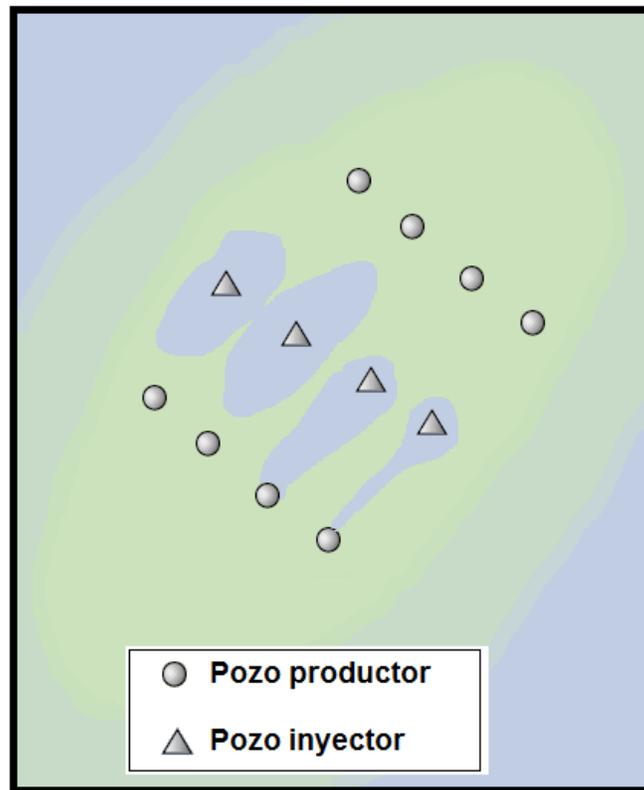


Figura 2.12 Yacimiento que presenta barrido areal deficiente.

Los pozos horizontales pueden atravesar zonas con diferentes valores de permeabilidad y presión dentro de la misma capa, lo cual provoca un barrido areal deficiente, figura 2.12. También puede suceder que el agua invada solo una parte del pozo debido a su proximidad horizontal a la fuente de agua. En cualquiera de los dos casos, es posible controlar el agua sellando las cercanías del pozo.

2.4. Conificación

La última de las tres fuentes principales de agua producida es la conificación, en la cual se pueden agrupar otras fuentes que tienen un mecanismo de producción muy parecido.

Esta fuente de agua producida se encuentra comúnmente cuando se tiene un pozo vertical disparado muy cerca del contacto agua aceite. Se presenta principalmente en yacimientos con buena permeabilidad vertical, figura 2.13.

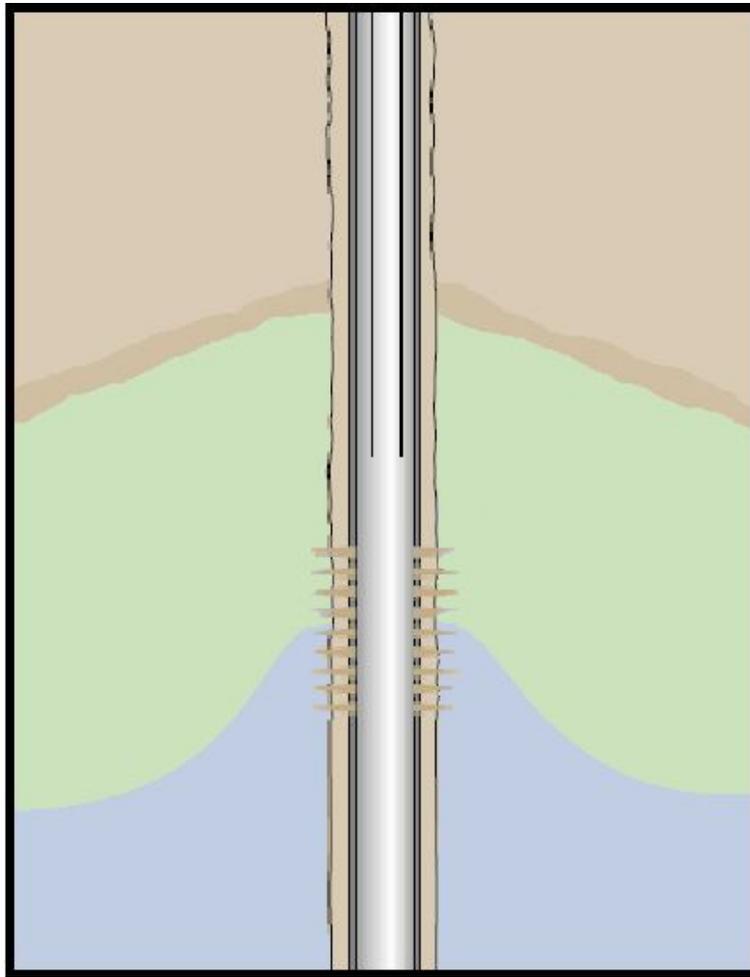


Figura 2. 13 Conificación de agua.

La formación del cono en la base del pozo está relacionada con la altura de los disparos lejos del contacto agua aceite, la permeabilidad vertical del yacimiento, la energía del acuífero asociado, la movilidad del agua, pero principalmente de los ritmos de producción. Pues al tener altos gastos de producción aunque se tenga una permeabilidad vertical relativamente baja y la máxima altura permisible de los disparos dentro del intervalo productor, con un empuje hidráulico desde la base del yacimiento, seguro que se tendrá producción de agua por conificación.

El ritmo de conificación, gasto máximo al cual se puede producir aceite sin producir agua por conificación, a menudo es demasiado baja para que resulte económicamente rentable la explotación de un yacimiento.

2.4.1. Contacto agua-aceite dinámico

En presencia de un acuífero asociado al yacimiento, se tendrá un contacto agua aceite, el cual al extraer el aceite tendrá un movimiento ascendente. A diferencia de lo que pasa en la conificación, el contacto agua aceite presenta un nivel uniforme, sin deformarse para originar el cono en las cercanías del pozo, figura 2.14.

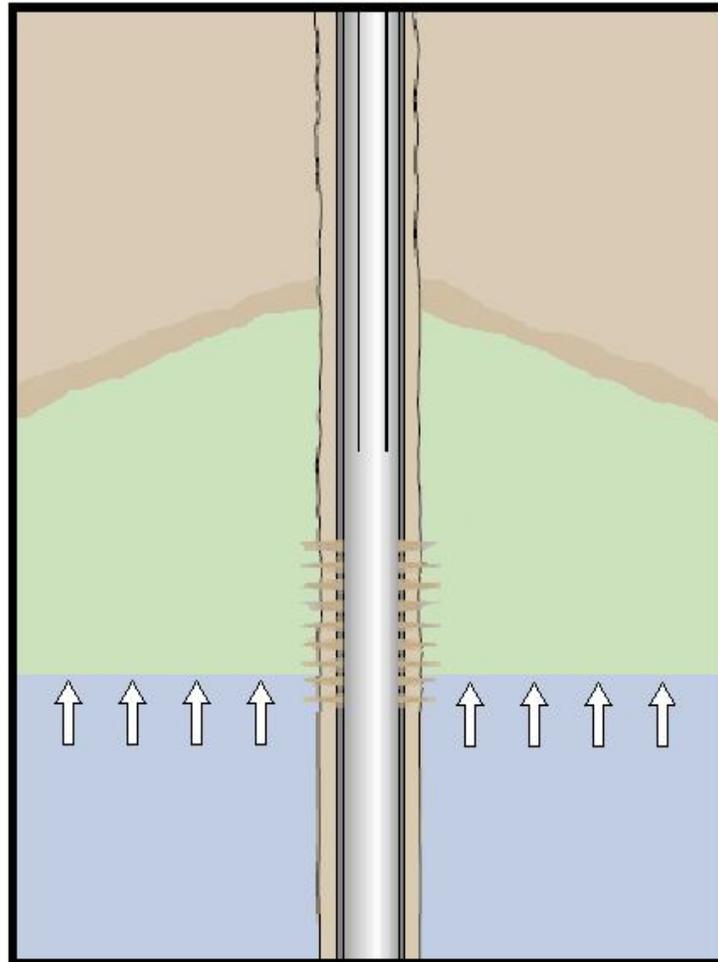


Figura 2.14 Contacto agua-aceite dinámico.

La característica de este fenómeno se debe principalmente a la baja permeabilidad vertical que presenta el yacimiento, para los casos en que la permeabilidad es menor a 0.01 mD y se tiene un área de flujo extensa, el contacto agua aceite ascenderá lentamente.

En los casos donde la permeabilidad vertical es mayor a 0.01 mD, es más probable encontrar conificación. Es por eso que se puede considerar como una variante de la conificación.

2.4.2. Segregación gravitacional

La segregación gravitacional, es un fenómeno físico más que un mecanismo de agua producida, pues dentro del yacimiento está presente en todo momento y en todo caso.

Como mecanismo de agua producida, está presente cuando en un yacimiento existe una capa de gran espesor con buena permeabilidad vertical. Entonces la segregación gravitacional puede provocar la invasión de agua no deseada en un pozo productor, figura 2.15.

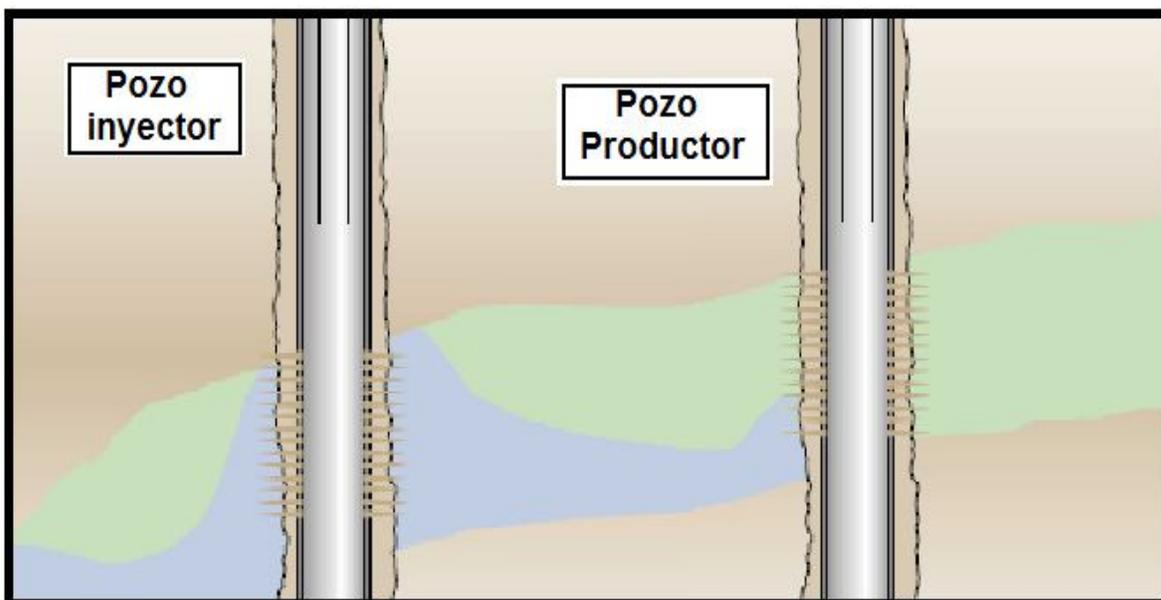


Figura 2.15 Segregación gravitacional.

El agua puede provenir de un acuífero o de un pozo inyector de agua, ésta tiende a escurrirse al fondo de la formación productora y barre solo la parte inferior. Cuando existe una relación de movilidad desfavorable para el aceite, el problema puede agravarse, y aun más en las formaciones con texturas sedimentarias que se vuelven más finas hacia arriba, dado que los efectos viscosos junto con la segregación gravitacional fomentan el flujo en la base de la formación.

En el pozo productor existe conificación local y es poco probable que los tratamientos con geles produzcan resultados duraderos. En los pozos horizontales, la segregación gravitacional puede ocurrir cuando el pozo se encuentra cerca del fondo de la zona productora, o bien cuando se supera el ritmo crítico de conificación local.

La división que se ha hecho en este trabajo, con respecto a las fuentes de agua producida es de acuerdo con las características de cómo es que entra el agua al pozo, así como su procedencia. Los mecanismos para el control del agua producida serán parecidos para las variantes en cada grupo, aunque para cada mecanismo tendrá pequeñas diferencias. Mientras tanto la identificación será generalizada para cada grupo.

CAPÍTULO III

IDENTIFICACIÓN DEL AGUA PRODUCIDA

- Consideraciones para la selección de pozos con alto corte de agua
- Diagnóstico para seleccionar los pozos candidatos para control de agua
- Diagnóstico para determinar la fuente de agua producida
- Diagnóstico para localizar el punto de entrada del agua en el pozo

CAPÍTULO III. IDENTIFICACIÓN DEL AGUA PRODUCIDA

En los inicios de la industria petrolera, a nivel mundial, al tener producciones con altos gastos de agua se consideraba que su control no era más que la simple colocación de un tapón acompañado por una operación de cementación, o bien un tratamiento con gel en el pozo con alta producción de agua. Estos tratamientos no siempre daban resultados positivos, la razón principal por la cual no se adoptó un método adecuado para controlar la producción de agua fue la falta de conocimiento sobre las diferentes fuentes y por lo tanto de una correcta solución.

Esto queda demostrado con la gran cantidad de trabajos técnicos en los que se describen los tratamientos y los resultados, con poca o ninguna referencia a la geología, al yacimiento o a la fuente de agua producida. Lo que indica que los tratamientos se hacían sin estudios previos, solo como un método remedial ya establecido.

En la actualidad numerosas tecnologías están disponibles para controlar el agua producida. Cada una de las tecnologías ha sido desarrollada para el control de cierto tipo de problema de agua producida. La selección apropiada de la tecnología para el control de agua depende de la correcta identificación de la fuente de producción de agua.

La fuente de agua producida a menudo no es diagnosticada correctamente. La carencia de datos ha sido considerada como la mayor razón por la que el tratamiento de control de agua no se diseña correctamente. Las razones por las cuales se hace un tratamiento inadecuado incluyen haber tomado una hipótesis incorrecta acerca del origen de agua producida y el factor de tiempo o dinero para realizar el diagnóstico en pozos marginales. Sin embargo, el diagnóstico de la producción de agua en muchos casos puede ser realizado con información ya disponible de mediciones rutinarias a lo largo de la vida productiva del pozo.

Entonces, para diseñar un tratamiento apropiado con respecto a la entrada de agua es necesario tomar en cuenta datos del comportamiento del pozo y del yacimiento, necesarios para hacer una buena identificación del problema específico que se presenta. Los diagnósticos de pozos se utilizan de tres maneras:

1. Para seleccionar los pozos que podrían necesitar un tratamiento de control de agua.
2. En la determinación de la fuente de agua.
3. Para localizar el punto de entrada de agua en el pozo.

En este capítulo se enlistan las diferentes técnicas para realizar un buen diagnóstico e identificar correctamente la fuente de agua, así como el punto exacto donde se está produciendo, la combinación de estas técnicas ayuda a elegir un tratamiento adecuado para el control de agua.

Si se cuenta con un histórico de producción confiable, se tendrá bastante información que puede ayudar a diagnosticar la fuente de agua producida. Para identificar las diferentes fuentes de agua mala, se han desarrollado varias técnicas que utilizan, la WOR, los datos de producción y las mediciones de registros (geofísicos y de producción).

La identificación de la causa o causas más probables de aquellos pozos con problemas de agua, se realiza en base a un cuidadoso análisis de los gráficos que a continuación se mencionan.

3.1. Consideraciones para la selección de pozos con alto corte de agua

La selección de los pozos con alto corte de agua, se realiza con el objetivo de estudiar y conocer las causas del incremento de agua basándose en las siguientes consideraciones.

1. Pozos con alto corte de agua.
2. Pozos cercanos a fallas.
3. Pozo que presenten un cambio brusco de la WOR.
4. Análisis del histórico de producción y reservas.

3.1.1. Pozos con alto corte de agua

Para iniciar el proceso de control de agua y diseñar un tratamiento óptimo para disminuir o eliminar el corte de agua en un campo, es necesario identificar los pozos con alto corte de agua.

Para identificar los pozos con alto corte de agua, basta con analizar la producción individual de cada pozo q_o vs tiempo (figura 3.1), %agua vs tiempo, y haciendo un análisis económico de acuerdo con la producción y con los costos necesarios para mantenerlo produciendo. Si su producción no es rentable para la empresa, a causa del alto corte de agua, se puede hacer la consideración de un tratamiento de control de agua.

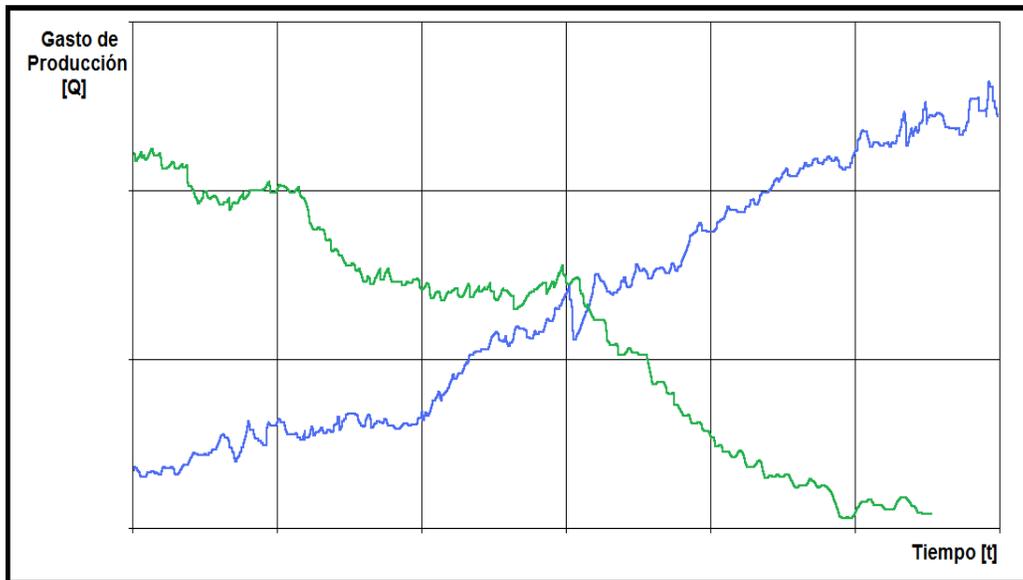


Figura 3.1 Gráfica de la producción con incremento de agua y decremento del petróleo con respecto al tiempo.

Los pozos candidatos para control de agua, deben cumplir con ciertos criterios, pues no todos los pozos con alto corte de agua pueden ser tratados.

3.1.2. Pozos cercanos a fallas

En ocasiones, cuando los pozos están cerca de fallas estructurales, figura 3.2, las cuales pueden tener comunicación con un acuífero, deben ser considerados para un tratamiento de control de agua, si el problema es la falla es posible que se pueda controlar solo utilizando un fluido sellante.

No todos los pozos cercanos a la falla presentarán el mismo comportamiento. Pues la falla no es homogénea y puede ser que no toda la falla este sellada y solo presente comunicación en ciertas secciones.

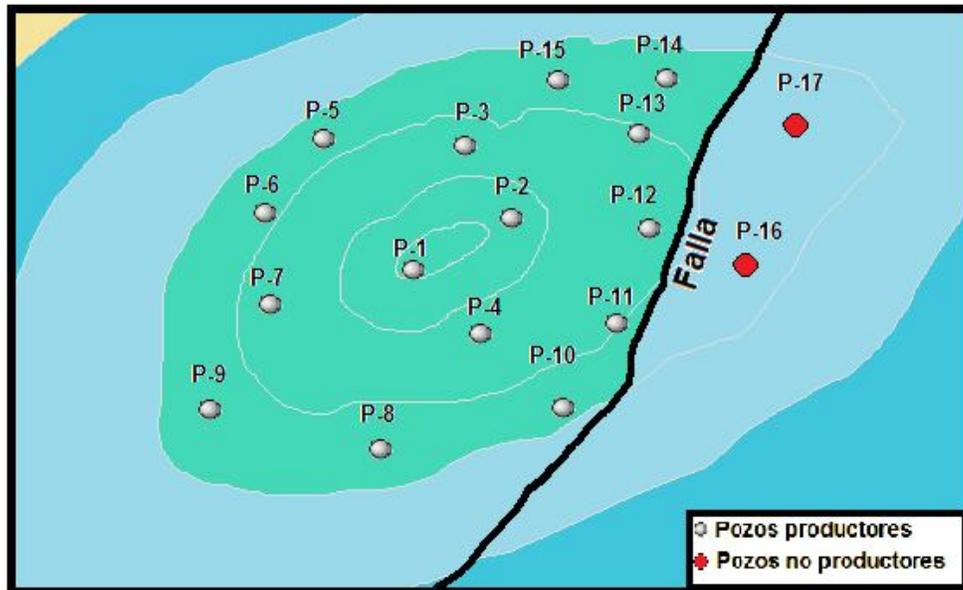


Figura 3.2 Mapa estructural de un anticlinal con una falla que conecta un acuífero con pozos cercanos a ella, que tienen producción de agua.

3.1.3. Pozos que presentan un cambio brusco de la WOR

Estos pozos son seleccionados en base al análisis de la gráfica de la WOR vs. tiempo (figura 3.3), donde se observa que el comportamiento de la WOR presenta un brusco aumento en un corto periodo de tiempo.

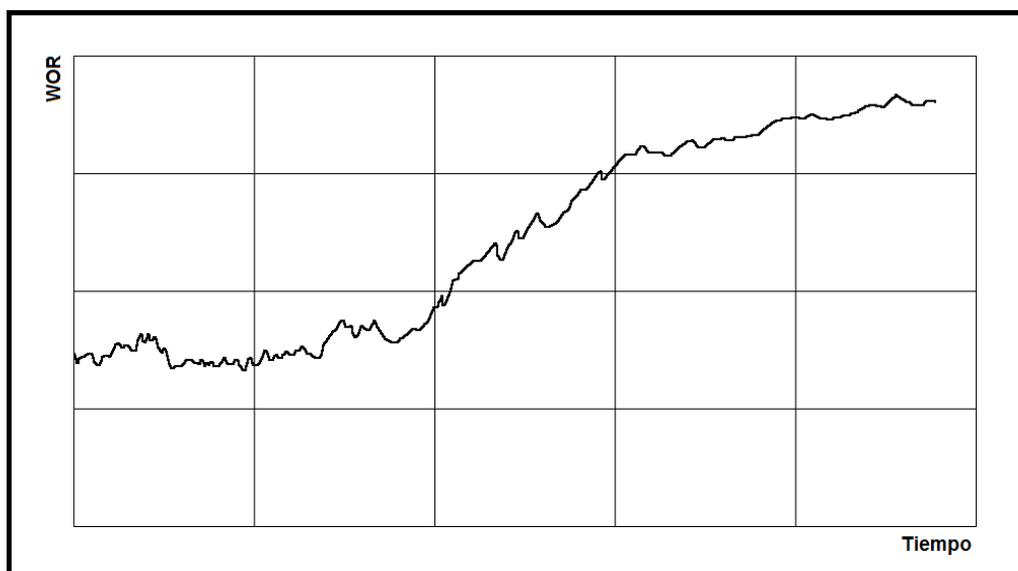


Figura 3.3 Gráfica de la WOR contra el tiempo, que muestre un incremento de la WOR en corto tiempo.

Dentro de este análisis también se consideran los pozos cuyo comportamiento de la WOR ha tenido un incremento pequeño, pero gradual a partir de un determinado periodo.

3.1.4. Análisis del histórico de producción y reservas

Analizando el histórico de producción se puede ver como se ha comportado la producción a lo largo de la vida productiva de cada pozo. Una vez estimadas las reservas probadas para un yacimiento se puede detectar la temprana producción de agua. De acuerdo con el factor de recuperación que se ha tenido, se pueden calcular las reservas remanentes.

Si el análisis de reservas remanentes muestra una rentabilidad apropiada para la implementación de un tratamiento de control de agua, se debe considerar y hacer un buen diagnóstico, para que éste sea eficiente.

3.2. Diagnóstico para seleccionar los pozos candidatos para control de agua

La siguiente serie de gráficas, normalmente son parte del histórico de producción de fluidos para los pozos y son útiles para identificar los pozos que pueden ser candidatos para la aplicación de técnicas para el control de agua producida. Estas gráficas muestran el comportamiento del agua producida a lo largo de la vida productiva del pozo y ayudan a distinguir entre un comportamiento normal y uno anormal.

3.2.1. Gráficas de recuperación

Es un gráfico semilogarítmico de la relación agua-aceite contra la producción acumulada de aceite, figura 3.4. La tendencia de la producción se puede extrapolar hacia el límite económico de la WOR, para obtener la producción de aceite que se obtendrá si no se toma una acción para el control del agua.

Si la producción extrapolada es aproximadamente igual a las reservas esperadas para ese pozo, entonces el pozo está produciendo agua buena y no es necesaria la implementación de un tratamiento de control de agua, pues al disminuir el gasto de agua, es posible que también se reduzca el gasto de aceite.

Si por el contrario, este valor es mucho menor que las reservas esperadas, entonces el pozo está produciendo agua mala y se deberá realizar una acción remedial. Siempre y cuando el proyecto tienda a ser económicamente rentable.

En la figura 3.4 se tiene una gráfica de recuperación que muestra el incremento de la relación de agua-aceite contra la producción acumulada de aceite.

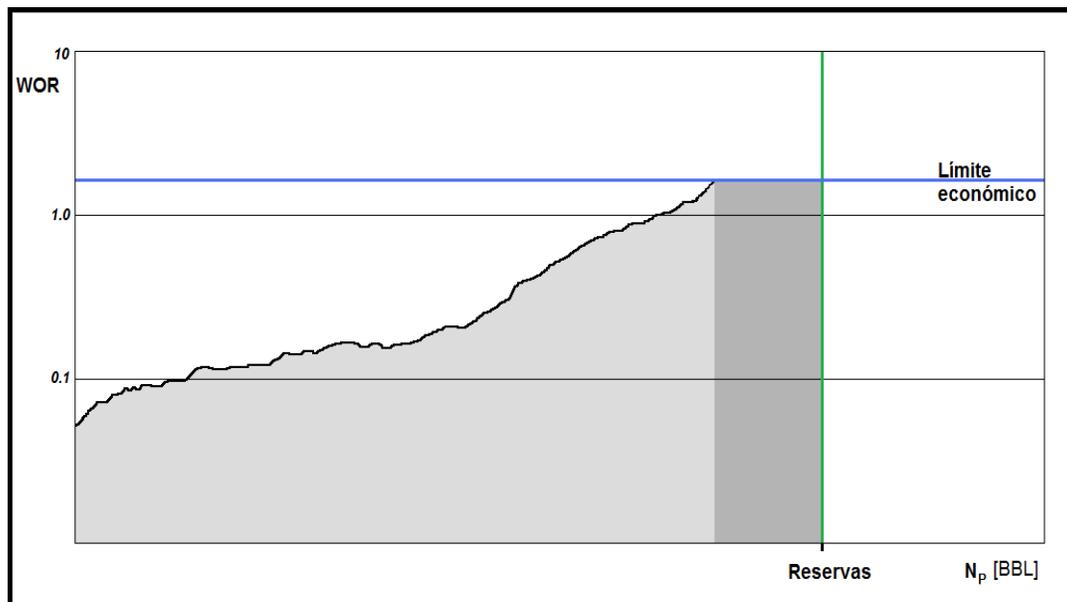


Figura 3. 4 Gráfica de WOR vs. N_p , llegando al límite económico antes de recuperar el volumen total contemplado en la reserva.

Si la WOR extrapolada alcanza el límite económico cuando el aceite acumulado alcanza las reservas esperadas, entonces el agua que está siendo producida se considera aceptable, de lo contrario se debe pensar en un tratamiento correctivo para eliminar su producción.

3.2.2. Curvas de declinación

Las curvas de declinación son representaciones gráficas del comportamiento de la producción del pozo con respecto al tiempo o a la producción acumulada.

Los principales periodos de declinación de un pozo productor son declinación transitoria y declinación en estado pseudo estacionario. En esta última se pueden distinguir tres tipos de declinación:

- Exponencial
- Hiperbólica
- Armónica

La declinación transitoria se considera una declinación natural causada por la expansión del aceite, gas y agua en una región de drenaje con un incremento continuo del radio de drenaje. El disturbio de presión se propaga gradualmente hacia los límites del yacimiento, mientras la onda de presión se aleja del pozo las condiciones de producción cambian rápidamente en función del tiempo, figura 3.5.

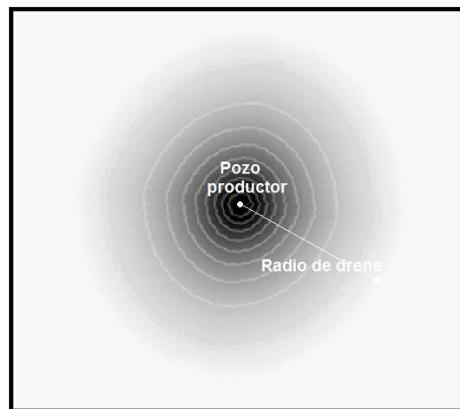


Figura 3.5 Incremento del radio de drenaje con la propagación del disturbio de presión antes de llegar a los límites del yacimiento.

En la declinación en estado pseudo estacionario se considera la producción como un conjunto para describir el comportamiento de un pozo. El inicio del abatimiento de presión está determinado por el tiempo en el cual, el radio de drenaje ha alcanzado los límites del yacimiento, después de esto la región drenada por el pozo comenzará a ser depresionada y la caída de presión en el área de drenaje dependerá de los siguientes factores:

- Rapidez con la que los fluidos son producidos.
- Expansión de los fluidos del yacimiento.
- Compactación del espacio poroso.

Las curvas de declinación podrían ser extrapoladas en el futuro para proporcionar una estimación de los gastos futuros de producción. Conociendo los gastos futuros de producción es posible determinar la producción total o calcular las reservas del yacimiento.

- Declinación exponencial: se trata de la curva que declina a porcentaje constante con una tendencia similar a la que sigue una ecuación exponencial, representada en una gráfica semilogarítmica se muestra como una línea recta, figura 3.6.

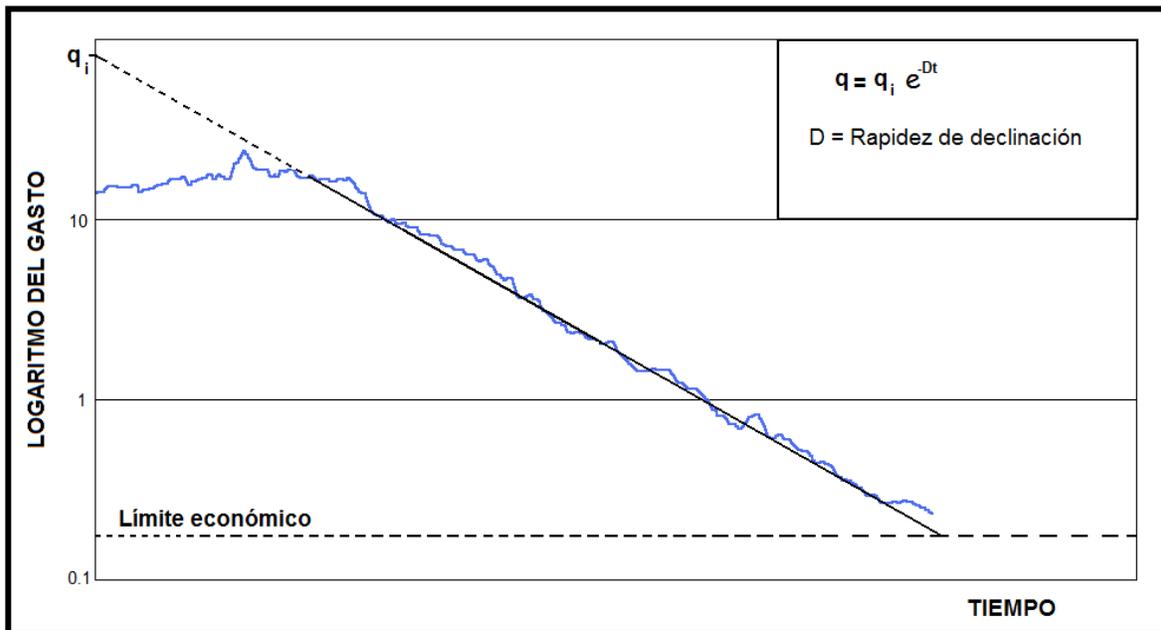


Figura 3.6 Declinación exponencial.

- Declinación hiperbólica: ésta considera que el ritmo de declinación varía con el tiempo. Es el resultado de los mecanismos de empuje, naturales o artificiales que disminuyen el abatimiento de presión comparado con la declinación causada por la expansión del aceite. La declinación hiperbólica es la que se presenta con mayor frecuencia, figura 3.7. Presente en los yacimientos que tienen como mecanismo de empuje gas en solución, casquete de gas o acuífero activo asociado, así como los que utilizan empuje artificial.

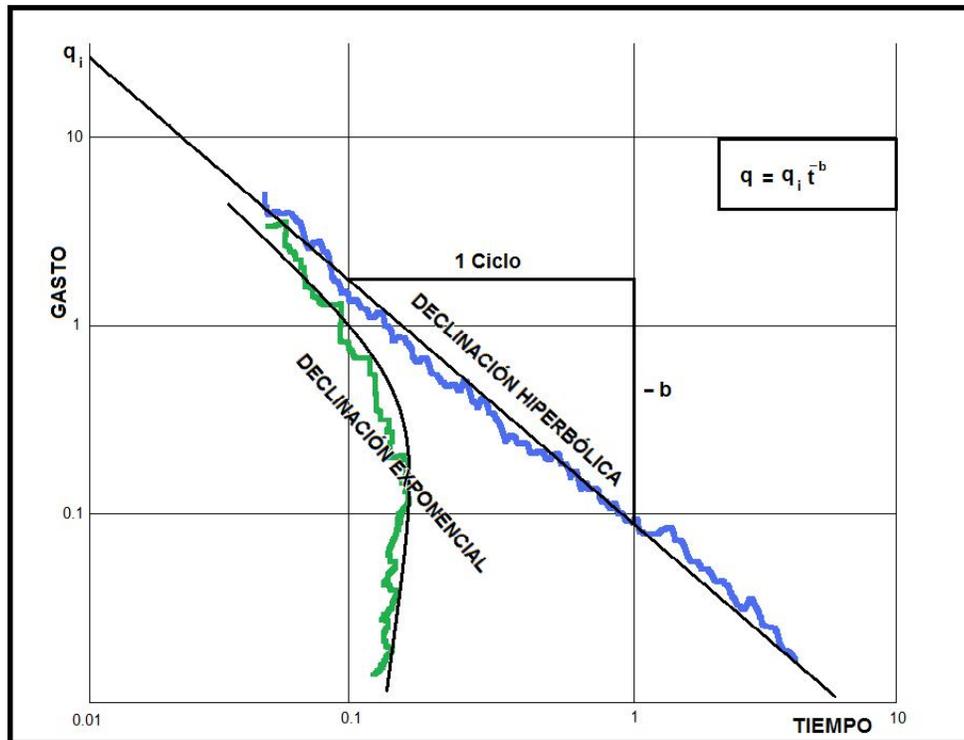


Figura 3.7 Declinación hiperbólica.

- Declinación armónica: es un caso particular de la declinación hiperbólica, cuando el valor de $b=1$. En este caso la rapidez de declinación D , es proporcional al gasto q . Algunas veces se presenta cuando la producción está sujeta a segregación gravitacional $q = q_i t^{-1}$.

Hay diferentes tipos de gráficas en las que se puede notar la declinación y sirve como indicativo para saber cuándo hay producción de agua mala. Las curvas de q_o vs t y q_o vs N_p , son las que se utilizan con mayor frecuencia con el fin de interpretar la declinación de la producción aunque también hay otras:

- Gasto de producción vs. tiempo (q_o vs. t).
- Gasto de producción vs. producción acumulada (q_o vs. N_p)
- % de agua producida vs. producción acumulada ($\%_w$ vs. N_p)
- Profundidad del contacto agua-aceite vs. producción acumulada (h_{woc} vs. N_p)

Gráfica de gasto de producción vs. tiempo (q_o vs. t)

Esta es una gráfica tipo log-log (logarítmica) de los gastos de producción de aceite y de agua contra el tiempo. Los pozos que son candidatos para el control de agua

suelen mostrar un incremento en la producción de agua y un decremento en la producción de aceite, casi en forma simultánea; es decir, el gasto de aceite disminuye porque el gasto de agua aumenta.

La figura 3.8 muestra la gráfica de producción de agua y aceite contra el tiempo y puede ayudar en la identificación de los problemas de agua producida. Algún cambio simultáneo y repentino, que indique un incremento de agua con reducción de aceite es un indicativo de que se requiere un tratamiento para el control de agua producida.

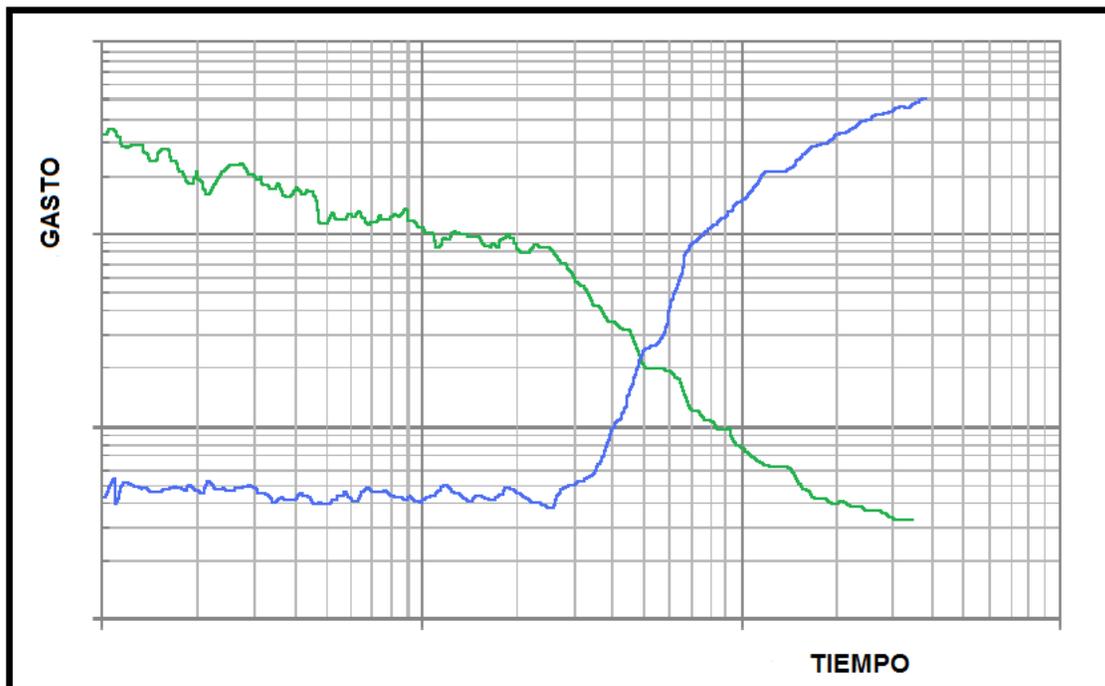


Figura 3.8 Gráfica logarítmica de los gastos de producción para diferentes periodos.

Gráfica de gasto de producción vs. producción acumulada (q_o vs. N_p)

Estas curvas se representan por gráficas semilogarítmicos del gasto de aceite y el gasto de agua, con respecto a la producción de aceite acumulado.

El agotamiento normal del yacimiento produce una curva cuya tendencia es rectilínea (en la curva del gasto de aceite), 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, así como la entrada de agua, figura 3.9.

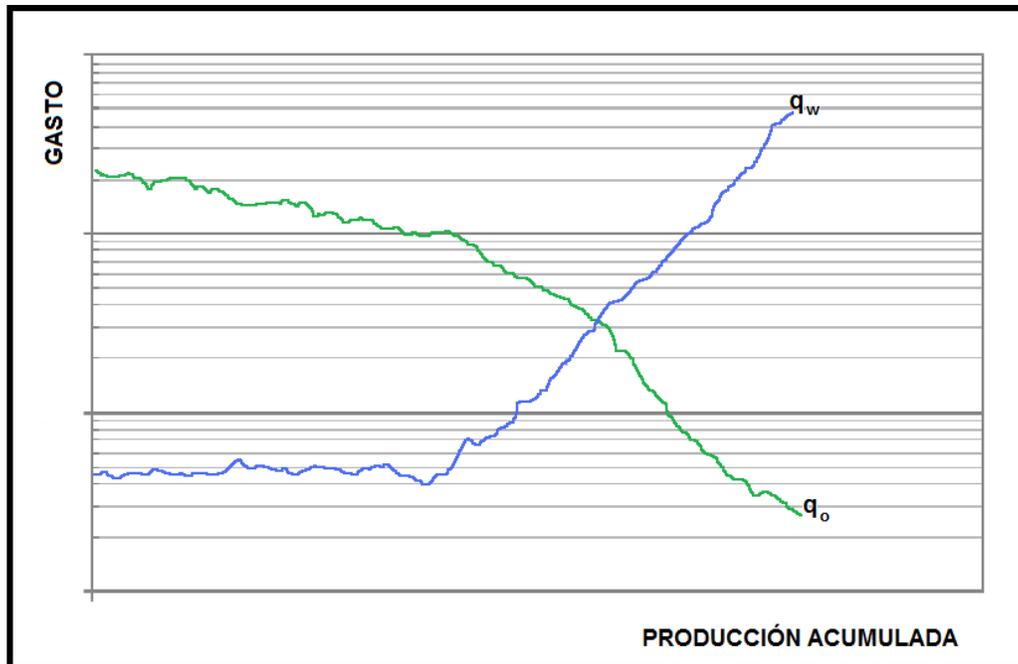


Figura 3.9 Muestra un cambio brusco en las pendientes de aceite y agua, constituyendo una advertencia de que el exceso de agua puede estar afectando la producción normal.

Gráfica de % de agua producida vs. producción acumulada ($\%_{ow}$ vs. N_p)

Estas gráficas obtenidas a lo largo de la vida productiva del pozo, muestran el incremento del corte de agua en diferentes periodos de producción. Al principio se estará produciendo con un porcentaje de agua constante, esto indica que se está produciendo agua congénita, agua buena. Pero cuando el porcentaje de agua producida se comienza a incrementar, se debe identificar su origen.

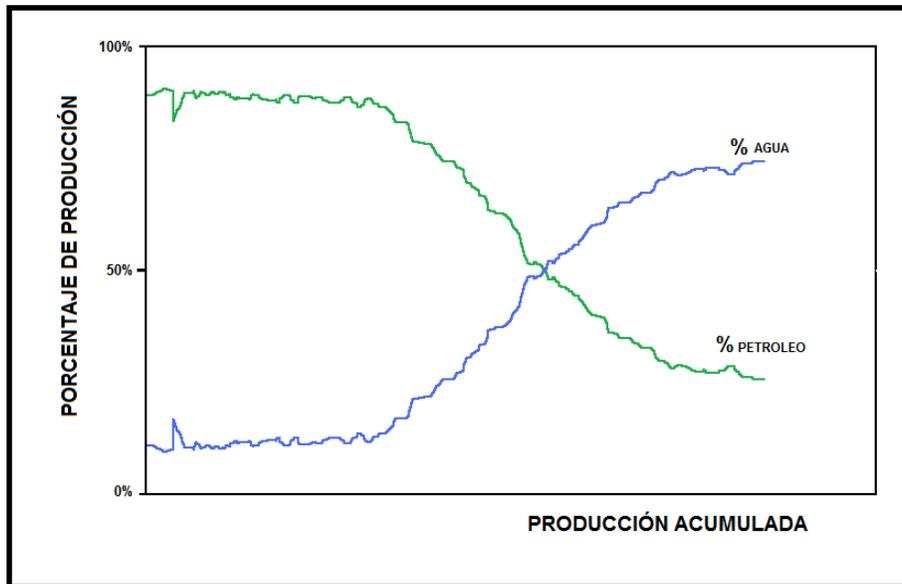


Figura 3.10 Gráfica con los porcentajes de producción tanto de agua como de aceite.

En la gráfica 3.10 se observa cómo empieza a incrementar el porcentaje de agua después de un periodo previo de producción, en el cual se había mantenido casi constante.

Gráfica de profundidad del contacto agua-aceite vs. producción acumulada (h_{woc} vs. N_p)

Para obtener esta curva se grafica el nivel del contacto agua-aceite con respecto a la producción acumulada, solo para pozos con acuífero asociado. Dependiendo de que tanto vaya disminuyendo la profundidad del contacto agua-aceite se harán los cálculos necesarios para saber qué tanto de la reserva se tiene en el yacimiento.

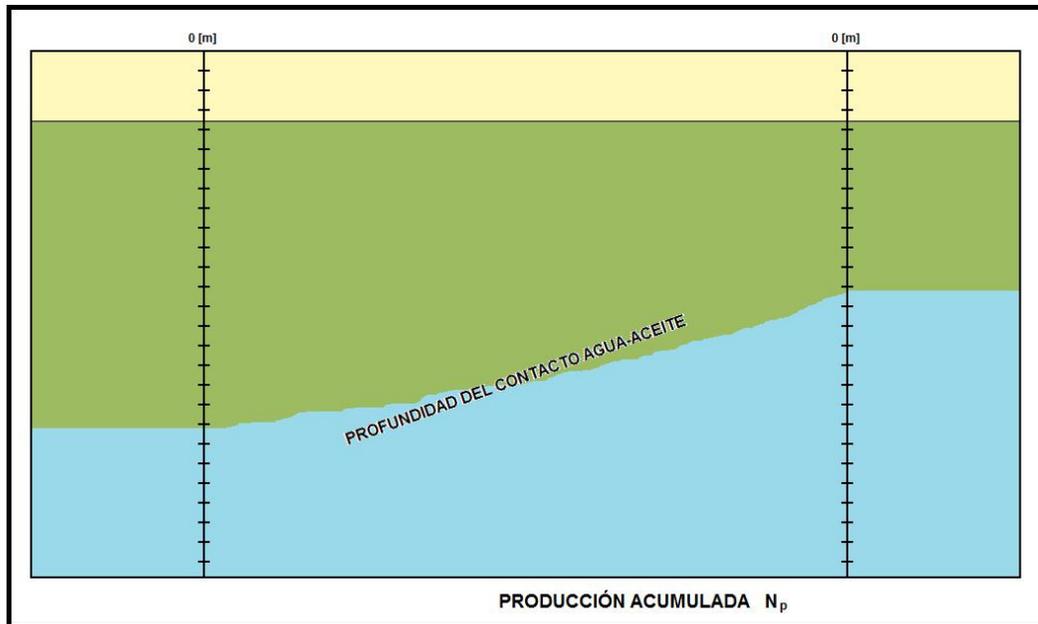


Figura 3.11 Gráfica que ilustra el movimiento del contacto agua-aceite conforme la producción acumulada se incrementa.

3.3. Diagnósticos para determinar la fuente de agua producida

Se ha generado una serie de gráficas de diagnóstico para identificar la fuente de agua producida. Las gráficas logarítmicas (log-log) de la WOR vs. tiempo, fueron creadas para identificar la fuente de agua producida, de acuerdo con el comportamiento que presentaba. Pero no eran lo suficientemente claras para distinguir entre una y otra de las fuentes, pues siguen tendencias muy parecidas y solo ingenieros con experiencia pueden identificar entre una u otra. Sin embargo fue la base para investigaciones futuras. Fue en **1995** cuando **K.S. Chang**⁸, desarrolla y publica un método para identificar la fuente de agua producida. Dicha técnica se basa en estudios previos del comportamiento de las gráficas de la WOR vs. tiempo.

La construcción de las gráficas logarítmicas propuestas por K.S. Chang⁸, constan de la curva de la WOR vs. tiempo, así como de la curva WOR' (Derivada de la WOR) vs. tiempo. Esta técnica para identificar la fuente de agua, está comprobada mediante estudios de simulación de yacimientos.

Las siguientes tendencias de las curvas mostradas por las gráficas logarítmicas, son empleadas principalmente para diagnosticar la fuente del agua producida, de tal manera que se pueda seleccionar un método de control adecuado. Existen tres tendencias básicas en las curvas, adecuadas para ayudar a distinguir entre los tres grupos principales de la posible entrada de agua.

3.3.1. Identificación de fugas y canalización detrás de la TR

Para identificar cuándo se trata de un problema relacionado con fugas y/o canalización detrás de la TR, es útil revisar el comportamiento de la gráfica de la relación agua-aceite (WOR), estos problemas se presentan, principalmente, inmediatamente después de que el pozo comienza a producir, pero pueden estar presentes en cualquier momento de la historia del pozo.

El comportamiento normal de la WOR para cualquier pozo, en condiciones normales, muestra un periodo con tendencia horizontal de valor constante. Este valor depende de la saturación inicial de agua. En un segundo periodo se observa cómo va incrementando el valor de la WOR debido al decremento en la saturación de aceite en el yacimiento, figura 3.12.

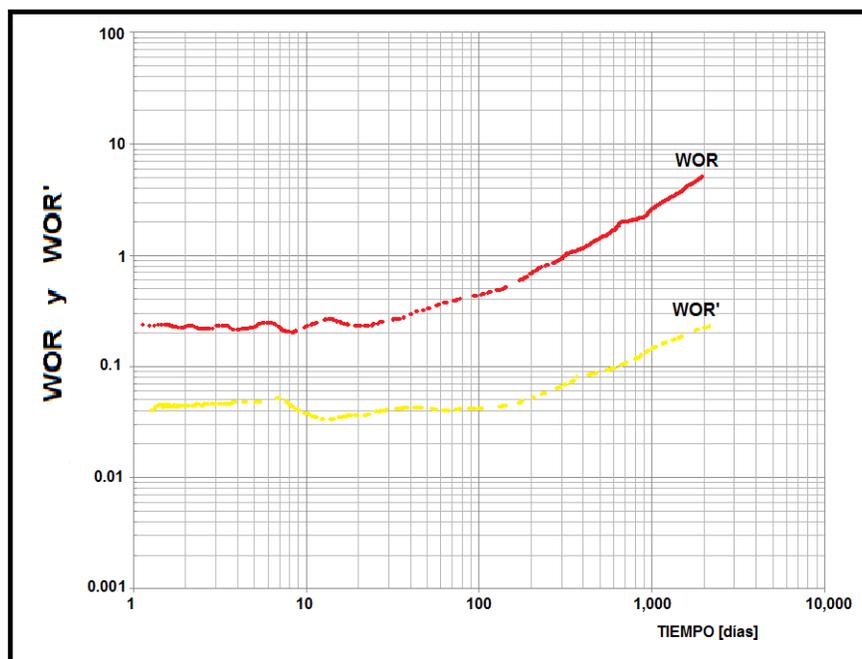


Figura 3.12 Tendencia de la WOR y WOR' para el comportamiento normal de un pozo.

Los pozos que presentan un incremento repentino en el corte de agua, pueden tener un problema con fugas o canalización detrás de la TR, figura 3.13. Este repentino incremento en la producción de agua, se debe a que el canal de agua no se ve afectado por la permeabilidad de la formación, así que el agua tiene mayor facilidad para fluir a través de él. La presión también es un factor importante en esta fuente de agua, pues es muy probable que el agua provenga de un acuífero que se encuentra más profundo que el yacimiento, y por ende estará sujeto a una mayor presión hidrostática que favorecerá el flujo de agua.

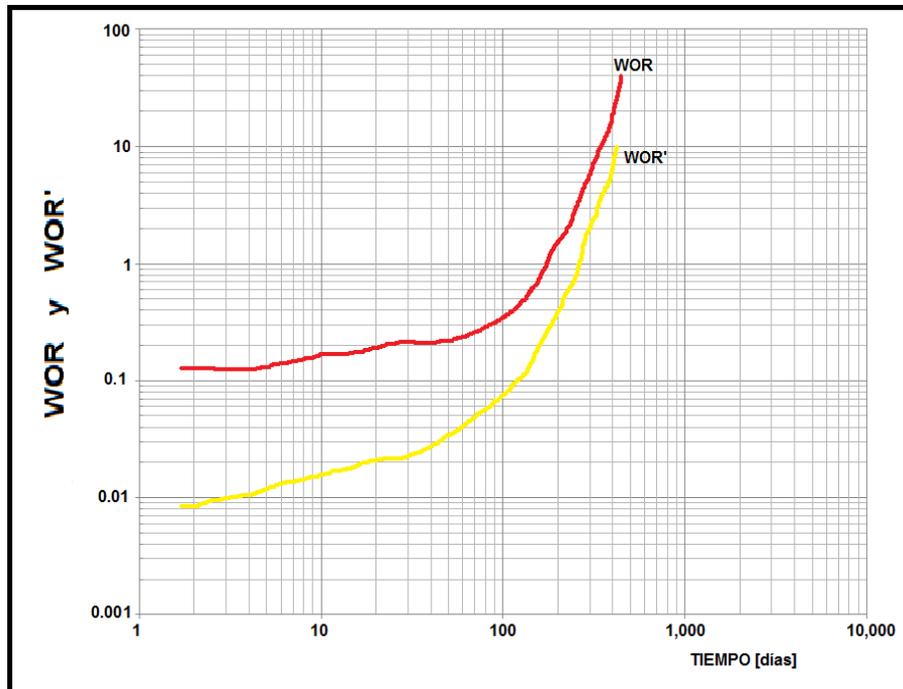


Figura 3.13 Tendencia de la WOR y WOR' para identificar problemas de canalización y roturas en la TR.

Una vez que el agua encuentra un canal detrás de la TR, debido a un mal trabajo de cementación, sustituirá la producción de aceite. Es por eso que en la gráfica de la WOR se ve un brusco incremento en el valor del corte de agua.

Un aumento abrupto de ambas curvas WOR y WOR', indica la existencia de flujo proveniente de las cercanías del pozo, tal como problemas con fugas y canalización.

3.3.2. Identificación de digitalización de agua

Utilizando la gráfica de la WOR vs. tiempo, también es posible identificar la presencia de digitalización, figura 3.14. La gráfica de la WOR puede dividirse en tres periodos característicos para dicha fuente de agua producida.

En el primer periodo, se tiene una WOR constante, que se debe particularmente a la producción de agua congénita. Este periodo es relativamente amplio, dependiendo principalmente del espaciamiento entre pozos (productores e inyectores), el gasto de inyección, caída de la presión o del gasto, saturación de agua inicial y el espesor de los estratos productores. Esto en función de la movilidad del frente de agua.

Físicamente, el aumento de la WOR para digitalización, se inicia con el rompimiento del agua para un estrato, en un yacimiento estratificado. Esta capa invadida no es necesariamente la de mayor espesor pero sí la de mayor permeabilidad. Si los cambios de la permeabilidad no son grandes, la saturación de agua inicial y su distribución a lo largo de los estratos, se convierte en uno de los factores dominantes.

En el segundo periodo, después del rompimiento del frente de agua en la capa de mayor permeabilidad, la pendiente de la curva de la WOR se incrementa muy rápidamente. El comportamiento de la WOR para cuando exista digitalización depende de la permeabilidad relativa al agua y la saturación de agua inicial. Para el fin de este segundo periodo, se muestra el incremento de la WOR manteniendo el mismo gasto de producción. Esto corresponde al rompimiento del frente de agua para el siguiente estrato con mayor permeabilidad.

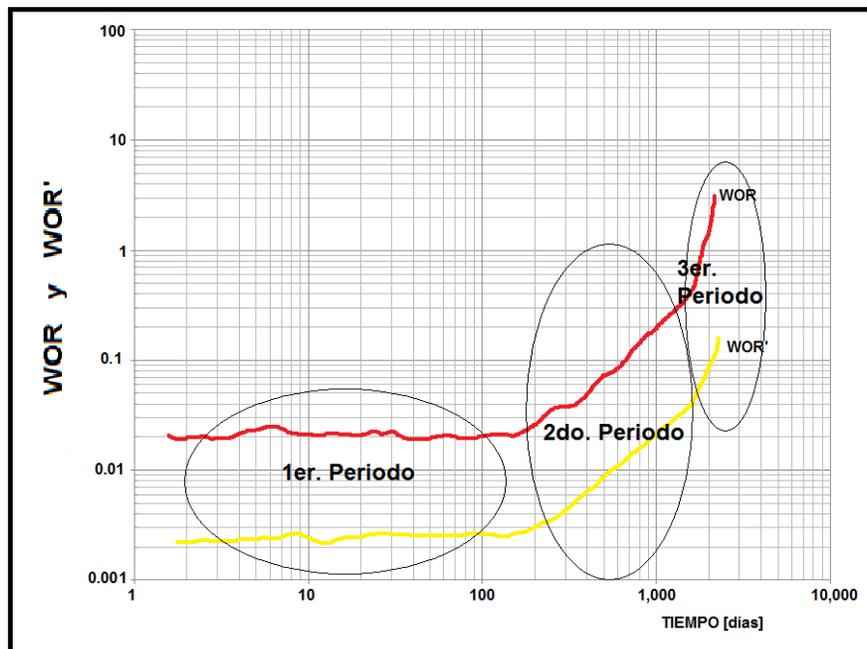


Figura 3.14 Tendencia de la WOR y WOR' para identificar digitalización de agua hacia el pozo, con tres periodos característicos.

El tercer periodo está marcado por el rompimiento del frente de agua en el segundo estrato de mayor permeabilidad, en este periodo se observa un nuevo incremento en la pendiente de la curva de la WOR. De no hacer nada y seguir produciendo, los estratos se irían inundando uno a uno, hasta que todo el yacimiento produzca solo agua, pero esto no se hace, pues antes de que todos los estratos estén produciendo solo agua, se habrá llegado al límite económico.

Al graficar la WOR y WOR' vs. tiempo, las curvas muestran un incremento gradual tanto de la WOR, como de la WOR'. Cuando el frente de agua avanza en la zona de alta permeabilidad e irrumpe al pozo, el incremento del corte de agua aumenta gradualmente hasta que la siguiente zona de mayor permeabilidad irrumpe al pozo, se verá un nuevo incremento en la WOR.

La respuesta de estas curvas es la misma para cuando se tiene entrada de agua por presencia de un contacto agua-aceite dinámico.

3.3.3. Identificación de conificación

La gráfica de la WOR para un pozo que tiene problemas de conificación de agua, tiene un comportamiento muy particular, figura 3.15. Y también se pueden observar 3 periodos representativos del comportamiento de la WOR.

El primer periodo representa el comportamiento de la WOR debido solo a la producción del agua congénita del yacimiento. Este comportamiento de la curva tiene una tendencia constante y es observado en una etapa inicial de la vida productiva del pozo. El valor de la WOR inicial depende de la saturación inicial de agua y su distribución a lo largo del yacimiento, así como de la permeabilidad relativa. La amplitud de este periodo está sujeta a la energía del mecanismo de producción de agua, y su fin está marcado por el incremento de la WOR, fuera del valor constante.

A menudo el incremento de la WOR se presenta en un corto periodo de producción, depende de varios parámetros pero principalmente de la distancia entre el WOC (Contacto agua-aceite) y la base del intervalo disparado, más cercano, la permeabilidad vertical y el ritmo de producción. Físicamente la conificación de agua se presenta cuando el agua del acuífero se ha acercado al fondo del intervalo productor.

En el segundo periodo el valor de la WOR se incrementa gradualmente, pero estos incrementos son relativamente bajos. El valor de la WOR nuevamente se hace constante para el fin del periodo. Durante este periodo, el agua no se conifica tan rápido, primero solo asciende para cubrir más del intervalo disparado y después se expande radialmente. Al inicio este cono producirá agua y aceite, hasta que la saturación de aceite dentro del cono alcance el nivel de saturación de aceite residual.

En el tercer periodo, el cono se ha desarrollado. Y la sección del intervalo alcanzado por el cono se convertirá en un canal de alta conductividad para el

agua. El pozo principalmente producirá agua en la base de los disparos, la WOR se incrementa principalmente en este tercer periodo.

Si no se hace nada para detener la conificación de agua, el cono puede seguir creciendo hasta cubrir todo el intervalo productor. En este momento solo se producirá agua.

La gráfica de la WOR vs. tiempo, puede ser de ayuda para el ingeniero de producción para identificar un problema de conificación en un pozo productor de aceite, pero el uso de esta gráfica requiere que el ingeniero esté relacionado con dicha fuente de agua producida, pues no es muy obvia su identificación.

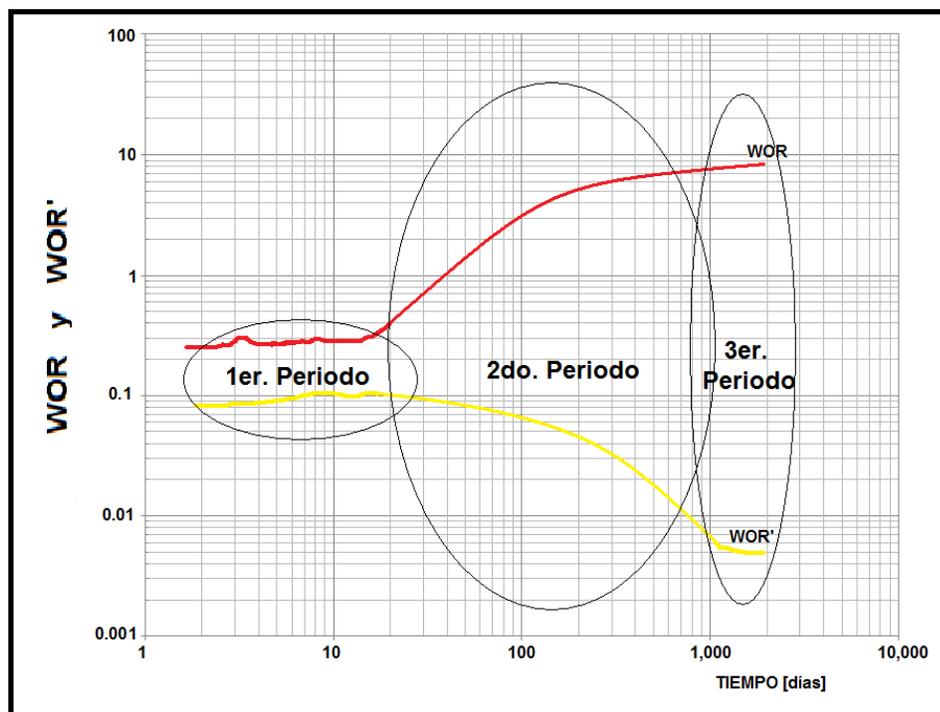


Figura 3.15 Tendencia de la WOR y WOR' para identificar conificación en pozos productores con tres periodos característicos.

Si se grafica la WOR' vs. tiempo, la identificación de este mecanismo de producción de agua es más fácil de identificar. Pues la curva tendrá una pendiente negativa en el segundo periodo de la curva. Entonces si se grafican las dos curvas WOR y WOR' en una misma gráfica, se verá una tendencia creciente de la WOR. Mientras que para la WOR' la tendencia presenta una pendiente negativa.

3.3.4. Sísmica de lapso 4D

Otra forma de identificar la entrada de agua al pozo es mediante la utilización de sísmica de lapso (sísmica 4D).

Los estudios sísmicos actualmente son pieza clave en los trabajos de ingeniería petrolera, con el afán de mantener la producción de un campo. Nuevas formas de emplear los datos han sido descubiertas, lo que ha permitido traspasar los límites de la exploración, empleándose los avances tecnológicos logrados en adquisición y procesamiento de datos sísmicos para mejorar el rendimiento de los activos de aceite y gas.

Para entender cómo se comporta un yacimiento se necesita de mediciones y observaciones del mismo en distintos periodos de tiempo; una importante herramienta Geofísica utilizada para este propósito es la que se conoce como sísmica de lapso (4D), la cual revela cambios en las propiedades del yacimiento, mediante la comparación entre dos diferentes estudios realizados en diferentes instantes. Con la sísmica de lapso se pueden explicar los cambios en algunas propiedades del yacimiento y sus componentes, como parámetros elásticos de las rocas, pero principalmente del movimiento de los fluidos a lo largo del tiempo, figura 3.16.

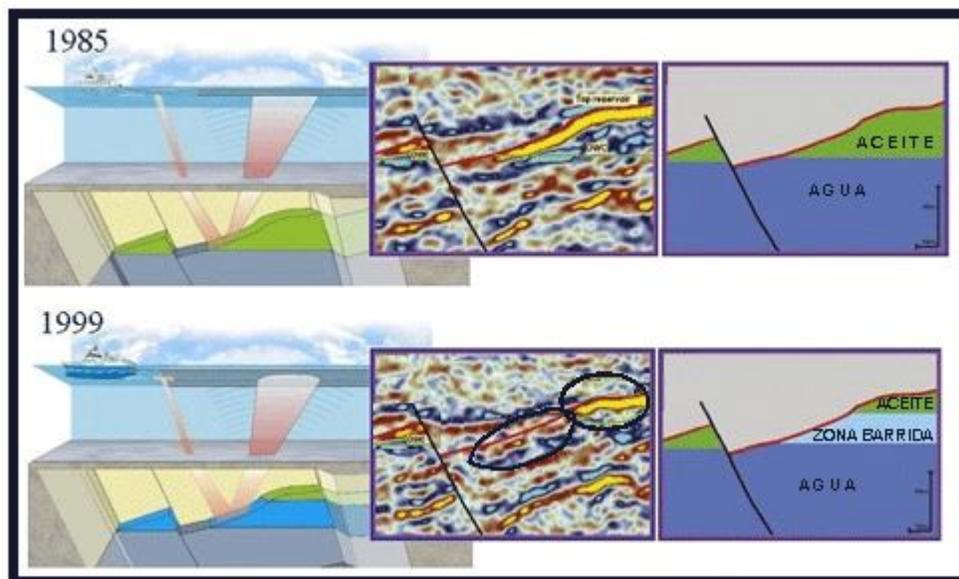


Figura 3.16 Monitoreo del movimiento de los fluidos mediante la sísmica de lapso 4D.

Visualizar como se desplazan los fluidos en el yacimiento se puede lograr puesto que las respuestas en sísmicas de reflexión varían de forma proporcional a la

saturación de fluidos y presión en el yacimiento. Se debe considerar que la geología, estructural y estratigráfica, del yacimiento es constante, lo cual, no es del todo cierto ya que durante la producción se tienen procesos de subsidencia, compactación y disminuciones de porosidad. Para casos prácticos de sísmica 4D, las únicas variables son principalmente la presión, la temperatura y la saturación.

Puesto que lo que nos importa monitorear más que los cambios en la geología, es el movimiento de los fluidos, principalmente del aceite, la utilización de la sísmica 4D puede ser de gran ayuda para identificar cualquiera de las posibles fuentes de agua en un pozo petrolero, figura 3.17. Permite visualizar el movimiento del agua proveniente de un acuífero subyacente o de un pozo inyector y así distinguir entre cualquiera de las fuentes de agua.

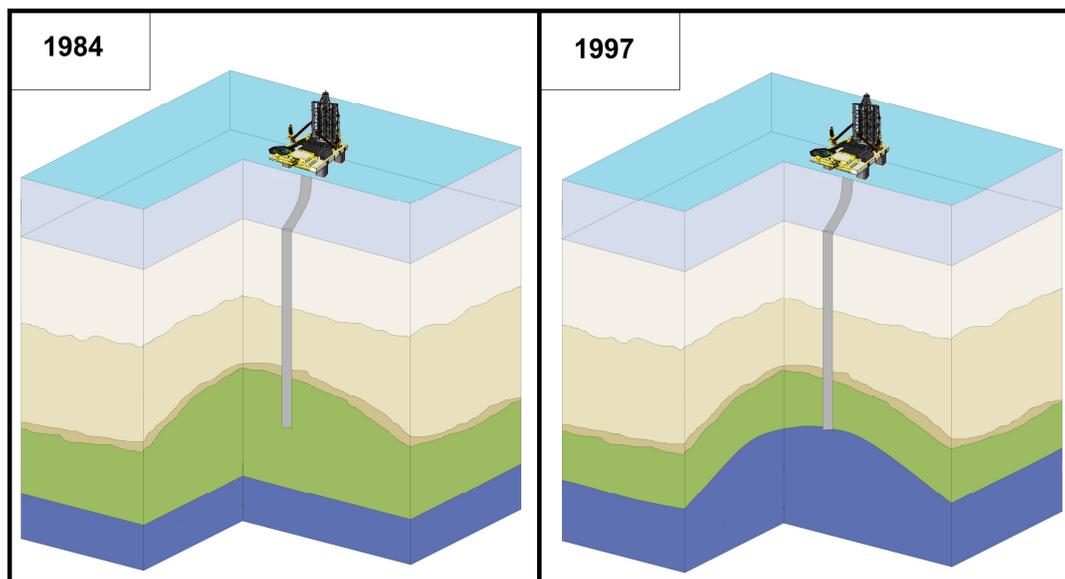


Figura 3.17 Identificación de la fuente de agua mediante la sísmica 4D.

La sísmica de lapso es todavía un tópico en desarrollo, sin embargo, el sentido común indica que los beneficios de esta tecnología, son claramente amplios y pueden emplearse en el análisis de la producción.

3.4. Diagnósticos para localizar el punto de entrada de agua en el pozo

Una adecuada selección del tratamiento para el control de agua requiere un cuidadoso examen de los datos disponibles con el propósito de entender la fuente

del agua producida y la correcta identificación del punto de entrada de agua al pozo.

La finalidad de hacer un buen diagnóstico y localizar la entrada de agua es necesaria para saber donde tiene que ser dirigido el tratamiento para su remediación. La ubicación exacta de la entrada de agua nos puede ayudar a la identificación de la fuente de agua producida, así como a la selección del mejor tratamiento para la remediación.

Para identificar el punto de entrada del agua se pueden utilizar diferentes herramientas:

- Registros de producción:
 - Registro de temperatura
 - Registro de molinete
 - Registro de gradiomanómetro
 - Registro de neutrón pulsado
 - Registro de ruido
 - Registro de cementación
- Borehole Video

3.4.1. Registros de producción e integridad de la tubería

Históricamente los registros geofísicos de pozos han provisto de información valiosa para llevar a cabo y con éxito los trabajos de exploración y producción de hidrocarburos. Dicha información resulta ser muy variada, pues hoy día los registros pueden realizarse no solo en agujero descubierto, sino también en pozos con tubería de revestimiento, así como en pozos en la etapa de producción y pozos inyectoros.

Se puede definir un Registro Geofísico de Pozos como la representación digital o analógica de una propiedad física o química de la formación que se mide con respecto de la profundidad en un pozo.

Para que un pozo petrolero sea explotado de manera óptima, pero racional, sin tener que sacrificar una larga vida productiva del pozo por un corto periodo de producción con altos gastos, los ingenieros deben dictar ciertos lineamientos a

seguir sobre cómo debe producir un pozo; para ello, se requiere tener un claro entendimiento del comportamiento de los fluidos dentro de la formación, a lo largo de la tubería y en superficie. Los gastos de producción deben revisarse desde el punto de vista técnico y económico: conociendo las características del yacimiento y del pozo, así como inversiones, contratos y comercialización.

Los registros de producción pueden considerarse como una rama de los registros geofísicos y son los registros que se deben tomar después de que se han cementado las tuberías de revestimiento, colocado el aparejo de producción y disparado el o los intervalos productores, es decir, después de la terminación del pozo.

Los registros de producción ayudan a verificar la integridad de los componentes del estado mecánico del pozo (tubería, empacadores, tapones, válvulas y todos los componentes que integran el pozo), eficiencia de la cementación (si la cementación no es eficiente es posible que se produzca migración de fluidos detrás de la TR), ayudan a establecer que disparos están produciendo, de donde vienen los fluidos que se están produciendo y/o cual es el perfil de inyección, así como para localizar contactos agua-aceite y gas-aceite, determinar la saturación y otros parámetros de flujo.

Los registros de producción son utilizados para identificar ¿Qué fluido fluye?, ¿Cuánto fluye?, y ¿De dónde proviene?, así como para evaluar la integridad física de la tubería, ya que los problemas relacionados con esta se ven reflejados en la producción. El movimiento de fluidos a veces está relacionado con problemas mecánicos en la tubería, como canalización detrás de la TR, fugas y fracturas en la tubería y aditamentos (empacadores, tapones, coples, etc.).

Algunos autores consideran que los registros de producción se deberían dividir en los que miden la producción (registros de producción) y los que monitorean la integridad de la tubería (registros de integridad de tubería).

Registro de temperatura

Se trata de la medición de temperatura dentro del pozo a diferentes profundidades, que se interpreta mediante la localización de anomalías o desviaciones respecto de un gradiente de referencia, gradiente geotérmico. La herramienta utiliza un termómetro especial el cual arroja lecturas continuas de temperatura.

El registro de temperatura la mayoría de las veces proporciona una respuesta cualitativa, aunque también existen técnicas cuantitativas. Este registro es de

suma importancia ya que el conocimiento de la temperatura del pozo se utiliza para detectar correctamente el movimiento de fluidos, para diferenciar entre entradas de gas o líquido, localización de canales y fracturas, para los perfiles de inyección, entre otras aplicaciones.

El registro de temperatura muestra anomalías frías y/o calientes, referidas a un gradiente geotérmico.

Las temperaturas medidas dentro del pozo, en ausencia de algún disturbio térmico corresponden al perfil geotérmico; sin embargo, es prácticamente imposible tener un pozo en tales condiciones. Existen al menos tres grandes causas por las que la temperatura de un perfil de pozo, varía:

- Movimiento de fluidos al pozo
- Cambio de condiciones del pozo a lo largo del tiempo
- Producción y/o inyección en pozos vecinos

Los registros de temperatura indican el punto donde entran los fluidos al pozo. Las anomalías frías por lo regular se deben a la expansión de los gases, mientras que las anomalías caliente se deben a la entrada de líquidos provenientes del mismo estrato o de alguno inferior. Además de localizar la entrada de fluidos, también sirve para localizar canalización detrás de la TR.

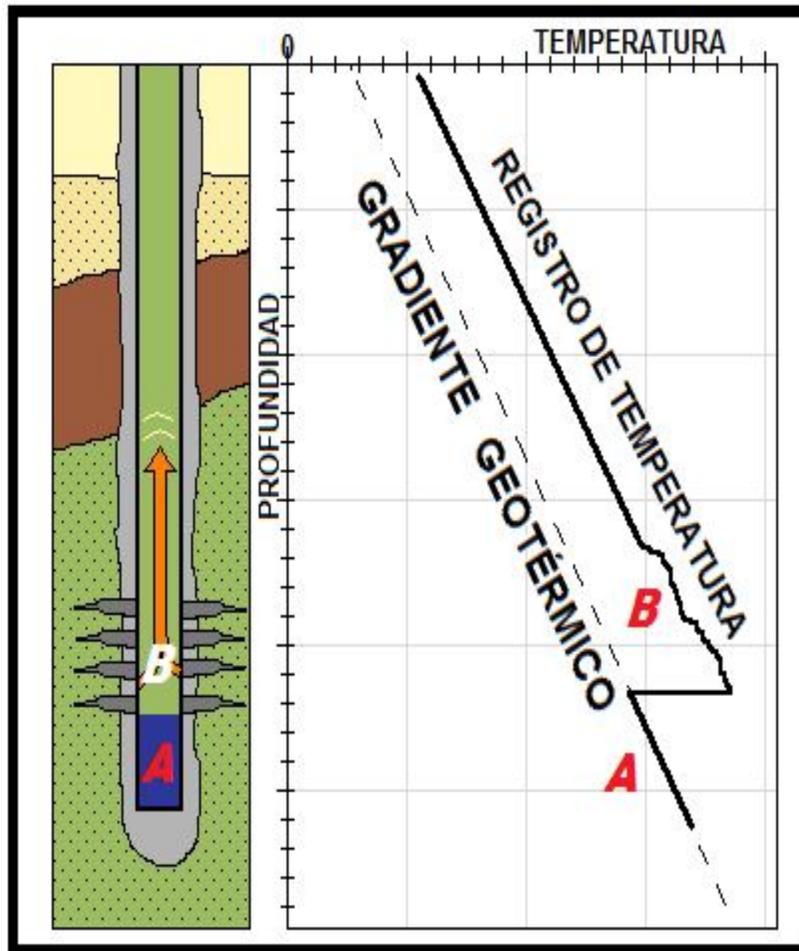


Figura 3.18 Comportamiento del registro de temperatura ante la entrada de líquidos.

El registro de temperatura en un pozo productor de aceite se vería de la siguiente manera, figura 3.18: en el fondo del pozo (sección "A"), por debajo de los disparos hay fluido en estado estático, este fluido se encuentra en equilibrio térmico con las vecindades del pozo y el registro de temperatura en esta sección, muestra un comportamiento idéntico al gradiente geotérmico. En la región de los disparos (sección "B"), donde el aceite entra al pozo, se muestra un incremento de temperatura, que hace que las lecturas del registro se alejen a la derecha del gradiente geotérmico. El líquido una vez viajando en la tubería vertical, tenderá al equilibrio y mostrará una tendencia paralela a la del gradiente geotérmico.

En la figura 3.19 se muestra un pozo productor con problema de canalización detrás de la TR. Suponiendo que el acuífero asociado, invadió el intervalo inferior y que se aisló esa sección para que el intervalo superior siguiera produciendo, pero debido a la poca adherencia del cemento, el agua se canalizó detrás de la TR y se produce por los disparos.

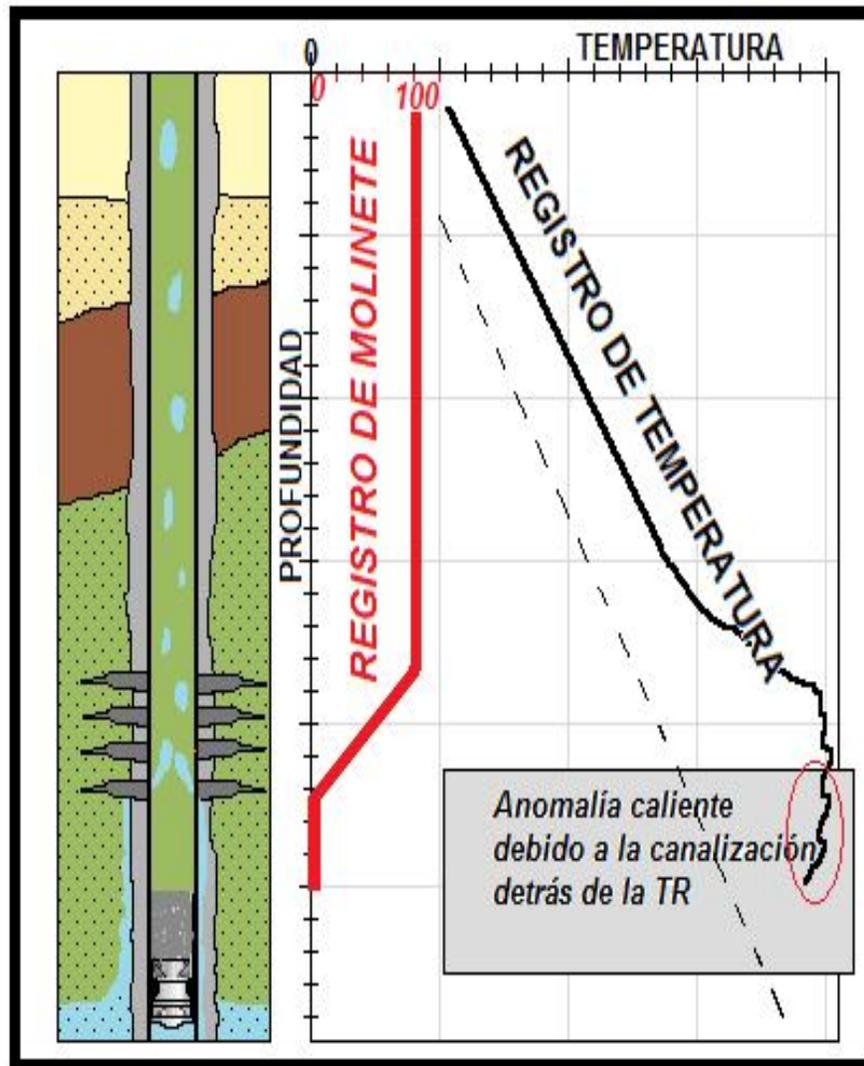


Figura 3.19 Identificación de canalización utilizando el registro de temperatura.

Al correr la sarta de registros de producción, el registro de temperatura indica que hay producción desde el fondo. Esto podría ser posible si el trabajo para aislar la zona invadida fue deficiente. Pero antes de tomar una decisión se analizan otros registros para tener más información.

El medidor de flujo es el indicado para disipar las sospechas. El registro de molinete muestra que no hay producción por debajo de los disparos, lo que indica que la anomalía de temperatura se produce por el movimiento de los fluidos por fuera de la TR. La única manera de explicar este fenómeno es por la existencia de un canal detrás de la tubería. El registro de temperatura, a diferencia del molinete, se ve afectado no solo por el interior del pozo, sino también por el ambiente que lo rodea.

Cuando se trata de gas ingresando al pozo, existe una reducción de la temperatura, dando como resultado una anomalía fría que caracteriza la entrada de gas, pero no necesariamente todas las anomalías frías corresponden a entrada de gas. Si un líquido más frío por encima del punto de entrada fluye hacia la entrada a través de un canal tras la tubería, el fluido que ingresa al pozo estará a una temperatura más baja que la del perfil geotérmico (Figura 3.20).

Registrando la temperatura del líquido a lo largo de su trayectoria se nota que el líquido entra al canal en el punto "A" y con una temperatura igual a la de la formación de donde proviene, el líquido descende a través del canal e ingresa al pozo en los disparos, el resultado es lo que parecería una anomalía fría en el punto "B" del registro de temperatura, aunque se trate de una entrada de líquido y no de gas.

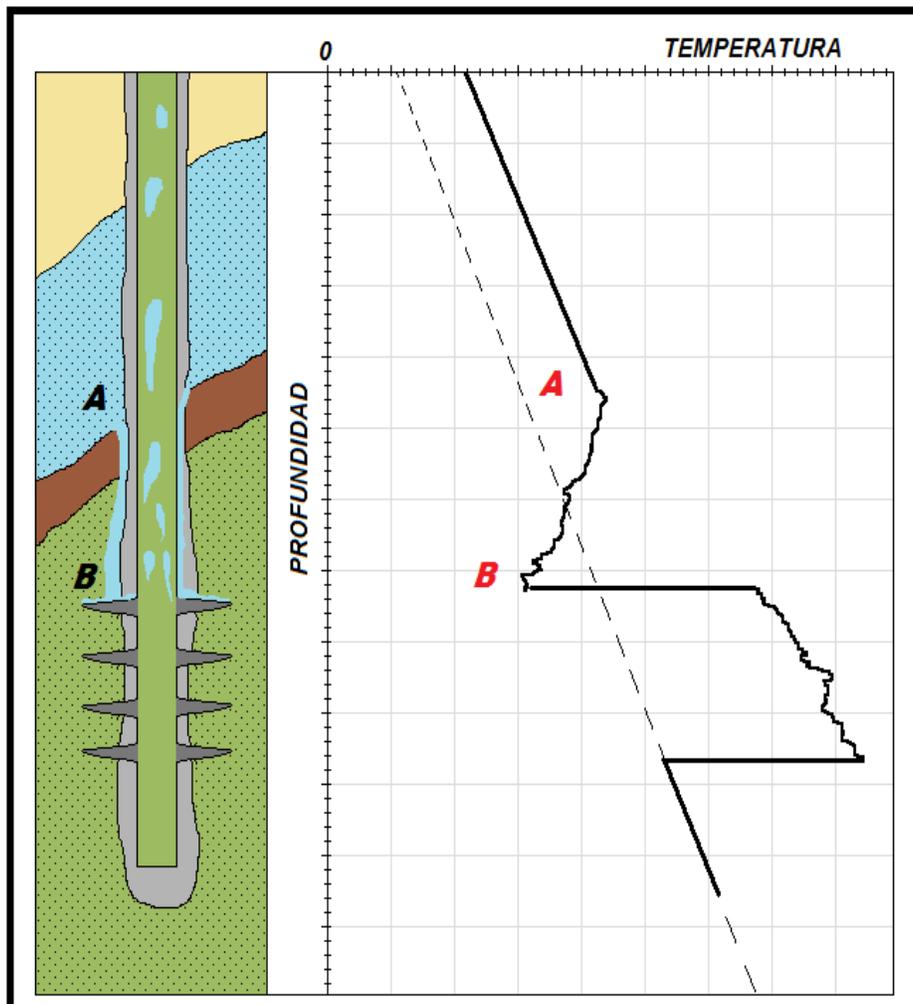


Figura 3.20 Canalización de un fluido frío hacia la zona disparada, identificada con ayuda del registro de temperatura.

Otra ocasión en la que una anomalía fría no corresponde con una entrada de gas se muestra en la figura 3.21. En C, un líquido entra con la temperatura del perfil geotérmico y se mezcla con el flujo de mayor temperatura proveniente del intervalo inferior. En primera instancia, parecería tenerse una entrada de gas en el registro, cuando en la realidad sólo se trata de un equilibrio térmico entre dos líquidos producidos.

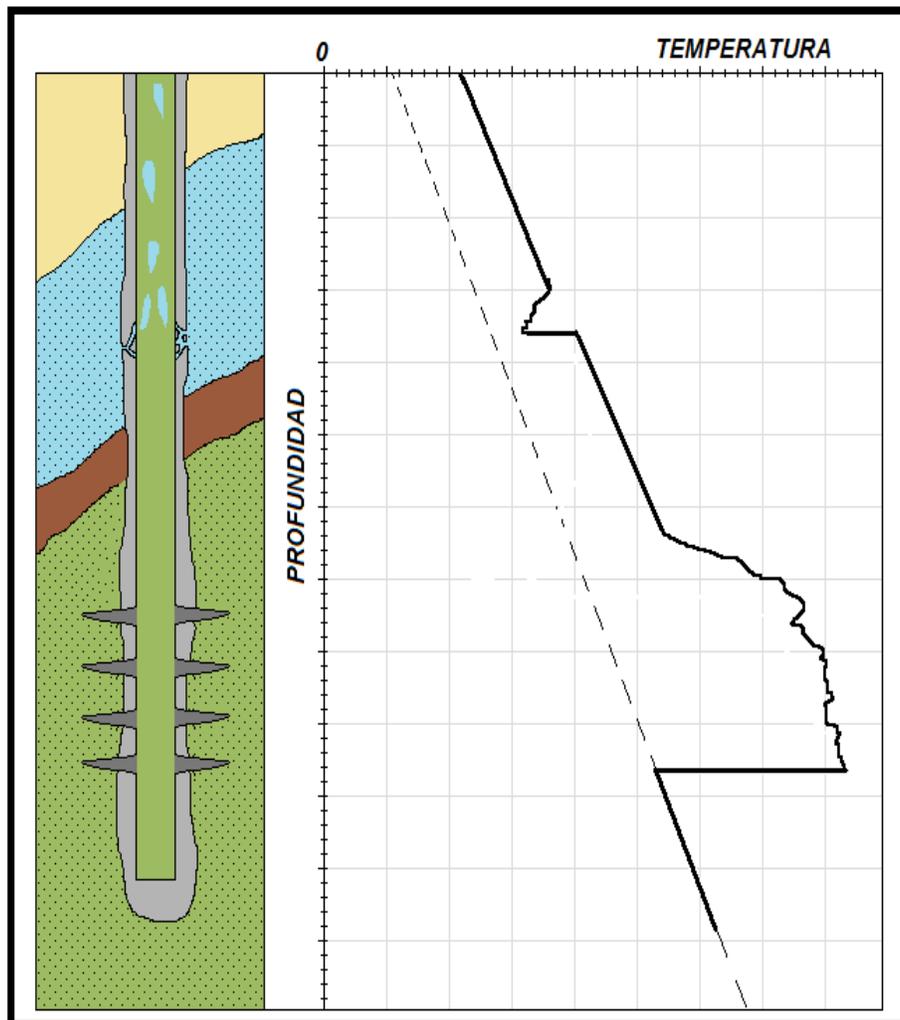


Figura 3.21 Anomalía fría causada por la entrada de líquidos en un intervalo superior.

Es indispensable acompañar la lectura de los registros de temperatura con otros para identificar todas las variaciones en las lecturas y no hacer diagnósticos erróneos.

Registro de molinete

El molinete es un velocímetro tipo hélice que se utiliza para medir la velocidad de los fluidos dentro del pozo, la interpretación del registro indica zonas productoras o ladronas de fluidos. El principio básico de operación consiste en dos partes principales, una hélice que gira con el paso del fluido, y un mecanismo que permite contar el número de vueltas que da esta hélice. La velocidad de la propela está en función de la velocidad del fluido producido o inyectado, previamente a la operación de esta herramienta se deben realizar varias corridas de calibración con la finalidad de que la herramienta opere en condiciones óptimas.

A causa de la fricción mecánica, las aspas no giran cuando se tiene un flujo muy lento; pues se requiere una velocidad de flujo de entre 5 y 10 ft/min, aproximadamente, para proporcionar el suficiente torque para vencer la fricción mecánica. A ésta se le conoce como umbral rotacional del molinete. Cualquier dato adquirido cuando el molinete no está rotando tiene una incertidumbre de más-menos el umbral y por lo tanto, es poco útil en fluidos con poca velocidad.

Los registros arrojan gráficas llamadas perfiles de producción o inyección, según del pozo que se trate. Su correcta interpretación permite determinar el rango del flujo producido o inyectado. El método de un paso es el más sencillo para la interpretación del registro de molinete, emplea solo una corrida y está basado en la respuesta lineal del molinete al gasto total. Con este método, a la máxima respuesta de flujo se le asigna el valor de 100%, la respuesta más baja corresponde a un flujo de 0%. En cualquier punto entre ellos, el gasto es proporcional a la respuesta del molinete. De esta manera, la fracción del flujo total puede ser rápidamente calculada a lo largo del pozo, figura 3.22.

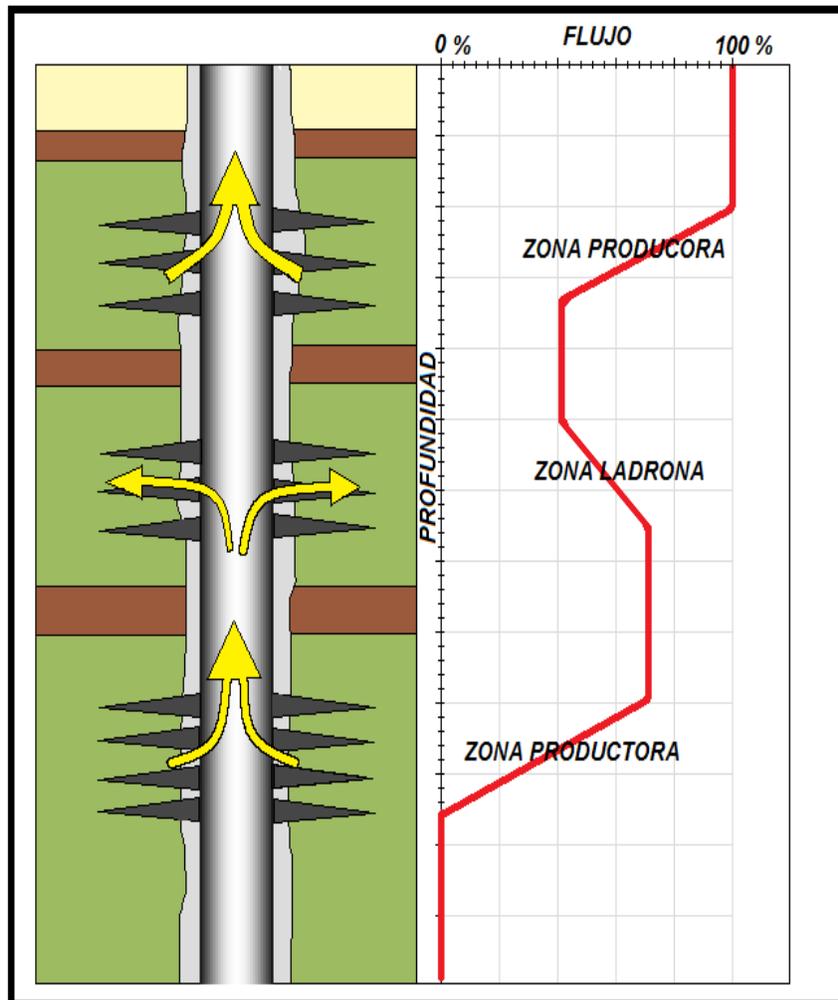


Figura 3.22 Identificación de zonas ladronas y productoras utilizando el medidor de flujo (molinete).

La respuesta arrojada por la herramienta que mide el flujo es ligeramente distinta si se corre el registro hacia arriba o hacia abajo en el pozo; esto se debe a que de forma descendente, el flujo es afectado muy poco por todo el set de herramientas.

Los molinetes pueden clasificarse en dos grupos, los de flujo continuo y los que emplean empacador. En los primeros, sólo una fracción del flujo total pasa a través de la herramienta, mientras en los segundos, se obliga a que todo el flujo sea medido.

Medidores de flujo continuo: estos dispositivos miden la velocidad de los fluidos dentro del pozo con la cual es posible determinar el gasto volumétrico del flujo. Se caracteriza porque sólo una parte del total de los fluidos producidos atraviesa la sección de medición en la herramienta, que se encuentra inmersa en el centro de la columna de fluido. Se corre tanto en pozos inyectores como productores, son

los medidores de flujo más empleados, se *clasifican en dos tipos*, los de diámetro pequeño y los de diámetro total.

- **Medidor de flujo continuo y diámetro pequeño:** pueden ser tomados en la TP y en la TR, así como en zonas de agujero descubierto.
- **Medidor de flujo continuo y diámetro total:** este molinete ofrece una mejor lectura de la velocidad de flujo media que los medidores de diámetro pequeño. Se trata de un molinete que posee aspas retráctiles las cuales se repliegan al ingresar al pozo y atravesar la tubería de producción, posteriormente la herramienta se abre para abarcar prácticamente todo el diámetro (75%) de la tubería de revestimiento o de la zona de agujero descubierto.

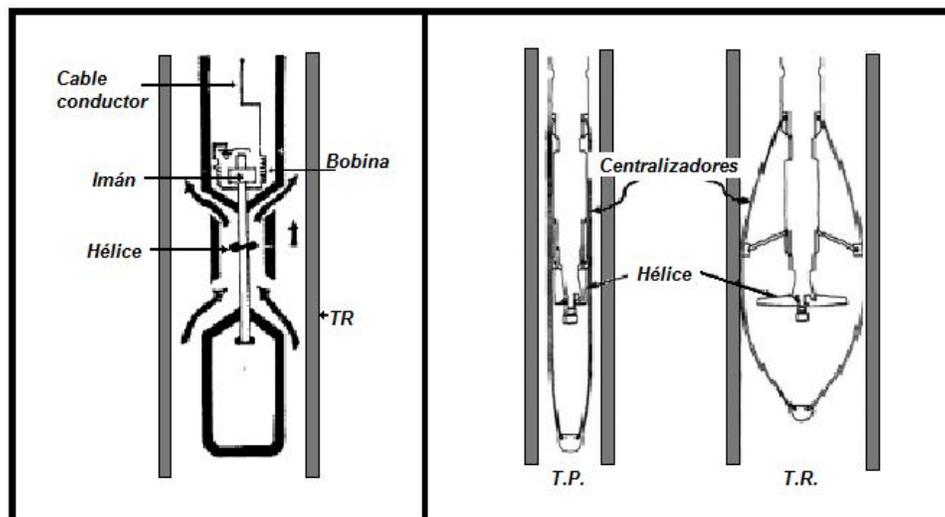


Figura 3.23 Medidores de flujo continuo de diámetro reducido y diámetro total.

Medidores con empacador: estos medidores de flujo desvían y obligan a todo el fluido a pasar a través de la hélice. Este tipo de medidores son corridos estáticamente a las diferentes profundidades de interés. En la Figura 3.24 vemos un ejemplo.

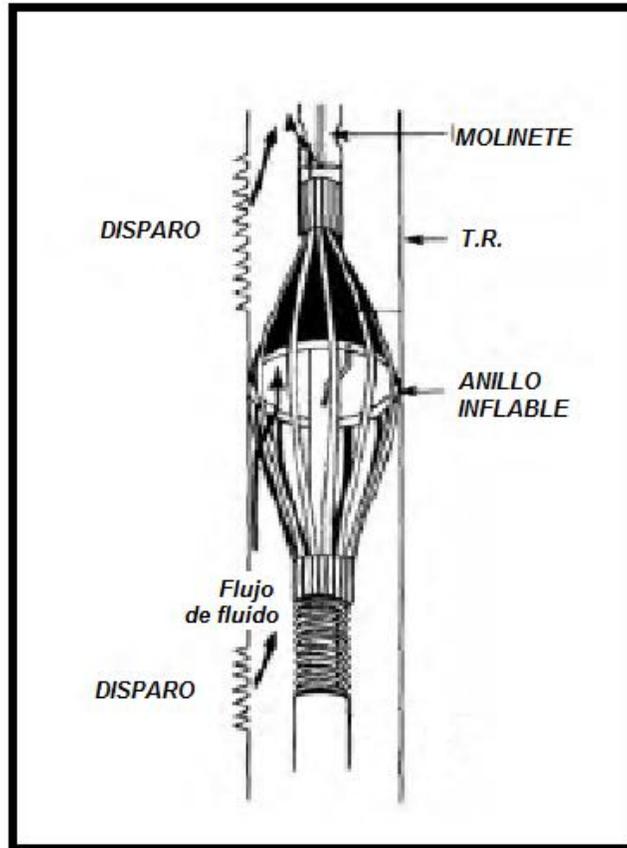


Figura 3.24 Medidor de flujo con empacador inflable.

Los molinetes de medición continua tienen buen resultado en flujo multifásico y altos gastos, los de caudal total ofrecen buen resultado en flujo multifásico a altos y bajos gastos, al igual que los que emplean obturador anular, sólo que los primeros presentan buena respuesta para un mayor rango de viscosidades.

Esta herramienta se utiliza en la identificación de entrada de fluidos al pozo, es apropiada para revisar la integridad física de la tubería en busca de fugas o fracturas. Puede identificar fugas en tapones o cementaciones forzadas al querer aislar un intervalo invadido por agua.

Registro de gradiomanómetro

El gradiomanómetro es utilizado para la identificación de fluidos dentro del pozo. Mediante las diferentes densidades de los fluidos producidos se puede identificar entre agua, aceite y gas, así como el punto de entrada de cada uno. En ocasiones registra densidades intermedias lo que equivale a una mezcla de fluidos.

El gradiomanómetro es la herramienta diseñada para medir un gradiente de presión. Su funcionamiento se basa en determinar la diferencia de presión de dos puntos dentro del fluido del pozo, con lo cual se puede determinar la densidad del fluido que se encuentra dentro de estos dos puntos (Figura 3.25).

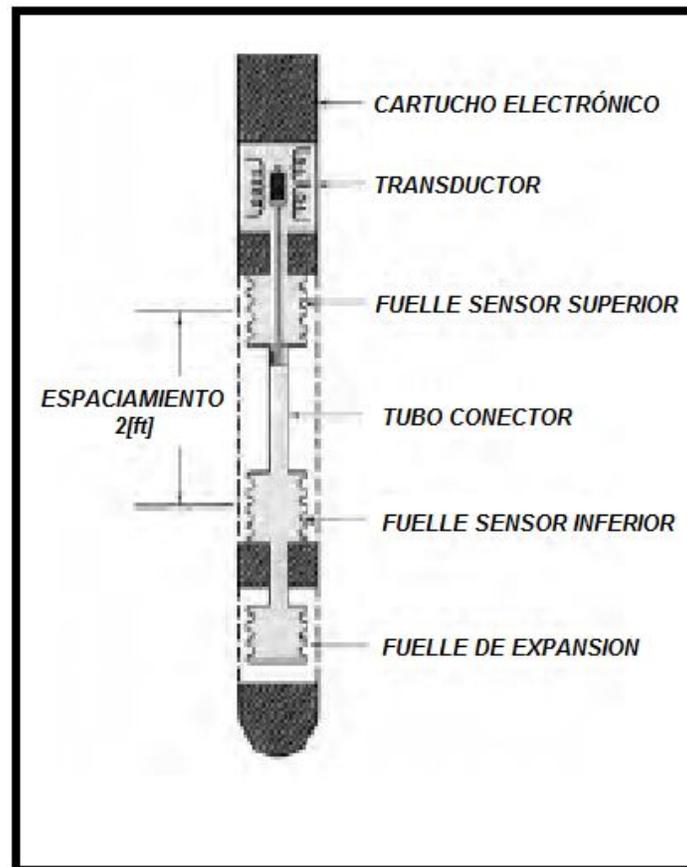


Figura 3.25 Diagrama del gradiomanómetro.

La herramienta arroja una curva en gr/cm^3 para cada profundidad, por lo general, junto a ella se graba una segunda curva llamada Gradiomanómetro amplificado, la cual permite ver los cambios de una forma más pronunciada, cinco veces más sensible que la lectura de la curva principal del gradiomanómetro.

Si el pozo no es vertical, las lecturas del gradiomanómetro deben ser corregidas, teniendo en cuenta el ángulo de inclinación del pozo, para poder obtener una densidad promedio.

En la interpretación de este tipo de registros se tienen tres parámetros definidos. Ya que las densidades del agua, el aceite y el gas son diferentes entre sí, con este registro se puede identificar el punto donde está entrando cada uno.

Tomando en cuenta que la densidad relativa del agua es 1, la del aceite es de 0.7 y la del gas es de 0.2 aproximadamente, estos serán los parámetros que nos indiquen que fluido se está produciendo.

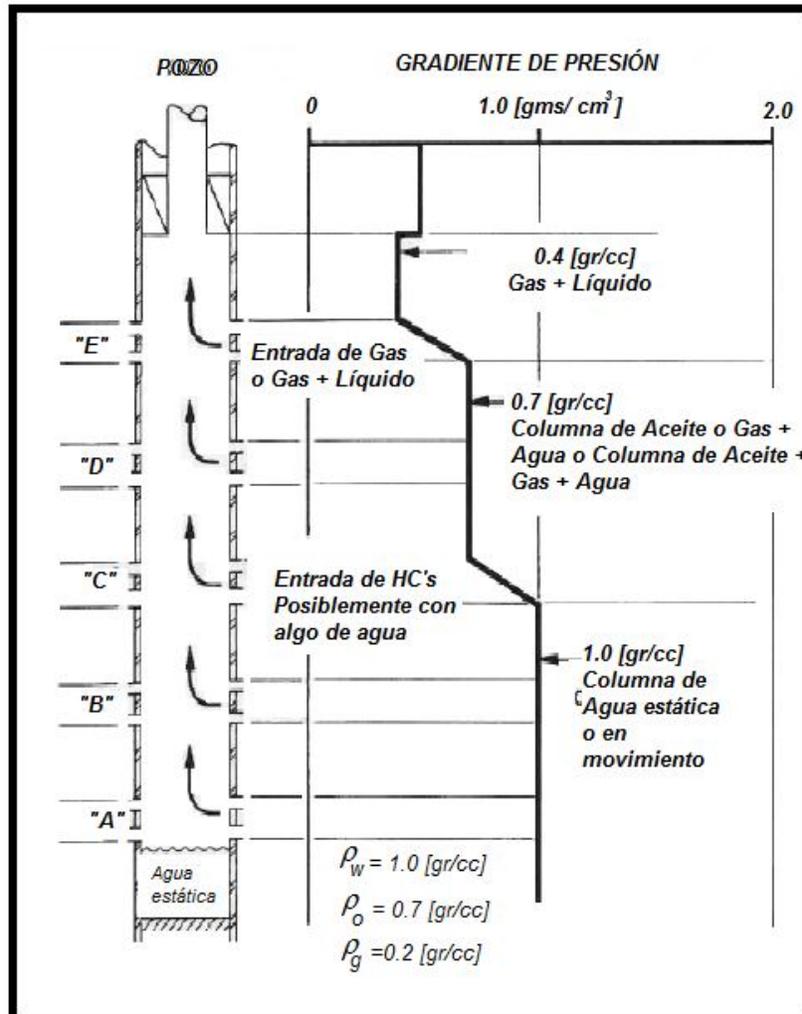


Figura 3.26 Perfil de densidad de flujo indicando entradas de fluidos.

Un ejemplo de este registro se puede ver en la Figura 3.26. Debajo de los disparos la lectura del gradiomanómetro es uno, lo que indica que el fluido es agua o fluido de perforación con densidad parecida a la del agua. En cualquier pozo que produzca algo de agua o que haya sido terminado con fluidos tan densos como el agua, ésta se localiza debajo de los disparos.

Encima de la zona C, la densidad relativa del fluido es 0.7; por lo que puede tratarse de una mezcla gas-agua o agua-aceite-gas. No existe cambio a través de la zona D y, para que esto suceda es necesario que el fluido sea la misma mezcla.

Por arriba de la zona D, la densidad es 0.4, lo cual indica que se tiene una entrada de gas, porque la densidad de la mezcla es menor que la densidad del aceite.

Para ejemplificar como es que este registro nos ayuda en la identificación de la entrada de agua se utilizará la figura 3.27. Para un pozo que presenta un incremento de la WOR se corren los registros de producción para identificar el intervalo productor de agua.

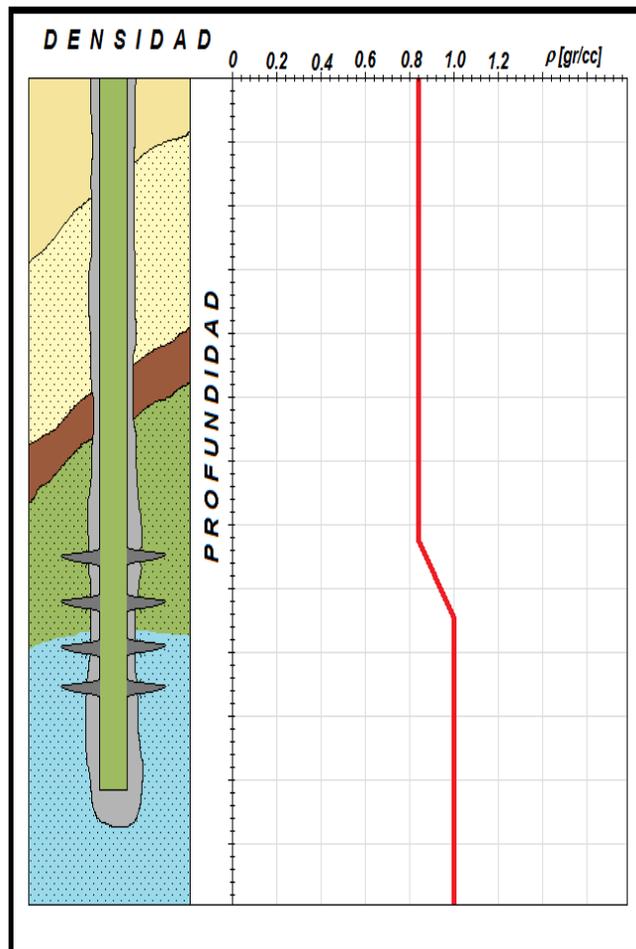


Figura 3.27 Empleo del gradimanómetro para identificar puntos de entrada de agua.

El gradimanómetro registra una densidad relativa de 1 desde el fondo del pozo hasta la mitad de los disparos, de la mitad hacia arriba se tiene una densidad de 0.85, en la superficie solo se produce agua y aceite. Por lo que el intervalo productor está siendo invadido de agua.

Registro de neutrón pulsado

El registro de captura de neutrón pulsado (PNC) es de los más importantes dentro de la evaluación de la formación en agujero entubado; está diseñado precisamente para operaciones dentro de la tubería, en los últimos años se ha aplicado este tipo de herramienta en pozos donde se desea caracterizar el movimiento de fluidos.

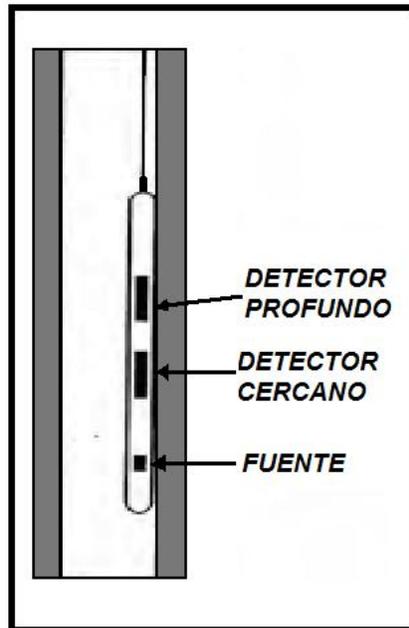


Figura 3.28 Esquema básico de la herramienta de neutrón pulsado.

La configuración típica de una herramienta PNC se observa en la Figura 3.28. La fuente pulsante emite periódicamente chorros de neutrones, estos neutrones interactúan con el medio circundante generando la emisión de rayos gamma a los que son sensibles el par de detectores, uno cercano y el otro lejano. El cercano se halla a 1ft por encima de la fuente, y el lejano a 2ft.

Experimentalmente se descubrió que algunas veces el registro respondía de manera extraña, la razón era el efecto de activación del oxígeno. El oxígeno puede activarse por neutrones de alta energía y producir un isótopo de nitrógeno, el cual decaerá nuevamente a oxígeno con una vida media de 7.1 segundos y emite rayos gamma fácilmente detectables. En un registro de neutrón pulsado corrido en un pozo con perfil de flujo que involucre agua en movimiento pasando por la herramienta, el oxígeno activado se observa como un incremento de energía.

Cuando se tiene movimiento de agua a través de la herramienta, el efecto que se presenta es de un conteo excesivo de rayos gamma en los detectores cercano y lejano. La Figura 3.29 muestra un registro PNC hecho en un intervalo de 100 m, con tres conjuntos de zonas disparadas, en el registro los conteos en los detectores, se incrementan justo encima de los disparos más bajos e intermedios; esto nos muestra el efecto de la activación del oxígeno como resultado del incremento del flujo de agua en estos puntos de entrada.

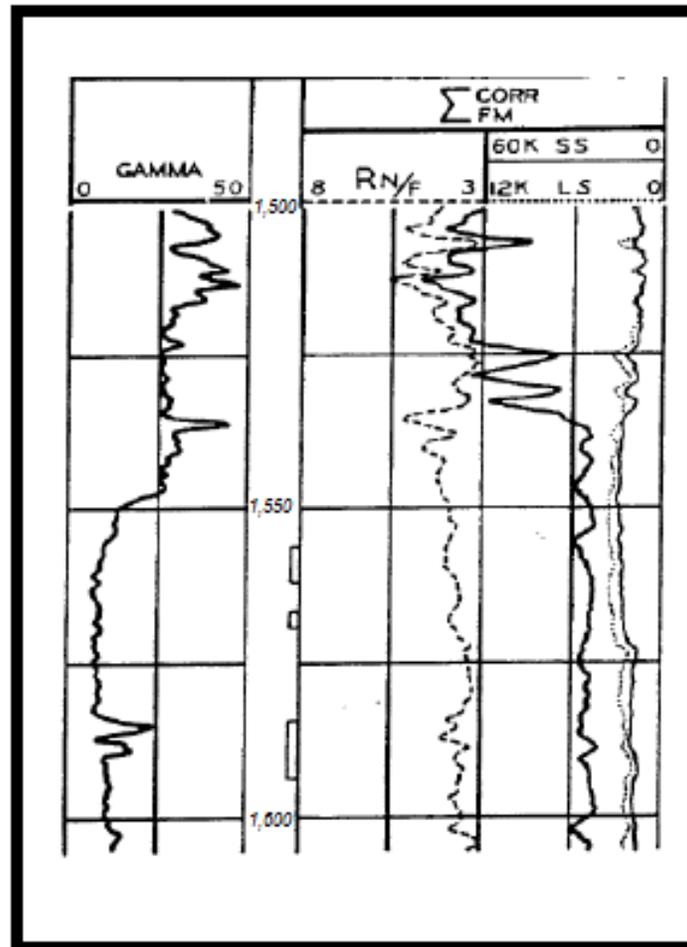


Figura 3.29 Registro de neutrón pulsado.

Los canales tras la T.R. pueden ser detectados corriendo un registro PNC en el pozo, posteriormente, inyectando un fluido con un valor de sigma mayor al fluido presente en el pozo (generalmente boro) y por último, repitiendo el registro PNC. Los canales permitirán el alojamiento del fluido inyectado, por lo que las partes donde los registros varíen considerablemente, pueden indicarnos la presencia de canales.

Registro de ruido

El registro de ruido es una simple medición pasiva de sonido audible y detectable mediante un hidrófono, a diferentes profundidades en el pozo. El sonido es generado por turbulencia de los fluidos. El movimiento de fluidos a través de canales, fugas y disparos son algunos de los fenómenos que pueden producir sonido en el interior del pozo, y que pueden ser detectados con un registro de ruido. Este registro ha sido utilizado principalmente como indicador cualitativo de canalización detrás de la tubería.

La amplitud del ruido es un indicador de la profundidad a la cual se tiene el flujo, la figura 3.30 muestra un canal detrás de la tubería con un flujo de la zona "A" hacia la zona "C". El ruido está asociado con el flujo y con caídas de presión. En la figura 3.30, se tienen bruscas caídas de presión en la entrada "A", en la restricción "B" y en una zona de baja presión "C". La amplitud de los niveles de ruido se tiene a la derecha.

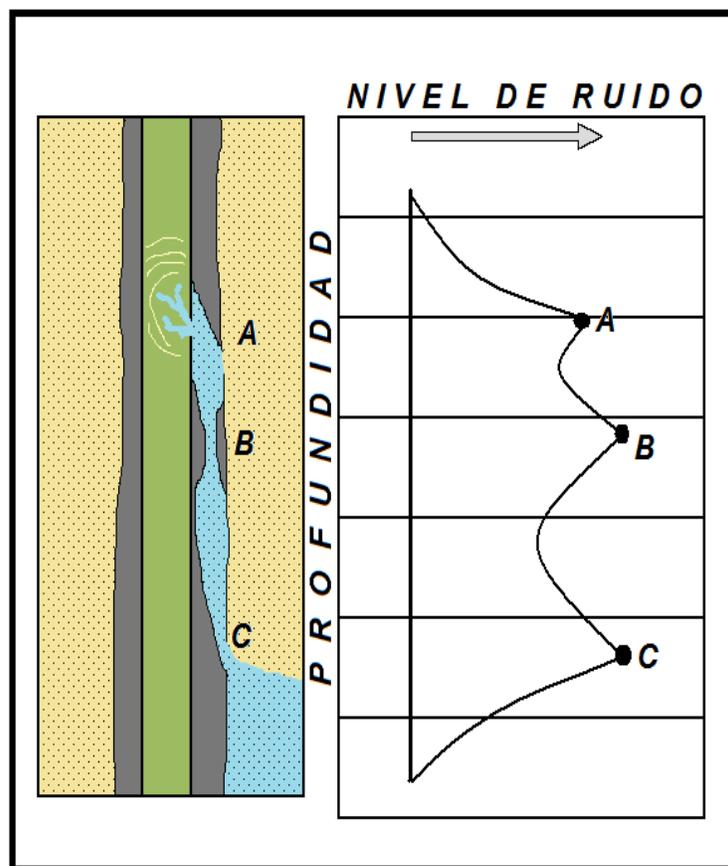


Figura 3.30 La onda de ruido es un indicador de la profundidad a la cual se tiene movimiento de fluidos.

De lo anterior se concluye que la amplitud sitúa la profundidad de los eventos ruidosos, y el evento ruidoso no es necesariamente una entrada de fluidos, ya que puede tratarse de un canal detrás de la TR.

Registro de cementación

La herramienta para el registro de la adherencia del cemento ha venido a ser el medio para la evaluación de los trabajos de cementación, debido a que esta no solo detecta el tope del cemento, también indica la calidad de la adherencia del cemento.

La herramienta CBL por sus siglas en inglés de Cement Bond Log (registro de adherencia del cemento), es básicamente una herramienta sónica, la cual se corre con línea de acero. La distancia entre el transmisor y el receptor es de cerca de 3 ft. La herramienta debe ser centrada dentro del agujero para tener resultados más exactos. Tanto el tiempo que toma la señal para llegar al receptor y la amplitud de la señal de retorno, indican la calidad de la adherencia del cemento. Ya que la velocidad del sonido es mayor en la TR que en el cemento o la formación, la primera señal que será recibida por el receptor será entonces la que viajó a través de la TR. Si la amplitud de la primera onda es grande (señal fuerte), esto indica que la TR está libre (pobre adherencia). Cuando el cemento está firmemente adherido a la TR y a la formación la señal es atenuada. Entre más grande sea el relleno de cemento en el anular, más débil es la señal en el receptor.

- Amplitud atenuada: < que 10 mV, indica buena adherencia entre cemento y revestidor.
- Amplitud alta: > que 10 mV, indica mala adherencia.

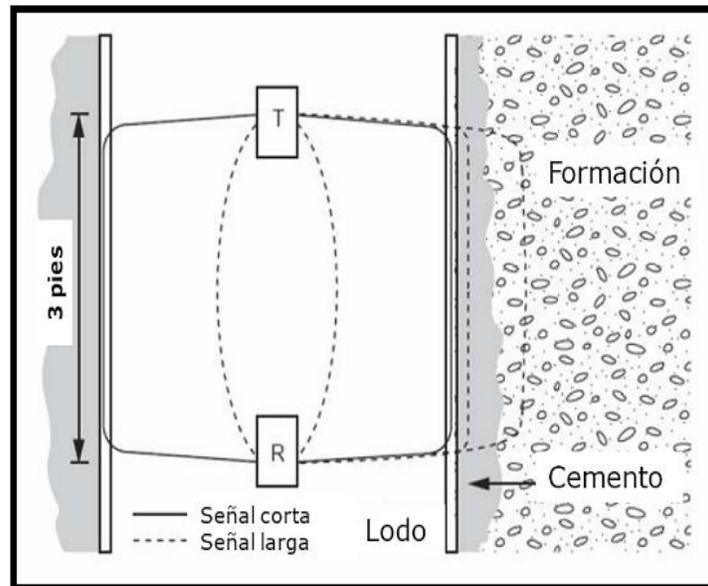


Figura 3.31 Diagrama esquemático de la herramienta CBL.

Registro de Densidad Variable (VDL)

El registro CBL usualmente da una curva de amplitud y provee una indicación de la calidad de la adherencia entre la TR y el cemento. Un registro VDL por sus siglas en ingles de Densiti Variable Log (registro de densidad variable), provee una serie de ondas de la señal recibida y puede indicar la calidad de la adherencia del cemento entre TR-cemento y cemento-formación.

Las señales que pasan directamente a través de la TR se muestran como líneas rectas paralelas a la derecha del gráfico VDL. Una buena adherencia entre la TR y el cemento y el cemento y la formación es mostrada a través de líneas onduladas a la derecha del gráfico VDL. Las líneas onduladas corresponden a estas señales las cuales han pasado a través de la formación antes de volver a pasar a través del cemento y la TR hacia el receptor. Si la adherencia es pobre la señal no llegara a la formación, se registrarán líneas paralelas alrededor del registro VDL.

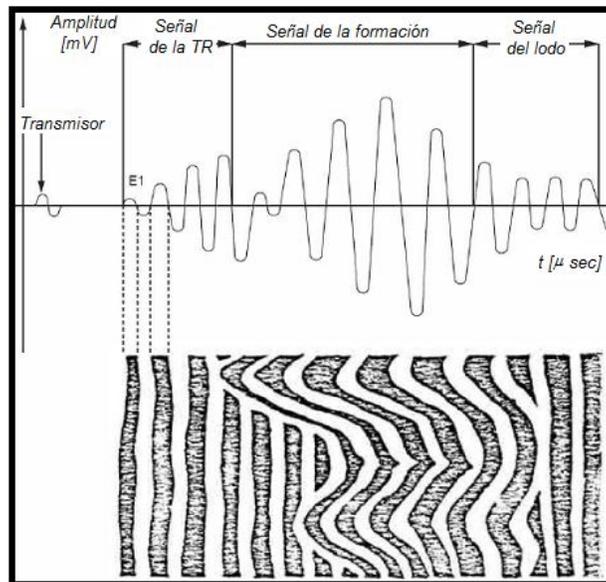


Figura 3.32 Señales recibidas por el VDL.

3.4.2. Borehole Video

Es una herramienta que provee una visión del pozo y flujo a través de los disparos. La ventaja es que hace más simple la interpretación y se puede usar para localizar las fuentes del flujo de agua dentro del pozo. Desafortunadamente esta herramienta no justifica aplicarse a los pozos seleccionados ya que los costos son elevados, pero serviría para confirmar el punto de entrada del agua al pozo.

Consta de un sistema de televisión de color en superficie y un sistema de doble cámara para monitorear los intervalos disparados en el fondo del pozo, figura 3.33.



Figura 3.33 Cámara utilizada para el Borehole Video.

Este sistema está disponible para diámetros de 4 a 24 pulgadas, se opera a control remoto, la cámara gira 360° a la izquierda o hacia la derecha, a tres distintas velocidades (alta, media o baja). Cuenta con control de la luminosidad, alta, media y baja, figura 3.34.

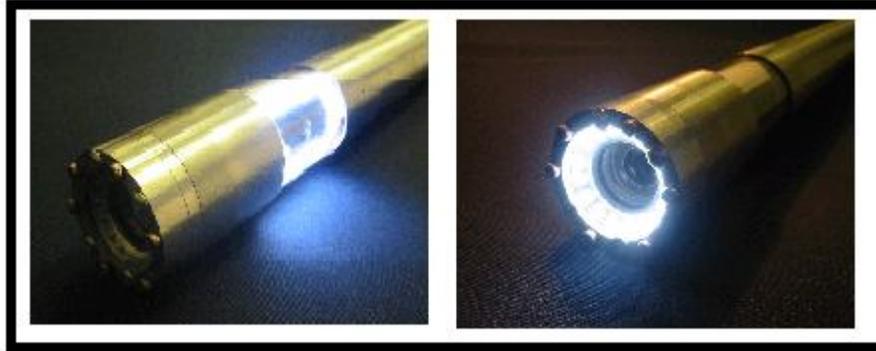


Figura 3.34 Sistema de iluminación para el Borehole Video.

Incluye un protector para la cámara, un centralizador de la cámara, un repuesto de la luz y una cámara secundaria.

CAPÍTULO IV

TÉCNICAS PARA MITIGAR LA PRODUCCIÓN DE AGUA

- Sol u ciones mecánicas
- Cementación for zada
- Sol u ciones químicas

CAPÍTULO IV. TÉCNICAS PARA MITIGAR LA PRODUCCIÓN DE AGUA

Una vez realizado el diagnóstico e identificada la fuente de agua producida, se procede a la búsqueda de un tratamiento adecuado para su control o disminución, ya que no puede pensarse en su total eliminación, pues no importa cuánto se haga para evitar que el agua fluya, siempre se tendrá un cierto corte de ella.

De las distintas fuentes de agua producida, los problemas de mayor frecuencia se presentan en las cercanías del pozo, relacionados con problemas mecánicos o de terminación, pero son los más fáciles en cuanto a su tratamiento. Muchas fuentes de agua pueden ser controladas por medio de tratamientos mecánicos o químicos.

La producción del agua mala puede reducirse si se toman precauciones desde el inicio de la explotación del yacimiento. Al seleccionar los intervalos productores, se debe tener cuidado en no disparar cerca del contacto agua-aceite. Otra forma de evitar los altos cortes de agua consiste en considerar el gasto mínimo de producción. Para esto es necesario tener en cuenta las características del yacimiento, escoger un correcto espaciamiento de los pozos y tener en cuenta siempre los costos e inversiones, así como los tiempos de retorno.

Como el factor económico es el más importante, o el que por lo regular tiene mayor prioridad, los pozos se explotan a altos ritmos de producción, se perforan más pozos y no se le da tiempo al yacimiento para que recupere su energía también se implementan sistemas de recuperación secundaria. Todas estas condiciones de explotación nos llevan a altos gastos de agua producida.

Es por ello que se han diseñado varias técnicas para reducir la producción de agua, hacer más rentables los proyectos y tener una mayor recuperación de hidrocarburos, alargando la vida productiva de los pozos.

Las técnicas son variadas y por lo regular, al igual que las fuentes de agua, éstas se pueden combinar para tratar diversos problemas y alargar la vida productiva de un pozo, del que ya no se consideraba rentable su producción por el alto corte de agua.

A continuación se enlistan las técnicas de control de agua producida en pozos petroleros, divididas en tres grupos principales;

1. Soluciones mecánicas
2. Cementación forzada
3. Soluciones químicas

4.1. Soluciones mecánicas

Las soluciones mecánicas para controlar la producción de agua se pueden dividir en 3 grupos principales;

- Tapones mecánicos
- Tapones de cemento
- Parches de TR

El propósito será el mismo, detener el flujo en ciertas zonas. En el caso de los tapones mecánicos y tapones de cemento, los problemas que pueden solucionar son muy parecidos, así que pueden ser utilizadas en las mismas situaciones, a menos que las condiciones de operación lo impidan, tales como la presión, temperatura y propiedades del sistema roca-fluido.

Al colocar cualquiera de estas soluciones, se debe tener en cuenta que la zona intervenida será sellada en su totalidad, así que si fluía una porción de aceite junto con el agua en esta zona, después del tratamiento ya no fluirá. Es por eso que la implementación de estas técnicas se verá limitada a solucionar problemas que ocurren en las cercanías del pozo como fugas y canalización detrás de la TR, el ascenso del contacto agua-aceite cuando ha llegado hasta el fondo del pozo y para el rompimiento en capas de alta permeabilidad, sin flujo cruzado.

4.1.1. Tapones mecánicos

Los tapones mecánicos, precisamente, son dispositivos mecánicos utilizados para restringir el flujo de fluidos hacia el pozo. Los fines por los cuales se puede usar un tapón mecánico son muy variados, van desde hacer simples pruebas de producción hasta el abandono de pozos, figura 4.1.

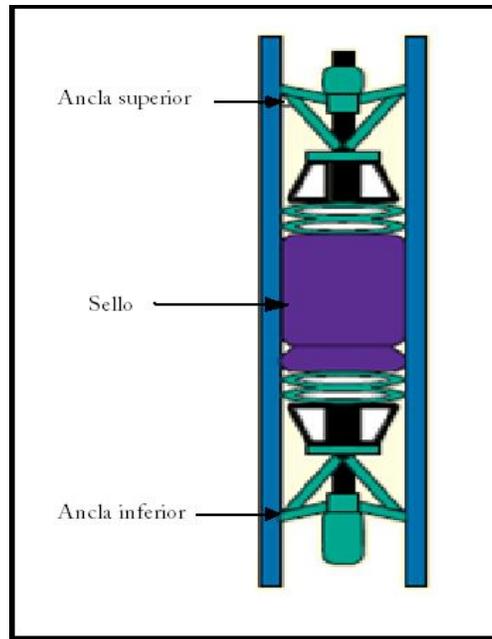


Figura 4.1 Esquema general de un Tapón mecánico

Estos dispositivos se pueden dividir en dos categorías; están los Tapones Recuperables y los Permanentes. Dependiendo del tapón utilizado, será el trabajo que se realice.

El taponamiento temporal de un pozo, utilizando los tapones recuperables, es una actividad que se realiza para aislar temporalmente los intervalos disparados en un pozo, con el objetivo de intervenir posteriormente, manteniendo condiciones de seguridad. Este tipo de dispositivos son empleados principalmente, cuando se desea intervenir una zona productora de agua, que se encuentra por encima de otra que produce aceite, el motivo principal es que al aplicar un tratamiento correctivo en la zona productora de agua, ya sea con una cementación forzada o con la aplicación de algún polímero, se corre el riesgo de que los intervalos inferiores se vean afectados por la acción de dicho tratamiento. Es por eso que se utilizaría un tapón recuperable, ya que este se ancla e impedirá el flujo ascendente y descendente, permitiendo que el tratamiento para el control de agua sea colocado en la zona deseada, y una vez que el tratamiento apropiado fue colocado, el tapón puede retirarse, permitiendo que los estratos inferiores puedan seguir produciendo, sin haber sido dañados, figura 4.2.

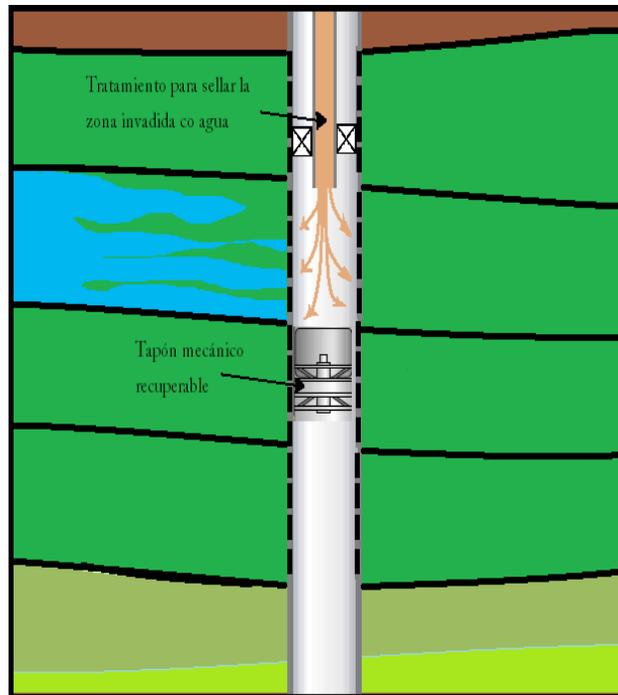


Figura 4.2 Uso de tapón recuperable para la aplicación de un tratamiento de control de agua en yacimientos estratificados.

El taponamiento definitivo, se realiza para aislar permanentemente los intervalos de un pozo, con intenciones de no volver a intervenirlos, esto sucede cuando se ha disparado en una zona que solo produce agua, cuando el intervalo se encuentra totalmente invadido de agua, cuando el contacto agua-aceite ha ascendido hasta las inmediaciones del pozo, así como para el abandono de un pozo, figura 4.3. En estos casos se pueden usar tapones permanentes, con lo cual, referente a los problemas de producción de agua se combaten problemas tales como;

- Fugas en el fondo del pozo (por fallas en taponamientos previos)
- Ascenso del contacto agua-aceite dinámico (una vez que llegó al fondo del pozo)
- En capas inundadas sin flujo transversal (solo en el caso que la capa inundada sea la de mayor profundidad)

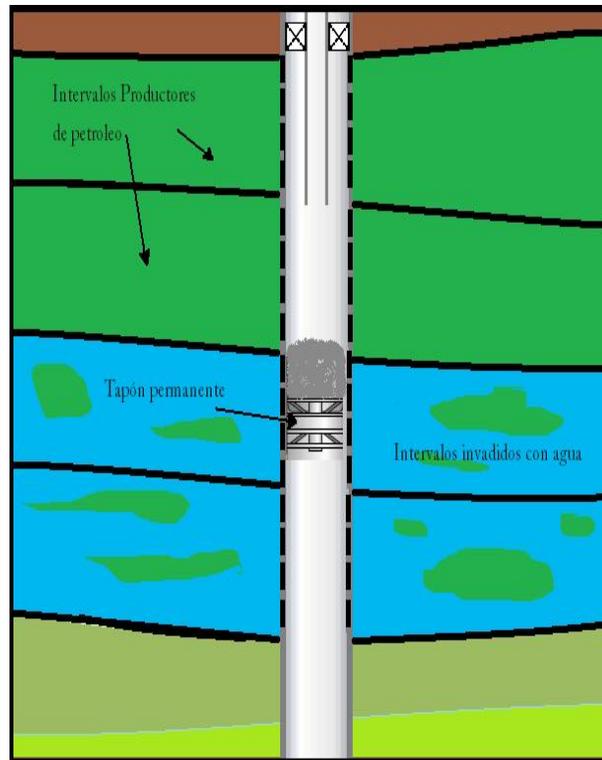


Figura 4.3 Colocación de un tapón mecánico permanente, acompañado de cemento, para aislar una zona invadida de agua.

Los tapones mecánicos permanentes, cuando son colocados con la sarta de perforación van acompañados con un tapón de cemento. El tapón mecánico se debe anclar 45 m arriba de la cima del intervalo deseado y posteriormente colocar sobre él, un tapón de cemento de 50 m de longitud.

Cuando se colocan a través de la tubería de producción, el tapón se debe introducir con línea de acero a través de la tubería de producción y anclarlo en la TR, por encima del intervalo disparado, una vez que el tapón está anclado se debe cubrir con cemento.

Los tapones mecánicos son normalmente colocados con ayuda de TP (tubería de producción), TF (tubería flexible) o línea de acero. La manera de anclarlos, puede ser de forma mecánica o hidráulica.

Cuando se ancla de forma mecánica es necesario que tenga comunicación con el equipo superficial, para que la rotación del Top Drive o la Mesa Rotaria pueda ser transmitida hasta el mecanismo del tapón que libere las cuñas, para que se pueda anclar en la TR o en la formación, para agujero entubado o agujero descubierto según sea el caso.

Si el dispositivo para anclar el tapón es del tipo hidráulico, se deberá mantener comunicación con la superficie para que por medio de presión, ejercida por el bombeo de fluidos, se puedan activar los mecanismos que liberan las cuñas y así poder anclarlo en la TR o a la pared del pozo.

Se pueden clasificar en tres tipos de tapones mecánicos, figura 4.4, de acuerdo a la dirección en que son capaces de soportar la presión;

- a) Tapones de presión por arriba: los que son capaces de soportar presión por arriba o en sentido descendente.
- b) Tapones de presión por debajo: los que soportan presión por debajo o en sentido ascendente.
- c) Tapones de presión por ambos sentidos: los que soportan presión en ambas direcciones.

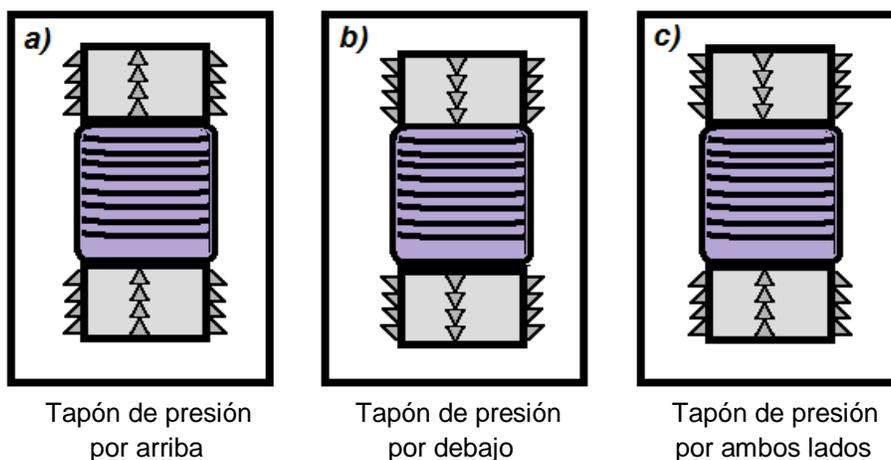


Figura 4.4 Esquema de tapones con diferente dirección de las cuñas.

Esta característica está dada por la posición y dirección de las cuñas. Dependiendo del trabajo a realizar es como se elige el tapón más apropiado. Se podría pensar que en todos los casos se podrían utilizar los que soportan presión en ambos sentidos, pero también se debe tener en cuenta el rango de presión de trabajo, pues se reduce considerablemente.

4.1.2. Tapones de cemento

El empleo de tapones de cemento es una operación común de campo. Se trata de la colocación de un volumen relativamente pequeño de lechada utilizando la

tubería de perforación, de producción o con ayuda de tubería flexible en una zona determinada, se coloca en agujero descubierto o entubado, con distintos propósitos.

Los tapones de cemento colocados en agujero entubado tienen el fin de proveer un punto de desvío en la construcción de ventanas, proteger temporalmente el pozo estableciendo un sello en zonas de presión anormal, para abandonar un pozo y abandonar intervalos depletados o invadidos de agua.

Los tapones de cemento en agujero descubierto se colocan para sellar zonas de pérdida de circulación, para prever derrumbes en zonas débiles, mientras se toman registros de pozo, para iniciar perforaciones direccionales, aislamiento de una zona para pruebas de formación y abandono de la parte inferior del pozo.

Pero en las actividades en las que importa más para fines de este trabajo es, con el objetivo de abandonar intervalos depletados o invadidos de agua, al igual que para el abandono de pozos.

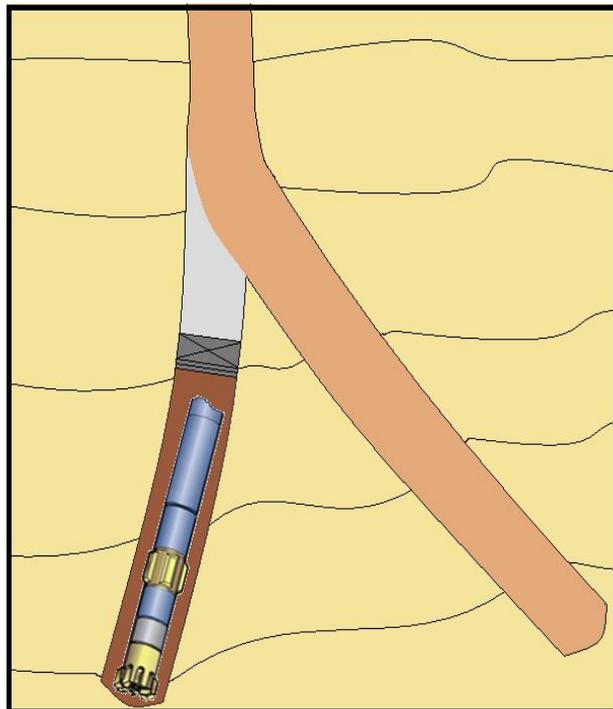


Figura 4.5 Tapón de desvío colocado para esquivar un pescado.

Los tapones de desvío son utilizados durante las operaciones de perforación direccional para desviar el pozo, en el ángulo y dirección correcta cuando se ha perforado una formación suave y la construcción del pozo ha sido desviada.

También puede ser utilizada cuando se ha quedado un pez durante la operación (Pez: se refiere a una parte de la herramienta de perforación o de la toma de registros que por ciertas razones se ha quedado atrapada en el fondo del pozo en cuestión), y la única solución para alcanzar el objetivo, es desviar el pozo colocando un tapón de desvío, figura 4.5.

Para que la colocación de un tapón de desvío sea considerada exitosa, el tapón debe tener un alto esfuerzo compresivo (alcanzando densidades superiores a 2.16 g/cm^3 con la ayuda de arena o harina sílica). Una lechada de agua reducida con dispersante tendrá la densidad y movilidad necesaria para ser bombeada hasta el fondo del pozo. El tapón de desvío debe ser muy duro, denso y de baja permeabilidad. Por el bajo contenido de agua es más pronta su deshidratación y el tiempo de fraguado se acorta.

Para la pérdida de circulación, la pérdida de fluido de perforación puede ser detenida si se coloca correctamente un tapón de cemento frente a la zona ladrona, figura 4.6. Cuando la zona ladrona representa una pérdida menor, se puede colocar cemento puro, pero cuando las pérdidas son elevadas, se recomienda utilizar cementos espumados, estos tienen la ventaja natural de la tixotropía, por lo que es menos probable que se pierda.



Figura 4.6 Tapón de cemento utilizado para sellar zonas con pérdida de circulación.

Un tapón de cemento también puede ser colocado por encima de una zona, para prevenir su fractura debido a la presión hidrostática que puede desarrollarse durante la cementación de una tubería de revestimiento.

Cuando se programa una prueba de formación, y debajo del intervalo por probar existe una formación suave o débil, se coloca un tapón de cemento para aislar la formación a probar, pero este tipo de tapones puede ser sustituido al emplear un tapón mecánico recuperable, el cual una vez que se haya hecho la prueba de formación, puede ser recuperado sin dejar secuelas en la formación intervenida.

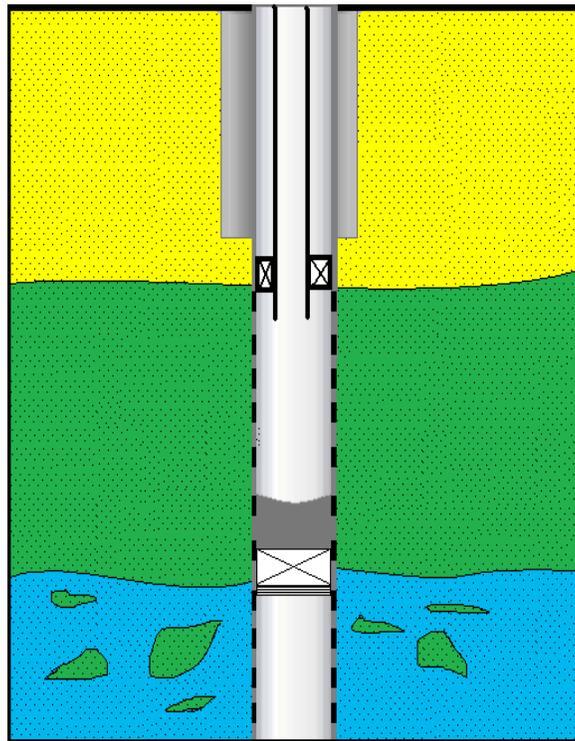


Figura 4.7 Tapón de cemento colocado para aislar un estrato invadido.

Cuando se requiere abandonar un pozo, prevenir la comunicación entre zonas y la migración de fluidos no deseados que provengan de una zona cercana al intervalo productor en el pozo, es recomendable colocar uno o varios tapones de cemento. Cuando el agua es producida en el fondo del pozo, se coloca un tapón de cemento. En un yacimiento estratificado, con barreras de flujo, al igual que los tapones mecánicos, los tapones de cemento pueden ser una solución para detener el flujo de agua, únicamente cuando éste se presenta en la capa de mayor profundidad.

Cuando un pozo ha sido totalmente agotado y es necesario abandonarlo, se coloca una serie de tapones de cemento a diferentes profundidades, utilizando un retenedor de cemento en cada tapón para dejarlo en la profundidad deseada, figura 4.8.

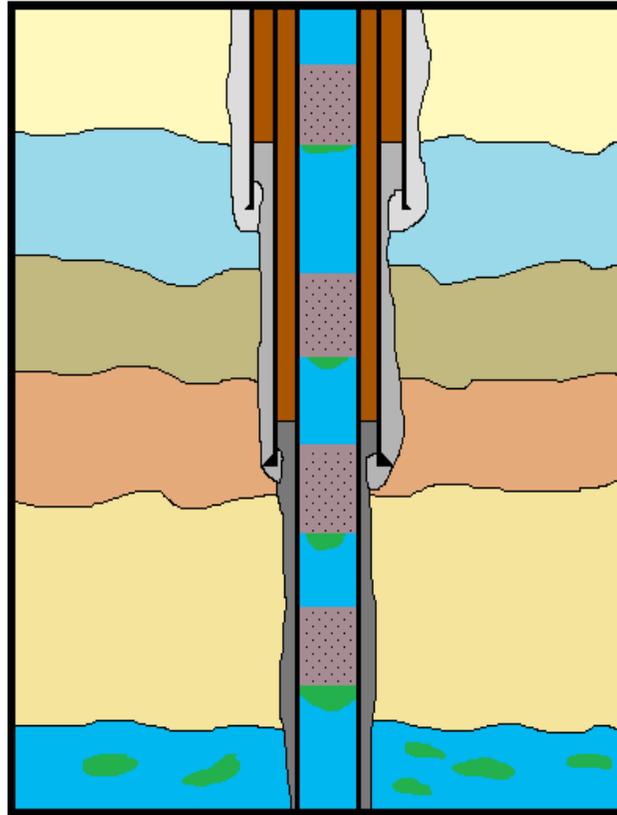


Figura 4.8 Tapones de cemento para abandonar un pozo.

Los tapones de cemento, cuando se desea sellar un intervalo productor, deben ser colocados enfrente de los disparos, cubriendo por lo menos 50 m por arriba y por debajo del intervalo deseado.

Técnicas de colocación

El método más común para colocar un tapón es la técnica de tapón balanceado, figura 4.9, este método tiene por objetivo lograr un nivel de igualdad de cemento en la tubería de trabajo y el espacio anular. El espaciador y la lechada de cemento se bombean a través de la tubería y son desplazados por lodo. El desplazamiento continúa hasta que el nivel de cemento dentro y fuera de la tubería es el mismo.

La tubería empleada para la colocación se recupera después de dejar el tapón en su lugar.

El proceso se desarrolla de la siguiente manera:

1. Se introduce la tubería de perforación o de producción con difusor de flujo en el agujero a la profundidad deseada. En algunos casos se utiliza tubería de aluminio o fibra de vidrio y se deja dentro del cemento formando parte del tapón. Cuando se termina el desplazamiento de cemento, se desconecta la tubería de aluminio dejándola como parte del tapón de cemento, y se levanta la tubería de trabajo.
2. Por delante y detrás de la lechada se debe bombear un volumen apropiado de espaciador (agua, diesel, lavador químico y espaciador densificado), con el propósito de evitar la contaminación de la lechada de cemento y balancear el tapón. Los volúmenes de espaciador y lavador son tales que sus alturas en el anular y dentro de la tubería son las mismas.
3. Se completa el desplazamiento con lodo hasta la profundidad de la cima calculada del tapón. Es común que se pare el bombeo de 1 a 2 barriles antes de completar el volumen total de desplazamiento. Esto se hace con el propósito de dejar el nivel del cemento en el anular, debido a que aumenta la posibilidad de que el cemento que cae de la tubería lo haga a la misma velocidad en ambos lados con lo que provoca que se balancee el tapón, además ayuda a evitar que el cemento permanezca dentro de la tubería al momento de la extracción de esta y se contamine con el fluido de control.
4. Una vez que el tapón ha sido balanceado, se levanta la tubería a una velocidad lenta, de entre 3 y 5 min por lingada, a cierta altura arriba de la cima del tapón y se circula en inverso para desalojar el sobrante de la lechada, se levanta hasta alejarse lo necesario de la cima del frente lavador y se cierra el pozo el tiempo necesario para esperar que el tapón fragüe y adquiera su esfuerzo compresivo.

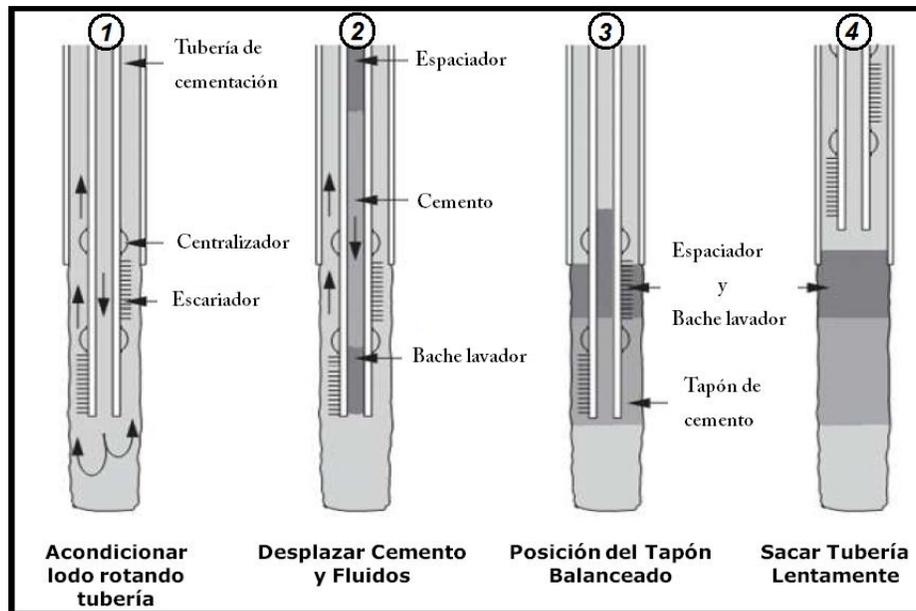


Figura 4.9 Tapón balanceado.

Otro de los métodos para la colocación de tapones de cemento, es con ayuda de la cuchara Volcadora. Un tapón mecánico permanente que sirve de puente es colocado debajo de la profundidad requerida del tapón de cemento, un contenedor (cuchara) que lleva la lechada es bajada al fondo del pozo. Cuando la cuchara llega a la profundidad deseada, la lechada es liberada y puesta encima del tapón puente o retenedor de cemento, figura 4.10.

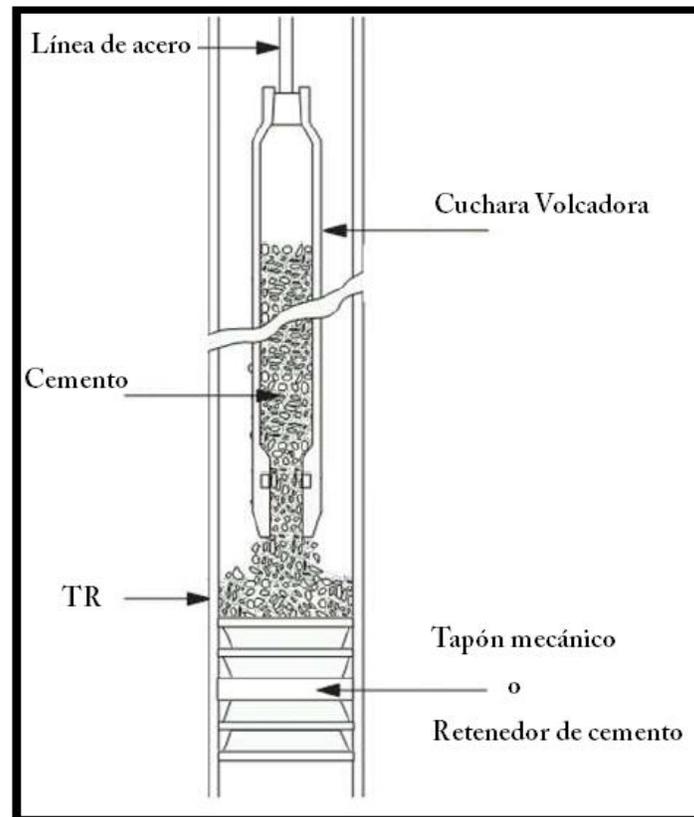


Figura 4.10 Tapón de cemento con cuchara Volcadora.

Las ventajas de este método son:

- Alta precisión en el control de la profundidad.
- Reduce el riesgo de contaminación del cemento.

Y como desventajas tiene:

- Solo puede ser colocado un pequeño volumen de cemento.
- No es recomendable para pozos profundos, a menos que se usen retardadores del fraguado.

4.1.3. Parches de TR

La colocación de un Parche de TR (Casing Patch), es una técnica económica, confiable, fácil, rápida y muy versátil. Es utilizada para solucionar problemas de fugas, cierre de intervalos disparados, reparación de TR, para detener el flujo de gas y agua producida en pozos productores, así como también puede ser utilizado en pozos inyectores para cerrar zonas ladronas.

Durante la vida productiva de los pozos se pueden presentar roturas en la TR de explotación o en la tubería de producción, originado mayormente por corrosión, desgaste por viajes y rotación de tubería durante los trabajos de reacondicionamiento y pesca; este desgaste ocasiona la producción de fluidos no deseados, como agua y/o gas, en algunas casos de arena, afectando todo el sistema de producción. Estas condiciones de producción son motivo suficiente para el cierre de pozos con pérdida de la producción y en algunos casos la pérdida del pozo.

En esta sección se describe la aplicación de los Parches de TR utilizados exitosamente en la reparación de tuberías de revestimiento y rehabilitación de pozos. Arreglando problemas tales como rotura de TR, picadura por corrosión, cierre de disparos invadidos por agua o gas, entre otros.

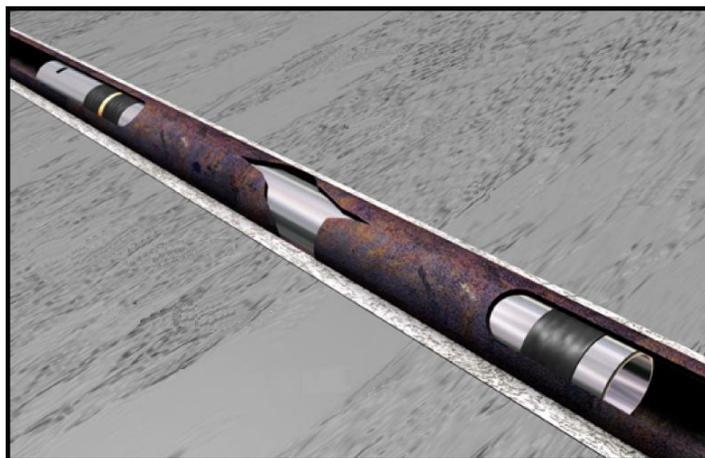


Figura 4.11 Reparación de roturas con parches de TR.

Los parches de TR pueden ser el método mecánico más apropiado para solucionar problemas de agua producida, referentes a fugas de TR, también puede ser utilizado para cerrar intervalos disparados que solo producen agua, siendo en este caso más efectivo que los tapones mecánicos o de cemento y que la cementación forzada. Ya que los parches solo requieren un tiempo de colocación que es equivalente a un tiempo de ida y vuelta con la herramienta, sin esperar (para cualquier operación que utilice cemento se requiere tiempo de fraguado, para alcanzar la propiedad compresiva adecuada). La operación puede ser resumida como el proceso para la colocación del parche, sacar la herramienta y una prueba.

Esta herramienta está disponible con diferentes compañías; BAKER HUGHES (EX-Patch®), Weatherflord (HOMCO Patch®), CoreLab (Casing Patch®), entre

otras. Pero aunque sean muchas empresas y distintos modelos de parches, el principio operativo es el mismo. Se trata de hacer que una tubería de casi el mismo diámetro que la que se pretende reparar sea colocada a presión contra la cara interna de la TR dañada. El procedimiento difiere de acuerdo a las empresas y las herramientas.

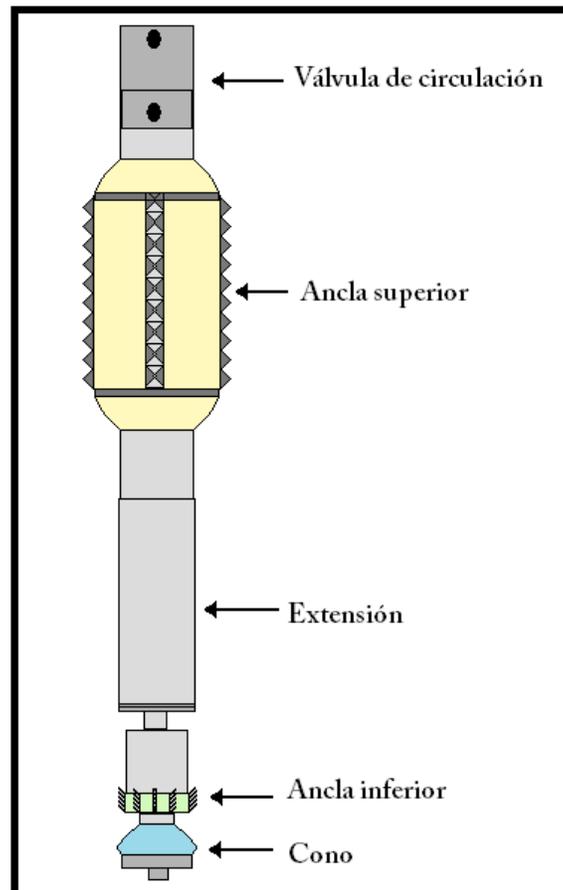


Figura 4.12 Principales elementos en la herramienta utilizada para colocar un parche de TR.

Las herramientas son muy parecidas, pues necesitan cumplir los mismos requerimientos aunque su diseño no es el mismo, figura 4.12. Todas deben contar al menos con;

- Válvula de circulación; necesaria para controlar la presión del espacio anular y del interior de la tubería con la que se coloca el parche, para evitar colapso dentro de la tubería de trabajo y el efecto de suabeo o succión en el fondo.
- Cono; éste es utilizado para estirar el parche y estamparlo en la cara interna de la TR.

- Anclas; se necesita por lo menos un par de anclas, para colocar el parche en el lugar correcto.

Los aditamentos extra dependen de la herramienta, sus requerimientos y las precauciones que tome la compañía que la opere.

Las técnicas para colocar los parches de TR dependen de la herramienta. Aunque se pueden enlistar los siguientes pasos a seguir para la colocación de los parches, tanto de arriba hacia abajo, como de abajo hacia arriba.

Colocación de arriba hacia abajo:

1. Se introduce la herramienta en el pozo, hasta colocar el parche a la profundidad requerida.
2. Se acciona el ancla inferior, dentro del parche, y el ancla superior en la TR.
3. Se acciona el mecanismo hidráulico interno de la herramienta y se comienza a deslizar el cono en el interior del parche. Haciendo que se pegue a la pared de la TR, cubriendo los orificios.
4. Cuando se alcanza la longitud máxima que puede alcanzar el mecanismo hidráulico. Se abre la válvula de circulación, se retraen las anclas y se baja la tubería de trabajo, hasta alcanzar una nueva posición.
5. Se repiten los cuatro pasos anteriores, con la nueva profundidad de la herramienta, hasta colocar el parche en su totalidad.

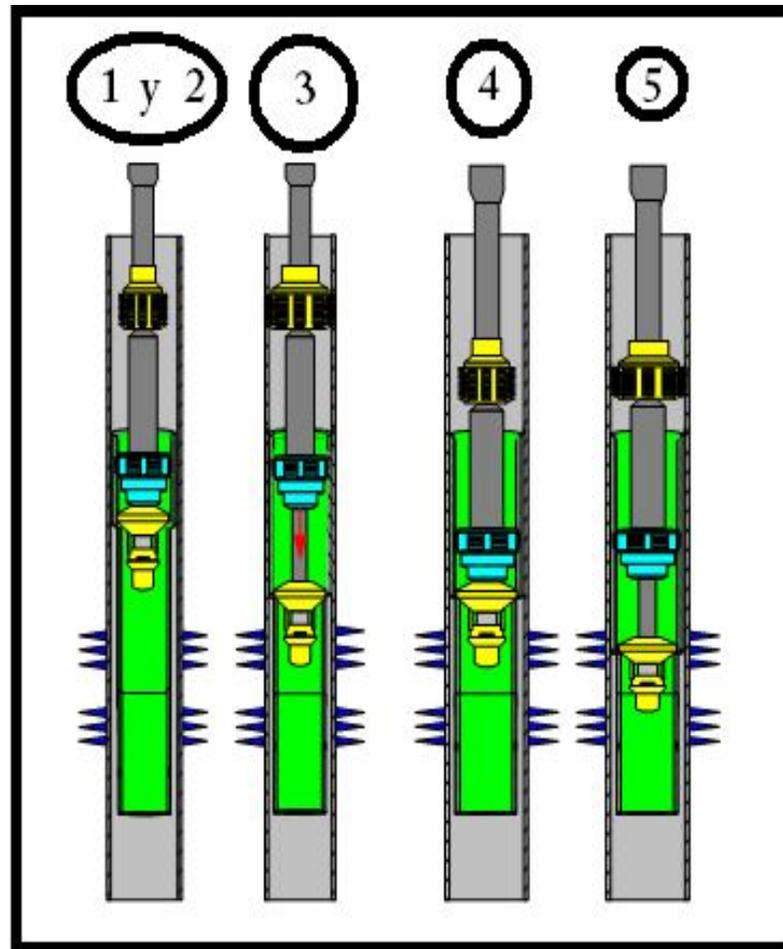


Figura 4.13 Colocación de un parche de arriba hacia abajo.

Este tipo de parches, está construido por un cuerpo de acero recubierto por anillos de caucho de 7.625" de ancho y con separación de 0.25" entre cada anillo.

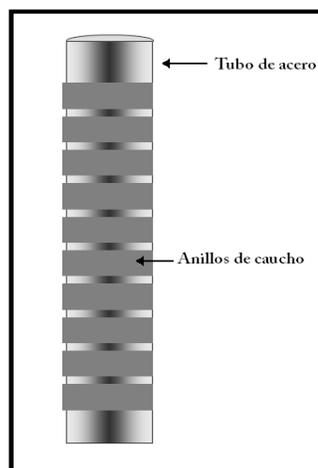


Figura 4.14 Parche de TR con anillos de caucho.

Colocación de abajo hacia arriba:

1. La herramienta se coloca a la profundidad del intervalo con fuga, el cono está en la base de la herramienta. La TR se recubre con resina Epoxi, la herramienta se acciona con la sarta de tubería de perforación o producción.
2. La tubería se eleva y se cierra la válvula de circulación.
3. Se aplica presión hidráulica para sujetar el ancla.
4. Se tensa el mecanismo expensor que hace que el elemento de sello, parche corrugado, se estire y sea presionado contra la TR, fijándose a presión.
5. El mecanismo tensor se retira.



Figura 4.15 HOMCO patch®.

Este tipo de colocación corresponde a los parches HOMCO® para TR, se trata de un revestimiento de acero con espesor estándar de 0.125", disponible en tramos de 20 m de longitud. Se trata de una camisa corrugada longitudinalmente, para permitirle el acceso dentro de la TR, cubierto con una capa de resina epoxi, el diámetro interior de la TR se reduce en 0.30". Los parches están diseñados para altas presiones, alta temperatura y para condiciones de corrosión en presencia de H₂S, CO₂ y H₂O.

4.2. Cementación forzada

La cementación forzada es el proceso por el cual se inyecta un volumen de lechada de cemento a base de presión en una formación permeable. Cuando la lechada es forzada a entrar en un área permeable, la fase acuosa y parte de los sólidos se filtran y penetran en la matriz. El resultado de una cementación forzada es la construcción de un enjarre impermeable que impide el movimiento de los fluidos.

En los trabajos de cementación es necesario el empleo de retenedores de cemento o tapones mecánicos recuperables/permanentes, según sea el caso. Los cuales son necesarios para mantener la comunicación solo entre la tubería de cementación y la zona en donde se desea hacer la inyección del cemento, con los tapones se obtiene un mayor rango de presión de operación y mayor seguridad del confinamiento de la lechada. Con esto se evita dañar zonas que no se desean cementar, figura 4.16.

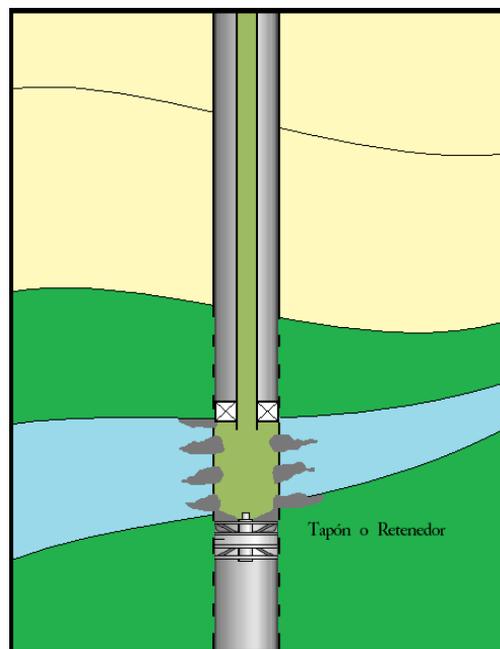


Figura 4.16 Cementación forzada para aislar un intervalo invadido de agua, utilizando un tapón mecánico o un retenedor para no afectar la zona inferior.

La cementación forzada es uno de los métodos más comunes cuando se tiene problemas con la producción. Ya que es útil para reparar problemas causados por una mala cementación primaria o relacionados con el estado mecánico del pozo, tales como canalización detrás de la TR, formación de cavernas cerca de las zonas productoras, para sellar fugas en la TR y el uso más importante es el de

aislar la producción de hidrocarburos de aquellas formaciones que producen otros fluidos.

Útil para reparar:

- Trabajos de cementación primaria en los que se dejó un canal detrás de la TR o cuando no se alcanzó una altura adecuada en el espacio anular.
- Para eliminar la entrada de agua de una zona productora, así como la entrada de gas.
- Fugas en la TR debido a la corrosión o desgaste por viajes y rotación.
- Abandonar una zona depletada o no productora.
- Tapar una o más zonas de un pozo inyector con múltiples zonas disparadas, de tal forma que la dirección de los fluidos inyectados dentro de la formación sea la deseada.
- Sellar zonas de pérdida de circulación.

La técnica para hacer un trabajo de cementación forzada es; la lechada de cemento se sujeta a una presión diferencial contra una roca permeable, la fase acuosa comenzará a filtrarse, en la cara del medio poroso se formará un enjarre de cemento parcialmente deshidratado y en algunos casos se provocará el fracturamiento de la formación.

El enjarre formado contra una formación permeable tiene una permeabilidad inicial relativamente alta, pero a medida que las partículas de cemento se acumulan, el espesor del enjarre y la resistencia hidráulica se incrementan. Como resultado la velocidad de filtración decrece y la presión requerida para deshidratar la lechada de cemento se incrementa gradualmente. El tiempo necesario para la formación del enjarre está en función de cuatro parámetros; permeabilidad de la formación, la presión aplicada en el proceso, la permeabilidad del enjarre y la capacidad de la lechada para deshidratarse a condiciones de fondo.

La velocidad a la que se deshidrata la lechada decrece y está directamente relacionada con la velocidad a la que se pierde la fase acuosa.

Cuando es forzada contra una formación de baja permeabilidad, la velocidad de pérdida de fluido es baja, se deshidrata lentamente y no tiende a entrar a la formación, el tiempo de la operación es excesivamente alto. Contra una formación de alta permeabilidad una lechada con alta tasa de deshidratación producirá rápidamente la formación de enjarre y el sellado de poros y fracturas.

La cementación forzada ideal debería estar hecha para el control de la velocidad de crecimiento del enjarre (pérdida de fluidos) y permite una filtración uniforme para construir un enjarre sobre toda la superficie permeable, formando un sólido

casi impermeable. Un diseño apropiado de la lechada dejará solo un pequeño nodo de cemento dentro de la TR, figura 4.17.

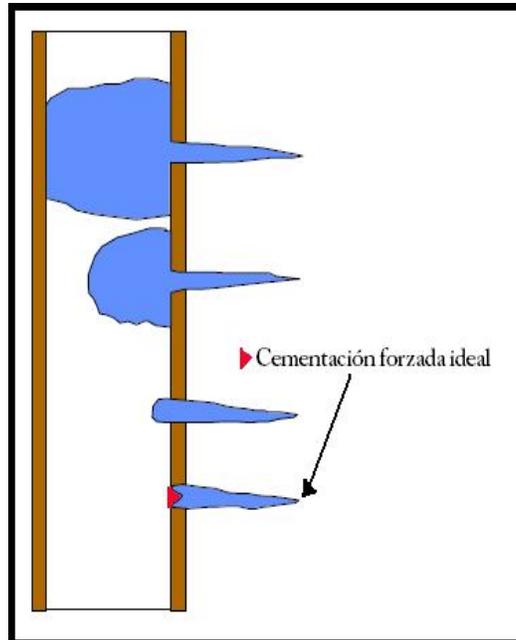


Figura 4.17 Cementación forzada ideal, dejando la menor cantidad de cemento dentro de la TR.

La cementación forzada es usada para solucionar problemas a corto plazo o para mejorar las condiciones a largo plazo, tales como;

- Reparar un trabajo deficiente de cementación primaria
- Cerrar la producción de agua no deseada
- Reducir la relación de gas-aceite (GOR)
- Reparar fugas en la TR
- Abandono de zonas no productoras o depletadas
- Sello de zonas con pérdida de circulación
- Alterar perfiles de inyección
- Proteger contra la migración de fluidos dentro de las zonas productoras

El diseño de la lechada varía en función de la técnica que se emplea para la ejecución del trabajo. Pero el diseño de la lechada puede ser con alto valor de filtrado (más de 100 cm³ cada 30 min), filtrado moderado (de 50 a 100 cm³ cada 30 min) o bajo valor de filtrado (de 20 a 50 cm³ cada 30 min).

La viscosidad es muy importante y debe controlarse para tener oportunidad de inyectar la lechada apropiadamente dentro de la zona deseada. El tiempo de

fraguado debe ser suficiente para preparar la lechada y bombearla, evitando que el fraguado se produzca antes que llegue al intervalo apropiado, ya que puede tapar la tubería utilizada para cementar.

La selección de la técnica que se pretenda utilizar depende del objetivo que se pretenda alcanzar con la operación.

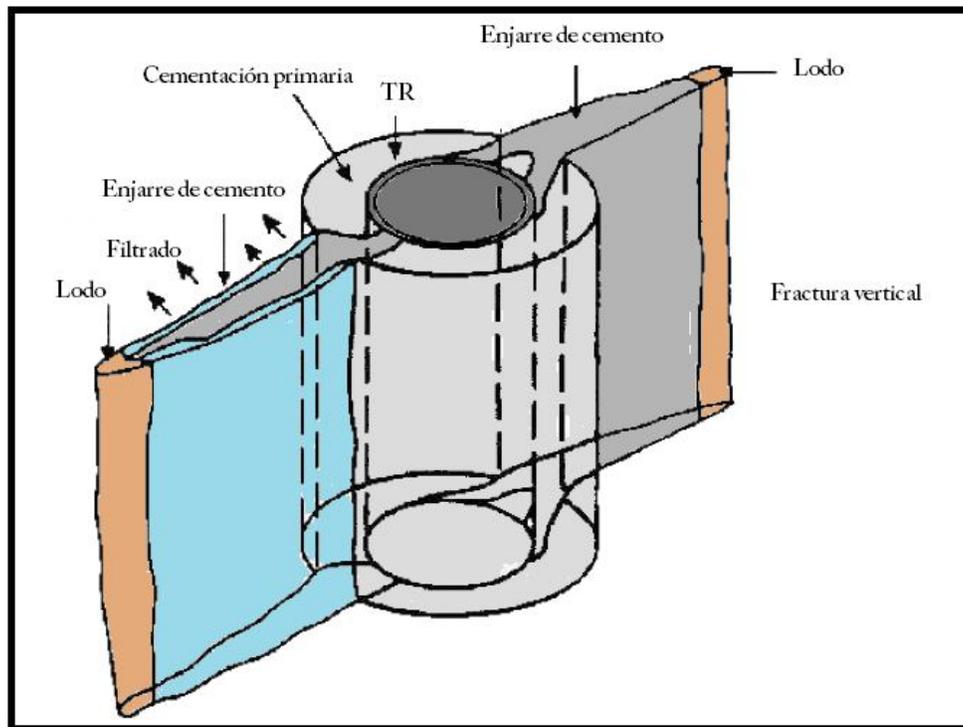
4.2.1. Técnicas de cementación forzada

Durante la cementación forzada los poros en la roca rara vez permiten al cemento entrar dentro de la formación, se requiere una permeabilidad de aproximadamente 500 darcies para que esto suceda. Existen dos procesos a través de los cuales podemos forzar el cemento.

- **Cementación forzada a alta presión:** Esta técnica requiere que la formación sea fracturada, lo cual permite que la lechada de cemento se bombee dentro de la zona fracturada.
- **Cementación forzada a baja presión:** La aplicación de esta técnica requiere no exceder el gradiente de fractura de la formación. La lechada de cemento es colocada frente a la formación y entonces se aplica presión para que la fase acuosa de la lechada (filtrado) sea forzada dentro de la roca, mientras que el material sólido es depositado en las paredes de la formación.

Cementación forzada a alta presión

En una operación de cementación forzada a alta presión, la formación es inicialmente fracturada por un fluido libre de sólidos (salmuera), para determinar la presión de admisión de la formación. Nunca se debe usar lodo de perforación para realizar esta prueba, porque se puede dañar la formación o el enjarre formado evita la inyección de fluidos, aumentando la lectura de la presión de fractura.



4.18 Fracturas verticales causadas por cementación forzada a alta presión.

La dirección de la fractura depende de la resistencia de la roca presente en la formación. La fractura ocurre a lo largo de un plano perpendicular a la dirección de menor resistencia compresiva. En general, la resistencia depende del esfuerzo de sobrecarga el cual es menor verticalmente que horizontalmente. Es por eso que es más fácil que se produzcan fracturas verticales, figura 4.18.

En la práctica es difícil predecir la dirección de la fractura debido a que la tendencia de fractura está basada en la naturaleza de la roca.

Después de que la formación es fracturada, la lechada de cemento es colocada frente a la formación y luego es bombeada dentro de la zona a un gasto de bombeo bajo. La presión de inyección debe crecer gradualmente mientras el cemento llena la zona fracturada. Después de que la lechada ha sido forzada se debe desfogar la presión y verificar si existe retorno.

Las desventajas de esta técnica son:

- No existe control sobre la orientación de las fracturas.
- Pueden ser necesarios grandes volúmenes de cemento para llenar las fracturas.
- El lodo remanente dentro de los disparos es atrapado dentro de las fracturas, lo que puede ocasionar que el sello no sea efectivo.

Cementación forzada a baja presión

La cementación forzada a baja presión es uno de los métodos más eficientes de sellado de zonas disparadas. En una operación de cementación forzada a baja presión la formación no es fracturada, la lechada de cemento es forzada suavemente sobre la formación.

La lechada de cemento consta de sólidos finos dispersos en un medio líquido, estos sólidos son demasiado grandes para ser desplazados dentro de la formación, como se aplica presión al sistema, la fase líquida es forzada dentro de los poros, generando un depósito de material sólido o enjarre. Este enjarre de cemento deshidratado que se genera sirve de barrera impermeable que previene la invasión de filtrado a futuro, es decir se crea un sello impermeable en las zonas disparadas.

Algunos factores que afectan la construcción del enjarre de cemento son:

- Pérdida de fluido (generalmente 50-200 cm³).
- Relación agua/sólidos (40% del peso).
- Características de la formación (permeabilidad, presión de poro).
- Presión de fractura.

Solo se requiere un volumen pequeño de cemento para realizar una cementación forzada a baja presión, la cara debe encontrarse libre de lodo u otro material. Si el pozo ha estado produciendo por un tiempo, sus disparos deben ser lavados, a veces con soluciones ácidas.

El procedimiento general para realizar una cementación forzada a baja presión es:

1. Se bombea salmuera (agua salada) dentro de la zona para establecer si la formación puede ser forzada (Prueba de inyectividad). Si el agua no puede ser inyectada quiere decir que no se podrá realizar el trabajo de cementación forzada sin fracturar la formación.
2. Colocar la lechada de cemento a la profundidad requerida.
3. Aplicar presión moderada.
4. Parar el bombeo y revisar si existe retorno de fluidos.
5. Continuar bombeando hasta que la devolución cese por cerca de 30 minutos.
6. Parar el desplazamiento de cemento y mantener la presión.
7. Circular por inversa el exceso de cemento que quedó en la tubería de revestimiento.

Una lechada de cemento apropiadamente diseñada dejará solo un pequeño nodo de cementación dentro de la tubería de revestimiento. Todo el procedimiento de cementación forzada es llevado por debajo de la presión de fractura.

4.2.2. Métodos de bombeo para cementación forzada

Cementación forzada con bombeo continuo

Una operación de cementación forzada con bombeo continuo es cuando el cemento es lentamente bombeado hasta que se obtiene la presión final de inyección forzada, figura 4.19. Usado frecuentemente para reparar trabajos de cementación primaria.

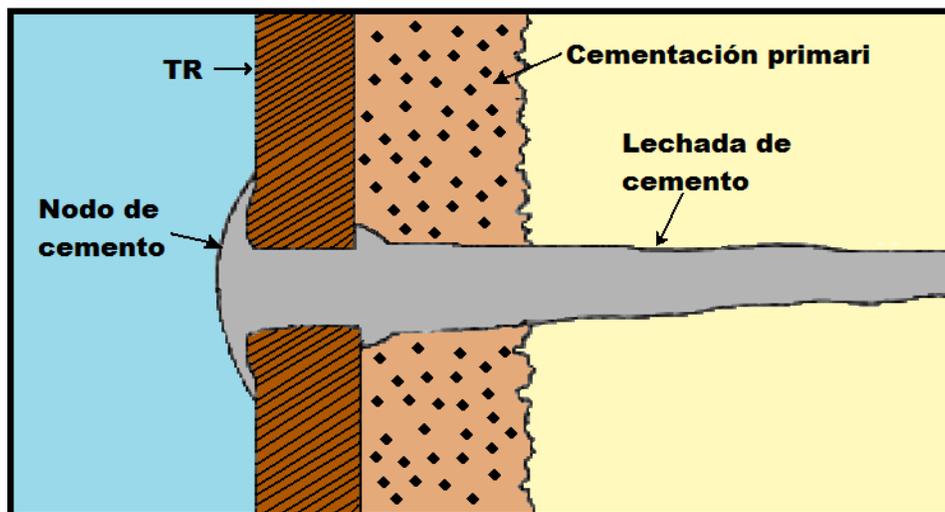


Figura 4.19 Cementación forzada con bombeo continuo.

Después que se detiene la operación de bombeo, la presión es monitoreada. Si la presión cae debido a la filtración adicional de la interface cemento/formación se bombea más lechada de cemento para mantener la presión final de superficie. Esto continúa hasta que el pozo mantenga la presión forzada por bastantes minutos sin necesidad de inyectar lechada de cemento adicional, figura 4.20. El volumen de lechada inyectada es usualmente grande.

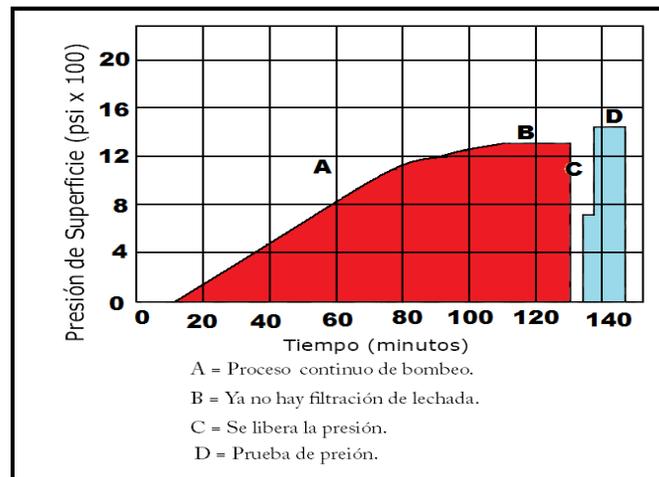


Figura 4.20 Diagrama para el proceso por el cual se bombea una lechada de forma continua.

Cementación forzada con bombeo intermitente

La cantidad relativamente pequeña de pérdida de filtrado de las lechadas hace impráctico, casi imposible el bombeo continuo a bajos gastos, suficientes para mantener una presión diferencial constante. El único procedimiento por el cual se hace posible la deshidratación de pequeñas cantidades de cemento dentro de los disparos, es con el método de bombeo intermitente, figura 4.21.

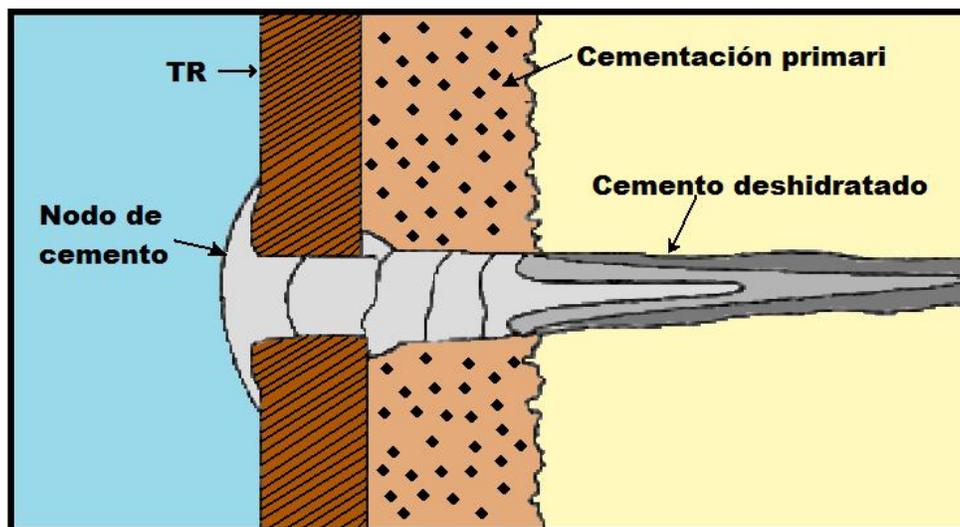


Figura 4.21 Cementación forzada con bombeo intermitente.

Una operación de cementación forzada por bombeo intermitente, es cuando el bombeo se detiene en intervalos regulares para darle tiempo a la lechada de cemento para deshidratarse y formar un enjarre, se bombean pequeños

volúmenes de cemento (de 0.25 a 0.5 bbl/min) cada vez, separados por un intervalo de 10 a 20 min, figura 4.22. Esta técnica es peligrosa si el cemento se encuentra aun en contacto con la tubería de perforación o el empacador, pues puede fraguar atrapando la tubería.

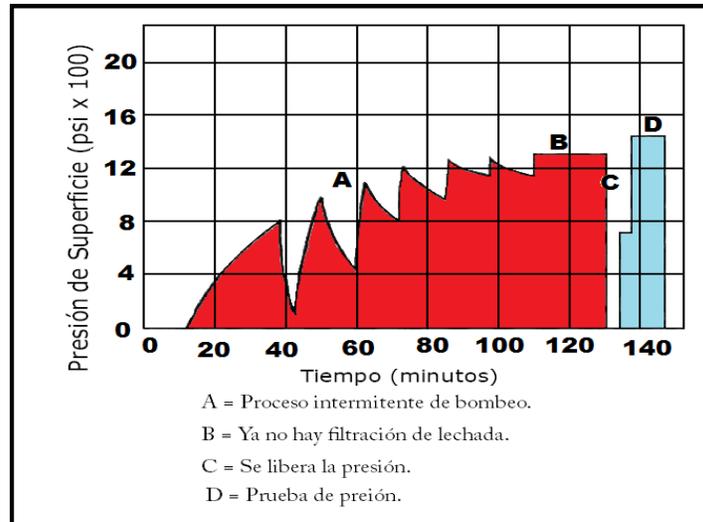


Figura 4.22 Diagrama para el proceso por el cual se bombea una lechada de forma intermitente.

4.2.3. Equipo usado para realizar una cementación forzada

Las operaciones de cementación forzada con alta y baja presión pueden ser llevadas a cabo con o sin empacador.

Cementación sin empacador: esta técnica involucra bombear el cemento a través de la tubería de perforación sin hacer uso de empacador. El cemento es colocado a la profundidad requerida. Los BOP's y el espacio anular se cierran y el fluido es bombeado, forzando al cemento dentro de los disparos, debido a que este fluido no puede moverse dentro del espacio anular, figura 4.23. Este es el método más simple para colocar y realizar una cementación forzada, pero tiene ciertas desventajas:

- Es difícil ubicar el cemento adecuadamente frente a la zona de interés.
- No se puede usar para cementación forzada de algunos disparos si otros están aun abiertos.
- En esta técnica toda la tubería se presuriza, por esta razón la presión aplicada está limitada por la resistencia de la tubería.

La técnica de cementación forzada sin empacador solo se utiliza para trabajos de cementación forzada a baja presión.

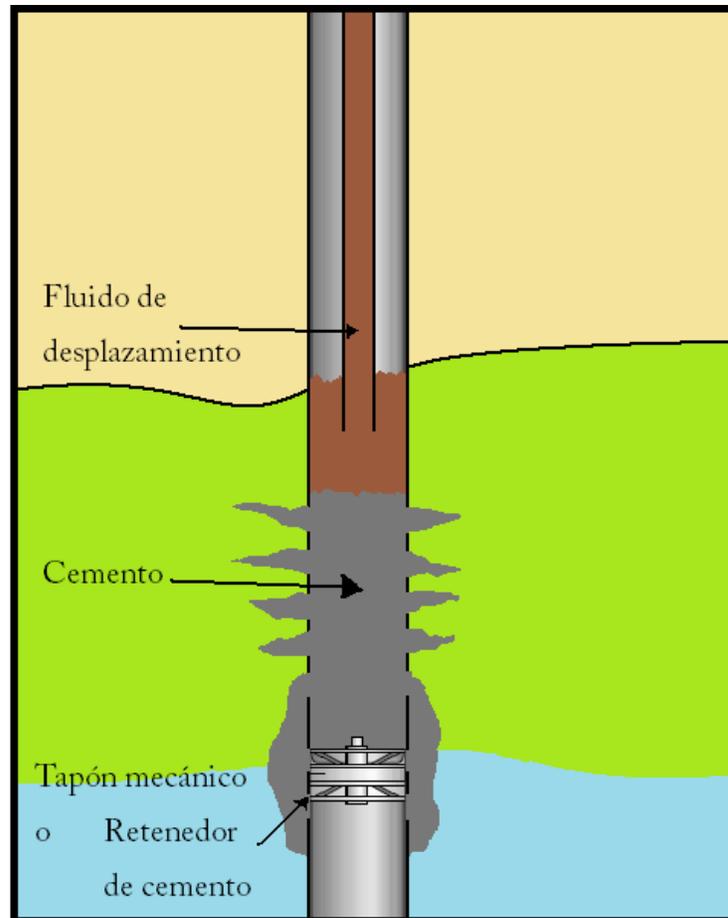


Figura 4.23 Cementación forzada sin utilizar empacador.

Cementación con empacador: El uso de empacadores hace posible colocar el cemento de manera más precisa y además trabajar con un rango de presión más alto. El empacador sella el espacio anular, pero permite la comunicación entre la tubería de perforación y la pared del pozo debajo del empacador.

Existen dos tipos de empacador que pueden ser usados para realizar este tipo de operaciones:

- Empacador permanente
- Empacador recuperable

Empacador permanente: Este tipo de empacador contiene una válvula de contrapresión la cual previene el retorno del cemento después de realizar la operación de cementación forzada. Es principalmente usado para trabajos de reparación de cementación primaria o para cerrar zonas con producción de agua.

El empacador se corre con una tubería de perforación o cable y es anclado sobre los disparos. Cuando el cemento ha sido forzado exitosamente se puede remover

la tubería de perforación y se debe cerrar la válvula de contrapresión. Las ventajas del uso de este empacador son:

- Buen control de la profundidad.
- La válvula de contrapresión previene el retorno del cemento.
- Se recupera la tubería de perforación sin perturbar el cemento.

La principal desventaja de este método es que el empacador solo puede ser usado una vez, antes de ser perforado.

Empacador recuperable: Este equipo puede ser colocado y liberado muchas veces en un solo viaje. Lo que lo hace conveniente para reparar una serie de fisuras en la TR o realizar cementación forzada en disparos de forma selectiva. Un puerto de paso en el empacador permite la comunicación con el espacio anular, pero este puerto está cerrado durante el trabajo de cementación forzada.

El procedimiento para realizar una cementación forzada con empacador recuperable es:

1. Correr el empacador con la tubería de perforación y colocar la misma a la profundidad requerida con el puerto de paso abierto.
2. Bombear la lechada de cemento (mantener contrapresión en el espacio anular para prevenir fallas).

La profundidad de asentamiento del empacador debe ser considerada cuidadosamente.

Si se posiciona demasiado arriba de los disparos la lechada de cemento puede contaminarse con los fluidos del yacimiento, grandes volúmenes de fluido debajo del empacador pueden ser bombeados dentro de la formación por delante del cemento.

Si el empacador es colocado demasiado abajo, puede ser atrapado por el cemento. Generalmente el empacador se posiciona de 30 a 50 ft sobre los disparos.

A veces se usa un tramo de tubería por debajo del empacador, para asegurar que solo el cemento sea forzado dentro de los disparos y existe poca probabilidad de pegado (con tubería de cola).

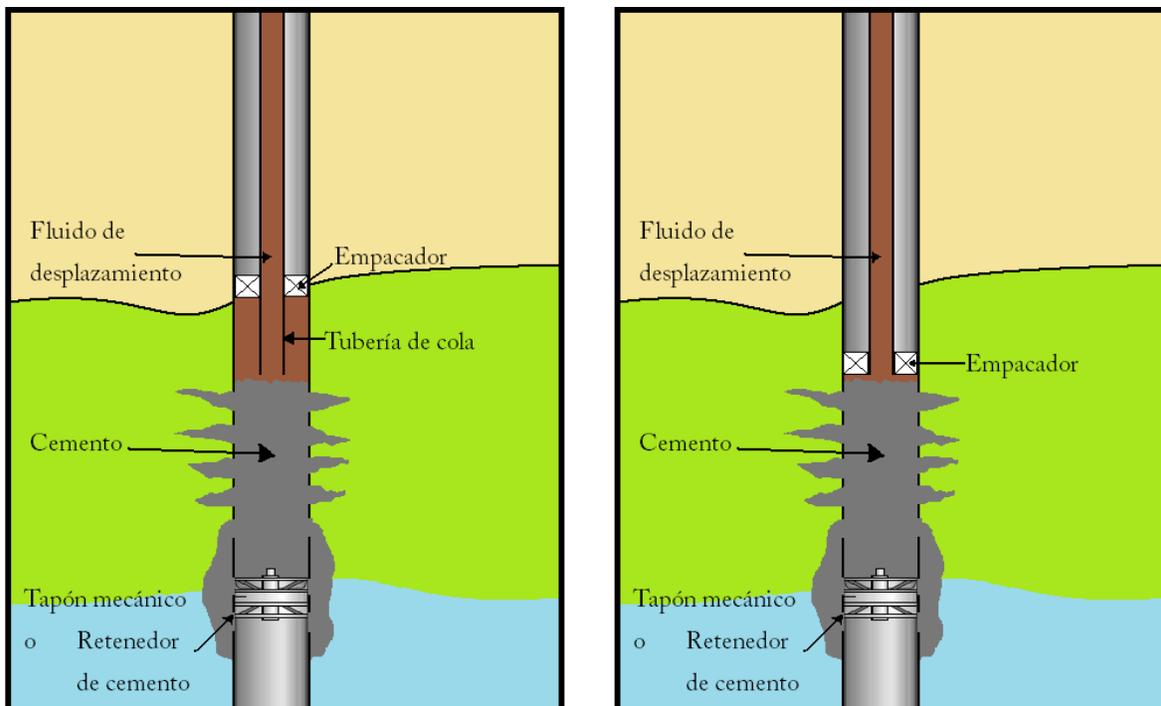


Figura 4.24 Cementación forzada utilizando empacadores, con cola de tubería y sin cola de tubería.

4.2.4. Microcemento

La principal desventaja de usar cemento H para una cementación forzada como un método de remedio, es que la lechada estándar contiene partículas grandes de cemento (mayores que $120\ \mu\text{m}$), limitando esto la penetración dentro de la formación, lo que trae como consecuencia que el trabajo se tenga que repetir muy frecuentemente.

En esta situación, el uso de un microcemento puede proporcionar mejores resultados. El microcemento consta de un surfactante y una fase líquida de diesel o keroseno. El surfactante cuando se utiliza en la cantidad recomendada para el volumen de diesel, se obtiene una lechada espesa que en cuando tiene contacto con agua disminuye su viscosidad.

Con un tamaño máximo de partícula de $10\ \mu\text{m}$ o menos, el microcemento puede penetrar en formaciones que no permiten el paso de partículas grandes.

Cuando este tratamiento se utiliza, el surfactante es necesario para prevenir la inmediata hidratación del microcemento. A diferencia de las lechadas estándar, el cemento ultrafino va en una lechada base aceite, ya que reacciona en contacto con el agua. Este sistema puede ser usado para temperaturas por encima de 400°F .

Por ejemplo, un pozo con una producción inicial de 100 B_oPD y 300 B_wPD, primero fue tratado con cemento estándar, solo de 470 a 940 lb de cemento estándar pudieron ser colocadas en la formación, y la producción de agua no se redujo. Después se colocaron 4000 gal de un complejo de poliacrilamida, sin obtener éxito alguno. Después se colocaron 2500 lb de microcemento y se obtuvo una producción de 170 B_oPD y 200 B_wPD.

El tamaño del Microcemento le permite ser colocado en microfracturas cerca del pozo, que pueden establecer comunicación con una zona saturada de agua.

Tabla 4.1 Comparación de la capacidad de penetración del Microcemento y Cemento tipo H.

Tipo de Cemento	Densidad (gr/cc)	Ancho de la fisura (Pulg)	Porcentaje de la lechada penetrando a través de la fisura (%)
Micro Cemento	1.5	0.006	90
Cemento H	1.97	0.006	0

4.3. Soluciones químicas

La presente sección se limita estrictamente a la revisión de técnicas de control de agua, con base en diversos sistemas químicos. Los métodos químicos que son válidos para el control del flujo del agua son de una variedad muy amplia de polímeros base agua y base aceite.

Cuando se diseña un proyecto para el control de agua, con soluciones químicas, se debe considerar el propósito, las características físicas y químicas de la solución utilizada, para no afectar el yacimiento a corto ni a largo plazo, además deben tenerse en cuenta las condiciones de yacimiento a las cuales se va a colocar el tratamiento. Para aceptar un tratamiento como válido para cualquier situación, se deben hacer pruebas de laboratorio a escala, teniendo en cuenta condiciones de presión, temperatura, composición de los fluidos, características de la litología y el tiempo para la colocación.

¿Por qué utilizar métodos químicos?

En cualquier caso que se presente alto corte de agua; es debido a que la movilidad del agua es mayor a la del aceite, pero no es el único factor porque hay otros tales como los grados API del aceite, temperatura, presión, mojabilidad entre los más importantes. Las herramientas mecánicas, métodos tradicionales de

cementación y cementaciones forzadas se encargan de bloquear la producción de agua, así como la de aceite. La aplicación de geles inorgánicos son métodos que se usan a menudo para aislar y reparar zonas invadidas de agua, varios tipos de sistemas de geles han sido estudiados y usados con cierto grado de éxito para controlar la producción de agua, teniendo en cuenta que la mayoría de estos métodos presenta un carácter selectivo activándose en presencia de agua, son los llamados tratamientos inteligentes.

En general se tienen 4 tipos de tratamientos químicos para control de agua que se inyectan a presión inferior a la de fractura.

- Bloqueadores de permeabilidad o geles
- Reductores de permeabilidad (Reductores)
- Bloqueadores de permeabilidad selectivos (SPB)
- Modificadores de permeabilidad relativa (RPM)

4.3.1. Bloqueadores de permeabilidad o geles

Como el nombre lo indica, estos materiales tapan el espacio poroso evitando el movimiento de fluidos, generalmente por medio de la reacción química retardada y controlada que permite la inyección profunda del material antes que éste reaccione formando un gel tridimensional. Son buenos ejemplos las soluciones de silicatos 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 los obtenidos por resinas, látex o fenólicas. Los sistemas más conocidos se basan en poliácridamidas reticuladas con cromo y PVA (alcohol polivinílico) reticulado con glutaraldehído. Son soluciones de baja concentración, bombeadas en un estado no reticulado, por lo que tienen baja viscosidad. Se activa dentro del pozo, la temperatura las pone en acción y controladas por reguladores de pH, forman un gel de obturación de alta viscosidad. Ninguno de estos materiales es selectivo y tapan poros que contengan hidrocarburo y/o agua. Por lo tanto, requieren de medios de colocación selectiva para evitar que se tape la zona productora de aceite. Estos tipos de tratamiento pueden ser aceptables si el único factor en la producción de agua es la conificación. En el caso de zonas con flujo preferencial se produce una reducción en la producción de aceite. Suelen ser de corta duración y comercialmente inaceptables.

4.3.2. Reductores de permeabilidad (Reductores)

Estos materiales también tapan el espacio poroso, restringiendo el movimiento de fluido, pero no precipitan, no se hinchan ni se viscosifican tanto en presencia de hidrocarburos como lo harían en el caso de estar en un ambiente acuoso. El efecto neto es una reducción de permeabilidad efectiva al agua por un factor mayor que la reducción de permeabilidad al aceite. Sin embargo, aunque la reducción de la permeabilidad al aceite podría ser de más del 90% dependiendo del sistema seleccionado, el aislamiento mecánico puede aun ser necesario como 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, incluyen el tetra metilo orto-silicato y el etil-silicato que reacciona en presencia de agua y forma un gel rígido de sílice.

4.3.3. Bloqueadores de permeabilidad selectivos (SPB)

Nuevos sistemas basados en un surfactante viscoelástico aniónico (VAS, por sus siglas en inglés) han sido recientemente introducidos para el control de agua. Estos sistemas son únicos y completamente diferentes de los usados previamente con respecto a la ubicación y taponamiento de poros.

El surfactante viscoelástico aniónico, 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 reticulados de polímeros hidrosolubles. Sin embargo, como el gel está libre de sólidos puede ser bombeado o inyectado en el yacimiento, en condiciones matriciales (por debajo de la presión de fractura).

Debido a la composición química única de este sistema especial VAS los hidrocarburos lo rompen al contacto y se activa su viscosidad en presencia de agua salada. Esto libera solamente los poros con saturación residual de hidrocarburos, dejándolos libres y mojados por agua. Los poros con alta saturación de agua, por otra parte, quedan bloqueados 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 inicialmente lenta de los pozos tratados con estos sistemas.

Es importante destacar que el desarrollo original de fluidos base VAS fue para obtener un fluido de fractura sin el uso de polisacáridos, figura 4.25. Con el ajuste de cationes, concentraciones y pH, se obtiene una variedad de alternativas de fluido de alta viscosidad y excelentes propiedades de transporte. Los fluidos base VAS constituyen una familia con inmejorables propiedades que redundan en una efectividad a más largo plazo: ausencia de sólidos tras la ruptura, mojados por agua, mecanismos únicos de ruptura, alto contenido de sales para su compatibilidad con rocas hidrofílicas, etc. Los primeros tratamientos con fluido de fractura base VAS dieron como resultado una notable reducción en el corte de agua, aun cuando el fluido no fue diseñado específicamente para ese efecto.

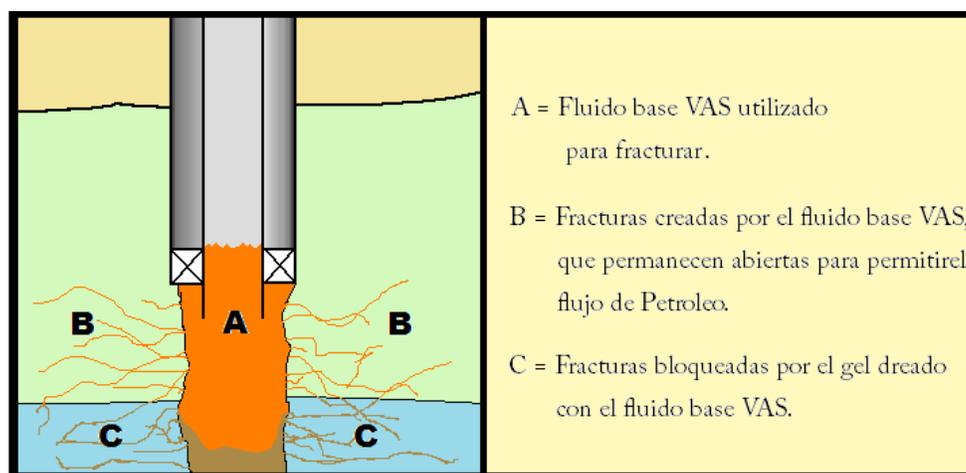


Figura 4.25 Fluido base VAS utilizado para fracturar.

4.3.4. Modificadores de permeabilidad relativa (RPM)

Son sistemas de polímeros hidrofílicos, solubles en agua que cuando se hidratan producen largas cadenas de polímeros que ocuparán en la roca el espacio poroso. Debido a que son altamente hidrofílicos, atraen el agua y repelen el aceite y, como resultado representan una fuerza de resistencia al flujo del agua en los poros con un mínimo efecto sobre el flujo de aceite. Como consecuencia, se reduce la permeabilidad efectiva al agua mientras que la permeabilidad efectiva al aceite es poco alterada y tiende a aumentar.

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 disminuyen 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 que forman así 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.

Los RPM incrementan la resistencia al flujo de agua en el orden de 2 a 100 veces. En cambio, el aumento de resistencia al flujo del aceite es por mucho un orden de magnitud más bajo, y nunca mayor que 2.

Estos tratamientos son los más seguros con respecto al mantenimiento de la producción del aceite y los que tienen mayor probabilidad de éxito en el control de agua cuando se colocan correctamente.

Los cambios en el entorno tales como el pH, la salinidad o la baja presión alteran la efectividad y durabilidad del tratamiento. En otros términos, cualquier intervención al pozo luego del tratamiento, probablemente destruya parcial o completamente sus propiedades de control de agua.

Este no es un tratamiento que tenga efectos permanentes, pues al cabo de algunos meses, después de buenos resultados, se pueden tener condiciones de producción iguales a las iniciales antes del tratamiento. No importando cuán pequeño sea la duración del efecto, debe hacerse un balance económico para saber si es rentable la implementación del método y justificar la implementación del tratamiento.

Los modificadores de permeabilidad relativa son considerados tratamientos con fluidos inteligentes, por el hecho de que son capaces de sellar las zonas productoras de agua, manteniendo abiertas las zonas productoras de aceite. Estos tratamientos desarrollan automáticamente un sellado selectivo, pues gracias a sus propiedades químicas solo son capaces de reaccionar en presencia de agua, siendo así que en las zonas donde solo hay una pequeña porción de agua no serán capaces de reaccionar, al menos no al grado de sellar los poros.

Los tratamientos químicos requieren que la colocación del fluido sea precisa. La tubería flexible con empacadores inflables permite colocar la mayor parte de los fluidos de los tratamientos sin riesgo de afectar las zonas productoras de hidrocarburos, figura 4.26.

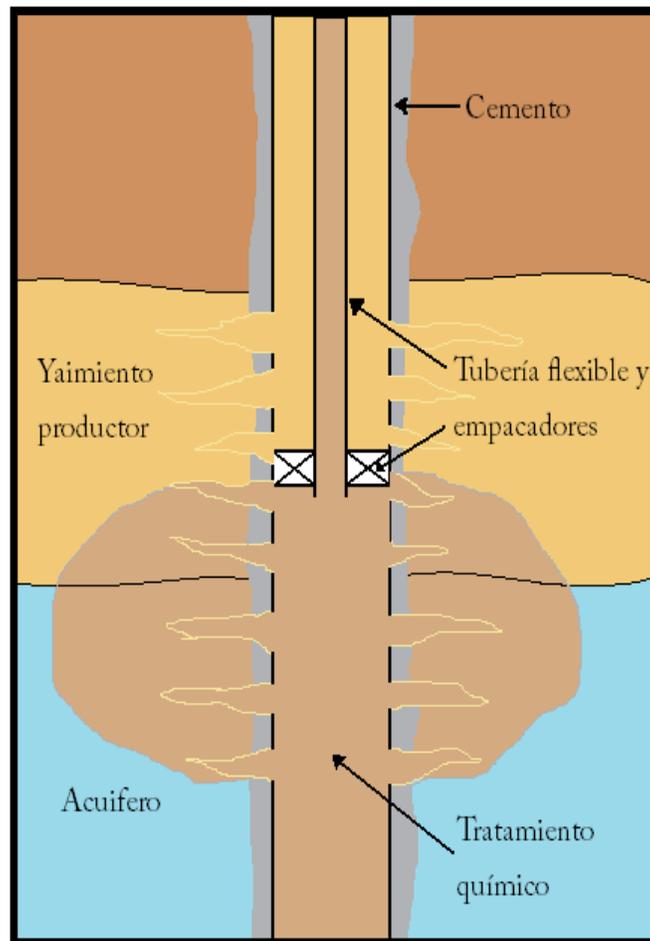


Figura 4.26 Colocación de tratamiento químico con ayuda de tubería flexible y empacador recuperable.

La doble inyección con tubería flexible es un proceso que consiste en bombear un fluido protector a lo largo del espacio anular entre la tubería flexible y el revestidor hasta la zona productora de hidrocarburos y bombear el fluido del tratamiento a través de la tubería flexible hasta la zona que desea ser aislada o sellada.

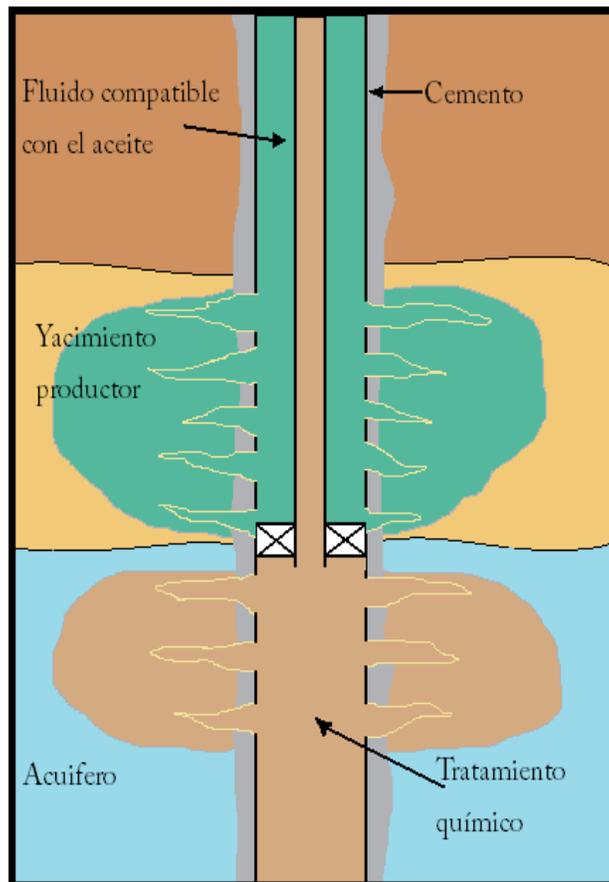


Figura 4.27 Colocación del tratamiento químico utilizando tubería flexible y doble inyección.

Los modificadores de permeabilidad relativa (RPM) tienen propiedades que ayudan a reducir el flujo de agua en las áreas tratadas a la zona productora dentro del pozo. En la zona tratada de un estrato productora de aceite. Los RPM deberían funcionar causando poco o ningún daño al flujo de hidrocarburos.

La aplicación de un RPM depende de muchas características del yacimiento:

- Químicas
- Litológicas
- Fuente del agua
- Tamaño de poro
- Permeabilidad
- Saturación
- Mojabilidad
- Presión capilar
- Adsorción gravedad específica

CAPÍTULO V

CASO PRÁCTICO

- Campo ot umba
- Campo unam
- Campo pUMA

CAPÍTULO V. CASOS PRÁCTICOS

En este capítulo se presenta el diagnóstico del origen del agua producida y los mecanismos que favorecieron su producción de siete pozos productores de aceite volátil, (de 36 a 39 °API y RGA > 300 m³/m³) con aporte de agua. Para el diagnóstico se analizó la información petrofísica de la formación, la terminación de los pozos, el estado mecánico y sobre todo el histórico de producción, y una vez identificada la fuente del agua, proponer alternativas de solución; ya sea mecánica o química, con el fin de eliminar el corte de agua, o en su defecto reducirlo.

El diagnóstico de la entrada de agua se realizará a los pozos Otumba-11, Otumba-12, Otumba-22, Unam-11, Unam-31, Puma-1 y Puma-13 de los campos Otumba, Unam y Puma, respectivamente.

Geología de los campos

Los campos Otumba, Unam y Puma se encuentran en aguas territoriales del Golfo de México en tirantes de agua de entre 35 y 50 metros. Las rocas almacenadoras son carbonatos dolomitizados del Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK) dentro de trampas tipo estructural. Los yacimientos son de aceite volátil (superligero). Los tres campos cubren aproximadamente un área de 17 km², el espaciamiento promedio entre pozos es de 800 m.

La interpretación sísmica tridimensional define estructuras anticlinales para los tres campos. La estructura del campo Otumba abarca un área de 4.6 km², la del campo Unam 5.2 km² y por último la estructura del Puma cubre una área de 5.8 km².

Las trampas en Otumba, Unam y Puma son del tipo combinada, en las que se conjugan aspectos estructurales con cambios litológicos. Estos últimos debido a que la roca almacenadora que es una dolomía mesocristalina, con sombras de ooides, en su origen fue una caliza oolítica, depositada en ambientes de alta energía cuya distribución varía lateralmente por cambios de facies. El aspecto estructural está dominado por la tectónica salina.

La roca generadora está constituida por rocas carbonatadas arcillosas y bituminosas, además de lutitas bituminosas del Jurásico Superior Tithoniano con alto contenido de materia orgánica, características de un medio de depósito de cuenca profunda y de condiciones anóxicas. Su espesor promedio es de 200 m.

La roca sello que conforma las trampas está constituida por lutitas bituminosas y calizas arcillosas bituminosas en la cima, y por lutitas calcáreas, bentoníticas, limolíticas, con sal en la base.

Para evaluar las formaciones se adquirieron registros geofísicos en agujero descubierto entre los que destacan; rayos gamma, resistivos (profundo y somero), temperatura, densidad neutrón y los sónicos, estos últimos para estimar la porosidad y la calidad de la cementación. A continuación se hace una breve descripción de cada uno de los campos.

Tabla 5.1 Propiedades petrofísicas promedio y profundidades de los contactos agua-aceite en los pozos en estudios.

Pozo	Profundidad Total (mvmbr)	Intervalos Productores (mvmbr)	PHI (%)	Sw (%)	Vcl (%)	Temp. (°C)	Tipo de contacto @mvmbr
OTU 11	4769	4680-4699	11	19	6	98	CAA 4834
OTU 12	4880	4678-4697	9	27	4	81	CAA 4834
OTU 22	4780	4660-4680	12	14	7	61	CAA 4834
UNAM 11	4792	4641-4792	7	10	2	75	CAA 4890
UNAM 31	4900	4733-4900	3	15	5	75	CAA 4890
PUMA 1	4607	4470-4490	5	10	10	86	CAA 4740
PUMA 13	4650	4705-4730	8	12	1	75	CAA 4740

Campo Otumba

La estructura del campo Otumba es una estructura de tipo anticlinal con orientación NW-SE limitada a sus flancos por dos fallas inversas y al noroeste por una falla normal con orientación NE-SW y caída al noroeste. Esta estructura mide aproximadamente 3 km de largo por 2 km de ancho.

La columna estratigráfica en el campo Otumba está constituida por sedimentos que van en orden de depósito del JSK al Reciente-Pleistoceno. El JSK se encuentra formado en su parte inferior por una secuencia de lutitas, de color gris oscuro, intercalado con cuerpos de arenisca de grano fino. En su porción media y superior está representado por un mudstone bentonítico y wackestone a packstone de oolitas y ooides. Las rocas del Jurásico Superior Tithoniano en su parte inferior y media están compuestas por lutitas y en su porción superior por lutitas calcáreas intercaladas con cuerpos de mudstone arcilloso. El Cretácico

Inferior está formado por mudstone con delgadas intercalaciones de pedernal. El Cretácico Medio se caracteriza por un mudstone con intercalaciones de lutita calcárea. El Cretácico Superior está conformado por lutitas calcáreas con intercalaciones de mudstone, en partes fracturado.

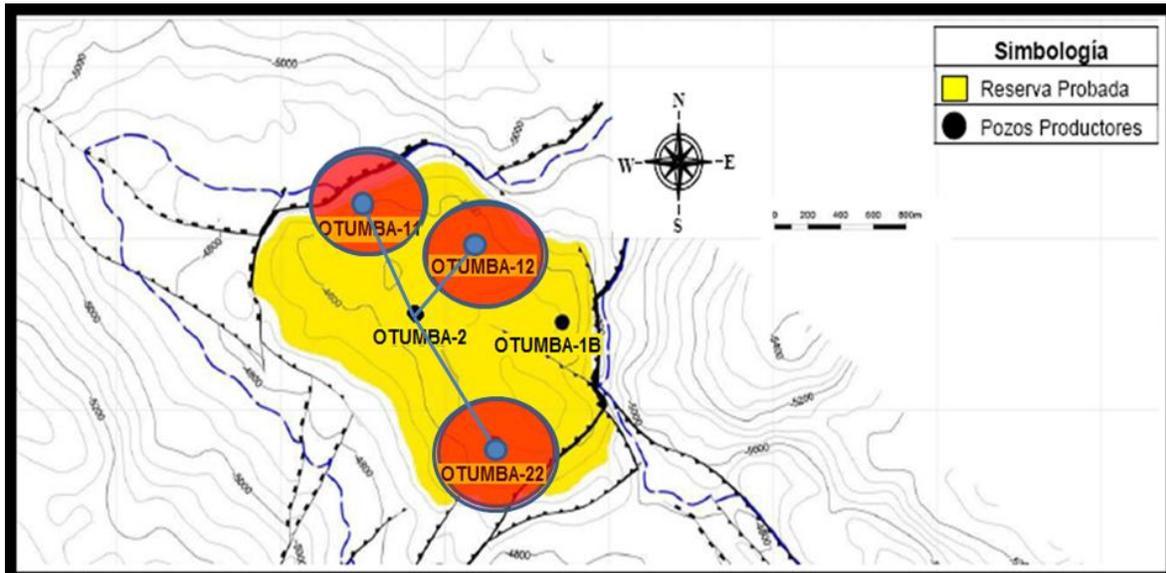


Figura 5.1 Configuración estructural del campo Otumba.

La columna estratigráfica en el campo Otumba está constituida por sedimentos que van en orden de depósito del Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK) al Reciente-Pleistoceno. El JSK se encuentra formado en su parte inferior por una secuencia de lutitas de color gris oscuro, intercalado con cuerpos de arenisca de grano fino. En su porción media y superior está representado por un mudstone bentonítico y wackestone a packstone de oolitas y ooides. Las rocas del Jurásico Superior Tithoniano en su parte inferior y media están compuestas por lutitas y en su porción superior por lutitas calcáreas intercaladas con cuerpos de mudstone arcilloso. El Cretácico Inferior está formado por mudstone con delgadas intercalaciones de pedernal. El Cretácico Medio se caracteriza por un mudstone con intercalaciones de lutita calcárea. El Cretácico Superior está conformado por lutitas calcáreas con intercalaciones de mudstone, en partes fracturado.

El yacimiento en Otumba está constituido por rocas carbonatadas representadas por carbonatos dolomitizados intercalados con dolomías microcristalinas arcilloarenosas. La porosidad promedio estimada es del 11% y la saturación de agua es del 26%. El yacimiento tiene un espesor promedio de 220 m. La presión

original en Otumba fue de 669 kg/cm². La permeabilidad tiene un rango entre 30 y 50 mili Darcies, determinada mediante pruebas de presión producción.

Pozo Otumba-11

Estado mecánico

La figura 5.2 muestra el estado mecánico del pozo Otumba-11, se trata de un pozo desviado terminado con un liner de 5" colocado a 4516 m y profundidad total de 4896 m, el intervalo productor es de 4740-4760 m.

Reseña histórica

El pozo Otumba-11 fue terminado en tubería ciega en diciembre de 1995, en el intervalo 4740-4760 m, el cual resultó productor de aceite volátil.

En noviembre de 2000 se aisló el intervalo productor para disparar el intervalo más profundo, 4805-4824 m, con la intención de alejarse de un posible contacto gas aceite, ya que, de acuerdo a los resultados de la simulación numérica de yacimientos, se pronosticaba la aparición de un casquete de gas para el año 2002. El intervalo nuevo se abrió a producción y en corto tiempo (un año) inició el flujo fraccional de agua en este intervalo.

La producción de hidrocarburos cayó y para septiembre de 2003 se aisló el intervalo de 4805-4824 m y en noviembre del mismo año se redisparó y amplió el intervalo de 4740-4760 m produciendo a través de un estrangulador de ½ pulgada de diámetro, esto como medida de control del agua.

Histórico de producción

En la figura 5.3 se muestra el comportamiento histórico de la producción de aceite y agua, diámetro de estrangulador y producción acumulada, así como algunas de las principales intervenciones al pozo. Se observa que de diciembre de 1995 a enero de 2001 el corte de agua era nulo.

Posteriormente a la RM realizada en el año 2000, aparece el flujo fraccional de agua, por lo que se aisló este intervalo y se abrió nuevamente el intervalo superior 4740-4760 m; sin embargo, el pozo continuó produciendo con cierto flujo fraccional de agua.

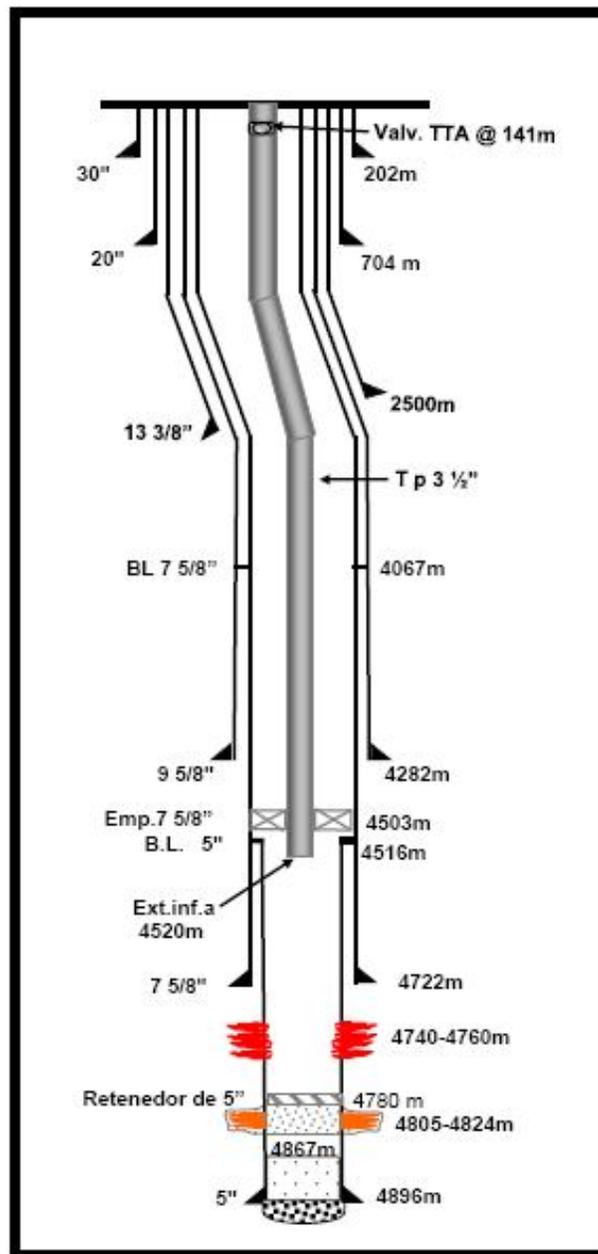


Figura 5.2 Estado mecánico del pozo Otumba-11.

Prueba presión-producción

La Figura 5.4 muestra el comportamiento de la derivada de presión de una prueba de incremento de presión, la interpretación de la misma indica que el modelo corresponde al de un yacimiento homogéneo con una posible frontera a presión constante. Físicamente, esto se podría explicar con la presencia de un acuífero activo; el cual provee energía al yacimiento.

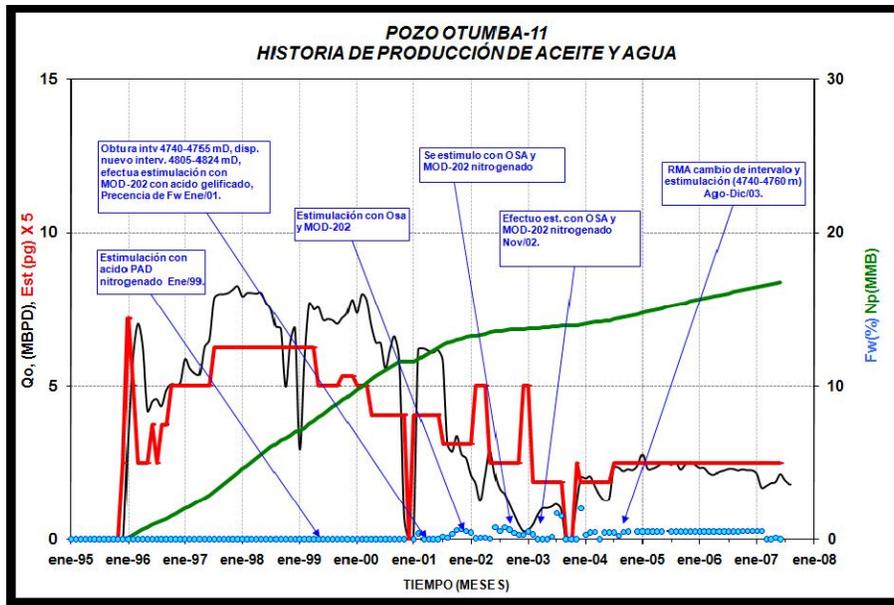


Figura 5.3 Historia de producción de aceite y agua para el pozo Otumba-11.

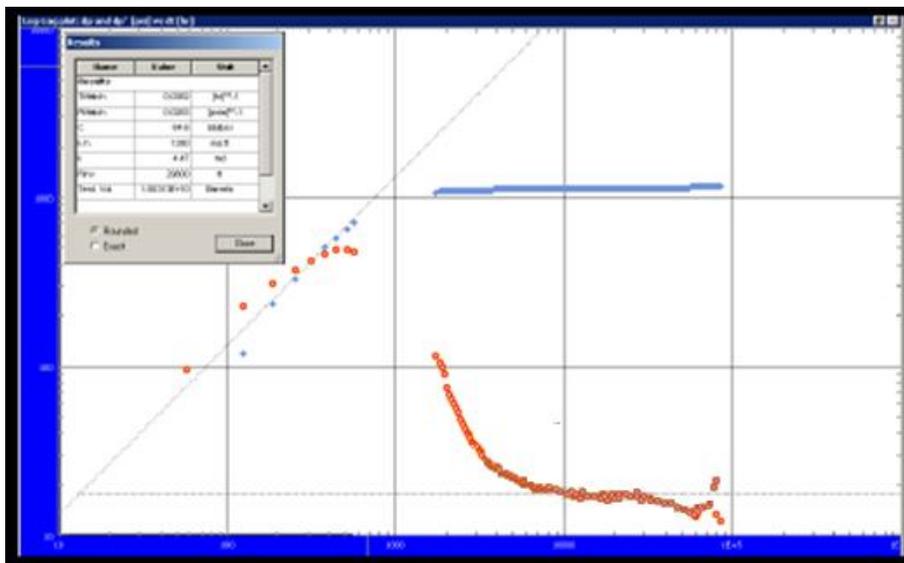


Figura 5.4 Prueba presión producción para el pozo Otumba-11.

A partir del análisis e interpretación de la prueba de presión producción se determinaron los parámetros mostrados en la Tabla 5.2. Como puede notarse, en el momento en que se realizó la prueba existía un daño considerable a la formación, como lo acusa el valor de $s=24.5$, por lo que, en estos caso suele realizarse una estimulación ácida para eliminar este daño. Este tipo de actividades requiere de un diseño adecuado para no fracturar la formación y crear canales que pudieran servir de conductos para el agua de la formación.

Tabla 5.2 Parámetros obtenidos en la prueba presión-producción del pozo Otumba-11.

Parámetro	Valor	Unidad
S	24.5	
K	4.47	mD
Kh	1350	mD-pie
ΔP_s	53.7	kg/cm ²

Diagnóstico

A partir de los datos de corte de agua se aplicó la metodología propuesta en 1995 por K.S. Chang⁸, Figura 5.5, la tendencia de la derivada de la WOR indica que el origen del agua producida en el pozo Otumba-11 se debe a conificación de agua del acuífero subyacente, esto concuerda con la interpretación de la prueba de presión producción, que como se dijo anteriormente acusa la presencia de una frontera a presión constante (acuífero).

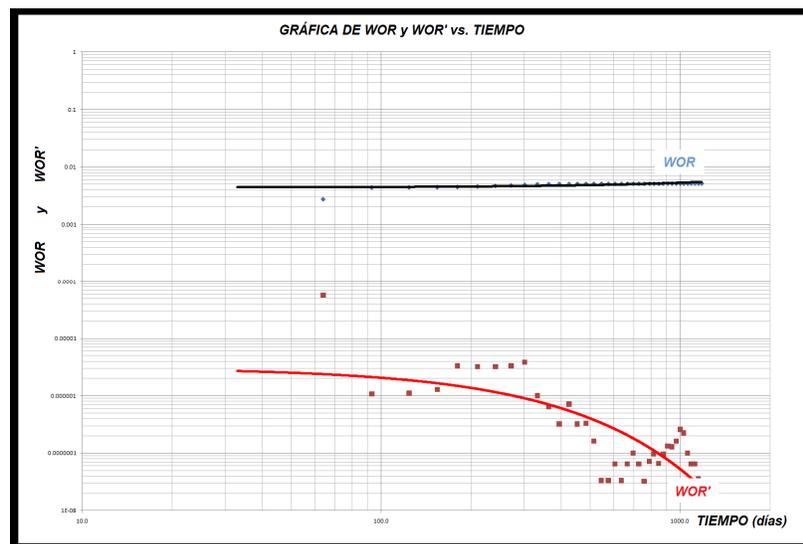


Figura 5.5 Gráfica de la WOR y WOR' vs. tiempo para el pozo Otumba-11.

Adicionalmente, del conocimiento previo de las características del yacimiento, de la profundidad del contacto agua aceite y el comportamiento de la producción después de haber redisparado el intervalo de 4740-4760 m, se puede afirmar la interpretación aportada por este método utilizado para el diagnóstico.

Alternativas de solución

De acuerdo a la literatura consultada para realizar esta tesis, la opción más recomendable para disminuir la producción de agua en este pozo es la de inyectar un volumen considerablemente grande de un tratamiento químico (Polímeros) para formar una barrera y detener el avance de la cúspide del cono hacia el pozo, esta solución técnicamente es adecuada, pero económicamente esta resulta poco atractiva ya que por tratarse de un volumen grande de polímeros, el tratamiento se hace poco rentable. La decisión tomada por el Activo fue la de aislar el intervalo inferior y re-abrir el intervalo superior, además de reducir los ritmos de producción con la intención de atenuar el tamaño del cono.

Pozo Otumba-12

Estado mecánico

La figura 5.6 muestra el estado mecánico del pozo Otumba-12, se trata de un pozo desviado terminado con un liner de 5" colocado a 4488 m y profundidad total de 5014 m, el intervalo productor es de 4800-4820 m.

Reseña histórica

Este pozo fue terminado en mayo de 1996, se dispararon dos intervalos el intervalo de 4990-4975 m y el de 4800-4820 m, el primero resultó improductivo mientras que el segundo quedó como productor de aceite y gas.

En julio de 2004 se intentó recuperar el aparejo de producción para aislar el intervalo productor y disparar la parte baja del yacimiento con la intención de alejarse de un posible contacto gas-aceite, por razones mecánicas no fue posible efectuar la reparación mayor, por lo que se colocó una campana a la profundidad de 1927 m y el aparejo de producción se calibró hasta 3404 m, con la tubería que se atoró.

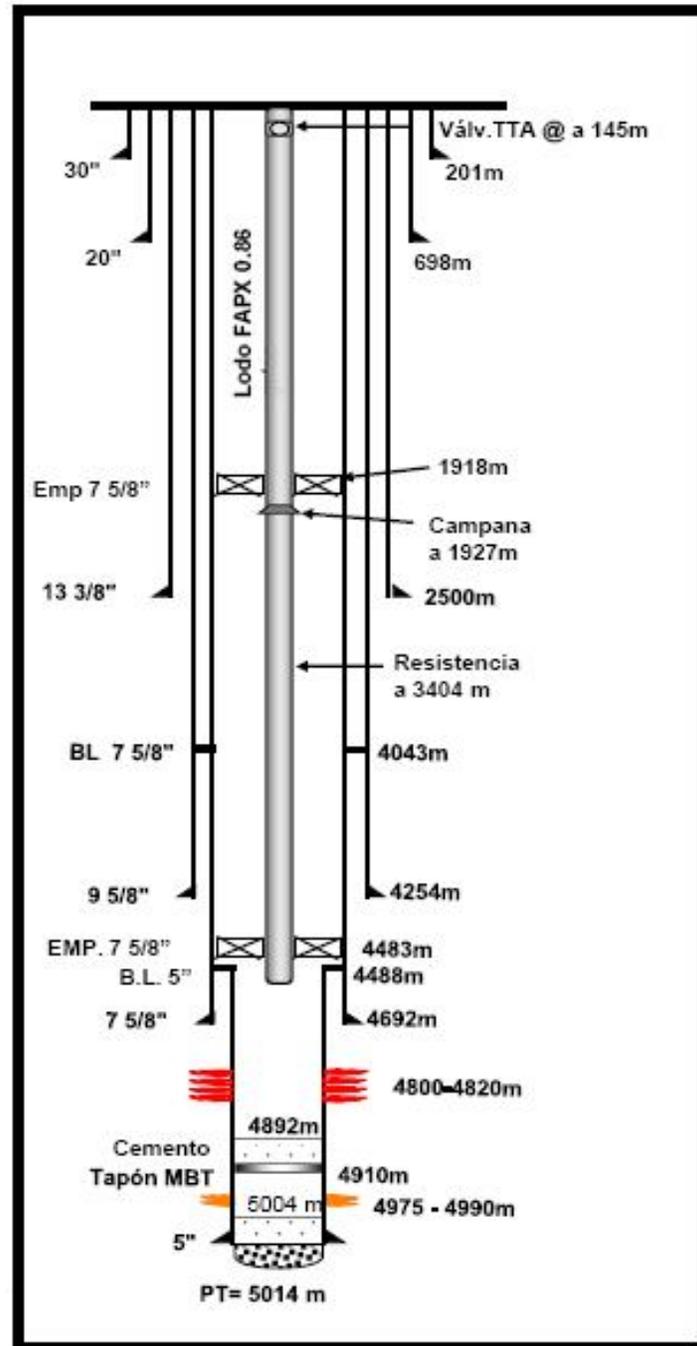


Figura 5.6 Estado mecánico del pozo Otumba-12.

Histórico de producción

Este pozo mantuvo una buena producción de aceite (6000 bpd) durante aproximadamente cinco años a través de un estrangulador de 1" de diámetro, pero en los últimos dos años de ese periodo se inició el aporte de agua de formación,

manteniéndose en valores alrededor de 2%. Como medida para controlar o reducir el corte de agua se redujo el diámetro del estrangulador, sin obtener buenos resultados pues el corte de agua se mantuvo en el mismo rango.

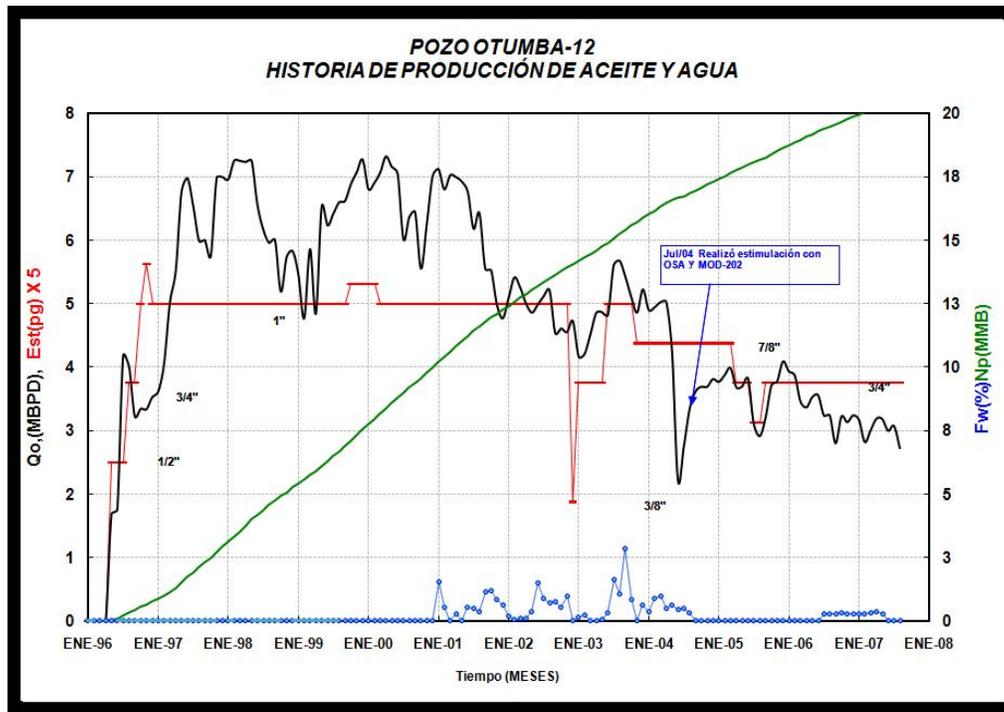


Figura 5.7 Historia de producción de aceite y agua del pozo Otumba-12.

Las condiciones de producción son muy parecidas a las del pozo Otumba-11, se podría diagnosticar la misma fuente de agua producida, pero es necesario hacer un análisis correcto.

Prueba presión-producción

La interpretación de la prueba presión-producción, figura 5.8, indica que se trata de un yacimiento homogéneo sin fronteras aparentes. Los parámetros dinámicos, daño y permeabilidad, indican un daño ligero y baja permeabilidad, ambos mostrados en la Tabla 5.3.

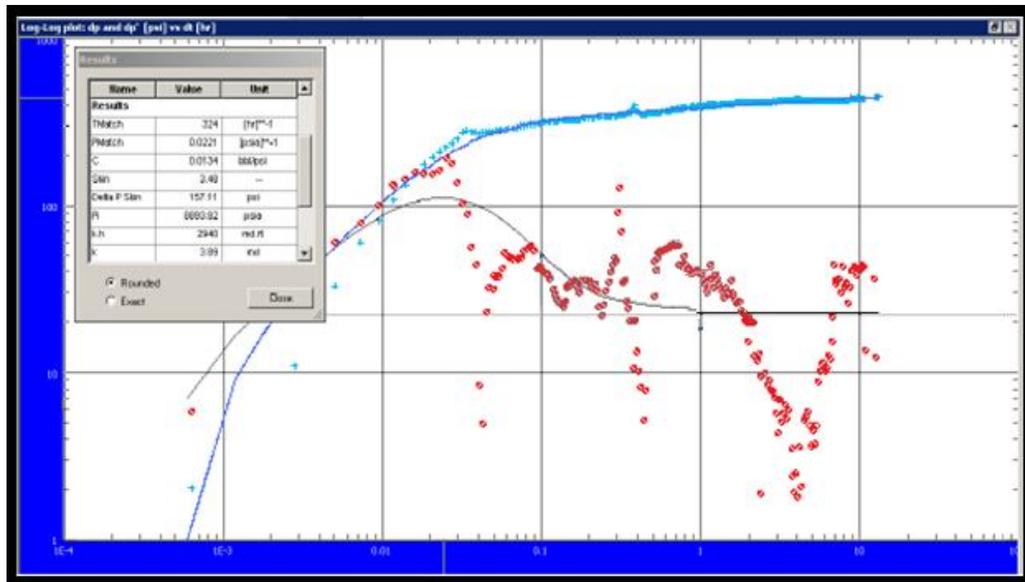


Figura 5.8 Prueba presión-producción para el pozo Otumba-12.

Tabla 5.3 Parámetros obtenidos en la prueba presión producción del pozo Otumba-12.

Parámetro	Valor	Unidad
S	3.48	
K	3.89	mD
Kh	2940	mD-pie
ΔP_s	110	kg/cm ²

Diagnóstico

El diagnóstico de este pozo mediante el método propuesto por K.S. Chang⁸, Figura 5.9, indica que el agua producida se debe a la conificación, esto es muy factible, ya que se sabe que el contacto agua-aceite está a solo 17 m por debajo del intervalo disparado, además de que el pozo mantuvo altos ritmos de explotación.

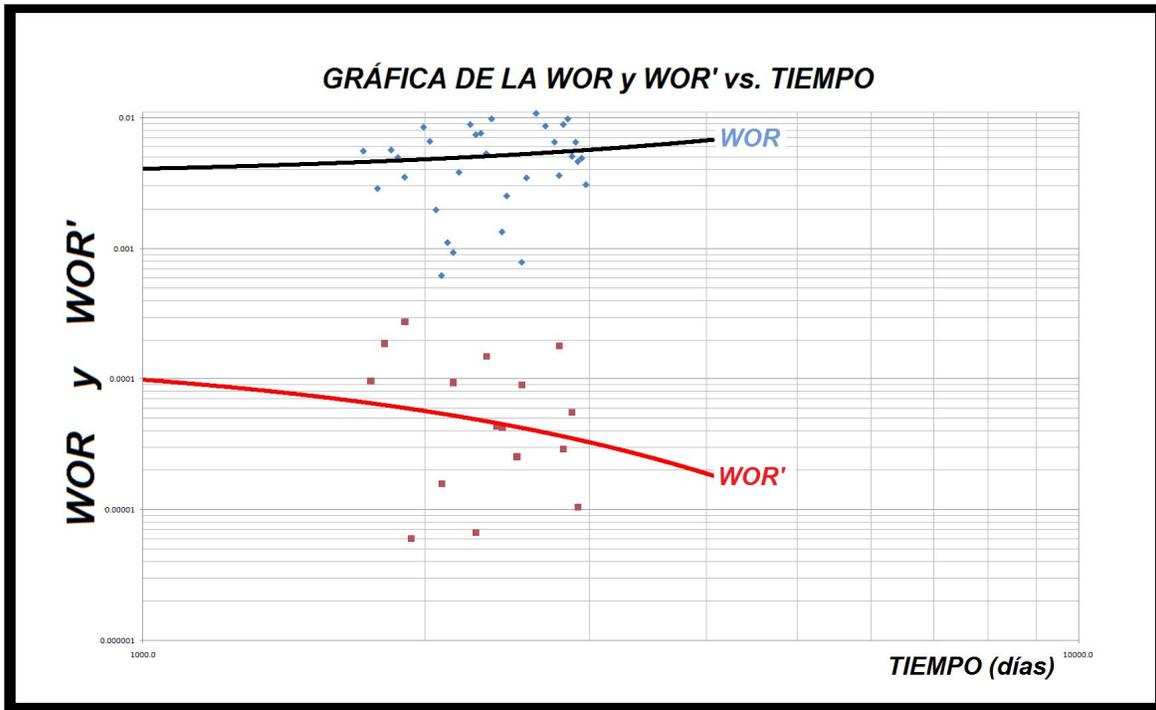


Figura 5.9 Gráfica de la WOR y WOR' vs. tiempo para el pozo Otumba-12.

Alternativas de control de agua

Por tratarse de conificación de agua, el método más apropiado para mitigar la producción de agua sería colocar un bache de gel en un radio de aproximadamente 15 m, lo que suele ser poco rentable ya que se requieren grandes volúmenes del tratamiento y el proceso de inyección de geles en un radio tan grande suele ser tardado y se necesita equipo apropiado para la inyección para colocarlo a la profundidad adecuada.

La opción más viable es la de reducir los gastos de producción, así se le dará tiempo al contacto agua-aceite para ascender lentamente sin la formación del cono. Esta técnica fue la empleada para disminuir la producción de agua en este pozo.

Pozo Otumba-22

Estado mecánico

La Figura 5.10 muestra las condiciones mecánicas del pozo, se aprecian los diferentes intervalos disparados y aislados. Durante la perforación se tuvo un accidente mecánico, lo que obligó a abrir una ventana, dejando como pez la

herramienta de perforación. El pozo se encuentra terminado con liner de 5", produciendo en el intervalo 4810-4840 m y una profundidad total de 5017 m.

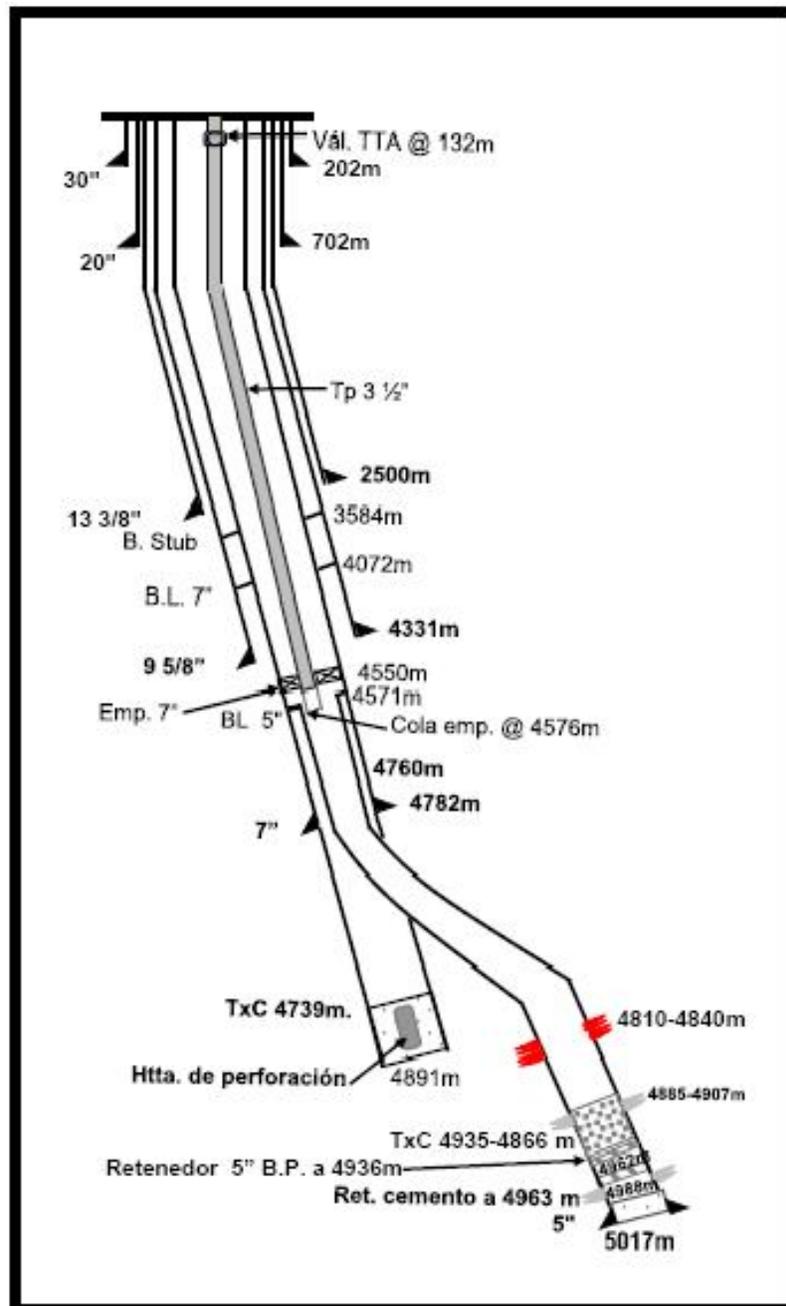


Figura 5.10 Estado mecánico del pozo Otumba-22.

Reseña histórica

En mayo de 1995 el pozo Otumba-22 fue probado por primera vez en el intervalo 4971-4973 m sin éxito alguno. Para octubre de ese año se disparó el intervalo de 4810-4835 m el cual resultó productor de aceite y gas.

Para septiembre de 2000 se efectuó una cementación forzada del intervalo productor y para octubre de ese año se disparó el intervalo 4885-4907 m resultando productor.

En enero de 2003 el pozo comenzó a tener aporte de agua, pero es hasta febrero de ese año cuando se interviene para el control de agua mediante la inyección de microcemento. Los resultados no fueron suficientemente atractivos, así que en julio de 2003 se aisló el intervalo de 4885-4907 m y un mes después se disparó el intervalo 4820-4840 m. Para diciembre de ese año fue necesario aplicar nuevamente otro tratamiento para el control de agua mediante microcemento.

Histórico de producción

En la gráfica del histórico de producción, figura 5.11, puede observarse el comportamiento de la producción de agua y aceite en el pozo Otumba-22, también los diferentes diámetros empleados a lo largo de la vida productiva del pozo.

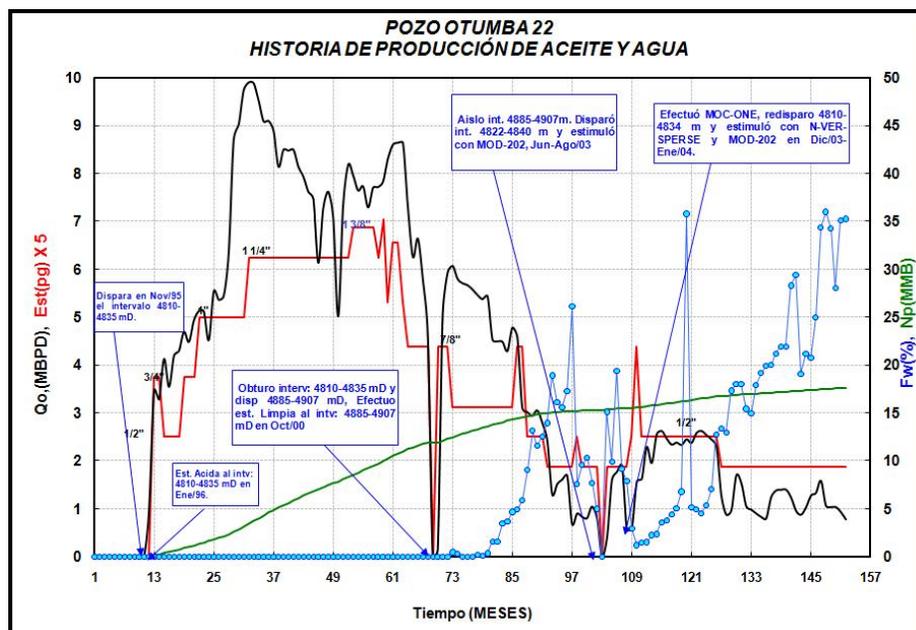


Figura 5.11 Historia de producción de aceite y agua para el pozo Otumba-22.

La producción de agua se inicia en enero de 2001 dos meses después de haber disparado el intervalo 4885-4907 m, se aisló este intervalo y se disparó otro intervalo 67 m por encima de éste. Las técnicas de control de agua no funcionaron porque se trata de una sección fracturada y aunque el microcemento funcione sellando las fracturas más cercanas al pozo, en el interior del yacimiento las fracturas siguen en comunicación con la zona productora.

Prueba presión-producción

A la prueba de presión-producción se le ajustó un modelo de doble porosidad, Figura 5.12, lo que representa la existencia de fracturas y canales en la cercanía del pozo. En este caso, dada la cercanía del contacto agua-aceite y a los altos ritmos de producción, estos podrían inducir problemas de canalización de agua. Sin embargo, se requieren más elementos de juicio para dar un diagnóstico adecuado.

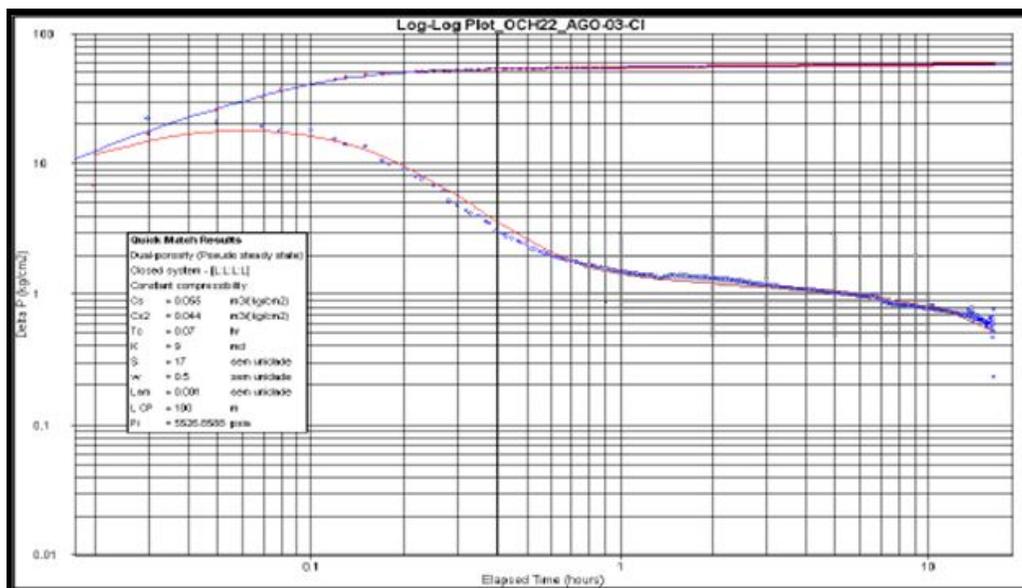


Figura 5.12 Prueba presión-producción para el pozo Otumba-22.

Algunos de los parámetros obtenidos a partir de la interpretación de la información de la prueba presión-producción se muestran en la Tabla 5.4. Se observa que el valor del daño ($s=17$) es considerable, por lo que en su momento es muy probable que el pozo se haya estimulado, y dado que se trata de yacimientos carbonatados,

lo más común es realizar estimulaciones ácidas. Esto introduce un nuevo elemento para considerar en el diagnóstico del agua producida.

Tabla 5.4 Parámetros obtenidos en la prueba presión-producción del pozo Otumba-22.

Parámetro	Valor	Unidad
S	17	
K	9	mD
Kh	1620	mD-pie
ΔP_s	39.91	kg/cm ²

Diagnóstico

El diagnóstico de este pozo se dividió en dos periodos, lo anterior debido a las intervenciones de reparación mayor que se efectuaron durante la vida productiva del pozo.

El comportamiento de la WOR y WOR', Figuras 5.13 y 5.14, para estos dos periodos de producción indican la presencia de digitalización hacia el pozo, esto es muy probable dados los antecedentes petrofísicos del yacimiento (doble porosidad), aunado a las estimulaciones ácidas que se han efectuado en el pozo, lo que generalmente provoca canales de alta conductividad.

Con respecto a la agrupación que se hizo en el capítulo dos de este trabajo, en la sección 2.3, la digitalización abarca ciertos mecanismos de producción de agua, las fracturas intercomunicadas tienen un comportamiento parecido al de la digitalización y es precisamente un sistema de fracturas intercomunicadas la fuente de agua en este pozo.

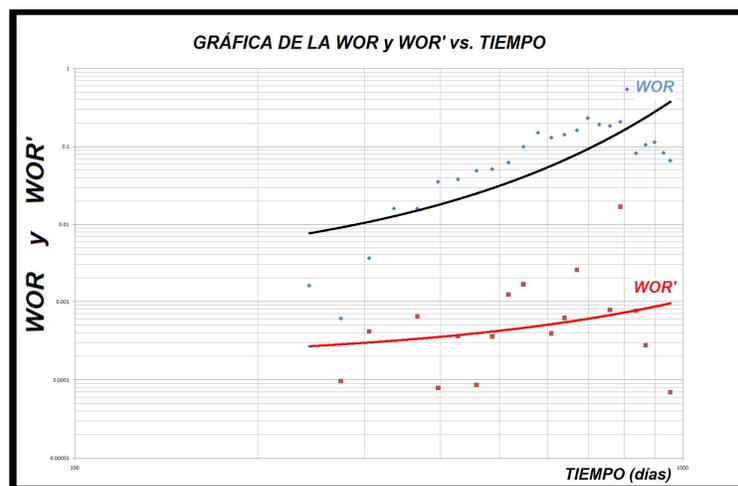


Figura 5.13 Gráfica de la WOR y WOR' vs. tiempo para el pozo Otumba-22. Periodo de producción de enero de 2001 a junio de 2003 para la producción del intervalo 4885-4907 m.

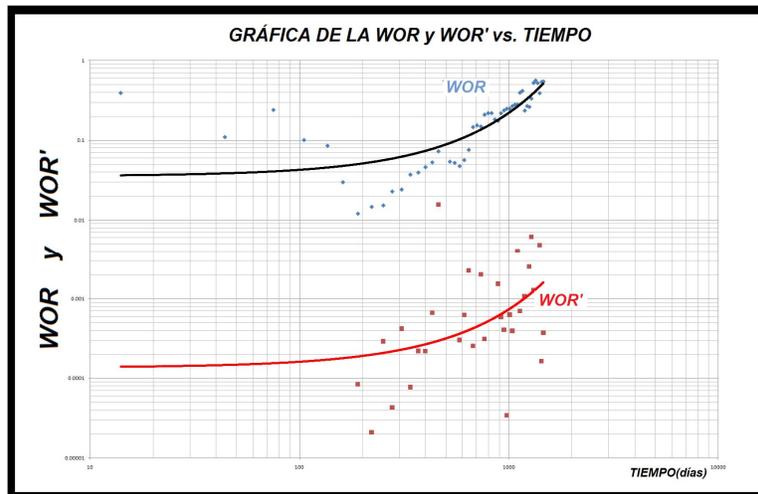


Figura 5.14 Gráfica de la WOR y WOR' vs. tiempo para el pozo Otumba-22. Periodo de producción de agosto de 2003 a agosto de 2007 para la producción del intervalo 4810-4840 m.

Alternativas de solución

Las soluciones para este tipo de mecanismos de producción de agua suelen ser los reductores de permeabilidad y los fluidos selladores, ambos de carácter selectivo. La única limitante es la profundidad de penetración, siendo de esta la efectividad del método, ya que para asegurar el bloqueo del agua es necesario alcanzar una profundidad de penetración relativamente grande.

Ante este tipo de problema las soluciones mecánicas no funcionan, ni el disminuir el gasto de producción, ya que cuando una fractura está invadida de agua solo producirá agua sin importar que tanto se disminuya la producción.

Campo Unam

El campo Unam se trata de un anticlinal de forma alargada con orientación NW-SE limitado a los flancos por dos fallas inversas. El anticlinal mide aproximadamente 3.5 km de largo por 1.5 km de ancho y tiene un cierre estructural del orden de 600 m en sus extremos Sureste y Noroeste, así como cierre contra falla hacia sus flancos Norte y Sur. En la información sísmica se observa una intrusión salina hacia el extremo noroeste.

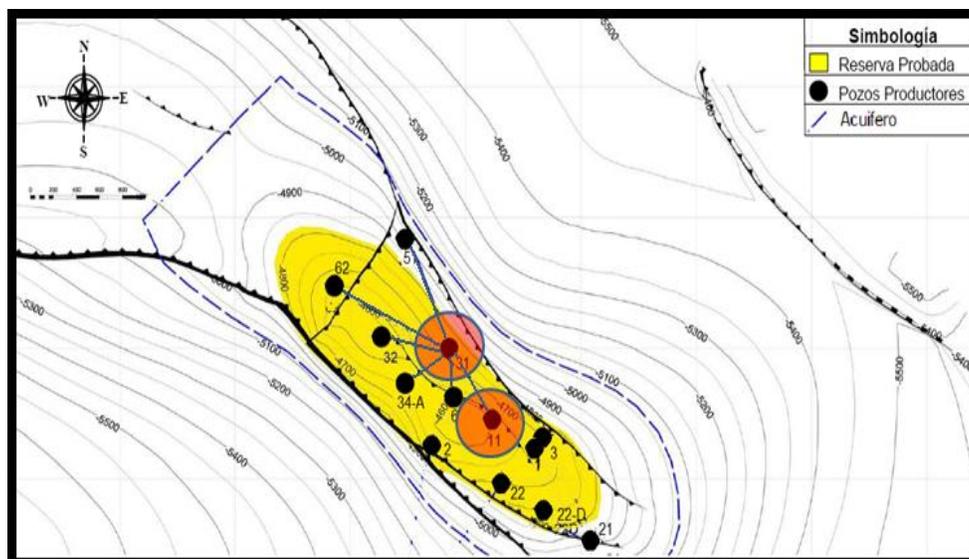


Figura 5.15 Configuración estructural del campo Unam.

El campo Unam tiene una columna sedimentaria constituida por rocas del JSK al Reciente-Pleistoceno, estando ausentes los sedimentos del Oligoceno Medio y Superior. El JSK está compuesto por dolomías micro y mesocristalinas, con sombras de ooides. Las rocas del Jurásico Superior Tithoniano son representadas por lutitas bituminosas calcáreas con intercalaciones de mudstone oscuro. El Cretácico Inferior se encuentra conformado por mudstone arcilloso, wackstone a packstone bituminoso. El Cretácico Medio está representado por wackstone a packstone de litoclastos arcillosos, con intercalaciones de mudstone. El Cretácico Superior se constituye por 2 cuerpos, el primero es un mudstone gris claro, y el segundo, corresponde a un mudstone gris oscuro, ligeramente arcilloso.

El yacimiento Unam es de un espesor promedio de 228 m en el JSK. La porosidad promedio es de 5 a 8% y la saturación de agua de 15%. En este campo la presión original fue de 706 kg/cm², y la permeabilidad se ha determinado en los rangos de 100 a 500 milidarcy.

Todos los pozos del campo Unam fueron terminados en agujero descubierto; esto es, sin ademar. Esto representa una ventaja desde el punto de vista de productividad ya que el área abierta al flujo es máxima y no hay restricciones al flujo, sin embargo, existe riesgo de que se desestabilice la formación y se derrumbe el pozo. Operativamente este tipo de terminación tiene otras desventajas pues no es recomendable introducir herramientas (PLT) para la detección de fuentes de agua o gas al interior del pozo, debido al riesgo de que se queden atrapadas en el fondo del pozo.

Pozo Unam-11

Estado mecánico

El estado mecánico del pozo Unam-11, Figura 5.16, muestra que se trata de un pozo desviado, terminado en agujero descubierto, con empacador a 4677 m y con tubería de producción de 3.5".

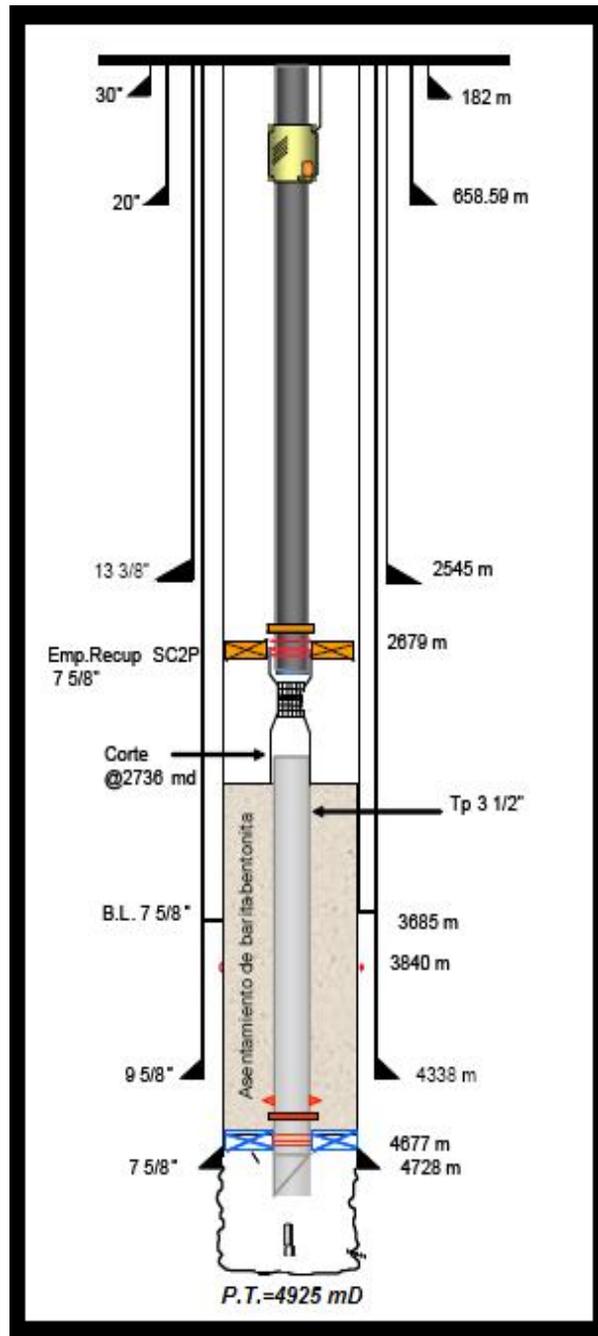


Figura 5.16 Estado mecánico del pozo Unam-11.

Reseña histórica

El pozo Unam-11 inicia su producción en febrero de 1996 en el intervalo 4728-4925 m, un año después, durante una prueba de presión-producción se deja un pez (herramienta calibradora) en el fondo del pozo.

La producción de agua en este pozo inició a principios del año 2003, se realizaron trabajos para el control de agua mediante el empleo de microcementos; sin embargo, los resultados no fueron muy alentadores.

En abril de 2005 se obtuvo el aparejo de producción por abundante presencia de sólidos de formación, se realizaron operaciones de limpieza sin éxito. En mayo de 2006 se instaló un cedazo para control de sólidos, con esto se obtuvieron mejores resultados. Actualmente el pozo se encuentra cerrado por tener problemas con la producción de sólidos.

Histórico de producción.

En enero de 2001 inició la producción de agua, se intentó controlarla reduciendo el diámetro del estrangulador, esto dio buenos resultados, pero solo temporalmente, ya que a principios de 2003 se tuvo un nuevo incremento en la producción de agua, el cual ya no pudo ser controlado con la disminución del diámetro del estrangulador, así que se utilizó un tratamiento con microcemento para el control de agua en abril de 2003, esto dio buenos resultados por un corto tiempo, en agosto de 2004 se realizó otro tratamiento para el control de agua, Figura 5.17.

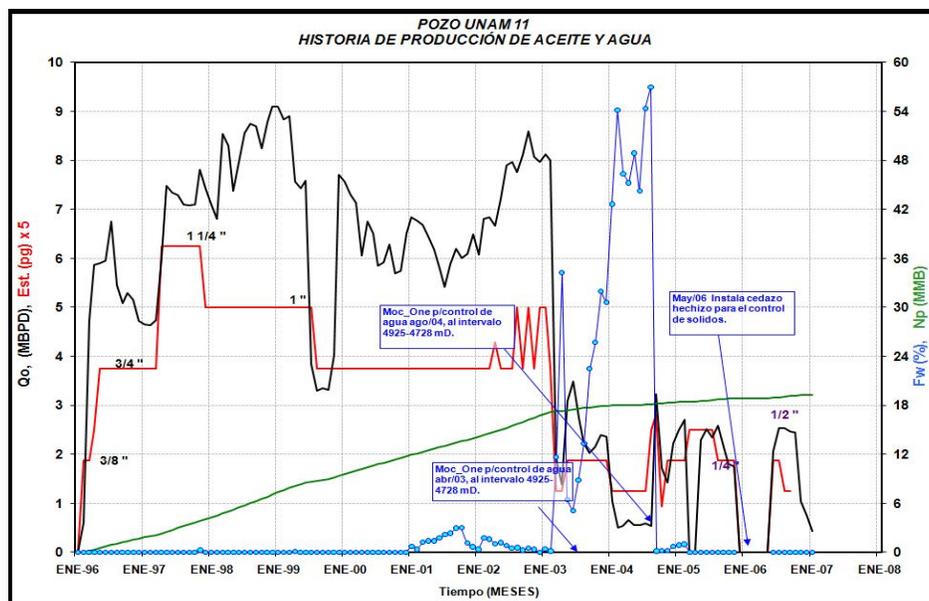


Figura 5.17 Historia de producción de aceite y agua para el pozo Unam-11.

Prueba presión-producción

La prueba presión-producción muestra un modelo de pozo con almacenamiento y daño, mientras que para el yacimiento se ajustó uno de doble porosidad con una frontera sellante.

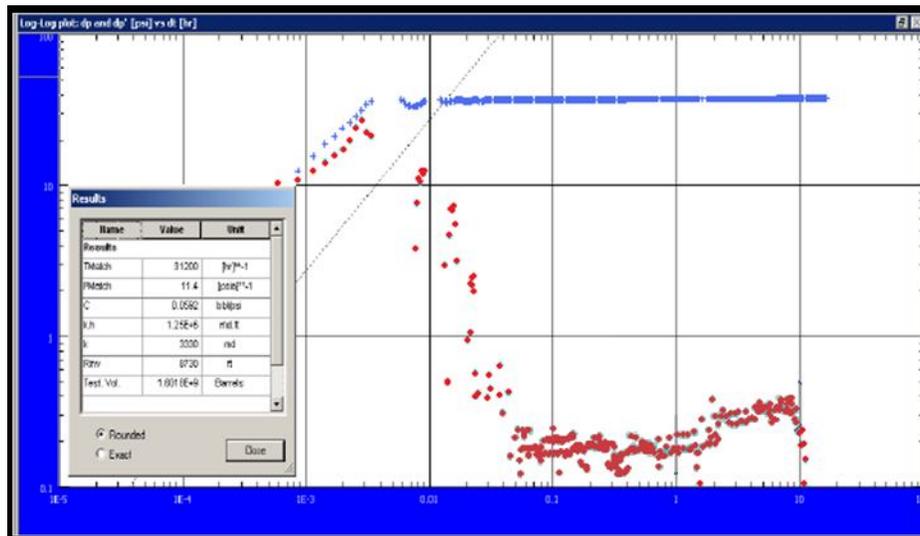


Figura 5.18 Prueba presión-producción para el pozo Unam-11.

De los parámetros obtenidos con las pruebas de presión-producción se puede observar que no hay daño en la vecindad del pozo y que el yacimiento tiene buena permeabilidad, los resultados principales se presentan en la Tabla 5.5.

Tabla 5.5 Parámetros obtenidos en la prueba presión-producción del pozo Unam-11.

Parámetro	Valor	Unidad
S	-0.5	
K	472	mD
Kh	105022	mD-pie
ΔP_s	0.2	kg/cm ²

Diagnóstico

El diagnóstico para este pozo, utilizando las gráficas de la WOR y de su derivada, en el periodo enero 2001 a febrero 2005, indica un problema de digitalización de agua. Esto es posible ya que se trata de una formación naturalmente fracturada.

Otro factor importante que se debe tomar en cuenta es el gasto de explotación de este pozo (entre 6,000 y 7,000 bpd).

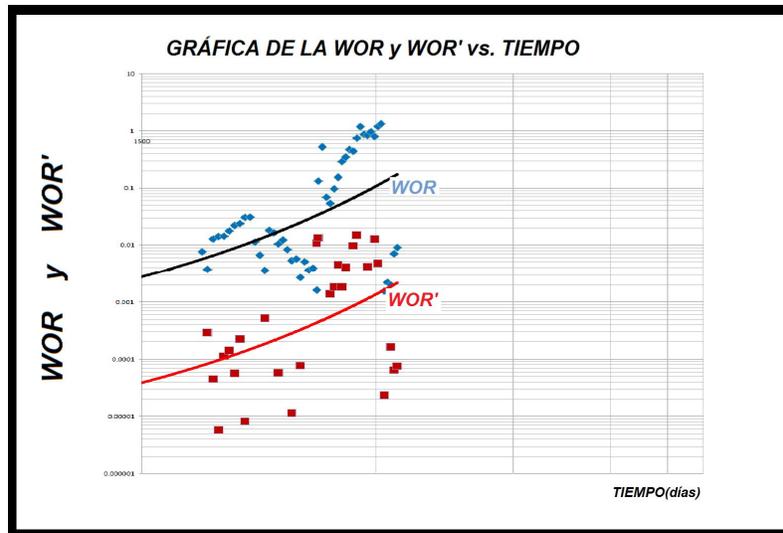


Figura 5.19 Gráfica de la WOR y WOR' vs. tiempo para el pozo Unam-11.

Alternativas de solución

En este pozo se utilizaron tratamientos a base de microcemento para sellar las fracturas que estuvieran produciendo agua. Pero como se mencionó con anterioridad, no se tuvieron resultados contundentes, ya que la producción de agua solo se controlaba por cortos periodos.

Las soluciones para este tipo de mecanismos de producción de agua suelen ser los reductores de permeabilidad y los fluidos selladores, ambos de carácter selectivo. La única limitante es la profundidad de penetración, siendo de esta la efectividad del método, ya que para asegurar el bloqueo del agua es necesario alcanzar una profundidad de penetración relativamente grande.

Cabe aclarar que aunque este fuera el método más apropiado para combatir el problema de producción de agua, tiene que tomarse en cuenta el costo del tratamiento, si el análisis económico sobre el empleo de este tratamiento resulta rentable sería bueno tomarlo en cuenta.

Pozo Unam-31

Estado mecánico

Se trata de un pozo vertical, terminado en agujero descubierto, característico en los pozos de este campo, Figura 5.20. El empacador se encuentra colocado a 4599 m y la profundidad total del pozo es de 4900 m.

Reseña histórica

Este pozo inicia a producir en febrero de 1996 habiéndose terminado en agujero descubierto en el intervalo 4733-4900 m.

En enero de 2001 se comienza a manifestar una fracción de flujo de agua, se continuó produciendo con esas condiciones durante dos años, hasta que la fracción de agua alcanzó un 20% en abril de 2003, para lo cual se hizo un tratamiento para control de agua con microcemento, el cual eliminó el flujo de agua.

Para enero de 2004 comenzó nuevamente a registrarse flujo de agua teniendo más de un 30% de corte de agua, para septiembre de ese año se realizó un tratamiento con microcemento sin obtener buenos resultados, en abril de 2006 nuevamente se aplicó microcemento sin éxito, pues se siguió registrando un flujo fraccional de agua de 90%, tomando la decisión de cerrar el pozo en julio de 2006.

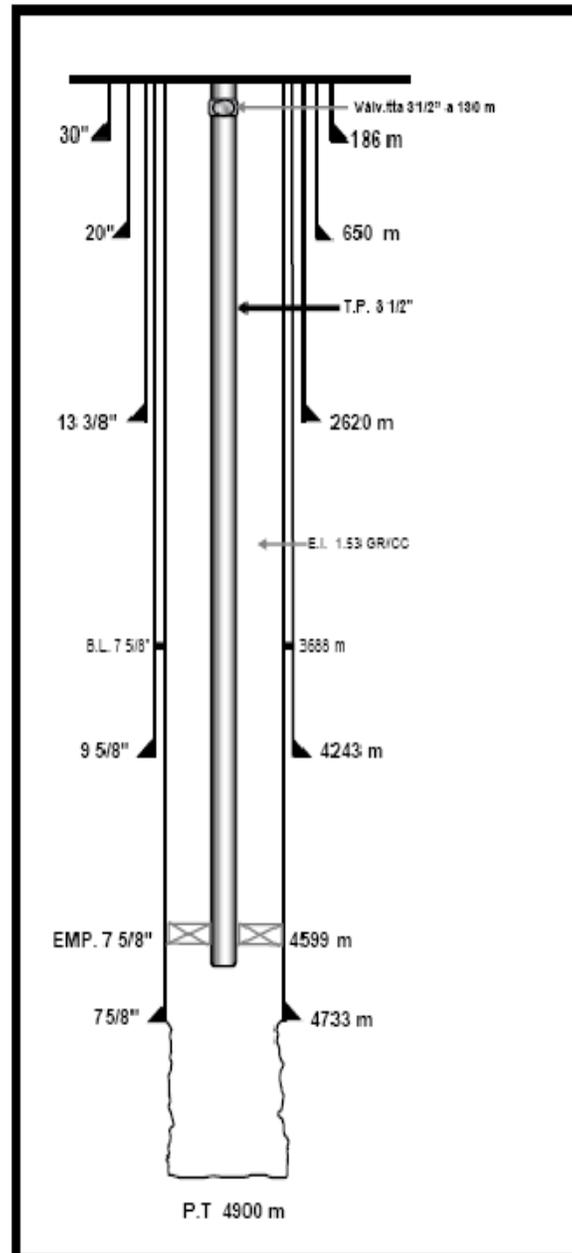


Figura 5.20 Estado mecánico del pozo Unam-31.

Histórico de producción

En la figura 5.21 se muestra el comportamiento histórico de la producción de aceite y agua, diámetros de estrangulador y producción acumulada, así como algunas de las principales intervenciones al pozo. Se observa que de enero de 1996 a enero de 2001 el corte de agua era nulo. Posteriormente y debido a la presencia del flujo fraccional de agua se aplicaron tratamientos para el control de la misma.

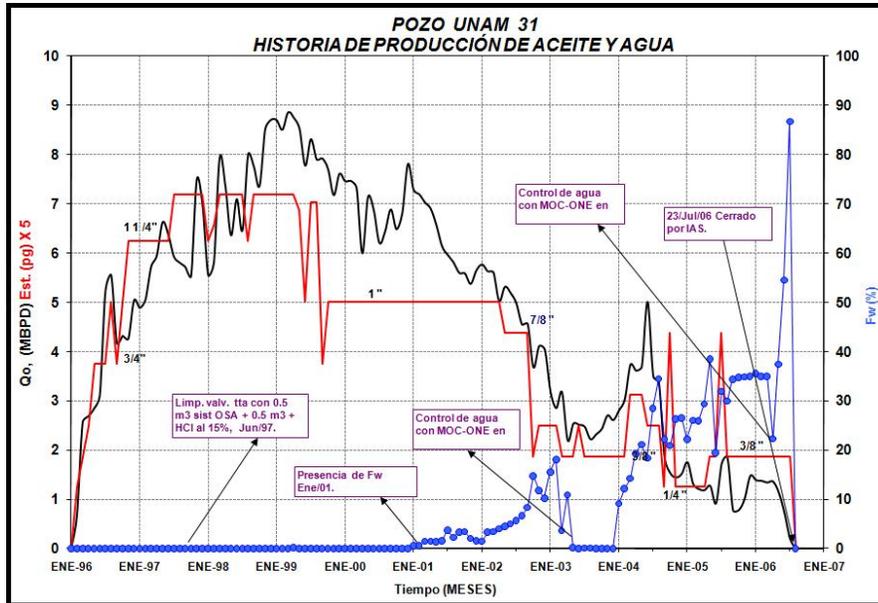


Figura 5.21 Historia de producción de aceite y agua para el pozo Unam-31.

Prueba presión-producción

El modelo que se ajustó a la prueba presión-producción fue el de almacenamiento y daño para el pozo, y para el yacimiento el de un yacimiento homogéneo radial compuesto mostrando al final de la derivada un comportamiento de frontera a presión constante, Figura 5.22. Esta interpretación permite visualizar un posible contacto agua-aceite cercano.

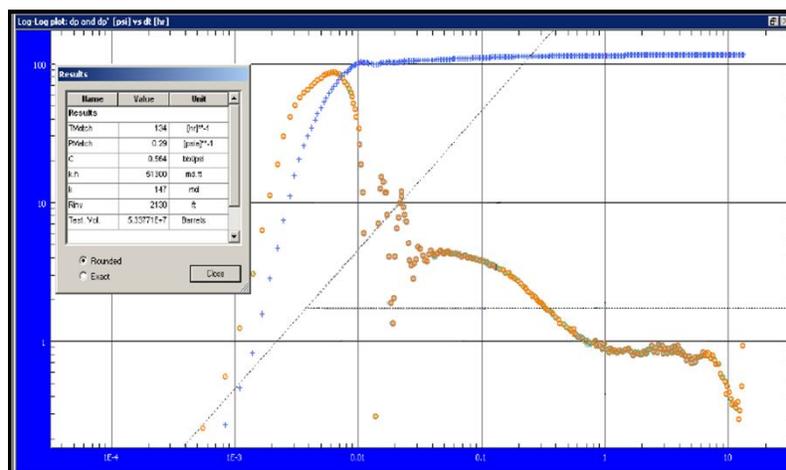


Figura 5.22 Prueba presión-producción para el pozo Unam-31.

Diagnóstico

Mediante el histórico de producción se obtiene la curva de la WOR y aplicándole la derivada a cada punto de esta curva, se obtiene la gráfica de la WOR', en este caso la WOR' indica la presencia de digitalización hacia el pozo, Figura 5.23.

Tomando en cuenta la interpretación de la prueba presión-producción y la ubicación del pozo dentro del campo como complemento para este diagnóstico, se puede concluir que la entrada de agua a este pozo es mediante adedamiento ocasionado por la presencia de áreas de flujo preferencial.

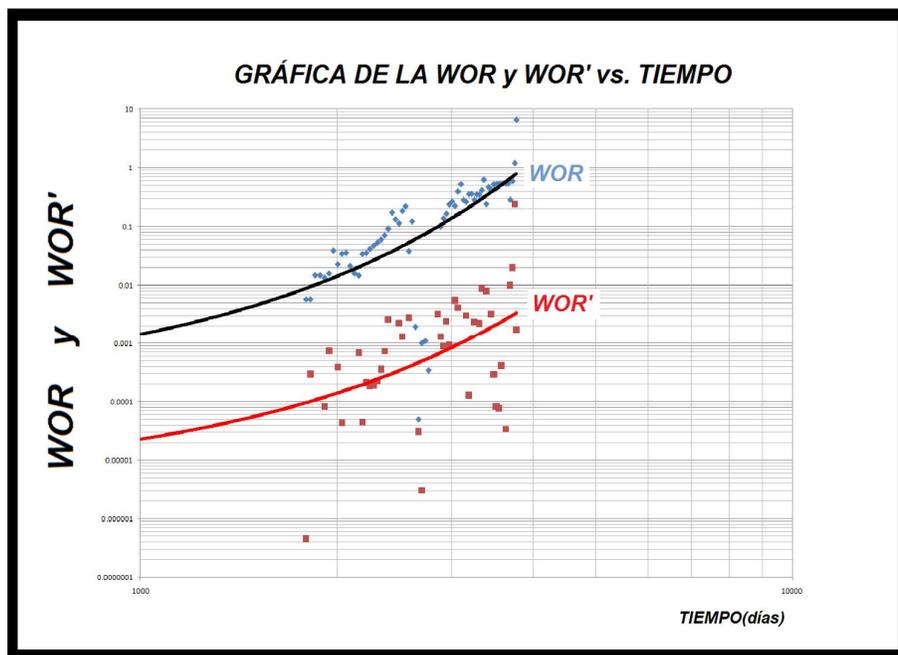


Figura 5.23 Gráfica de la WOR y WOR' vs. tiempo para el pozo Unam-31.

Aunque también puede tratarse de segregación gravitacional, ya que estos dos mecanismos de producción se comportan de la misma forma y pueden presentarse en yacimientos homogéneos.

Para un mejor diagnóstico sería necesario contar con información de registros de producción para identificar el punto de entrada del agua al pozo. Si se trata de una capa de flujo preferencial o de entrada en el fondo por presencia de segregación gravitacional, los registros de producción pueden ayudar a distinguir de entre una y otra.

Alternativas de solución

Las posibles soluciones para el problema de este pozo son; si se trata de digitalización se puede disminuir la producción de agua mediante la aplicación de tratamientos químicos que reduzcan la movilidad del agua hacia el pozo y si se trata de segregación gravitacional lo más recomendable sería aplicar un tratamiento en el fondo del pozo que detenga el flujo del agua; aunque sabiendo que el pozo está terminado en agujero descubierto una posible solución es la de correr herramientas de producción para determinar la entrada de agua y posteriormente ademar el pozo y disparar un intervalo libre de agua.

Campo Puma

El campo Puma, es una estructura de tipo anticlinal, con orientación NW-SE limitada hacia los flancos por fallamiento inverso. Esta estructura mide 3.1 km de largo por 2 km de ancho, aproximadamente y está influenciada por la presencia de tectónica salina. Por su naturaleza intrusiva se infiere que el fallamiento inverso fue originalmente de carácter normal y después, por tectónica compresiva se transformó en inverso.

Los sedimentos van desde el Jurásico Medio Calloviano al Pleistoceno. El Jurásico Medio Calloviano está representado por un cuerpo salino que subyace a un horizonte de anhidritas. El Jurásico Superior Oxfordiano no está lo suficientemente definido, considerándose que podría ser parte de las anhidritas del área. El JSK corresponde a dolomías microcristalinas a mesocristalinas con ooides, intercaladas en dolomías microcristalinas arcillo-arenosas. El Jurásico Superior Tithoniano son lutitas calcáreas, en partes arenosas y bituminosas, con intercalaciones de mudstone a wackstone arcilloso.

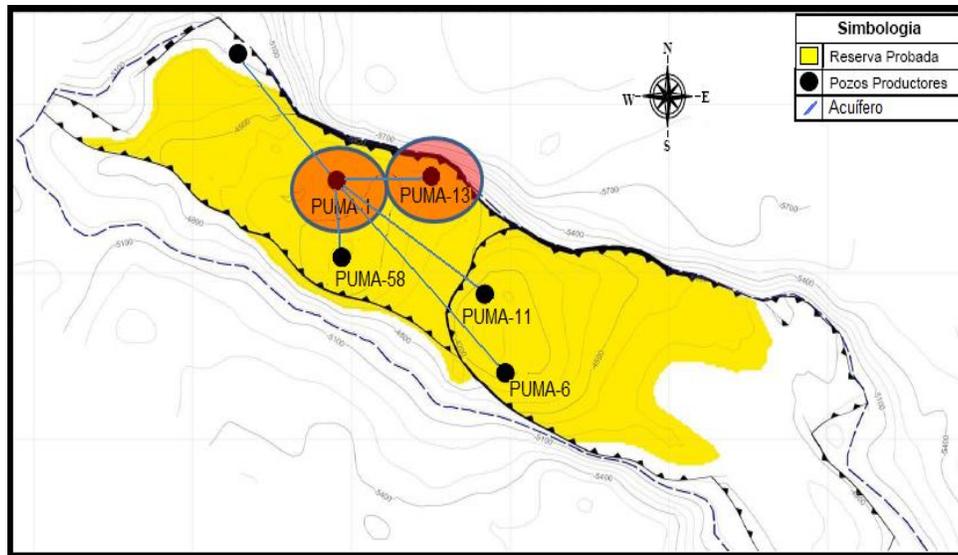


Figura 5.24 Configuración estructural del campo Puma.

Este yacimiento se compone de dolomías, con una porosidad promedio de 8% y una saturación de agua de 13%. El espesor promedio impregnado de hidrocarburos es de 228 m. La presión original del yacimiento fue de 681 kg/cm² y su permeabilidad se encuentra en el rango de 2.3 a 4 milidarcy.

Pozo Puma-1

Estado mecánico

La figura 5.25 muestra el estado mecánico del pozo Puma-1, se trata de un pozo vertical, terminado con liner de 5", con dos intervalos disparados; 4370-4400 m y 4470-4490 m. La profundidad total del pozo es de 4607 m.

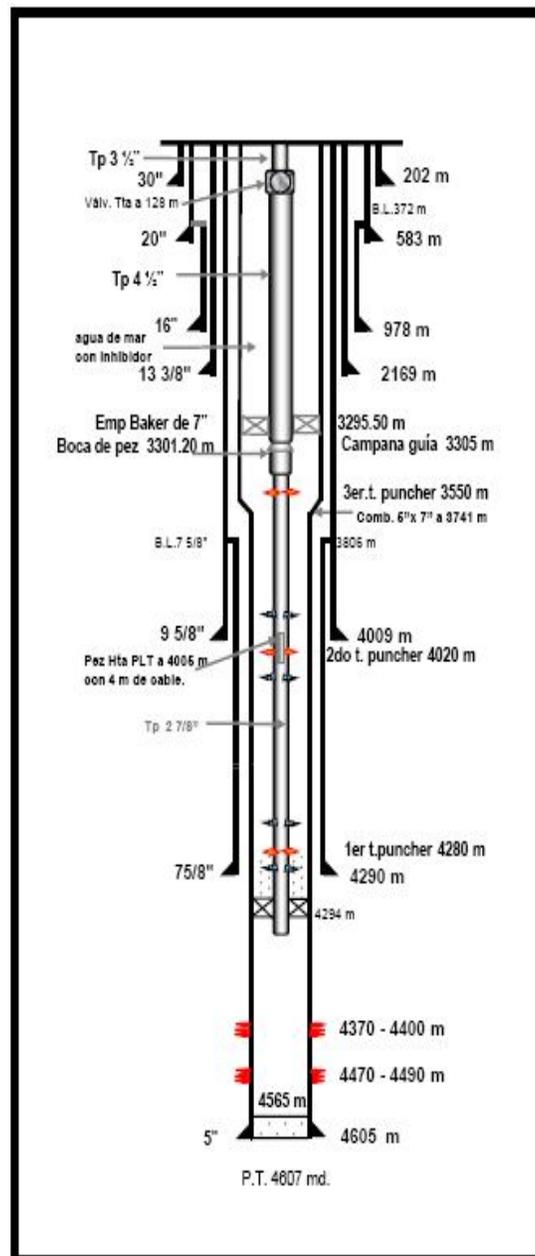


Figura 5.25 Estado mecánico del pozo Puma-1.

Reseña histórica

Este pozo fue terminado en diciembre de 1993, disparado en el intervalo 4470-4490 m, resultando productor de aceite superligero. Para agosto de 1999 se realizó una reparación mayor donde se redisparó y amplió el intervalo de 4370-4400 m, se estimuló y al tomar los registros de producción se dejó un pez (la sonda PLT), a causa del pez ya no fue posible tomar información de este pozo.

Inicialmente el aparejo de producción se encontraba empackado a 4290 m, pero después de que se atoró la sarta de registros de producción (PLT) y se bloqueó el flujo de fluidos, se perforó la tubería de producción mediante *tubing punchers* con el fin de establecer comunicación entre el interior de la TP (por debajo de la herramienta de PLT), el espacio anular (entre TP y TR) y el interior de la tubería por encima de la herramienta PLT. Una vez hecha esta operación se colocó un nuevo empackador a la profundidad de 3295 m para bloquear el flujo en el espacio anular.

Histórico de producción

El histórico de producción de este pozo era bastante aceptable y respondía bien a los trabajos de estimulación matricial. En septiembre de 1995 se realizó el primer trabajo de estimulación matricial con HCl, teniéndose buenos resultados. En agosto de 1997 se realizó una segunda estimulación, también, con buenos resultados.

Para octubre de 2001 se realizó un trabajo de reparación mayor disparando un nuevo intervalo y ampliando el área de flujo hacia el pozo. Inmediatamente después de este trabajo se realizó una tercera estimulación, donde se tuvo un incremento muy tenue en la producción de aceite y meses después se comenzó a tener un corte de agua, la fracción de agua fue incrementando hasta tener que cerrar el pozo en marzo de 2009.

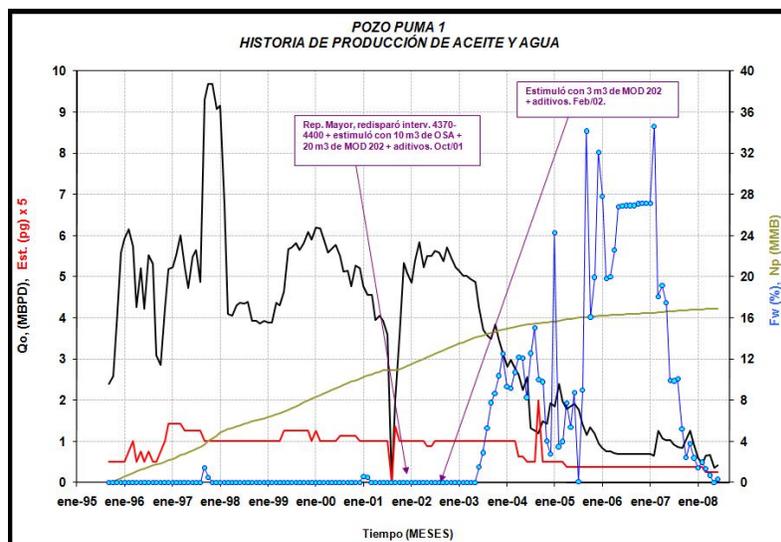


Figura 5.26 Historia de producción de aceite y agua para el pozo Puma-1.

Prueba presión-producción

La interpretación de la prueba presión-producción indica que se tiene un modelo de flujo radial homogéneo y que se trata de un sistema cerrado, Figura 5.27. Este comportamiento es debido también a la presencia de fronteras a presión constante; es decir, la presencia de un acuífero cercano.

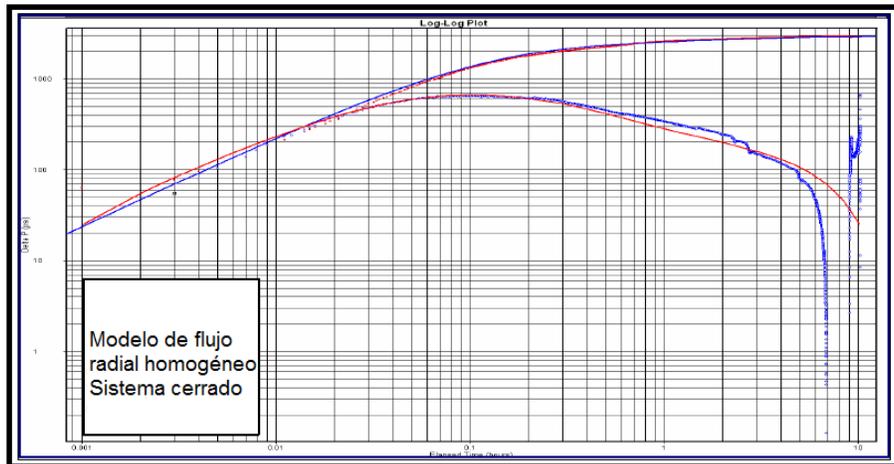


Figura 5.27 Prueba presión producción para el pozo Puma-1.

Los parámetros del yacimiento determinados a partir de la interpretación de la prueba presión-producción se muestran en la Tabla 5.6. Sobresale el valor de la permeabilidad de la formación, bajo, y el valor del daño también es bajo.

Tabla 5.6 Parámetros obtenidos en la prueba presión-producción del pozo Puma-1.

Parámetro	Valor	Unidad
S	1.72	
K	1	mD
Kh	244	mD-pie
ΔP_s	49.21	kg/cm ²

Diagnóstico

Mediante el análisis de las curvas WOR y WOR' se diagnosticó la presencia de conificación de agua hacia el pozo, figura 5.28. Tomando en cuenta el modelo obtenido de las pruebas de presión producción el cual indica que se trata de un sistema homogéneo y con posibles fronteras a presión constante, se puede

fundamentar el diagnóstico de la derivada de la WOR aprobando la presencia de entrada de agua por la formación de un cono de agua.

El pozo Puma-1 comenzó a producir agua cuando el área de los disparos se incrementó, esto produjo una mayor caída de presión hacia el pozo con lo que se favoreció el movimiento del agua y la formación del cono.

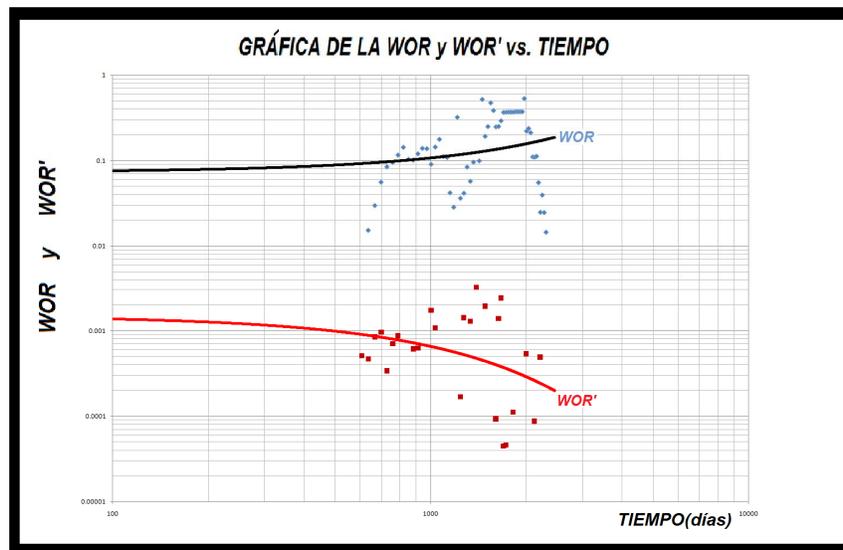


Figura 5.28 Gráfica de la WOR y WOR' vs. tiempo para el pozo Puma-1.

Alternativas de solución

Disminuir el avance del cono de agua mediante tratamientos químicos que reduzcan la movilidad del agua o mediante la colocación de un tapón mecánico o de cemento.

Revisar los registros geofísicos para buscar un intervalo en la cima de la formación, aislando los intervalos actualmente productores.

Pozo Puma-13

Estado mecánico

El estado mecánico de este pozo muestra algunas de las diferentes operaciones realizadas en el pozo, se pueden ver los diferentes intervalos disparados y aislados. Se muestra la ventana que se abrió a 4248-4254 m. El pozo se

encuentra terminado en agujero descubierto, produciendo en el intervalo 4492-4535 m, con una profundidad total de 4535 m, Figura 5.29.

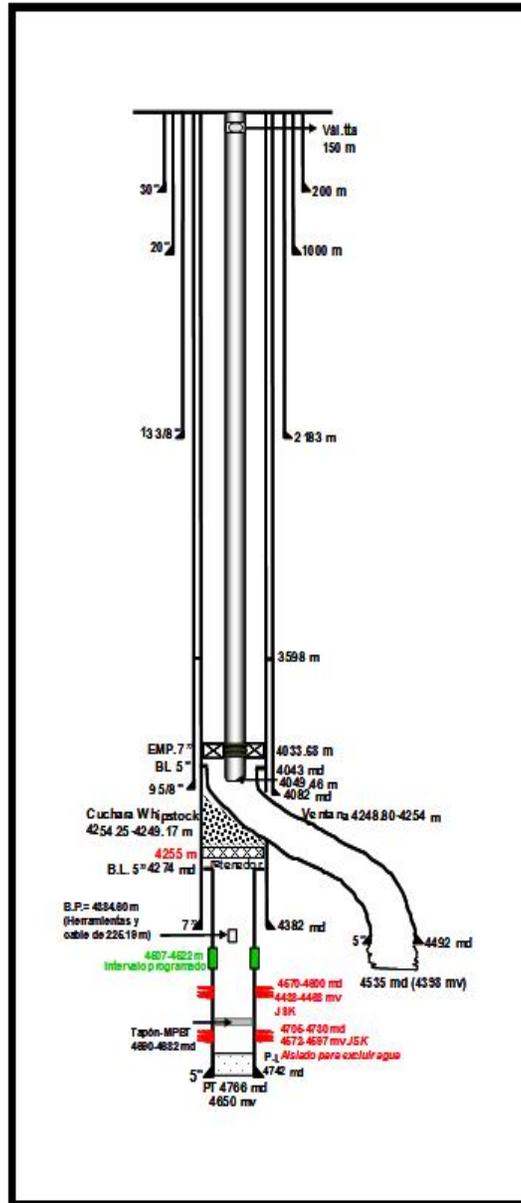


Figura 5.29 Estado mecánico del pozo Puma-13.

Reseña histórica

El pozo Puma-13 fue terminado en agosto de 1995 con tubería de revestimiento de 5 pulgadas de diámetro, se disparó el intervalo 4705-4730 m resultando productor de aceite de 37.4 °API, durante aproximadamente 6 años se tuvo producción de este intervalo. Para febrero de 2002 se aisló y se abrió otro 105 m por encima del anterior.

El intervalo de 4570-4600 m produjo durante aproximadamente 2 años, hasta que comenzó a tener problemas con el flujo fraccional de agua. A principios de 2004 se programó aislar el intervalo productor y abrir uno nuevo, 4507-4522 m, pero surgieron problemas en la toma de información y la sarta de registros se quedó atrapada, haciendo imposible las futuras tomas de información.

Meses después en noviembre de 2004 se optó por colocar un tapón de desvío sobre la boca del liner y abrir una ventana a 4248-4254 m, colocando un nuevo liner de 5" y terminando el pozo en agujero descubierto (sin tubería de ademe) en el intervalo 4492-4535 m.

A finales de 2005 se registraron valores de corte de agua del orden de 40%, por lo cual se aplicó un tratamiento de control de agua a base de microcemento, sin tener éxito, el pozo fue cerrado en enero de 2006 por alto corte de agua.

Histórico de producción

El histórico de producción, Figura 5.30, muestra el comportamiento del gasto de aceite y el flujo fraccional de agua para los diferentes periodos de producción, así como los diferentes diámetros de estrangulador que se utilizaron y algunas de las operaciones que se hicieron a lo largo de la vida productiva de este pozo.

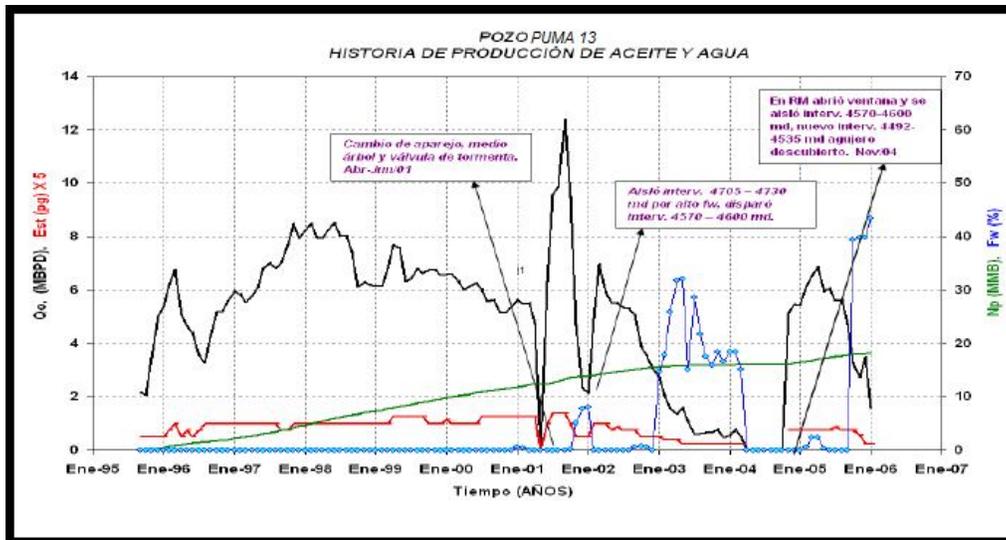


Figura 5.30 Historia de producción de aceite y agua para el pozo Puma-13.

Prueba presión-producción

El modelo obtenido con la prueba presión-producción muestra que se trata de un yacimiento homogéneo radial compuesto con presencia de falla sellante.

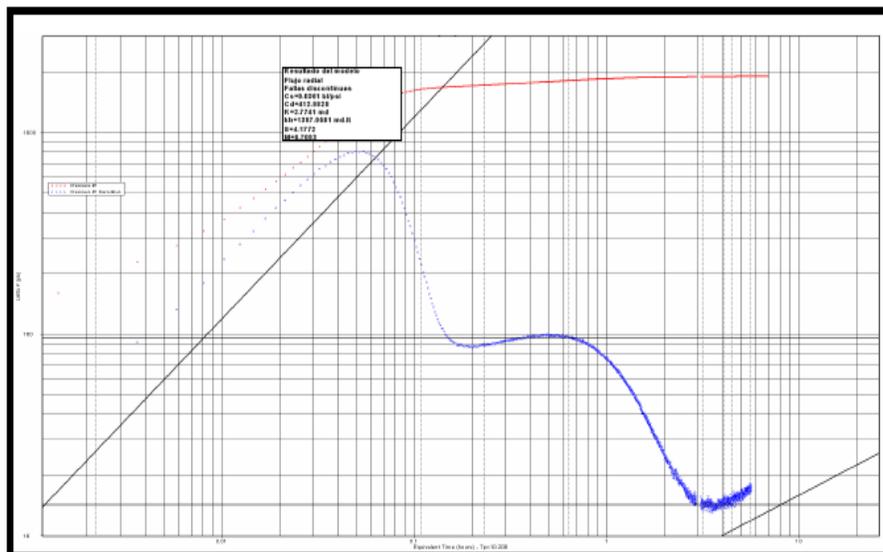


Figura 5.31 Prueba presión-producción para el pozo Puma-13.

Diagnóstico

A partir de los datos de corte de agua se aplicó la metodología propuesta por K.S. Chang⁸, figura 5.32, determinando que el origen del agua producida es debido a la conificación del acuífero, esto concuerda con información adicional de pozos vecinos del mismo campo y que se han invadido debido al avance del contacto agua-aceite.

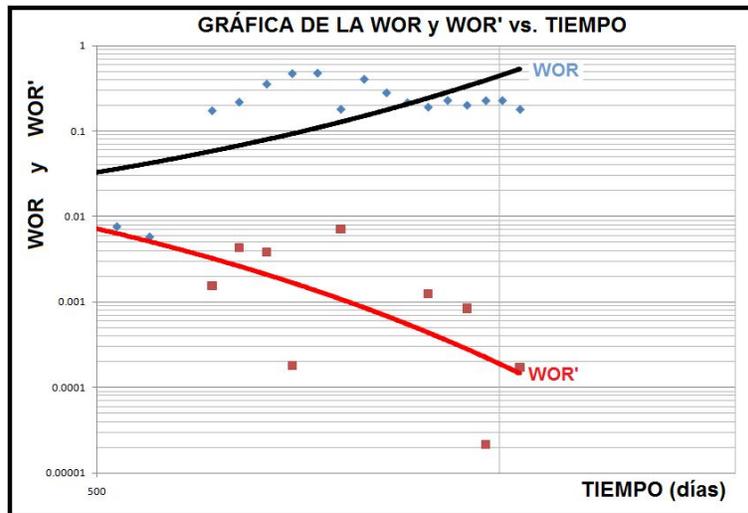


Figura 5.32 Gráfica de la WOR y WOR' para el pozo Puma-13.

Alternativas de solución

En vista de que se trata de avance de contacto agua-aceite, es muy difícil evitar este avance, las pocas opciones de solución es alejarse del contacto y administrar la producción de hidrocarburos para evitar la generación de conos grandes. La aplicación de tratamientos a base de microcementos los cuales fraguan en presencia de agua, como se ha visto, solo dan soluciones temporales y en ocasiones no han dado resultados alentadores.

En este caso por tratarse de un problema de conificación de agua se decidió aislar los intervalos productores y abrir nuevos intervalos superiores. Esto dio resultados positivos; sin embargo llega el momento en que no hay más zonas que disparar.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- Una parte considerable de la inversión en la industria petrolera se debe a la infraestructura para el manejo y control de las aguas producidas en superficie, las cuales requieren de un tratamiento especial para evitar contaminar el medio ambiente.
- Los mecanismos por los cuales el agua entra al pozo son diversos y no se trata de un simple ascenso del contacto agua aceite. Los más comunes son fugas y canalización en la TR, conificación y digitalización. Algunas veces es posible que la entrada de agua al pozo se presenta por una combinación de mecanismos.
- El método propuesto por K.S. Chang⁸ (gráfica de la WOR y WOR' vs. tiempo) proporciona resultados confiables para diagnosticar el origen de agua producida en campos con características similares a los propuestos en esta tesis. Sin embargo, se debe complementar con los resultados de la interpretación de pruebas presión-producción, datos geológicos y registros de producción.
- Para hacer un buen diagnóstico sobre el mecanismo de entrada de agua al pozo es necesario tener más información; teniendo un análisis indirecto realizado con la información del histórico de producción siempre debe ser complementado con un análisis directo obtenido de los registros de producción.
- Otros factores que pueden favorecer la producción de agua son los procesos de mantenimiento de presión y recuperación secundaria mediante inyección de agua, ésta puede irrumpir prematuramente a los pozos productores más cercanos. Debido a esto es necesario tener un buen estudio de caracterización geológica de los yacimientos.
- Cuando el yacimiento tiene un comportamiento homogéneo; es decir, sin presencia de fracturas, es probable que el agua producida se deba a la formación de un cono de agua.
- En el caso de yacimientos que presentan un comportamiento de doble porosidad es muy probable que se trate de canalización o digitalización.
- Los principales yacimientos productores en México se encuentran en rocas carbonatadas y cuando se tienen problemas de agua por lo general solo se aplican tratamientos con microcemento.

- Cuando se trata de conificación o avance de contacto agua-aceite la mayoría de las veces solo se aísla el intervalo invadido mediante cementaciones forzadas y se dispara otro más arriba.
- Los métodos existentes para el control del agua producida son muy variados y responden bien a ciertas necesidades. Sin embargo, no todos pueden ser utilizados en todo momento ni es apropiado utilizar uno de ellos como método único.
- Los métodos para la identificación y control del agua producida pueden representar un beneficio económico, así como aumentar el factor de recuperación y alargar la vida productiva de los campos.
- Los pozos candidatos a ser intervenidos por producción de agua deben ser aquellos que muestran un repentino incremento en el corte de agua, estos pueden estar ubicados cerca de fallas estructurales, cercanos a pozos inyectoros de agua, haber sido estimulados matricialmente o estar disparados cerca del contacto agua-aceite.
- Las soluciones químicas para eliminar el agua producida pueden ser las que ofrezcan mejores resultados al utilizar fluidos inteligentes que sellen las secciones productoras de agua manteniendo abiertas las que producen aceite; sin embargo, esto resulta bastante caro.
- De las soluciones existentes para el control de agua, las que ofrecen mejores resultados son las de carácter selectivo. Por la capacidad que tienen de bloquear el flujo de agua sin afectar la producción de aceite.

RECOMENDACIONES

- Antes de seleccionar un método correctivo es recomendable hacer un buen diagnóstico acerca de la fuente de agua para eliminar su producción sin afectar la producción de aceite.
- Si existe un acuífero activo asociado al yacimiento el diseño de la terminación del pozo debe ubicar los disparos lejos del contacto agua-aceite.
- Es recomendable administrar la producción de aceite, ya que los altos gastos de producción favorecen la producción prematura de agua.
- El método propuesto por K.S. Chang⁸ debe utilizarse como un método rápido en la identificación del mecanismo de agua producida y complementarse con información de pruebas de presión producción, registros de producción e histórico de producción para hacer un buen diseño del tratamiento correctivo.
- Los reductores de permeabilidad suelen ser tratamientos que se encargan de disminuir el movimiento del agua modificando su viscosidad, para su empleo se deben tener en cuenta las condiciones de operación para las que fueron diseñados, ya que los campos mexicanos suelen encontrarse a presiones y temperaturas altas.

LISTA DE FIGURAS

LISTA DE FIGURAS

FIGURA	DESCRIPCIÓN	PAGINA
Figura 1.1	Yacimiento.	6
Figura 1.2	Acuífero confinado.	6
Figura 1.3	Acuífero semiconfinado.	7
Figura 1.4	Espacio poroso invadido con agua.	8
Figura 1.5	Arreglo geométrico del empacamiento de granos.	9
Figura 1.6	Porosidad primaria.	10
Figura 1.7	Porosidad secundaria.	11
Figura 1.8	Curvas de permeabilidad relativa.	14
Figura 1.9	Distribución de los fluidos en el espacio poroso de una roca.	15
Figura 1.10	Ángulos de contacto para fluidos mojantes y no mojantes.	18
Figura 1.11	Tipos de mojabilidad.	19
Figura 1.12	Diagrama de fuerzas presentes en la presión capilar.	21
Figura 1.13	Histéresis de la curva de presión capilar.	22
Figura 1.14	Histéresis del ángulo de contacto.	21
Figura 2.1	Agua de barrido proveniente de un pozo inyector.	28
Figura 2.2	Líneas de flujo que representan el flujo de agua desde el pozo inyector hasta el pozo productor	29
Figura 2.3	Fugas en TR causadas por acciones mecánicas y químicas.	31
Figura 2.4	Entrada de agua causada por fugas.	32
Figura 2.5	Canalización detrás de la TR causada por una mala cementación.	33
Figura 2.6	Arreglo de pozos inyectores y productores.	34
Figura 2.7	Mapa de iso-propiedades.	35
Figura 2.8	Digitalización en yacimiento estratificado con barreras de flujo.	36

Figura 2.9	Digitalización en yacimiento estratificado sin barreras de flujo.	37
Figura 2.10	Fracturas o fallas entre un inyector y un productor.	38
Figura 2.11	Fracturas o fallas en una capa de agua.	40
Figura 2.12	Yacimientos que presentan barrido areal deficiente.	41
Figura 2.13	Conificación de agua.	42
Figura 2.14	Contacto agua-aceite dinámico.	43
Figura 2.15	Segregación gravitacional.	44
Figura 3.1	Gráfica de la producción con incremento de agua y decremento del petróleo con respecto al tiempo.	49
Figura 3.2	Mapa estructural de un anticlinal con una falla que conecta un acuífero con pozos cercanos a ella, que tienen producción de agua.	50
Figura 3.3	Gráfica de la WOR contra el tiempo, que muestre un incremento de la WOR en corto tiempo	50
Figura 3.4	Gráfica de WOR vs. N_p , llegando al límite económico antes de recuperar el volumen total contemplado en la reserva.	52
Figura 3.5	Incremento del radio de drene con la propagación del disturbio de presión antes de llegar a los límites del yacimiento.	53
Figura 3.6	Declinación exponencial.	54
Figura 3.7	Declinación hiperbólica.	55
Figura 3.8	Gráfica logarítmica de los gastos de producción para diferentes periodos.	56
Figura 3.9	Muestra un cambio brusco en las pendientes de aceite y agua, construyendo una advertencia de que el exceso de agua puede estar afectando la producción normal.	57
Figura 3.10	Gráfica con los porcentajes de producción tanto de agua como de aceite.	58
Figura 3.11	Gráfica que ilustra el movimiento del contacto agua-aceite conforme la producción acumulada se incrementa.	59
Figura 3.12	Tendencia de la WOR y WOR' para el comportamiento normal de un pozo.	60

Figura 3.13	Tendencia de la WOR y WOR' para identificar problemas de canalización y roturas en la TR.	61
Figura 3.14	Tendencia de la WOR y WOR' para identificar digitalización de agua hacia el pozo, con tres periodos característicos.	62
Figura 3.15	Tendencia de la WOR y WOR' para identificar conificación en pozos productores con tres periodos característicos.	64
Figura 3.16	Monitoreo del movimiento de los fluidos mediante la sísmica de lapso 4D.	65
Figura 3.17	Identificación de la fuente de agua mediante la sísmica 4D.	66
Figura 3.18	Comportamiento del registro de temperatura ante la entrada de líquidos.	70
Figura 3.19	Identificación de canalización utilizando el registro de temperatura.	71
Figura 3.20	Canalización de un fluido frío hacia la zona disparada, identificada con ayuda del registro de temperatura.	72
Figura 3.21	Anomalía fría causada por la entrada de líquidos en un intervalo superior.	73
Figura 3.22	Identificación de zonas ladronas y productoras utilizando el medidor de flujo (molinete).	75
Figura 3.23	Medidores de flujo continuo de diámetro reducido y diámetro total.	76
Figura 3.24	Medidor de flujo con empacador inflable.	77
Figura 3.25	Diagrama del gradiomanómetro.	78
Figura 3.26	Perfil de densidad de flujo indicando entradas de fluidos.	79
Figura 3.27	Empleo del gradiomanómetro para identificar puntos de entrada de agua.	80
Figura 3.28	Esquema básico de la herramienta de neutrón pulsado.	81
Figura 3.29	Registro de neutrón pulsado.	82
Figura 3.30	La onda de ruido es un indicador de la profundidad a la cual se tiene movimiento de fluidos.	83
Figura 3.31	Diagrama esquemático de la herramienta CBL.	85
Figura 3.32	Señales recibidas por el VDL.	86

Figura 3.33	Cámara utilizada en para el Borehole Video	86
Figura 3.34	Sistema de iluminación para el Borehole Video.	87
Figura 4.1	Esquema general de un tapón mecánico.	91
Figura 4.2	Uso de tapón recuperable para la aplicación de un tratamiento de control de agua en yacimientos estratificados.	92
Figura 4.3	Colocación de un tapón mecánico permanente, acompañado de cemento, para aislar una zona invadida de agua.	93
Figura 4.4	Esquema de taponos con diferente dirección de las cuñas.	94
Figura 4.5	Tapón de desvío colocado para esquivar un pescado.	95
Figura 4.6	Tapón de cemento utilizado para sellar zonas con pérdida de circulación.	96
Figura 4.7	Tapón de cemento colocado para aislar un estrato invadido.	85
Figura 4.8	Taponos de cemento para abandonar un pozo.	98
Figura 4.9	Tapón balanceado.	100
Figura 4.10	Tapón de cemento con cuchara Volcadora.	101
Figura 4.11	Reparación de roturas con parches de TR.	102
Figura 4.12	Principales elementos en la herramienta utilizada para colocar un parche de TR.	103
Figura 4.13	Colocación de un parche de arriba hacia abajo.	105
Figura 4.14	Parche de TR con anillos de caucho.	105
Figura 4.15	HOMCO Patch®.	106
Figura 4.16	Cementación forzada para aislar un intervalo invadido de agua, utilizando un tapón mecánico o un retenedor, para no afectar la zona inferior.	107
Figura 4.17	Cementación forzada ideal, dejando la menor cantidad de cemento dentro de la TR.	109
Figura 4.18	Fracturas verticales causadas por cementación forzada a alta presión.	111
Figura 4.19	Cementación forzada con bombeo continuo.	113

Figura 4.20	Diagrama para el proceso por el cual se bombea una lechada de forma continua.	114
Figura 4.21	Cementación forzada con bombeo intermitente.	114
Figura 4.22	Diagrama para el proceso por el cual se bombea una lechada de forma intermitente.	115
Figura 4.23	Cementación forzada sin utilizar empacadores.	116
Figura 4.24	Cementación forzada utilizando empacadores, con tubería de cola y sin tubería de cola.	118
Figura 4.25	Fluido base VAS utilizado para fracturar.	122
Figura 4.26	Colocación de tratamiento químico con ayuda de tubería flexible y empacador recuperable.	124
Figura 4.27	Colocación del tratamiento químico utilizando tubería flexible y doble inyección.	125
Figura 5.1	Configuración estructural del campo Otumba.	129
Figura 5.2	Estado mecánico del pozo Otumba-11.	131
Figura 5.3	Historia de producción de aceite y agua para el pozo Otumba-11.	132
Figura 5.4	Prueba de presión producción para el pozo Otumba-11.	132
Figura 5.5	Gráfica de la WOR y WOR' vs. tiempo para el pozo Otumba-11.	133
Figura 5.6	Estado mecánico del pozo Otumba-12.	135
Figura 5.7	Historia de producción de aceite y agua para el pozo Otumba-12.	136
Figura 5.8	Prueba presión-producción para el pozo Otumba-12.	137
Figura 5.9	Gráfica de la WOR y WOR' vs. tiempo para el pozo Otumba-12.	138
Figura 5.10	Estado mecánico del pozo Otumba-22.	139
Figura 5.11	Historia de producción de aceite y agua para el pozo Otumba-22.	140
Figura 5.12	Prueba presión-producción para el pozo Otumba-22.	141
Figura 5.13	Gráfica de la WOR y WOR' vs. tiempo para el pozo Otu-22. Periodo de producción de enero de 2001 a junio de 2003 para la producción del intervalo 4855-4907 m.	142

Figura 5.14	Gráfica de la WOR y WOR' vs. tiempo para el pozo Otu-22. Periodo de producción de agosto de 2003 a agosto de 2007 para la producción del intervalo 4820-4840 m.	143
Figura 5.15	Configuración estructural del campo Unam.	144
Figura 5.16	Estado mecánico del pozo Unam-11.	145
Figura 5.17	Historia de producción de aceite y agua para el pozo Unam-11.	146
Figura 5.18	Prueba presión-producción para el pozo Unam-11.	147
Figura 5.19	Gráfica de la WOR y WOR' vs. tiempo para el pozo Unam-11.	148
Figura 5.20	Estado mecánico del pozo Unam-31.	150
Figura 5.21	Historia de producción de aceite y agua para el pozo Unam-31.	151
Figura 5.22	Prueba presión-producción para el pozo Unam-31.	151
Figura 5.23	Gráfica de la WOR y WOR' vs. tiempo para el pozo Unam-31.	152
Figura 5.24	Configuración estructural del campo Puma.	154
Figura 5.25	Estado mecánico del pozo Puma-1.	155
Figura 5.26	Historia de producción de aceite y agua para el pozo Puma-1.	156
Figura 5.27	Prueba de presión producción para el pozo Puma-1.	157
Figura 5.28	Gráfica de la WOR y WOR' vs. tiempo para el pozo Puma-1.	158
Figura 5.29	Estado mecánico del pozo Puma-13.	159
Figura 5.30	Historia de producción de aceite y agua para el pozo Puma-13.	161
Figura 5.31	Prueba presión-producción para el pozo Puma-13.	161
Figura 5.32	Gráfica de la WOR y WOR' para el pozo Puma-13.	162

LISTA DE TABLAS

LISTA DE TABLAS

FIGURA	DESCRIPCIÓN	PAGINA
Tabla 1.1	Condiciones para los fluidos en un medio poroso que indican preferencia en mojabilidad.	18
Tabla 1.2	Comportamiento capilar de un medio poroso.	20
Tabla 1.3	Clasificación del tipo de aceite de acuerdo a los grados API.	24
Tabla 4.1	Comparación de la capacidad de penetración del Microcemento y Cemento tipo H	119
Tabla 5.1	Propiedades petrofísicas promedio y profundidad de los contactos agua-aceite en los pozos en estudio.	127
Tabla 5.2	Parámetros obtenidos en la prueba presión-producción del pozo Otumba-11.	133
Tabla 5.3	Parámetros obtenidos en la prueba presión-producción del pozo Otumba-12.	137
Tabla 5.4	Parámetros obtenidos en la prueba presión-producción del pozo Otumba-22.	142
Tabla 5.5	Parámetros obtenidos en la prueba presión-producción del pozo Unam-11.	147
Tabla 5.6	Parámetros obtenidos en la prueba de presión producción del pozo Puma-1.	157

NOMENCALTURA

NOMENCLATURA

A	Área de la sección de flujo	(cm ²)
CO ₂	Dióxido de carbono	
CBL	Registro de adherencia de cemento	
dp	Caída de presión	(atm)
dS	Longitud de desplazamiento	(cm)
FR	Factor de recuperación	
h _{woc}	Profundidad del contacto agua-aceite	
HCl	Ácido clorhídrico	
H ₂ S	Gas sulfhídrico	
k	Permeabilidad	(Darcies)
k _o	Permeabilidad efectiva al aceite	(mD)
k _g	Permeabilidad efectiva al gas	(mD)
k _w	Permeabilidad efectiva al agua	(mD)
k _{ro}	Permeabilidad relativa al aceite	
k _{rg}	Permeabilidad relativa al gas	
k _{rw}	Permeabilidad relativa al agua	
k ₁	Permeabilidad de la arenisca	
k ₂	Permeabilidad de los lentes de arena	
L _A	Línea de flujo más corta	
L _D	Línea de flujo nulo	
N ₂	Nitrógeno molecular	
N	Volumen original de aceite @ c.s.	
N _p	Volumen producido acumulado de aceite @ c.s.	

$P_{1,2}$	Indicador de pozos productores	
P_i	Indicador de pozos inyectoros	
P_b	Presión de saturación	
P_c	Presión capilar	
P_{NM}	Presión del fluido no mojante	
P_M	Presión del fluido mojante	
q_f	Gasto del fluido	(cm ³ /s)
q_o	Gasto de aceite	
PNC	Captura de neutrón pulsado	
PLT	Herramienta de registros de producción	
PVA	Alcohol polivinilo	
r	Radio del capilar	
RM	Reparación mayor	
S	Saturación	
SI	Sistema internacional	
S_o	Saturación de aceite	
S_g	Saturación de gas	
S_w	Saturación de agua	
S_{or}	Saturación residual de aceite	
S_c	Saturación crítica	
S_{wc}	Saturación de agua congénita	
t	Tiempo	
TR	Tubería de revestimiento	
TP	Tubería de perforación o producción	
TF	Tubería flexible	

v_f	Velocidad del fluido	(cm/s)
V_p	Volumen de poro	
V_b	Volumen bruto de la formación	
V_{pt}	Volumen de pos comunicados y aislados	
$V_{p.com}$	Volumen de poros intercomunicados	
VAS	Surfactante viscoelástico aniónico	
VDL	Registro de densidad variable	
W	Mojabilidad	
WOC	Contacto agua-aceite	
WOR	Relación agua-aceite	
WOR'	Derivada de la relación agua-aceite	
γ	Densidad relativa	
θ	Angulo de contacto	
μ	Viscosidad	(cp)
ρ	Densidad	
σ	Tensión interfacial	
Φ	Porosidad	
Φ_a	Porosidad absoluta	
Φ_e	Porosidad efectiva	

BIBLIOGRAFÍA

BIBLIOGRAFÍA

- 1) ARNOLD RICHARD, BURNETT DAVID B., ELPHICK JON, FEELEY THOMAS J. III, GALBRUN MICHEL, HIGHTOWER MIKE, MANEJO DE LA PRODUCCION DE AGUA: DE RESIDUO A RECURSO, OILFIELD REVIEW, OTOÑO DE 2004, pp. 30-45.
- 2) ANONIMO, MECANICA DE YACIMIENTOS
- 3) AHMED TAREK, RESERVOIR ENGINEERING HANDBOOK, THIRD EDITION, ELSEVIER, UNITED STATES OF AMERICA, 2006, pp. 1360.
- 4) AMINIAN K., WATER PRODUCTION PROBLEMS AND SOLUTIONS-PART I, PETROLEUM & NATURAL GAS ENGINEERING DEPARTMENT WEST VIRGINIA UNIVERSITY.
- 5) BASSAM JUEZ JUEZ BOLIVAR, COLMONT M. GABRIEL J., ARTEAGA LUPERCIO, DETECCION DE PROBLEMAS DE ALTO CORTE DE AGUA EN EL YACIMIENTO HOLLIN PRINCIPAL Y SUS POSIBLES SOLUCIONES: BLOQUE 7, DEL ORIENTE ECUATORIANO, ARTICULO, ECUADOR 1998, pp. 10.
- 6) BAILEY BILL, CRABTREE MIKE, TYRIE JEB, JON ELPHICK, KUCHUK FIKRI, ROMANO CHRISTIAN, ROODHART LEO, CONTROL DE AGUA, OILFIELD REVIEW, VERANO DE 2000, pp. 32-53.
- 7) BOYUN GUD, WILLIAM C. LYINS, ALI GHALAMBOR, PETROLEUM PRODUCTION ENGINEERING A COMPUTER-ASSISTED APPROACH, GULF PROFESSIONAL PUBLISHING, USA, 2007, pp. 288.
- 8) CHAN K.S., WATER CONTROL DIAGNOSTIC PLOTS, PAPER SPE 30775, USA, 1995, pp. 755 – 763.
- 9) ECONOMIDES MICHAEL J., HILL A. DANIEL, EHLIG CHRISTINE, PETROLEUM PRODUCTION SYSTEMS, PRENTICE HALL PETROLEUM ENGINEERING SERIES, UNITED STATES OF AMERICA, 1994, pp. 609.
- 10) LAURENT P. *et al.*, CAPITULO 6 EVALUACION Y MONITOREO DE POZOS EXISTENTES, pp. 6.1-6.54.
- 11) LUCIO CARRILLO BARANDIARAN, APUNTES DE CLASES INGENIERIA DE RESERVOIROS, UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE INGENIERIA DEL PETROLEO, 2006
- 12) PACE J. R., WEAVER J.D., THE USE OF WATER-OIL-RATION CONTROL AGENTS TO IMPROVE OIL PRODUCTION, ARTICULO SPE 11448, MANAMA BAHRAIM, MARZO 14-17, 1983.
- 13) PAZ F. *et al.*, CAPITULO 7 MEJORAMIENTO DE LA PRODUCCION, pp. 7.1-7.51.

-
- 14) RIVERA V. JOSE S., PRACTICAS DE INGENIERIA DE YACIMIENTOS PETROLEROS, PDVSA, VENEZUELA SEPTIEMBRE 2004, pp. 459
 - 15) ZUBILLAGA AUGUSTO *et al.*, CONTROL DE AGUA, APLICACION DE NUEVAS TECNICAS Y PRODUCTOS, PETROTECNIA, FEBRERO 2004, pp. 68-76.
 - 16) HALLIBURTON, WATER MANAGEMENT MANUAL, HALLIBURTON COMMUNICATIONS, U.S.A., 2002, pp 175.
 - 17) A GUIDE TO PRACTICAL MANAGEMENT OF PRODUCED WATER FROM ONSHORE OIL AND GAS OPERATIONS IN THE UNITED STATES, U.S. DEPARTAMENT OF ENERGY NATIONAL PETROLEUM TECHNOLOGY OFFICE *et al.*, U.S.A., OCTUBRE 2006, pp. 178.
 - 18) PARIS DE FERRER MAGDALENA, INYECCION DE AGUA Y GAS EN YACIMIENTOS PETROLIFEROS, SEGUNDA EDICION, MARACAIBO VENEZUELA, 2001, pp. 390.
 - 19) HUANG CHYI-GANG, AN EXPERIMENTAL STUDY OF THE IN-SITU GELATION OF CHROMIUM (+3)/POLYACRYLAMIDE POLIMER IN POROUS MEDIA, SPE RESERVOIR ENGINEERING PAPER 12638, NOVIEMBRE 1986, pp. 583-592.
 - 20) EVANS ROBIN, PRODUCED WATER MANAGAMENT STRATEGY WITH THE AID OF DECISION ANALYSIS, SPE EXPLORATION AND PRODUCTION PAPER 66543, TEXAS, FEBRUARY 2001, pp. 8.
 - 21) WILLIAM MITCHELL ROBERT, WATER INJECTION METHODS, PAPER SPE 10028, TEXAS, 1982, pp. 485-500.
 - 22) YORTSOS Y.C., ANALUSIS AND INTERPRETATION OF WATER/OIL RATION IN WATERFLOODS, PAPER SPE-59477, TEXAS, DECEMBER 1999, pp.413-424.
 - 23) BAI BAOJUN *et al.*, PREFORMED PARTICLE GEL FOR CONFORMANCE CONTROL: FACTORS AFFECTING ITS PROPERTIES AND APPLICATIONS, PAPER SPE-89389, OKLAHOMA, APRIL 2004, pp. 10.
 - 24) CINCO L. HEBER *et al.*, TRANSIENT PRESSURE BEHAVIOR FOR A WELL WITH A FINITE-CONDUCTIVITY VERTICAL FRACTURE, SPE-6014, INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO, MEXICO, AUGUST 1978, pp. 253-264.
 - 25) TINSLEY JOHN M. *et al.*, STUDY OF FACTORS CAUSING ANNULAR GAS FLOW FOLLOWING PRIMARY CEMENTING, PAPER SPE-8257, TEXAS, 1979, pp. 12.
 - 26) JENNINGS H. Y. *et al.*, EFFECT OF LABORATORY CORE CLEANING ON WATER-OIL RELATIVE PERMEABILITY, PAPER SPE-897, TEXAS, 1957, pp. 7.
 - 27) SNAYDER R.W. *et al.*, APLICACION OF BUKCLEY-LEVERETT DISPLACEMENT THEORY TO NONCOMMUNICATING LAYERED SYSTEMS, U.S.A., NOVEMBER 1967, pp. 1500-1506.
-

-
- 28) SERIGHT RANDALL S., CONFORMANCE IMPROVEMENT USING GELS, PETROLEUM RECOVERY RESEARCH CENTER, NEW MEXICO, 2004, pp. 92.
 - 29) ZANOQUERA ANTONIO CAMARGO, ANALISIS GEOLOGICO. ECONOMICO DE LAS AREAS DEL GOLFO DE MEXICO CON POSIBILIDADES PETROLERAS, PEMEX EXPLORACION, ARTICULO TECNICO, MEXICO 1991, pp. 32.
 - 30) RIVERA V. JOSE S., PRACTICAS DE INGENIERIA DE YACIMIENTOS PETROLEROS, PDVSA, VENEZUELA SEPTIEMBRE 2004, pp. 459.
 - 31) REZA G.H. *et al.*, A NEW METHOD FOR ACID STIMULATION WITHOUT INCREASING WATER PRODUCTION: CASE STUDIES FROM OFFSHORE MEXICO, PAPER SPR-103771, MEXICO, 2006, pp. 7.
 - 32) SAEEDI A., USING NEURAL NETWORKS FOR CANDIDATE SELECTION AND WELL PERFORMANCE PREDICTION IN WATER-SHUTOFF TREATMENTS USING POLYMER GELS-A FIELD-CASE STUDY, PAPER SPE-101028, AUSTRALIA, 2006, pp. 8.
 - 33) LIU WENLING, TECHNIQUES OF PREDICTING REMAINING OIL IN A MATURE OIL FIELD WITH HIGH WATER CUT-CASE STUDY, PAPER SPE-104437, CHINA, 2006, pp. 6.
 - 34) ARANGATH R., STIMULATING HIGH-WATER-CUT WELLS: RESULTS FROM FIELD APPLICATIONS, PAPER SPE-99419, U.S.A., 2006, pp.7.
 - 35) McLANCLAN K., A METHOD FOR RESERVOIR MANAGEMENT OF WATERFLOODS, PAPER SPE-97829, CALIFORNIA, 2005, pp. 7.
 - 36) PACE J.R., WEAVER J.D., THE USE OF WATER-OIL-RATIO CONTROL AGENTS TO IMPROVE OIL PRODUCTION, PAPER SPE-11448, TEXAS, 1983, pp. 85-89.
 - 37) CASTREJON PINEDA HECTOR RICARDO, REGISTROS DE PRODUCCION: TEORIA E INTERPRETACION (TESIS), UNAM, MEXICO D.F., 2009, pp. 137.
 - 38) MONTERO NUÑEZ JESUS SALVADOR, ROJAS GONZALEZ JORGE, TAMAÑO DE GRANO Y DE PORO EN ROCAS SEDIMENTARIAS ACUMULADORAS DE HIDROCARBUROS (TESIS), UNAM, MEXICO D.F., 2009, pp. 206.
 - 39) CEMENTING ENGINEERING MANUAL (CONVENTIONAL SQUEEZE CEMENTING), SCHLUMBERGER, SEPTEMBER 1999, pp.36.
 - 40) BUISINE PAUL, BISSONNETTE H.STEVE, CEMENTING EQUIPMENT AND CASING HARDWARE, SCHLUMBERGER DOWELL.
 - 41) WEATHERFORD, HOMCO® INTERNAL STEEL LINER CASING PATCH, 2006-2009, pp. 7.
 - 42) BAKER HUGHES, AISLAMIENTO CON CASING PATCH EXPATCH 95/8", PROMO 2009.
-