



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS GENERALIZADO DE LA
CONIFICACIÓN DE AGUA EN
POZOS PRODUCTORES DE
YACIMIENTOS DE ACEITE**

TESIS

Que para obtener el título de

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A N

Gutiérrez Melo Guillermo

Rangel Juárez César

DIRECTOR DE TESIS

Ing. Israel Castro Herrera



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2016.

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Nacional Autónoma de México junto con la Facultad de Ingeniería, por haberme brindado educación laica, gratuita y de calidad. Estaré siempre agradecido.

A mis padres, Guillermo Gutiérrez Pérez y Martha Melo García, por todo el apoyo brindado a lo largo de tantos años, por haber compartido conmigo esta meta y este esfuerzo. Sepan que su ayuda ha sido maravillosa.

A mis grandes hermanos, Diego y Rodrigo, porque gracias a ellos pude encontrar un camino propio y hacerlo realidad de la mejor manera.

A mi familia, porque sin su apoyo general probablemente no habría llegado a esta meta. Muchas gracias Carlos Barrera, Mónica Gutiérrez, Karen Barrera, Patricia Melo, María García †, Erasmo Melo †, Ma. Concepción Pérez, y demás.

A mis amigos de vida, Carlos Carmona, David Caballero, Erick Arredondo, Moisés Cobos, Esdras Caballero, Alejandro Manzano, David Aguilar F., y demás.

A mis amigos de la Facultad de Ingeniería, por compartir conmigo esta época, por su amistad y por los grandes momentos que pasamos juntos. Miguel García, Marco Olvera, Javier Reyes, Rogelio Maldonado, Alberto Romano, Josué Guzmán, Omar Luna, José Montero, y demás.

A Ximena Melgarejo, por su gran apoyo durante mi etapa final de estudiante, por sus consejos y todo lo que he recibido hasta este día. Estoy en deuda contigo.

Al Cubículo 5-115 del Instituto Mexicano del Petróleo, por haberme recibido tan cálidamente. M. en I. Juan de la Cruz Clavel, Biol. Virginia Quintana, Lic. Ruth Soriano, Ing. Isaac García, Ing. Erick Maldonado, Ariana Rodríguez y demás. Al Dr. David Aarón Nieto, por el tiempo que nos dedicó.

A mis sinodales, gracias por revisar este trabajo, por sus consejos y su tiempo.

Al M. en I. Juan de la Cruz Clavel López, por haberme dado la oportunidad de desarrollar este tema, por su asesoría, por sus consejos, por su tiempo y por su gran amistad. Muchas gracias.

A César Rangel, por haber compartido conmigo este trabajo, por su amistad a lo largo de estos años, por su incondicional apoyo. Gracias amigo.

Gutiérrez Melo Guillermo

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a la Universidad Nacional Autónoma de México – Facultad de Ingeniería por brindarme una formación ética y académica de excelencia.

Agradezco a mis padres, Juárez Flores Silvia y Rangel Moreno J. Mercedes, por el apoyo incondicional, desarrollo a lo largo de mi vida y culminar esta etapa – meta, juntos.

Agradezco a mi familia, Rangel Juárez Silvia Iliana, Rangel Juárez Nicolás, Flores Rodríguez Jacinta Elena.

Agradezco a mi abuelito Juárez Hernández Lorenzo, por haber estado siempre a mi cuidado, bienestar y que nunca me faltara nada. Nunca podré pagarte todo lo que me has dado y enseñado. Muchas gracias.

Agradezco a mis amigos de la prepa 7. José Alberto, Carlos Rodríguez, Armando, Johnny, Rosalina, Sabrina, Abraham, Juan.

Agradezco a todos mis amigos de la Facultad de Ingeniería por compartir grandes experiencias y momentos que seguramente se volverán a repetir. Marco Olvera, Miguel García, Mociño Bucio, Javier Reyes, Rogelio Maldonado, Alberto Romano y demás.

Agradezco al M.I. Juan de la Cruz Clavel por compartir su tiempo, consejos, asesoría y conocimientos dentro del Instituto Mexicano del Petróleo.

Agradezco a todas las maravillosas personas que conocí en el Instituto Mexicano del Petróleo, en especial al cubículo que me acogió. Virginia Quintana, Ruth Soriano, Isaac García, Erick Maldonado, Ariana Rodríguez, Aarón Nieto, Iván Galván, Jesús Reyes, y demás.

Agradezco a Guillermo Gutiérrez “Melo” por la meta que estamos por culminar, los grandes momentos dentro y fuera de la Facultad de Ingeniería, la amistad que se ha forjado a lo largo de estos 6 años y lo que sigue. Gracias amigo.

Rangel Juárez César

ABSTRACT

Currently, one of the main issues in the petroleum industry is the production and control of water in oil producing wells. Within this theme, a considerable amount of information exists that helps us to understand the complexity of the problem, water production scenarios including: casing, tubing or packer leaks, channel flow behind casing, moving oil-water contact, watered-out layer without crossflow and with crossflow, fractures or faults between injector and producer, fractures or faults from a water layers, coning or cusping, poor areal sweep and gravity-segregated layer.

The phenomenon of coning is highly recurrent in reservoirs of oil with associated aquifer of great energy, so the body of water tends to invade the producing zone of oil due to external and internal forces acting on the porous media and fluids. Water coning can be aggravated to cause the closure of producing wells due to high water production cuts.

This work contains the definition of the problem of water coning during production and how it impacts on the productivity of the well, also including the physical principles involved in the phenomenon. The state of the art of the existing models that represents water coning is presented, the main research lines (techniques and technologies) which they were developed:

- Physical modeling and experimental studies.
- Theoretical modeling and simulation stage.
- Methods of controlling water coning.

Subsequently, a comparison between the different models is discussed, considering not just the theoretical basis, but its application in two real cases. This in order to make a quantitative and qualitative analysis of the resulting values and compare them with each order.

A discretization and analysis of the forces influencing the rise of the cone of water from de water-oil contact to the producing interval is also presented. The impact and influence of microscopic forces such as capillary forces and self wettability of the porous media is considered.

Finally, the main solutions used in the petroleum industry are presented, and classified according to the application range, and the advantages and disadvantages of each one are discussed.

RESUMEN

Actualmente, uno de los principales problemas en la industria del petróleo es la producción y control de agua en pozos productores de aceite. Dentro de este tema, existe una considerable cantidad de información que nos ayuda a comprender la complejidad del problema, por ejemplo, los escenarios de producción de agua, que incluyen: filtraciones a través de tubería de revestimiento, tubería de producción o empacadores, flujo canalizado detrás de la tubería de revestimiento, contacto agua-aceite dinámico, capa inundada sin flujo transversal y con flujo transversal, presencia de fracturas o fallas entre pozos inyectores y productores, fracturas o fallas en una capa de agua, conificación, barrido areal deficiente y segregación gravitacional.

El fenómeno de la conificación es muy recurrente en yacimientos de aceite que presentan un acuífero asociado de gran energía, por lo que el cuerpo de agua tiende a invadir la zona de producción de aceite debido a fuerzas externas e internas que actúan sobre el medio poroso y los fluidos. La conificación de agua puede ser agravada hasta causar el cierre de pozos productores debido a los altos cortes de agua.

Este trabajo contiene la definición del problema de la conificación de agua durante la producción y cómo impacta en la productividad del pozo, incluyendo también los principios físicos que intervienen en el fenómeno. Se presenta el estado del arte de los modelos existentes que representan a la conificación de agua, así como las principales líneas de investigación (técnicas y tecnologías) que se desarrollaron:

- El modelado físico y los estudios experimentales.
- Los modelos teóricos y la etapa de simulación.
- Métodos de control de conificación de agua.

Posteriormente, se discute una comparación entre los diferentes modelos, teniendo en cuenta no sólo la base teórica, sino su aplicación en dos casos reales. Esto con el fin de hacer un análisis cuantitativo y cualitativo de los valores resultantes y comparar cada uno de ellos.

Se presenta una discretización y análisis de las fuerzas que influyen en el aumento del cono de agua desde el contacto de agua-aceite hacia el intervalo productor. Se considera el impacto y la influencia de las fuerzas microscópicas, tales como las fuerzas capilares y de la mojabilidad del medio poroso.

Por último, se presentan las principales soluciones que se utilizan en la industria petrolera, se clasifican de acuerdo con el rango de aplicación, y se discuten las ventajas y desventajas de cada uno.

INTRODUCCIÓN

Desde 1850, la producción de aceite se introdujo como una de las mayores revoluciones industriales en el mundo y es considerada como una importante fuente de energía a nivel mundial. Los yacimientos de aceite comúnmente contienen acuíferos que aportan energía en el proceso de explotación, a medida que la explotación continúa, pasando por su pico de producción y llegando a su etapa de declinación, la producción de aceite decrece mientras que la producción de agua incrementa. El agua producida es uno de los mayores productos asociados a la producción de gas y aceite.

Expertos en materia de explotación de hidrocarburos afirman que la producción excesiva de agua es el problema principal en la producción de aceite. El corte de agua promedio a nivel mundial llega a un 75%, mientras que los costos operativos promedio son de 0.5 dólares por cada barril de agua producido. Esto resulta en un gran costo asociado si consideramos la relación volumétrica que existe entre la producción de aceite y la producción de agua.

Muchos de los esfuerzos en la industria se centran principalmente en el incremento del factor de recuperación mediante procesos de recuperación secundaria y mejorada, y no en el control de agua, ya sea a nivel de pozo o en superficie. Por otra parte, existen muchas complicaciones para el manejo del agua en superficie, así como estrictas regulaciones ambientales. Las soluciones aplicables para dicho control suelen presentar baja efectividad y su costo es considerablemente alto, esto sumado a que muchas de estas soluciones son de baja duración.

El Departamento de Energía de los Estados Unidos de Norte América (Laboratorio Nacional Argonne) estima que el volumen producido sólo en los Estados Unidos es de 21 billones de barriles de agua al año. Adicionalmente, la producción de agua en el resto del mundo es estimado en un volumen mayor a 250 millones de barriles diarios en 2007, y se esperaba su incremento a más de 300 millones de barriles diarios entre el 2010 y 2014.

Para el año 2000, en datos publicados por una compañía de servicios (SLB) se afirmaba que la producción de aceite ascendía a unos 75 MMbpd, mientras que la producción de agua tenía un valor de 210 MMbpd, esto a nivel mundial.

En el caso de México, en un artículo publicado para el control de agua en campos maduros, se documentó el caso de diversos pozos con un corte de agua mayor al 85%, y se estimaba una relación de 3 barriles de agua por cada barril de aceite producido. Esta relación fue comprobada posteriormente por datos publicados (SLB, 2012).

La relación actual agua/aceite se estima en valores de 3:1 mundialmente, esto es, por cada barril de aceite producido se producen 3 barriles de agua, este valor representa cortes de agua promedio de 50% a 75%.

Los costos estimados al tratamiento del agua debido a su producción varían alrededor del mundo, dependiendo de la región y los marcos regulatorios. Estos costos son: En tierra, US, desde los 0.30 dólares por barril hasta los 0.50 dólares por barril; En el Mar del Norte, desde los 0.19 dólares por barril hasta los 3.40 dólares por barril; y en los yacimientos de lutitas gasíferas de Polonia, 80 dólares por barril. Aunado a ello, se han incrementado las regulaciones ambientales, requiriendo un mayor tratamiento al agua producida antes de ser descargada. Además, el tratamiento y depuración de tales volúmenes de agua ascienden anualmente a más de 40 billones de dólares.

Esta agua producida no tiene un valor agregado en superficie, puede tener un valor significativo en técnicas de recuperación mejorada, solo si reúne ciertos estándares de calidad. Estos datos claramente definen que, a medida que el mercado en los precios del aceite y el gas fluctúan, la habilidad de absorber estos costos se mantienen como alta prioridad para las compañías para tener una mejor rentabilidad y mayores ganancias.

Dentro de los mecanismos o posibles fuentes de producción de agua a nivel mundial encontramos el caso de la canalización y la conificación, ambas presentan un nivel de complejidad alto para su identificación, comprensión, solución y tratamiento.

Debido a esto, el presente trabajo de tesis tiene como objetivo recopilar la mayor información posible que haya sido publicada referente al control del agua, específicamente lo que refiere a la conificación de agua. La mayoría de los artículos desarrollan, de manera analítica o experimental, una correlación que impide la irrupción del cono de agua hacia los disparos (intervalo productor), mediante el cálculo de un parámetro llamado "Gasto Crítico de Aceite". Este parámetro nos indica el volumen máximo de gasto en superficie que puede ser permitido en un pozo para evitar la irrupción de agua dentro de este mismo, ocasionando un decremento en la producción de aceite e incremento en la producción de agua, hasta el caso extremo que se cierre el pozo. Cabe señalar que el gasto crítico calculado no es aplicado en campos reales debido a que no alcanza ritmos de producción rentables.

ÍNDICE

ABSTRACT.....	iv
RESUMEN	vi
INTRODUCCIÓN	viii
ÍNDICE.....	xi
CAPÍTULO 1. CONCEPTOS BÁSICOS.....	1
1.1 FUNDAMENTOS DE PRODUCCIÓN DE AGUA Y PROPIEDADES DE LA ROCA.	1
Fórmula de la WOR instantánea	1
Producción de la fracción de agua.	3
Porosidad.....	5
Porosidad absoluta.....	5
Porosidad efectiva.....	6
Saturación.	6
Mojabilidad.	7
Tensión interfacial.....	8
Presión capilar	9
Imbibición y drene.....	10
Permeabilidad.	11
Permeabilidad absoluta.	12
Permeabilidad efectiva.....	12
Permeabilidad relativa.	12
Viscosidad.....	13
1.2 COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCTIVIDAD AFECTADO POR LA PRODUCCIÓN DE AGUA. ..	14
1.3 ANÁLISIS DINÁMICO DE LA DECLINACIÓN DE LA PRODUCTIVIDAD DE ACEITE POR INVASIÓN DE AGUA (CONIFICACIÓN).	17
Sin presencia de producción de agua.....	17
Irrupción del cono de agua al pozo productor de aceite.	18
Invasión del cono de agua en el pozo.	20
CAPÍTULO 2. CONCEPTUALIZACIÓN DE LA PROBLEMÁTICA DE CONIFICACIÓN DE AGUA EN YACIMIENTOS DE ACEITE.	25
2.1 ESCENARIOS Y FUENTES DE PRODUCCIÓN DE AGUA.....	26

Filtraciones de agua a través de tubería de revestimiento, tubería de producción o empacadores.....	26
Flujo canalizado detrás de la tubería de revestimiento.....	27
Contacto agua-aceite dinámico.....	28
Capa inundada sin flujo transversal.....	29
Capa inundada con flujo transversal.....	29
Presencia de fracturas o fallas entre pozos inyectores y productores.....	30
Presencia de fracturas o fallas en una capa de agua.....	31
Conificación de agua (pozos verticales) y cúspide de agua (pozos horizontales).....	32
Barrido areal deficiente.....	32
Segregación gravitacional.....	33
2.2 ASPECTOS GENERALES DE LA CONIFICACIÓN DE AGUA EN YACIMIENTOS DE ACEITE.....	34
CAPÍTULO 3. ESTADO DE LA TECNOLOGÍA PARA LA MEJORA DE LA PRODUCTIVIDAD DE ACEITE EN POZOS CON CONIFICACIÓN DE AGUA.....	45
3.1 MODELADO FÍSICO Y ESTUDIOS EXPERIMENTALES.....	45
M. Muskat y R. D. Wyckoff (1934).....	45
M. G. Arthur (1943).....	49
Meyer y Garder (1954).....	50
Smith y Pirson (1963).....	51
Chierichi and Ciucci (1964).....	51
Sobocinski y Cornelius (1965).....	51
Bournazel y Jeanson (1971).....	52
Khan (1970).....	52
M. J. Wheatley (1985).....	53
Permadi (1996).....	54
3.2 MODELADO TEÓRICO Y ETAPA DE SIMULACIÓN.....	55
Pirson y Metha (1967).....	55
McDonald and Coats (1970).....	55
Letkeman y Ridings (1970).....	56
Schols (1972).....	56
Byrne y Morse (1973).....	56
Miller y Rogers (1973).....	57
Blades y Stright (1975).....	57
Mungan (1975).....	57

Chappelear y Hirasaki (1976)	58
Chaperson (1986)	58
Hoyland y colaboradores (1989)	59
S. K. Lucas, J. R. Blake y A. Kucera (1990).....	60
Guo y Lee (1993)	63
Menouar y Hakim (1995)	63
Wu, Reynolds y Markitell (1995).....	63
Reham y colaboradores (2000)	64
Makinde y colaboradores (2011)	64
3.3 MÉTODOS DE CONTROL DE LA CONIFICACIÓN DE AGUA	64
J. C. Karp y colaboradores (1962).....	64
Smith y Pirson (1963)	67
R. W. Luhning y colaboradores (1990)	67
E. D. Dalrymple y colaboradores (Halliburton Services, 1992)	69
R. S. Patel y colaboradores (1994).....	69
T. Chen y W. Wan (1996).....	71
K.R. Bowlin y C.K. Chea (1997)	71
Andrew K. Wojtanowicz (1997).....	72
F. Verga y D. Viberti (2005)	75
César A. Mantilla y colaboradores (2008)	76
Andrew K. Wojtanowicz y J.Lin (2009)	79
Terry W. Stone y colaboradores (2015)	83
CAPÍTULO 4. EJERCICIOS Y CASOS SOBRE CORRELACIONES DESARROLLADAS EN LA LITERATURA DE CONIFICACIÓN DE AGUA.....	93
Antecedentes generales.....	94
4.1 POZO PUMA-53A.....	95
Antecedentes.	95
Diagnósticos.	95
Recomendaciones.	96
Estado Mecánico	96
Histórico de Producción	96
Cálculos.	98
Gasto Crítico.....	98

4.2 POZO PUMA-73	101
Antecedentes.	101
Diagnósticos.	102
Recomendaciones.	102
Estado mecánico.	102
Histórico de Producción	102
Cálculos.	104
Gasto Crítico.	104
CAPÍTULO 5. EFECTO DE LAS FUERZAS CAPILARES Y LA MOJABILIDAD DE LA ROCA EN LA CONIFICACIÓN DE AGUA.	109
5.1 PUBLICACIONES RELACIONADAS.....	109
Russell T. Johns y colaboradores (2002)	109
Kegang Ling y Zheng Shen (2012).....	111
5.2 EFECTO DE LAS FUERZAS MICROSCÓPICAS.....	116
Tensión interfacial.....	116
Atracción molecular de los líquidos y la formación (adhesión y cohesión).	117
Capilaridad	119
Presión capilar	119
Equilibrio capilar.....	119
Drene capilar	120
Imbibición capilar	120
Número capilar.....	120
Mojabilidad	121
5.3 TEORÍA SOBRE CAPILARIDAD Y SU INFLUENCIA EN LA CONIFICACIÓN DE AGUA.....	122
Condiciones iniciales	122
Proceso de conificación.....	122
Solución teórica.....	125
5.4 TEORÍA SOBRE MOJABILIDAD Y SU INFLUENCIA EN LA CONIFICACIÓN DE AGUA.....	126
Condiciones iniciales	126
Proceso de conificación.....	127
Solución teórica.....	130
CAPÍTULO 6. ANÁLISIS DE LAS SOLUCIONES DISPONIBLES PARA LA PREVENCIÓN, CONTROL O ELIMINACIÓN DE LA CONIFICACIÓN DE AGUA.....	143
6.1 REDUCCIÓN DEL GASTO DE PRODUCCIÓN.....	143

6.2 PERFORACIÓN DE POZOS DE ALIVIO	144
6.3 MEJORAMIENTO DE LA PRODUCTIVIDAD DEL POZO	145
6.4 RE-TERMINACIONES	149
6.5 CERRAR PRODUCCIÓN.....	150
6.6 INYECCIÓN DE ACEITE	151
6.7 BARRERAS ARTIFICIALES.....	152
Cementos y microcementos.....	152
Inyección de geles	154
6.8 DOWNHOLE WATER SINK (DWS)	158
6.9 DOWNHOLE WATER LOOP (DWL).	160
6.10 INFLOW CONTROL DEVICE (ICD) Ó DISPOSITIVO DE CONTROL DE FLUJO.	162
Nozzle Type ICD – ICD Tipo Boquilla	164
Helical Channel – ICD Canal Helicoidal.....	165
Tube Type ICD – ICD Tipo tubo.....	165
Hybrid Channel ICD – ICD Canal Híbrido	166
6.11 AUTONOMOUS INFLOW CONTROL DEVICE (AICD) DISPOSITIVO RESTRICTIVO DE FLUJO AUTÓNOMO.	166
Flapper Type AICD – AICD Tipo Camisa.....	167
Ball Type AICD – AICD Tipo Balín.....	168
Swellable Type AICD – AICD Tipo Hinchable	169
Remote type AICD – AICD Tipo Remoto.....	170
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	175
LISTA DE FIGURAS.....	178
LISTA DE TABLAS.....	181

CAPÍTULO 1. CONCEPTOS BÁSICOS

1.1 FUNDAMENTOS DE PRODUCCIÓN DE AGUA Y PROPIEDADES DE LA ROCA.

Fórmula de la WOR instantánea. [1]

Considérese una formación horizontal y homogénea que produce únicamente aceite y agua (sin gas libre). Entonces, el volumen de aceite que atraviesa un área de sección transversal unitaria por unidad de tiempo en dirección del decremento de presión, según la siguiente ecuación:

$$q_o = \frac{k_o}{\mu_o} \frac{dp}{dl} \dots (1.1)$$

Donde:

$q_o =$ Gasto de aceite

$k_o =$ Permeabilidad efectiva al aceite

$\mu_o =$ Viscosidad del aceite

$dp =$ Diferencial de presión

$dl =$ Diferencial de longitud

En forma similar, el volumen de agua que atraviesa un área de sección transversal unitaria por unidad de tiempo en la dirección del decremento de presión es (sin tomar en cuenta el efecto de las fuerzas capilares),

$$q_w = \frac{k_w}{\mu_w} \frac{dp}{dl} \dots (1.2)$$

Donde:

$q_w =$ Gasto de agua

$k_w =$ Permeabilidad efectiva al agua

$\mu_w =$ Viscosidad del agua

$dp =$ Diferencial de presión

$dl =$ Diferencial de longitud

Dividiendo estas dos ecuaciones, obtenemos:

$$\frac{q_w}{q_o} = \frac{k_w \mu_o}{k_o \mu_w} \dots (1.3)$$

Donde:

q_o = Gasto de aceite

q_w = Gasto de agua

k_o = Permeabilidad efectiva al aceite

k_w = Permeabilidad efectiva al agua

μ_o = Viscosidad del aceite

μ_w = Viscosidad del agua

La expresión del lado izquierdo es la relación de gastos a las cuales fluyen, respectivamente, el agua y el petróleo a través de la formación. Pero el aceite se contrae cuando se produce (debido a que el gas en solución se libera), por lo que el gasto de aceite a condiciones de almacenamiento será q_o/B_o . El gas, por otra parte, tiene baja solubilidad en el agua y ésta tiene poca compresibilidad; por lo tanto puede tomarse q_w con una buena aproximación como si fuera igual al gasto de agua en la superficie. Entonces la WOR, medida en la superficie será:

$$\frac{q_w}{q_o/B_o} = \frac{B_o q_w}{q_o} \dots (1.4)$$

Donde:

q_w = Gasto de agua

q_o = Gasto de aceite

B_o = Factor de volumen del aceite

O según la ecuación anterior a esta última,

$$\begin{aligned} \text{WOR en la superficie} &= B_o \frac{k_w \mu_o}{k_o \mu_w} \\ &= B_o \frac{k_{rw} \mu_o}{k_{ro} \mu_w} \dots (1.5) \end{aligned}$$

Donde:

$B_o =$ Factor de volumen del aceite

$k_{rw} =$ Permeabilidad relativa al agua

$k_{ro} =$ Permeabilidad relativa al aceite

$\mu_o =$ Viscosidad del aceite

$\mu_w =$ Viscosidad del agua

En resumen, esta es la fórmula de la WOR instantánea.

Producción de la fracción de agua. [1]

Cuando el aceite y el agua fluyen a través de una formación en la cual no hay gas libre, la ecuación de WOR en la superficie muestra que:

$$WOR \text{ Producida} = B_o \frac{\mu_o k_w}{\mu_w k_o} \dots (1.6)$$

Donde:

$B_o =$ Factor de volumen del aceite

$\mu_o =$ Viscosidad del aceite

$\mu_w =$ Viscosidad del agua

$k_w =$ Permeabilidad efectiva al agua

$k_o =$ Permeabilidad efectiva al aceite

Siempre y cuando no se tomen en cuenta los términos de densidad y presión capilar.

Además, si q_{oi} es el gasto de producción inicial del aceite de una zona productora bajo un cierto abatimiento, la producción, en estas etapas iniciales, no tiene agua, y si q_o y q_w son los gastos de producción de aceite y agua, respectivamente, de la zona para el mismo valor de abatimiento, entonces:

$$\frac{q_o + q_w}{q_{oi}} = \frac{\left(\frac{1}{B_o}\right) \left(\frac{k_o}{\mu_o}\right) \left(\frac{dp}{dl}\right) + \left(\frac{k_w}{\mu_w}\right) \left(\frac{dp}{dl}\right)}{\left(\frac{1}{B_{oi}}\right) \left(\frac{k}{\mu_{oi}}\right) \left(\frac{dp}{dl}\right)}$$

$$= \frac{(k_o/\mu_o) + (k_w/\mu_w)}{k/\mu_{oi}} \dots (1.7)$$

Donde:

q_o = Gasto de aceite

q_w = Gasto de agua

i = Condición inicial

B_o = Factor de volumen del aceite

μ_o = Viscosidad del aceite

μ_w = Viscosidad del agua

k_w = Permeabilidad efectiva al agua

k_o = Permeabilidad efectiva al aceite

dp = Diferencial de presión

dl = Diferencial de longitud

Siempre y cuando se ignore el factor de volumen del aceite en formación y la variación de la viscosidad del aceite con la presión. Si el numerador y denominador de ecuación mostrada arriba se multiplica por la viscosidad del aceite, entonces, como primera aproximación:

$$\frac{\text{gasto de producción de líquido por zona}}{\text{gasto de producción de líquido inicial por zona}} = \frac{k_o + (\mu_o/\mu_w)k_w}{k} \dots (1.8)$$

Sin entrada de agua. En este caso la saturación de agua S_w se mantendrá constante (a la saturación del agua congénita o de la intersticial) y la WOR producida será cero (si S_w es menor que el valor crítico) o se mantendrá aproximadamente constante a un valor diferente de cero (si S_w es mayor que el valor crítico). Puede haber algunas variaciones en la WOR debido a las variaciones en B_o y μ_o con la presión, pero probablemente no se notará en la práctica.

Con entrada de agua. Conforme avanza la producción, se incrementa gradualmente la saturación de agua en la capa, en tanto la del aceite se decrementa. Es decir,

para la capa, la relación (k_w/k_o) se incrementa; por lo tanto, la WOR producida se incrementa para la capa y para toda la formación.

En la Figura 1 se muestra la curva típica de WOR contra producción acumulada del pozo, derivada del análisis anterior.

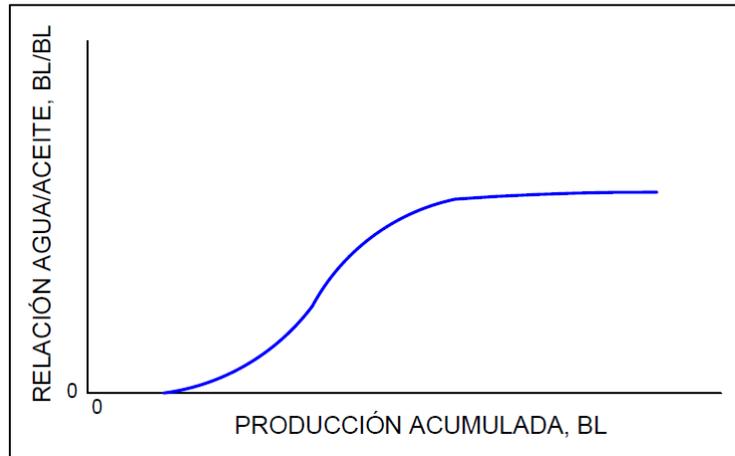


Figura 1. Comportamiento típico de WOR.

Porosidad. [2]

La porosidad de una roca es la medición de capacidad de almacenamiento (volumen poroso) que es capaz de soportar fluidos. De manera cuantitativa, la porosidad se define como la relación entre el volumen de poros y el volumen total de la roca.

$$\phi = \frac{\text{Volumen poroso}}{\text{Volumen total}} \dots (1.9)$$

Donde ϕ es la porosidad. Esta puede ser expresada en valor fraccional o porcentaje. Sin embargo, muchos de los espacios pueden estar interconectados, mientras que otros se encuentran aislados, esto resulta en una clasificación para el tipo de porosidad.

Porosidad absoluta. [2]

Se define como la relación del espacio poroso total en la roca sobre el volumen total de la roca. A pesar de que la roca tenga una porosidad absoluta considerable no necesariamente es conductiva para los fluidos o tiene interconexión de poros. La porosidad absoluta es generalmente expresada como:

$$\phi_a = \frac{\text{Volumen total de poros}}{\text{Volumen total de la roca}} \dots (1.10)$$

Porosidad efectiva. [2]

Se define como el porcentaje del espacio poroso interconectado respecto al volumen total de la roca.

$$\phi_e = \frac{\text{Volumen poroso interconectado}}{\text{Volumen total de la roca}} \dots (1.11)$$

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.

Saturación. [2]

La saturación es definida como una fracción, o porcentaje, del volumen de poro ocupado por un fluido en particular (aceite, gas o agua). Esta propiedad es expresada matemáticamente por la siguiente relación:

$$\text{Saturación de fluido} = \frac{\text{Volumen total del fluido}}{\text{Volumen poroso}} \dots (1.12)$$

Aplicando el concepto matemático mostrado arriba, la saturación para cada fluido de yacimiento está dado por:

$$S_o = \frac{\text{Volumen de aceite}}{\text{Volumen de poro}} \dots (1.13)$$

$$S_g = \frac{\text{Volumen de gas}}{\text{Volumen de poro}} \dots (1.14)$$

$$S_w = \frac{\text{Volumen de agua}}{\text{Volumen de poro}} \dots (1.15)$$

Donde, S_o es la saturación de aceite, S_g es la saturación de gas y S_w es la saturación de agua.

Cabe destacar, que todos los valores de saturación son basados en el volumen de poro y no en el volumen neto del yacimiento.

La saturación para cada fase de manera individual deber estar entre 0% y 100%. Por definición, la suma de estas saturaciones debe ser 100%, por lo tanto:

$$S_g + S_o + S_w = 1.0 \dots (1.16)$$

Existen otros tipos de saturaciones que son de gran relevancia en la ingeniería de yacimientos, y se mencionan debajo.

Saturación crítica de aceite, S_{oc} . Es el aceite que permanece en los poros y, para fines prácticos, no fluiría.

Saturación residual de aceite, S_{or} . Es el aceite remanente que se caracteriza por tener un mayor valor de saturación que el de la saturación crítica. El término saturación residual es asociado con la fase no mojada cuando está siendo desplazada por la fase mojante.

Saturación de aceite móvil, S_{om} . Se define como la fracción de volumen poroso ocupado por aceite móvil.

Saturación crítica de gas, S_{gc} . Es la máxima saturación de gas en la cual la fase de gas permanecerá inmóvil.

Saturación crítica de agua, S_{wc} . Es la máxima saturación del agua en la cual la fase de agua permanecerá inmóvil.

Mojabilidad. [2]

Se define como la tendencia de un fluido a distribuirse o a adherirse a la superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles.

Geológicamente el agua es mojable. El grado de mojabilidad está relacionado de la siguiente forma: gas < aceite < agua. Cuando dos fluidos inmiscibles están en

contacto, el ángulo formado por ellos (medido sobre el agua) se llama ángulo de contacto.

El ángulo de contacto es una medida indirecta de mojabilidad. Si tenemos un ángulo de contacto menor a 90 grados, se dice que el sistema es mojado por agua. Si tenemos un ángulo de contacto mayor a 90 grados, hace referencia a un sistema mojado por aceite. Dependiendo de la mineralogía de la roca y a la depositación, habrá zonas con diferente mojabilidad.

En un medio poroso el fluido mojante ocupa los poros menores y el no-mojante los poros mayores. La Figura 3 muestra en manera de resumen la mojabilidad de una superficie de cristal, con los fluidos agua, mercurio y aire.

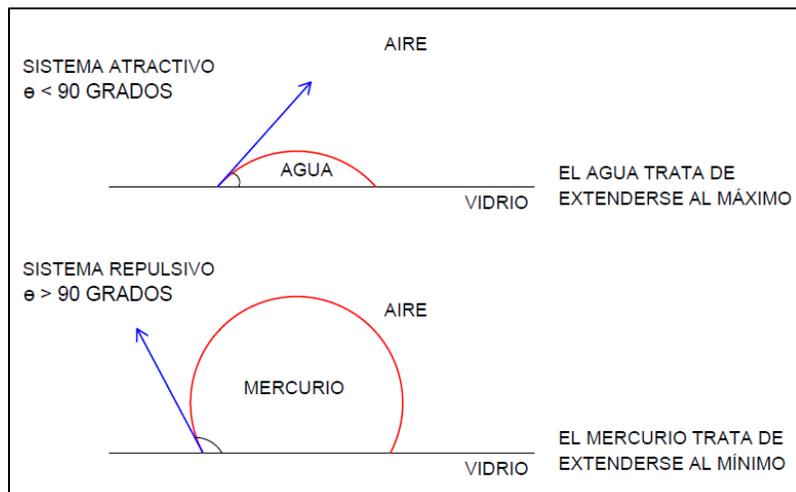


Figura 2. Mojabilidad de superficies.

Tensión interfacial. [2]

Es el resultado de efectos moleculares por los cuales se forma una interfase o superficie que separa dos líquidos. Si la tensión interfacial es grande, se dice que los líquidos son inmiscibles entre sí. Cuando dos fluidos están en contacto, las moléculas cerca de la interfase se atraen con fuerzas opuestas, esto origina una superficie de energía libre por unidad de área que se llama tensión interfacial. Si los fluidos son un líquido y un gas, entonces se aplica el término de *tensión superficial*.

Presión capilar. [2]

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.

Tabla 1. 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 fase no-mojante, destacando siempre un valor positivo para la presión capilar.

Presión capilar = (presión de la fase no mojante) – (presión en la fase mojante)

$$P_c = P_{nw} - P_w = hg\Delta\rho_{nww} \dots (1.17)$$

Donde:

P_c = Presión capilar

P_{nw} = Presión de la fase no mojante

P_w = Presión de la fase mojante

h = Altura del capilar

g = Fuerza gravitacional

$\Delta\rho_{nww}$ = Diferencia de densidades

Esto significa que la presión que excede en el fluido no mojante es la presión capilar, y su cantidad está en función de la saturación.

Para un yacimiento de aceite bajosaturado:

$$P_{cow} = P_o - P_w \dots (1.18)$$

Donde:

P_{cow} = Presión capilar entre agua y aceite

P_w = Presión de la fase agua

P_o = Presión de la fase aceite

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

$$P_c = \frac{2\sigma_{nww}\cos\theta}{r} \dots (1.19)$$

Donde:

σ_{nww} = Tensión interfacial de la fase no – mojante y la fase mojante

θ = Ángulo de contacto

r = Radio del capilar

La presión capilar tiene aplicaciones en simulación de yacimientos y en ingeniería de yacimientos para calcular, principalmente, la altura de la zona de transición y la saturación de agua irreductible.

Imbibición y drene. [2]

Se requiere 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. La Figura 3 plasma las curvas de imbibición y drene capilar.

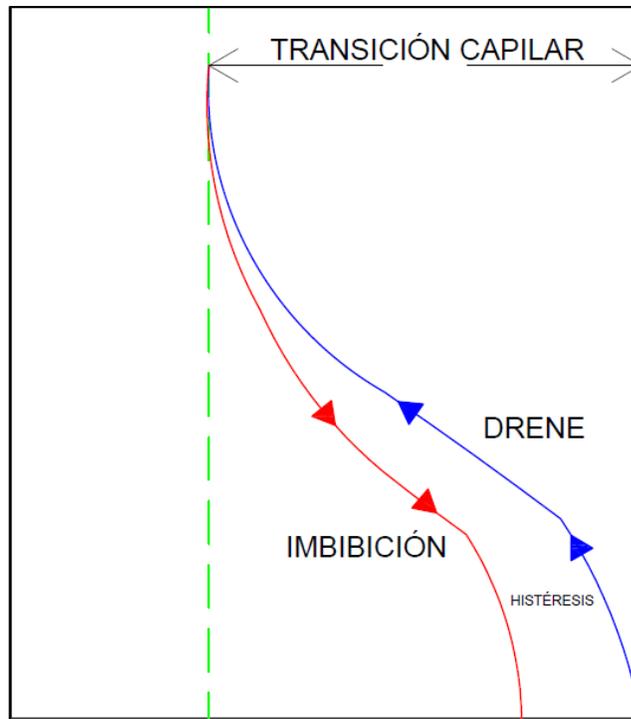


Figura 3. Curvas de drenaje e imbibición capilar.

Permeabilidad. [2]

Es una característica propia del yacimiento, nos indica la capacidad de flujo de los fluidos a través del medio poroso. La cuantificación de esta característica es de gran importancia para cuantificar el volumen de hidrocarburo a extraer y el cálculo de factor de recuperación. La expresión que nos permite cuantificar la permeabilidad es conocida como la ley de Darcy. Nos indica lo siguiente: “La velocidad de un fluido en un medio poroso es proporcional al gradiente de presión e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido”

$$V = \frac{q}{A} = -\frac{k}{\mu} \frac{dp}{dx} \dots (1.20)$$

Donde:

V = Velocidad

q = Gasto

A = Área

k = Permeabilidad

$\mu = \text{Viscosidad}$

$dp = \text{Diferencial de presión}$

$dx = \text{Diferencial de longitud}$

Despejando a k , de la ecuación:

$$k = -\frac{q\mu}{A} \frac{dp}{dx} \dots (1.21)$$

Permeabilidad absoluta. [2]

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. [2]

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. [2]

Es la relación existente entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta. Esta medida es muy importante para la ingeniería de yacimientos, ya que da una medida de como un fluido se desplaza en el medio poroso. La suma de las

permeabilidades relativas es menor a 1.0. A la saturación residual de crudo, S_{or} o la saturación de agua congénita, S_{wc} se tiene una permeabilidad del fluido igual a la permeabilidad absoluta.

La Figura 4 muestra de manera general las curvas de permeabilidad relativa considerando un sistema agua-aceite.

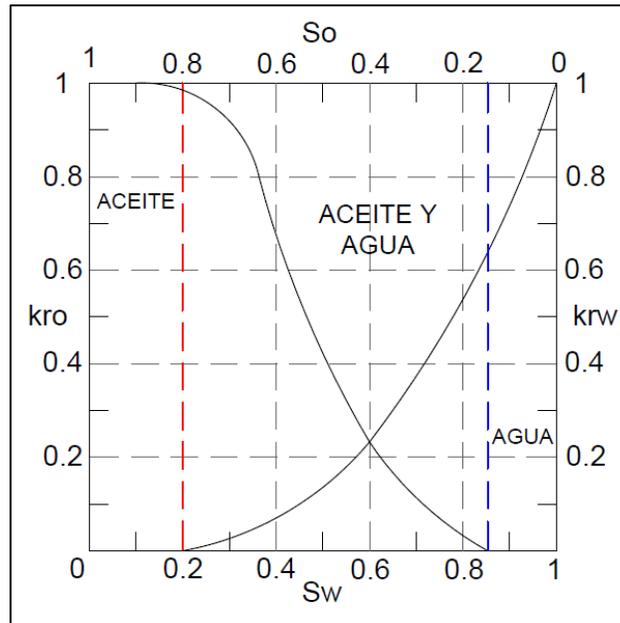


Figura 4. Curvas de permeabilidad relativa.

La permeabilidad relativa es el factor más importante en el movimiento de las fases (aceite, agua y gas) dentro del medio poroso.

Las curvas de permeabilidad relativa son el resultado de experimentos realizados en laboratorio, variando en la forma de las gráficas dependiendo de las características del yacimiento y las propiedades del fluido, la preferencia de la roca a ser mojada, viscosidad, tensión interfacial.

Viscosidad. [2]

La viscosidad es una propiedad de los fluidos, la cual tiende a oponerse a su flujo cuando se le aplica una fuerza tangencial. Es usualmente medida en centipoises, cp, (gr/cm*seg). 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. Conforme el fluido fluye a superficie su temperatura disminuye, lo que involucra la necesidad de corregir la viscosidad para cambios de temperatura,

mediante correlaciones. Los principales factores que alteran la viscosidad son: composición del petróleo, temperatura, gas disuelto y la presión.

1.2 COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCTIVIDAD AFECTADO POR LA PRODUCCIÓN DE AGUA.

El reto de la ingeniería de producción para mantener y mejorar los gastos de producción de aceite comienza a partir de la identificación de los problemas que causan una baja en la productividad de los pozos, o aumento de la producción de fluidos indeseables. [3]

Uno de los problemas comunes en los yacimientos de aceite es la producción excesiva de agua. El agua puede ingresar al pozo por distintas razones: flujo preferencial a través de zonas de alta permeabilidad, conificación de agua, fracturas o fallas que comuniquen con la zona productora y fugas en las tuberías de revestimiento.

La relación del gasto de producción de un pozo y el abatimiento de la presión en este gasto particular se denomina 'Índice de Productividad' (IP) y se simboliza con la letra 'J', se define como:

$$J = \frac{q}{P_s - P_{wf}} \left[\frac{bl}{\text{día} * lb/pg^2} \right] \dots (1.22)$$

Donde:

J = Índice de productividad

q = Gasto

P_s = Presión estática

P_{wf} = Presión de fondo fluyente

A menos que se especifique otra cosa, el IP se basa en la producción neta de líquidos (producción de aceite más la producción de agua).

El comportamiento de presión de los pozos de aceite se analiza continuamente para evaluar diferentes condiciones de operación, determinar el esquema óptimo de producción y equipo de producción de diseño y métodos de levantamiento artificial.

El desempeño de los pozos de aceite se modela con la IPR (Inflow Performance Relationship), que describe la capacidad de un pozo en particular para producir fluidos. El análisis nodal (una técnica ampliamente utilizada en la industria petrolera) optimiza la producción del pozo usando el rendimiento del flujo de entrada con el rendimiento de la tubería (TPR, Tubing Performance Relationship) que relacionan la presión de la superficie a la presión de fondo de pozo. [4]

El Análisis Nodal [3] busca el gasto más alto de producción de petróleo o gas. El método es nombrado por la imposición de presiones constantes y los gastos en los nodos clave del sistema de tuberías yacimiento-pozo. Las soluciones válidas se producen si las curvas de las tuberías y de entrada de flujo se intersectan en la presión de fondo fluyendo (la velocidad y la presión deben ser consistentes). La Figura 5 muestra la forma típica de la IPR y la TPR ante un análisis nodal.

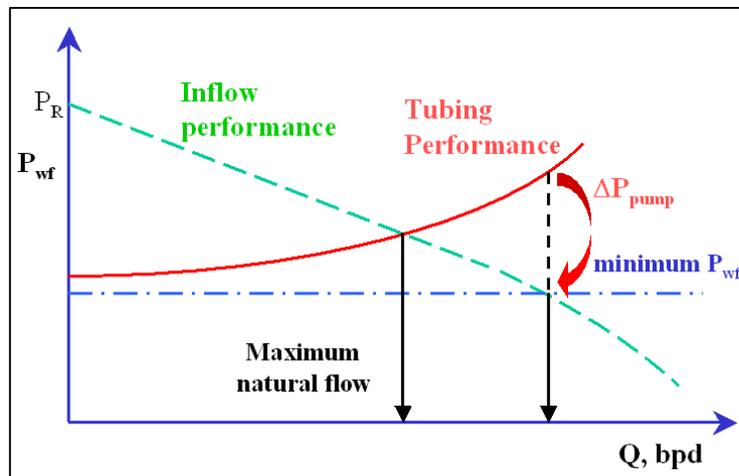


Figura 5. Geometría típica de la IPR y TPR.

Gilbert (1954) [6] examinó el efecto de corte de agua en las curvas IPR, en la mayoría de los casos el gasto o comportamiento de afluencia aumenta para cuando el corte de agua es mayor, para un yacimiento que produce por el mecanismo de empuje de agua. Gilbert mostró que el gasto de entrada bruto disminuye a medida que el corte de agua aumenta, mientras que el gasto de entrada neto (total de gastos para todas las fases) para los pozos de agua activos aumentarán como el corte de agua aumente. Considera la producción de agua como una “fuente de presión relativamente baja” o “fuente de presión relativamente alta” dependiendo de las

respuestas de la IPR para la producción de un pozo de agua particular, junto con el aceite.

El trabajo de Gilbert fue reportado por Brown (1977) [6] como:

“Para la fuente de baja presión, la presión del fondo del pozo que fluye en la zona de aceite debe caer a un punto tal que el agua es capaz de entrar. Para la fuente de agua de alta presión la presión de flujo debe descender hasta el punto en que el petróleo entre en el pozo. Por lo tanto, tenemos la entrada de agua al 100% en el inicio de producción del pozo”. [6]

La Figura 6 presenta las curvas de IPR basándose en el ‘Método de Petrobras’ [5]. El método es simple y no requiere conocimiento de las propiedades del yacimiento, pero sólo puede predecir la relación gasto-presión en función de los gastos de producción de aceite y de la entrada de agua, es decir, para el corte de agua constante. Esta es una limitación significativa, debido a que el modelo será inexacto para los pozos de producción única de aceite antes de la irrupción de agua o si el pozo no está produciendo a corte de agua constante.

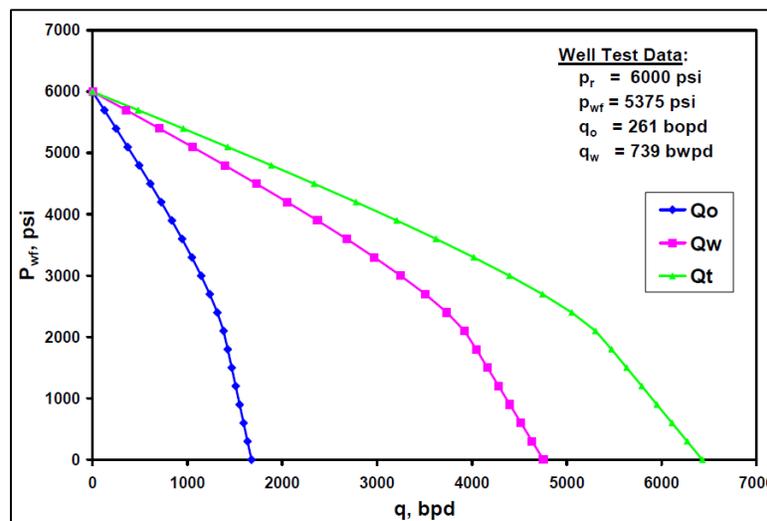


Figura 6. Curvas IPR basadas en el método de Petrobras.

Los pozos con empuje de agua no pueden producir con un corte de agua del 0%. El avance del agua se producirá con el tiempo, ya que el agua presenta tendencia a la invasión de la zona de aceite. Por otra parte, los gastos críticos para pozos con

empuje de agua son bajos, y por razones económicas los gastos de operación son normalmente más altos que el gasto crítico, que resulta en la producción de agua.

El agua afecta a la productividad de los pozos por la disminución de la movilidad del petróleo y degrada el rendimiento de la tubería aumentando el gradiente hidrostático. Arslan et al. (2003) abordó el efecto del corte de agua en la respuesta de la IPR y la productividad de aceite mediante la simulación de yacimientos numérica. Examinaron el corte de agua-gasto de producción para un pozo parcialmente penetrando utilizando el término de índice de productividad de aceite y presentando el efecto de la entrada de agua en el índice de productividad de aceite.

1.3 ANÁLISIS DINÁMICO DE LA DECLINACIÓN DE LA PRODUCTIVIDAD DE ACEITE POR INVASIÓN DE AGUA (CONIFICACIÓN).

El análisis dinámico toma en consideración tres escenarios: el primero de ellos cuando no se tiene presencia de agua, el segundo cuando existe ya una invasión del cono de agua en el pozo y el tercero cuando el corte de agua es elevado debido a esta problemática. [7]

Sin presencia de producción de agua.

Considerando un esquema 'pozo-vecindad del pozo' y una vista aérea del área de drenaje a nivel de pozo, el cono de agua se encontrará estable debajo del intervalo productor, y se estará produciendo con una geometría radial, tal y como lo muestra la Figura 7.

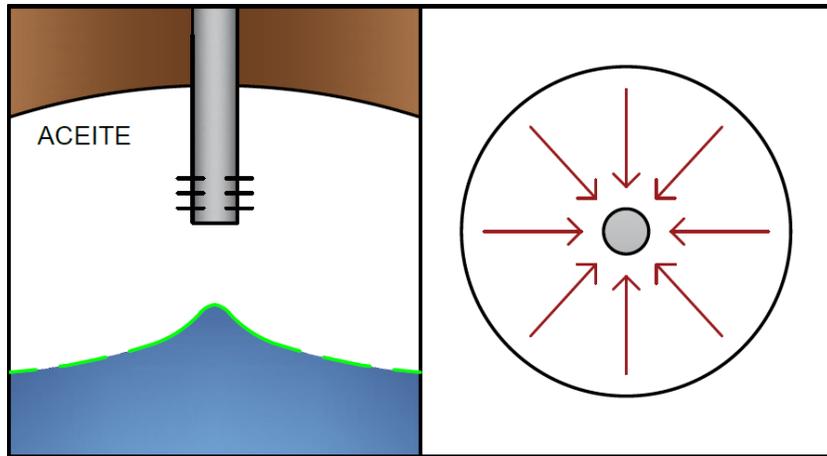


Figura 7. Vecindad del pozo y geometría de flujo a condiciones iniciales.

Sus respectivas curvas de afluencia no estarán afectadas por fenómenos externos que sean ajenos a la producción de aceite, debido a la baja presencia de gas disuelto (al considerar un yacimiento bajosaturado) el comportamiento cuadrático de la curva IPR es mínimo. Bajo este escenario, el comportamiento de las permeabilidades relativas es el óptimo para sólo permitir el flujo de aceite hacia el pozo, considerando una saturación de aceite del 80% en la vecindad del pozo productor (ver Figura 8).

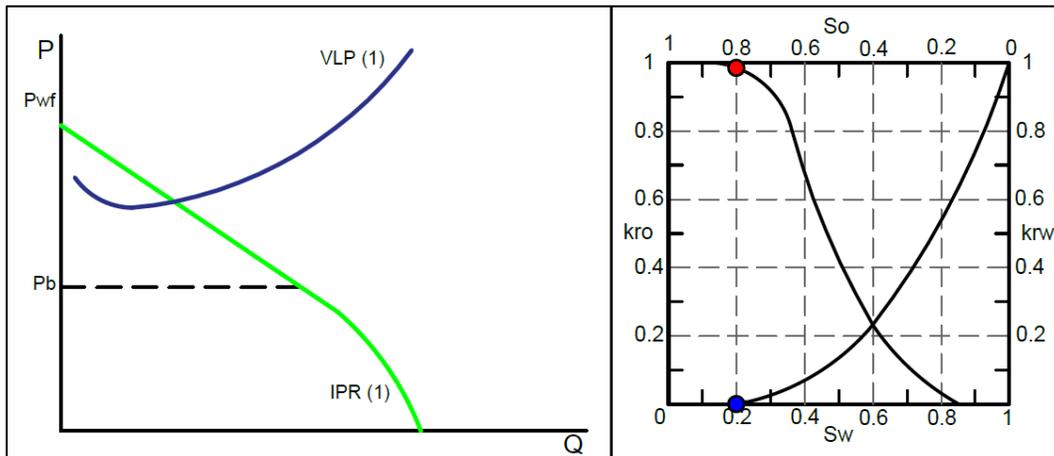


Figura 8. Curva IPR y comportamiento de permeabilidades relativas a condiciones iniciales.

Irrupción del cono de agua al pozo productor de aceite.

El cono de agua ya irrumpió en el pozo (ver Figura 9) por lo que tenemos una nueva distribución en la saturación de fluidos en la vecindad de este mismo. Al tener una zona invadida por agua, la interface de estos fluidos actúa como una barrera

impermeable, por lo tanto existe producción simultánea de agua y aceite. La geometría de flujo sigue considerándose del tipo radial (Figura 9).

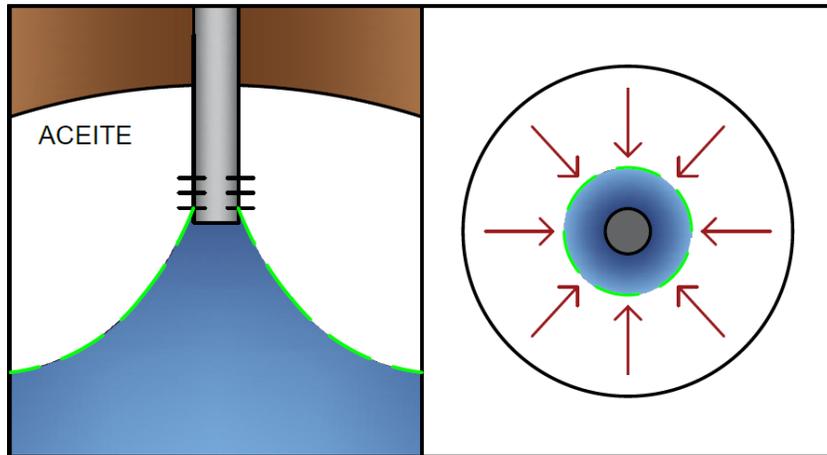


Figura 9. Vecindad del pozo y geometría de flujo con irrupción del cono de agua.

La presión de fondo fluyente (P_{wf}) puede presentar un ligero incremento cuando consideramos que se tiene un acuífero activo y de gran energía, para fines prácticos consideramos la P_{wf} como constante, es por esto que el inicio de la IPR siempre se dará desde el mismo punto. Por otra parte, la viscosidad del fluido producido disminuye (esto considerando que no se forma una emulsión en el pozo), debido a la mezcla agua-aceite (a pesar de ser fluidos inmiscibles), lo que impacta de manera directa en el comportamiento de presión respecto a los posibles gastos de producción. La entrada de agua minimiza la entrada de aceite al pozo, pero cuando hablamos de producción total de líquidos este gasto se incrementa, por lo que la curva IPR se verá incrementada y se tenderá a anular el comportamiento cuadrático al final de la misma, debido a que existe menor presencia de gas disuelto (Figura 10).

En relación al comportamiento de la VLP, al tener mayor presencia de agua en el pozo, se incrementarán las pérdidas de presión por elevación debido a que la mezcla producida es más pesada (densa) que cuando se encuentra libre de agua.

Para este segundo escenario, existe un cambio en la distribución de saturación de fluidos, por lo tanto las permeabilidades relativas crean un efecto importante en el flujo de fluidos, dado que el flujo de agua comienza a tomar preferencia hacia el

pozo. La saturación de agua en el medio vecino al pozo asciende a 40%, tal y como lo muestra la Figura 10.

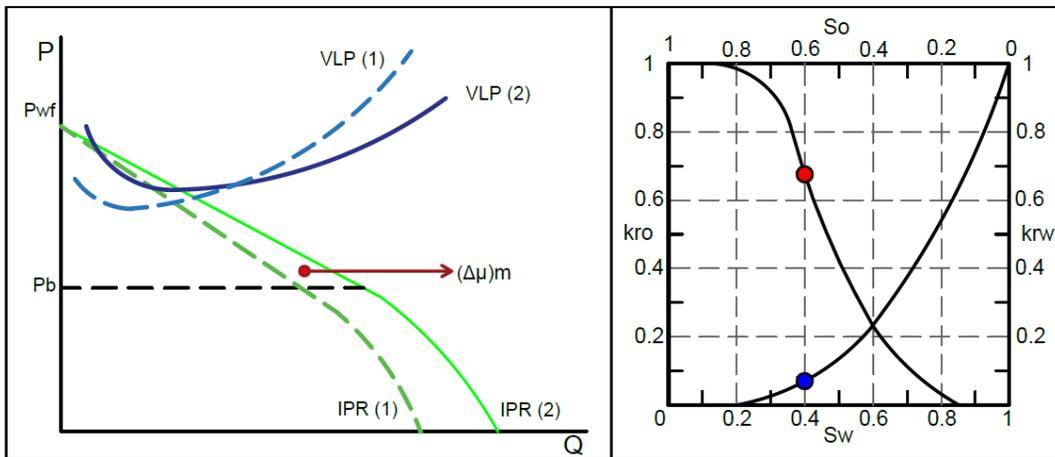


Figura 10. Curva IPR y comportamiento de permeabilidades relativas al irrumpir el cono de agua al pozo.

Invasión del cono de agua en el pozo.

Una vez que el cono de agua alcanza el intervalo disparado comenzará a invadirlo casi por completo, tal y como lo indica la Figura 11.

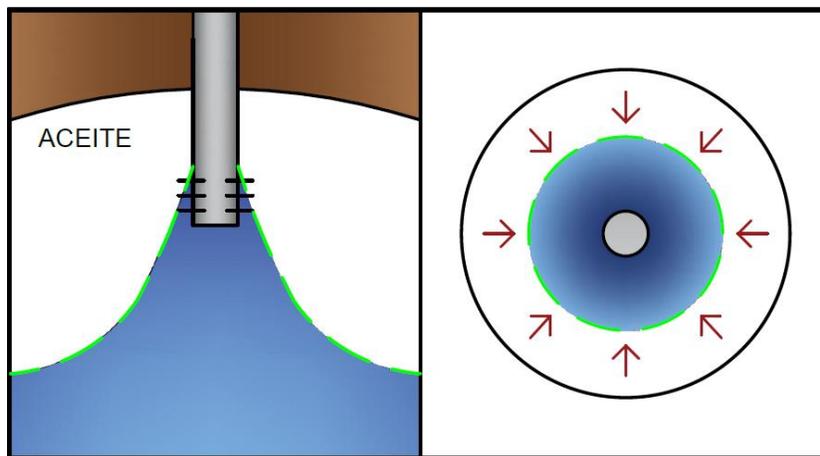


Figura 11. Invasión del cono de agua en el pozo.

En lo que respecta a la invasión del cono de agua en el pozo y sus efectos a la curva IPR y al comportamiento de las permeabilidades relativas, este tenderá a agravar los problemas o comportamientos negativos presentados en el punto 2, la viscosidad de la mezcla producida sigue disminuyendo en un rango menor, pero el volumen de agua continua desplazando al volumen de aceite producido. LA IPR

tenderá a extenderse mínimamente tomando en cuenta que el flujo fraccional de agua es mayor al flujo fraccional de aceite (del yacimiento hacia la tubería de producción). El comportamiento cuadrático de la parte final de la curva IPR tenderá a minimizar en gran parte debido a que la producción de agua quita área de flujo a la producción de aceite y su gas disuelto.

Las permeabilidades relativas tendrán por completo la preferencia de flujo hacia el agua, teniendo una saturación de fluidos en la vecindad del pozo de 70% y 30% de agua y aceite, respectivamente.

El comportamiento de la VLP también se ve agravada, debido a los mismos efectos de mayor pérdida de presión por elevación (mezcla producida más densa).

El análisis anterior se ilustra en la Figura 12.

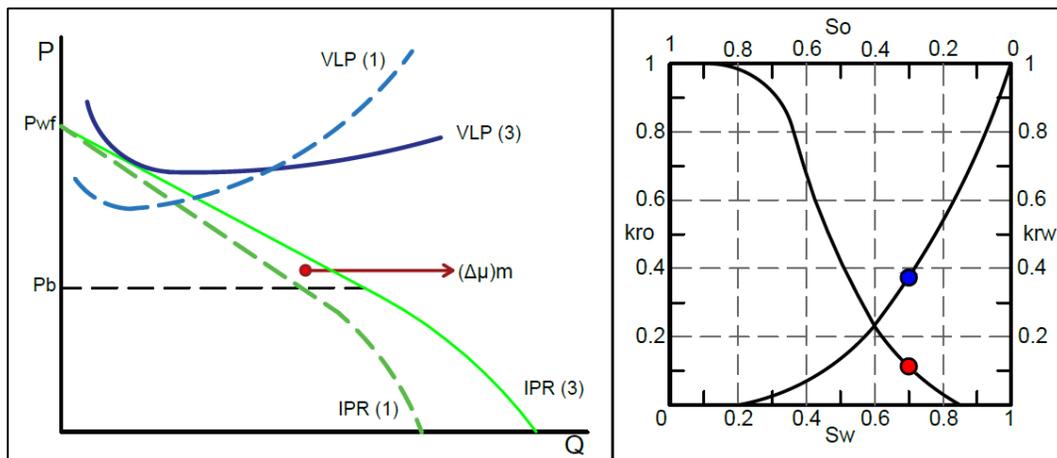


Figura 12. Curva IPR y comportamiento de permeabilidades relativas al invadir el cono de agua al pozo.

La Figura 13 muestra los diagramas resumen del análisis anterior.

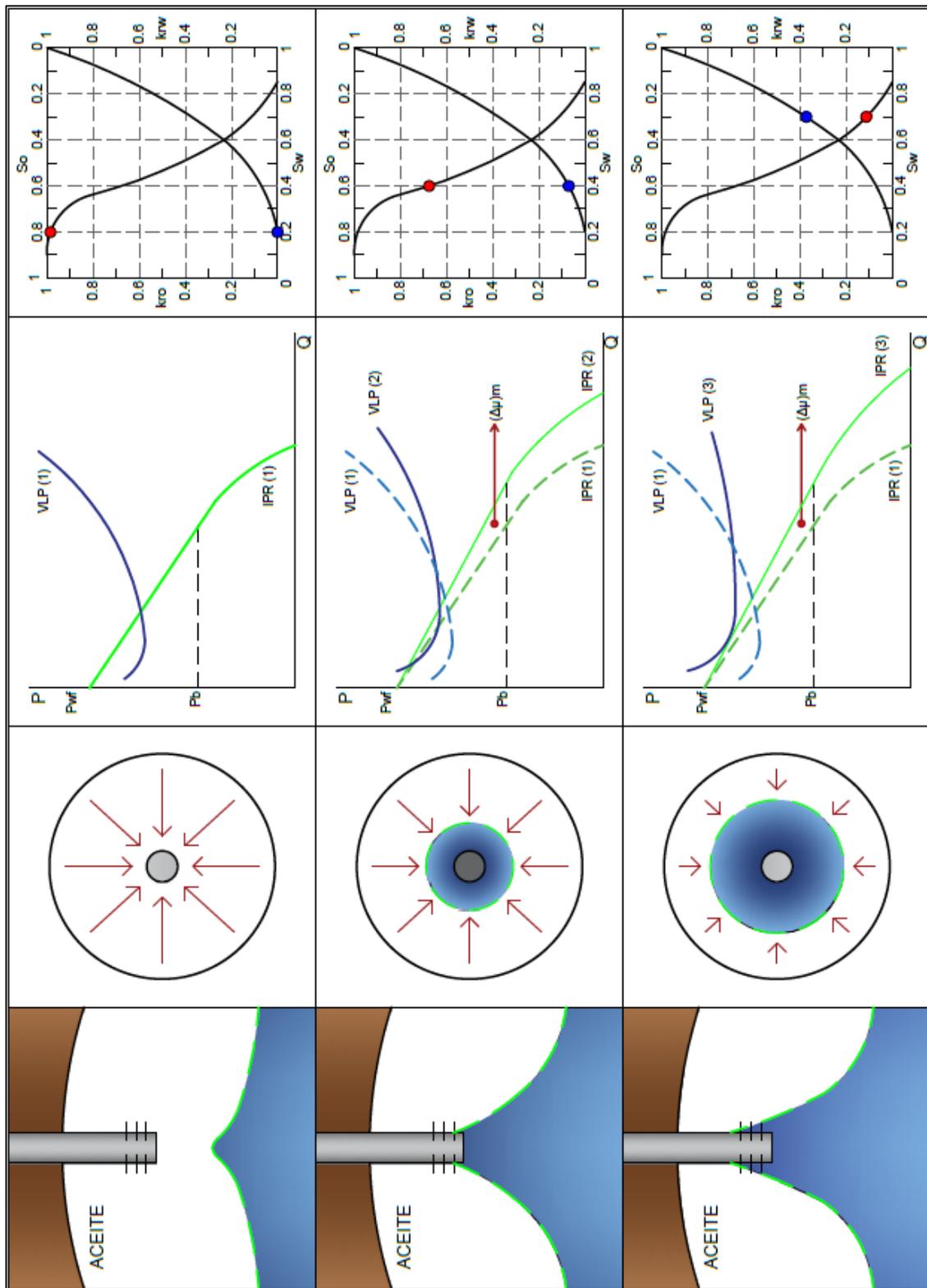


Figura 13. Resumen del análisis dinámico de IPR por invasión de la conificación de agua.

REFERENCIAS

- [1] T. E. N. Wind. “FUNDAMENTOS DE PRODUCCIÓN Y MANTENIMIENTO DE POZOS PETROLEROS”, Mobil Oil Company, McGraw-Hill Book Company. Segunda edición. Peterborough, Ontario. Canadá.
- [2] Tarek Ahmed, Ph. D., P.E., “RESERVOIR ENGINEERING HANDBOOK”, Third Edition. Gulf Professional Publishing, 2006.
- [3] H. Dale Beggs. “PRODUCTION OPTIMIZATION (USING NODAL ANALYSIS)”, OGCI Publications, Oil & Gas Consultants International Inc. Tulsa.
- [4] Boyun Guo, PH.D., William C. Lyons, PH. D. y Ali Ghalambor, PH. D. “PETROLEUM PRODUCTION ENGINEERING (A COMPUTER ASSISTED APPROACH)”, Elsevier Science & Technology Books, Febrero 2007.
- [5] M. J. Economides,* A. Daniel Hill** y Christine Ehlig-Economides***. “PETROLEUM PRODUCTION SYSTEMS”, Prentice Hall PTR, Upper Saddle River, New Jersey. *Mining University Leoben, **The University of Texas at Austin, ***SLB Oilfield Services.
- [6] Kermit E. Brown y H. Dale Beggs, “THE TECHNOLOGY OF ARTIFICIAL LIFT METHODS”. Volume 1, Inflow Performance, Página 61, 1.370 Effect of watercut on IPR. PennWellBooks, Tulsa, Oklahoma. 1977.
- [7] Idea Original por M. en I. Juan de la Cruz Clavel López, presentada dentro del taller de trabajo “OPTIMIZACIÓN INTEGRAL DE LA PRODUCTIVIDAD”. Capítulo 1 “Generalidades del comportamiento de pozos productores de aceite y pozos productores de gas”. Ciudad Del Carmen, Noviembre-Diciembre 2015.

CAPÍTULO 2. CONCEPTUALIZACIÓN DE LA PROBLEMÁTICA DE CONIFICACIÓN DE AGUA EN YACIMIENTOS DE ACEITE.

En un yacimiento de hidrocarburos, de acuerdo a sus características geológicas y estructurales, existirán muy comúnmente volúmenes de agua, ya sean de manera asociada o no asociada a este primero.

El agua afecta todas las etapas de la vida productiva de un pozo petrolero, abarcando desde la exploración de hidrocarburos y hasta el abandono del mismo pozo. Considerando un yacimiento que contenga agua, petróleo y gas, en un tiempo que anteceda la producción, podemos considerar a la saturación de agua un volumen irreductible. En el período de producción, existe una zona de transición que se origina por la caída de la presión en el yacimiento, en la cual se tiene un aumento gradual de la saturación de agua, esta misma podría alcanzar niveles muy altos, incluso llegar al 100%. La zona de transición depende de diversos factores, por ejemplo, la permeabilidad de la formación, el tamaño de los poros, densidades y viscosidades de los fluidos, presión capilar y mojabilidad, entre otros. [1]

Retomando el período de producción, cuando se tiene un gasto en superficie, llegará el tiempo en que el agua, ya sea proveniente de un acuífero asociado o no, se mezcla con los hidrocarburos y es producida de manera simultánea, lo que es indeseable en la producción de aceite.

El agua se presenta en todos los campos petroleros y es precisamente el fluido más abundante. En la producción de hidrocarburos, no toda la producción de agua refiere a problemas de productividad de aceite, existen una clasificación básica, la cual es muy importante tomar en cuenta. [1]

- Agua de Barrido: Proviene de un pozo inyector, o bien, de un acuífero activo que contribuye al mantenimiento de presión en el yacimiento y al mismo empuje del aceite a producir.

- Agua Buena: Es el volumen de agua producido dentro del pozo, que es menor al límite económico de la Relación Agua-Aceite. Es una consecuencia inevitable del flujo simultáneo de agua y aceite en toda la matriz de la formación. Es posible llevar a cabo una actividad de manejo de agua que se encuentre dentro de los estándares de rentabilidad, este mismo manejo reduce la producción de agua y es posible continuar con la producción de aceite de una manera económicamente rentable.
- Agua Mala: Es el volumen de agua producido dentro del pozo que elimina la producción de aceite, es decir, no genera un barrido o un empuje. En aspectos de campo, se puede decir que se ‘inunda el pozo’. Otro escenario posible, es que este volumen de agua le impida a la producción de aceite compensar el costo asociado por manejo de agua, este mismo volumen se encuentra sobre el límite económico de la Relación Agua-Aceite.

Existe una clasificación disponible, que engloba diez tipos básicos de problemas de producción de agua, y que afectan de gran manera la recuperación del aceite. [1]

Los hidrocarburos y el agua pueden ser producidos por la misma zona, es decir, los flujos fraccionales de ambos a través de un mismo medio.

2.1 ESCENARIOS Y FUENTES DE PRODUCCIÓN DE AGUA.

Los diez tipos que se definirán a continuación fluctúan en una escala de complejidad, ya sea desde la parte operacional y hasta la de su modelado y comprensión.

Filtraciones de agua a través de tubería de revestimiento, tubería de producción o empacadores. El agua proveniente de zonas no productoras de aceite ingresa al pozo mediante un medio de flujo ajeno al yacimiento, es decir, fallas en la cementación, fisuras en tuberías, ruptura de empacadores, entre otros. La detección de estos problemas, así como una posible aplicación que solucione la problemática, dependen fundamentalmente de la configuración del pozo. [1]

Para la identificación de este problema, puede ser suficiente el uso de registros geofísicos, tales como el registro de densidad de fluido y el registro de temperatura. La Figura 14 muestra en esencia este tipo de inconveniente.

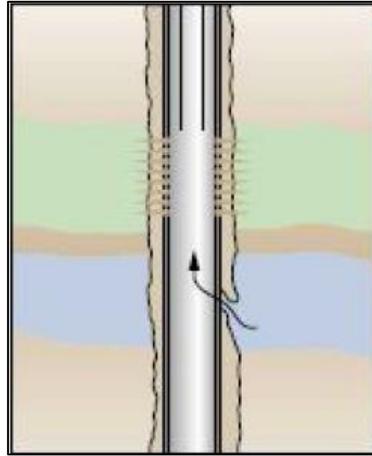


Figura 14. Filtraciones de agua a través de TR, TP o empacadores. [1]

Flujo canalizado detrás de la tubería de revestimiento. Considerando que existen acuíferos no asociados al yacimiento dentro de la región geológica, la existencia de fallas en el proceso de cementación primaria puede dejar disponible un canal de flujo de las zonas acuíferas hacia la zona de hidrocarburos. [1] Estos canales permiten que el agua logre fluir por detrás de la tubería de revestimiento e invada el espacio anular. Otra posible causa puede ser la creación de un espacio libre posterior a la producción de arena. Esta problemática se ilustra en la Figura 15.

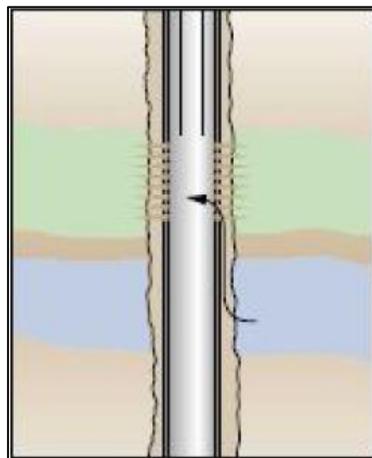


Figura 15. Flujo canalizado detrás de TR. [1]

Este flujo puede ser fácilmente identificado mediante los registros geofísicos de temperatura o registros de flujo de agua (WFL, por sus siglas en inglés) que se basan en la activación del oxígeno. La solución principal, y también la más común para este tipo de problema, es el uso de fluidos selladores, que en el proceso se les denomina 'cementaciones forzadas', fluidos a base de resinas colocados en el espacio anular o fluidos a base de geles (gelificantes) que se colocan en la formación para retener el flujo dentro del espacio anular, estos últimos son de menor resistencia a comparación con los dos anteriores.

Contacto agua-aceite dinámico. Antes de iniciar la producción, el contacto agua-aceite tiene un nivel inicial y se encuentra fuera del nivel medio de intervalo disparado, sin posibilidades de que el agua sea producida por el pozo. Una vez iniciado el proceso de producción, el contacto agua-aceite tenderá a ascender (de manera uniforme) hacia una zona abierta durante esta producción que es asistida por el empuje de agua (acuífero asociado al yacimiento), sin embargo, puede existir producción normal por empuje de agua indeseada. Esto tiene lugar donde la permeabilidad vertical es muy baja. [1]

En un pozo vertical, este problema se puede resolver mediante un abandono de intervalo, donde se utiliza un sistema mecánico que aplica un tapón de cemento o un tapón colocado por medio de cable de acero.

Para un pozo horizontal, es necesario considerar que cualquier solución aplicada debe tener efecto en las cercanías del pozo y forzosamente deberá de extenderse en todas direcciones respecto al intervalo productor de agua para impedir que el flujo de agua (en sentido horizontal) vuelva a presentarse en un período corto y retardar la definitiva invasión de agua.

La Figura 16 muestra el cambio de posición del contacto agua-aceite, que es considerado dinámico, nótese que el ascenso se da de una manera uniforme.

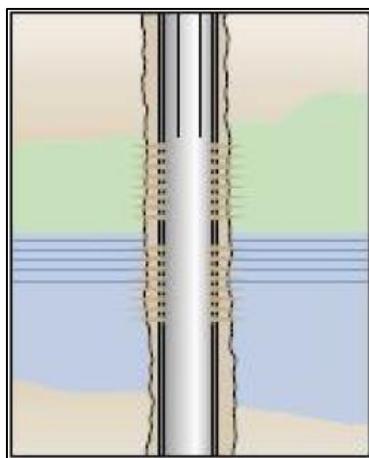


Figura 16. Contacto agua-aceite dinámico. [1]

Capa inundada sin flujo transversal. Este problema tiene lugar cuando una zona de alta permeabilidad que está rodeada por una barrera de flujo (capa de arcilla) está inundada (Ver Figura 17). En este caso quien proporcione el volumen de agua puede ser un acuífero activo o un pozo inyector de agua. Este problema se resuelve mediante la aplicación de un fluido cegador rígido o un fluido cegador mecánico. [1]

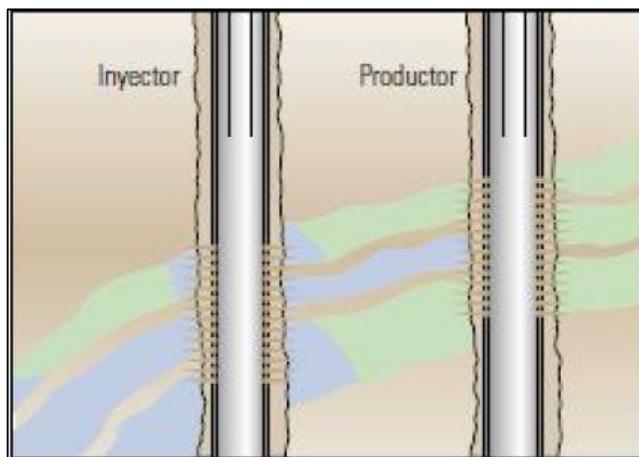


Figura 17. Capa inundada sin flujo transversal. [1]

Capa inundada con flujo transversal. Al contrario del problema anterior, este problema se presenta cuando existen capas de alta permeabilidad que no se encuentran aisladas (rodeadas) por barreras impermeables, la diferencia tiene origen en que al no existir esta barrera, no se tiene elemento alguno que detenga el flujo en el yacimiento, tal y como se muestra en la Figura 18. En casos aislados es posible colocar un gel de alta penetración en la capa permeable, siempre y cuando

esta capa sea delgada y tenga alta permeabilidad comparada con la zona del hidrocarburo. [1]

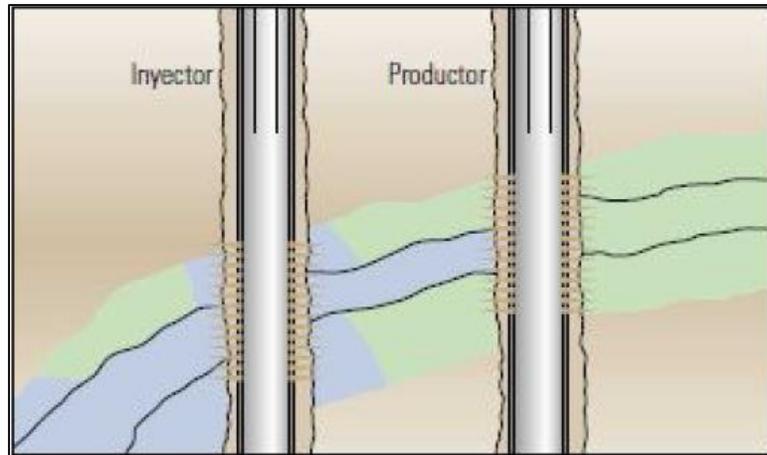


Figura 18. Capa inundada con flujo transversal. [1]

Presencia de fracturas o fallas entre pozos inyectores y productores. Este tipo de problema tiene lugar de manera más común en los yacimientos naturalmente fracturados (YNF) que se encuentran bajo recuperación secundaria por inyección de agua, el volumen de agua inyectada puede invadir rápidamente a los pozos productores. [1] Este fenómeno se produce cuando el sistema tiene gran extensión o se encuentran en él fracturas y canales de flujo, mediante los cuales el agua fluye a un mayor gasto y velocidad. La Figura 19 esquematiza un escenario de producción de agua de este tipo.

La presencia de estas últimas se pueden identificar mediante el uso de trazadores radioactivos y pruebas de presión transitoria.

Como posible solución, se contempla la inyección de un gel en el pozo inyector para reducir la producción de agua sin afectar la producción del aceite.

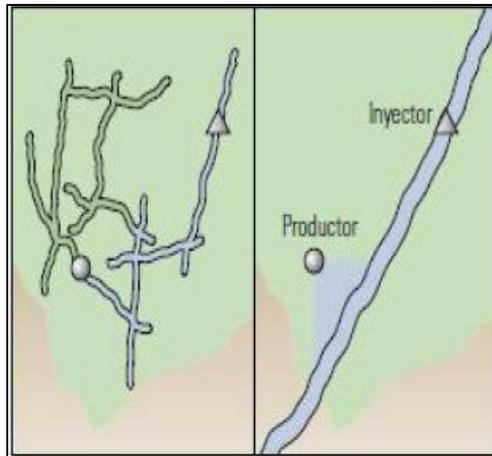


Figura 19. Presencia de fracturas o fallas entre pozos inyector y productores. [1]

Presencia de fracturas o fallas en una capa de agua. De manera similar a las fracturas o fallas entre pozos inyector y productores, existen canales de flujo que el agua aprovecha para llegar a la zona de aceite y posteriormente para ser producida, sin embargo, para este problema se considera que las fracturas comunican un acuífero de mayor profundidad con la zona de aceite. [1]

De la misma manera, la solución que se propone es la inyección de un gel, pero con la observación de que los volúmenes inyectados deben ser lo suficientemente grandes para alcanzar y cegar las fracturas, que se encuentran a una distancia considerable desde el pozo. La Figura 20 ejemplifica de una manera muy básica este problema, ya sea para un pozo vertical u horizontal.

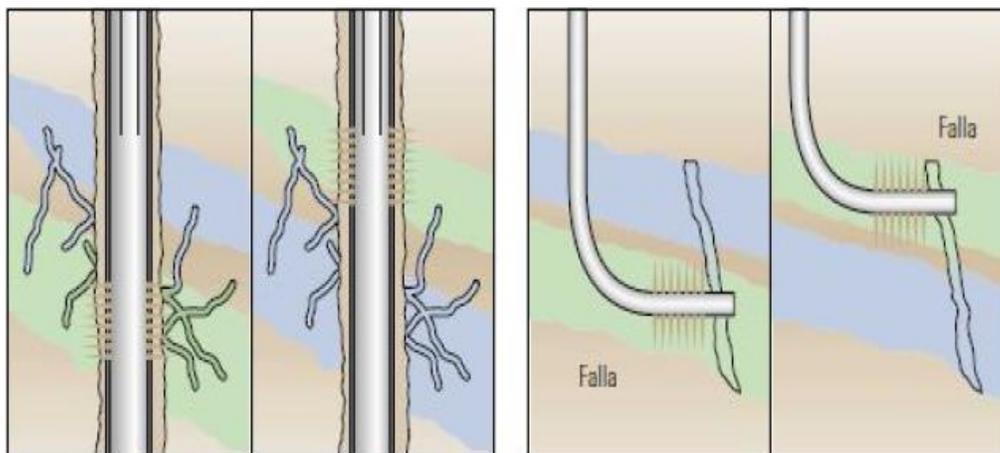


Figura 20. Presencia de fracturas o fallas en una capa de agua. [1]

Conificación de agua (pozos verticales) y cúspide de agua (pozos horizontales). De manera general, la conificación puede ser causada por un gradiente de presión cerca del pozo. El pozo produce a cierto gasto, y este crea que las fuerzas viscosas superen las fuerzas de gravedad. Eventualmente, el agua irrumpe en el pozo y se comienza su producción, minimizando así la producción de aceite. Una vez que el avance se produce, el problema de producción de agua tiende a ser cada vez peor, con mayores cortes de agua de producción. [1]

En un pozo horizontal, la formación de cúspide (conificación) se produce cuando el contacto agua-aceite se encuentra cerca de los disparos en una formación cuya permeabilidad vertical es relativamente elevada.

Como solución, con baja eficiencia, se ha presentado la inyección de geles, con la variante de perforar uno o más 'brazos' laterales para abarcar una mayor distancia. La Figura 21 muestra gráfica e idealmente la conificación en pozos verticales y horizontales.

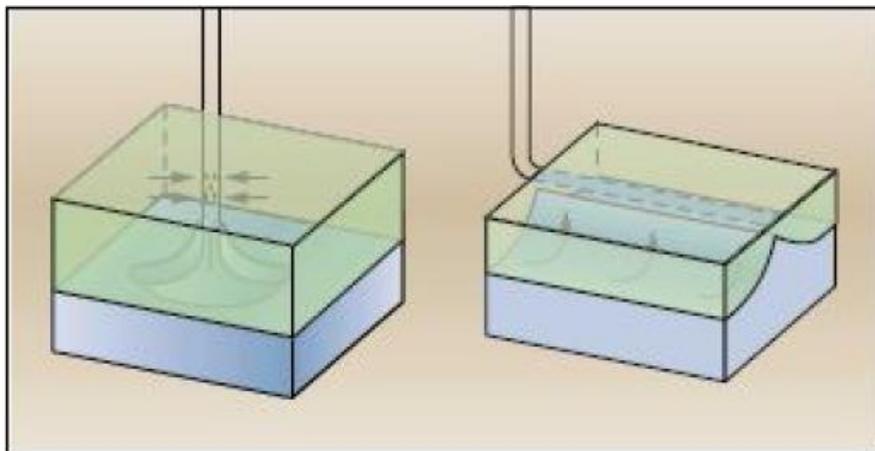


Figura 21. Conificación de agua en pozos horizontales y verticales. [1]

Barrido areal deficiente. En muchas ocasiones, el agua adyacente de un acuífero o de un pozo inyector de agua provoca un barrido areal deficiente [1]. El origen de este problema se debe a la anisotropía areal de la permeabilidad, que es especialmente serio en los yacimientos de arenas. La Figura 22 ilustra dicha problemática.

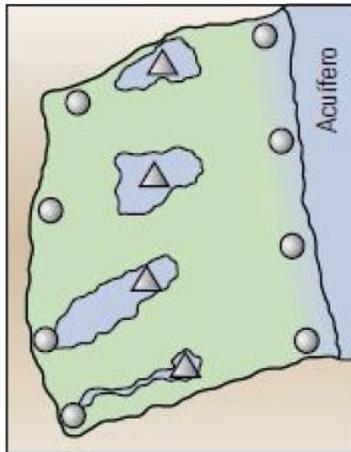


Figura 22. Barrido areal deficiente. [1]

La solución disponible requiere de un tratamiento de gran volumen o una inyección continua de un elemento viscoso, que regularmente no es viable económicamente. En estas situaciones, se logra mejorar la producción o productividad con la perforación de nuevos pozos (pozos de relleno).

Segregación gravitacional. Bajo ciertas condiciones, tales como un yacimiento de gran espesor con capas de permeabilidad vertical alta, la segregación vertical puede provocar la invasión de agua no deseada en un pozo productor de aceite. El agua puede provenir de un acuífero asociado, o bien, de un proceso de recuperación secundaria por inyección de agua. El agua únicamente barre el aceite de la parte inferior, inundando así el pozo. La Figura 23 ilustra lo anterior.

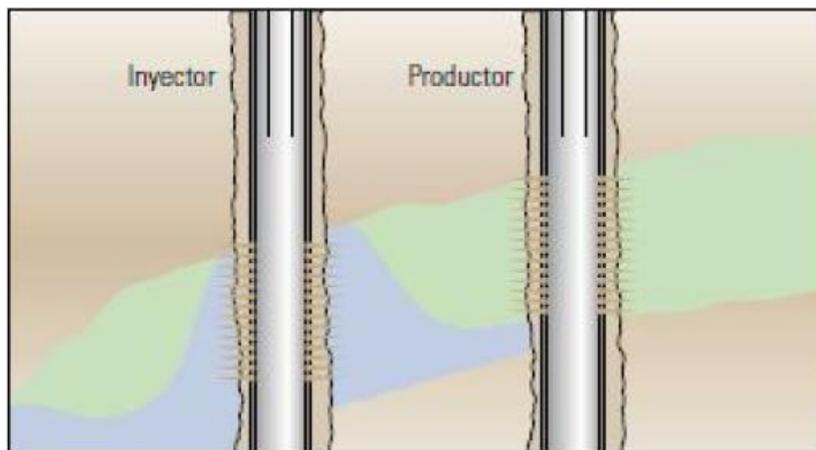


Figura 23. Producción de agua por segregación gravitacional. [1]

Como solución, se propone el uso de ‘pozos laterales’ (de corta longitud) para alcanzar al aceite no barrido y la inyección de fluidos viscosos y gasificados para mejorar el barrido vertical.

2.2 ASPECTOS GENERALES DE LA CONIFICACIÓN DE AGUA EN YACIMIENTOS DE ACEITE.

‘Conificación de agua’ es un término utilizado para describir el movimiento ascendente del agua hacia las perforaciones de un pozo productor [2]. Este fenómeno puede ser descrito como un desplazamiento estacionario y usual de alguna parte o el total de la producción de aceite por el cuerpo de agua de fondo cuando el gasto crítico del pozo es excedido [3]. La conificación de agua puede acarrear problemas severos.

Antes de la producción, los yacimientos de aceite tienen contactos entre fluidos tales como el contacto agua-aceite y el contacto gas-aceite. Cuando se arranca a producción un pozo, estos contactos presentan cambios en nivel y forma. Si el pozo es de geometría vertical, la forma es referida a un cono. En el caso de los pozos horizontales, esta deformación se denota como cresta. La geometría del cuerpo de agua en pozos verticales y horizontales, cuando se encuentra conificado de manera idealizada, se muestra en la Figura 24.

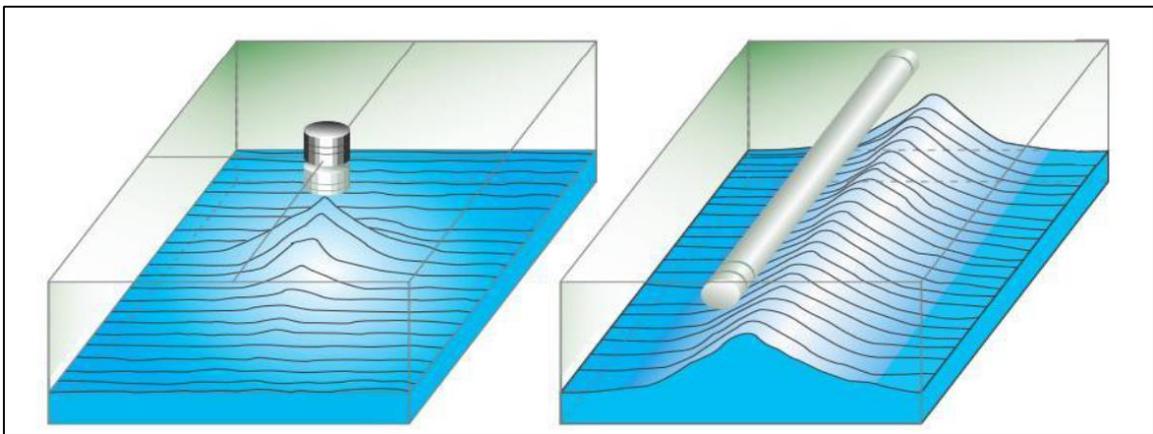


Figura 24. Formas de la conificación de agua para pozos verticales y horizontales.

Con el objetivo de comprender el significado de la conificación de agua, es importante conocer los aspectos físicos detrás de este fenómeno que ocurre en los yacimientos de aceite.

Uno de los primeros factores involucrados en la conificación es la caída de presión. Esto se refiere a una caída de presión sustancial cerca del pozo ocasionada por un pozo vertical [4]. Cuando el flujo es radial, el gradiente de presión incrementa drásticamente alrededor del pozo. Otra explicación lógica, fue hecha por Ahmed [2], quien indica que el factor principal que conduce a la conificación es el movimiento de los fluidos en el yacimiento a través de la zona de menor resistencia.

Muskat y Wyckoff [3] proporcionaron diversas razones significativas en la conificación de agua. La primera de ellas es que la caída de presión entre las fronteras del yacimiento y los puntos debajo del pozo es mayor que la carga hidrostática ejercida por la columna de agua. Otra de las razones va relacionada con las fuerzas viscosas y gravitacionales, estas últimas van asociadas con la diferencia de densidades entre el agua y el aceite. Cuando las fuerzas dinámicas o viscosas exceden las fuerzas estáticas, se puede hablar de la existencia de la conificación. Las fuerzas que pueden tener efecto directo sobre la conificación son las fuerzas capilares, fuerzas viscosas y gravitacionales. En el caso de las fuerzas capilares, usualmente podrían tener una influencia imperceptible.

Las fuerzas viscosas, que están asociadas con el gradiente de presión descrito por la Ley de Darcy, están relacionada con el flujo de fluidos a través del yacimiento. Las fuerzas gravitacionales actúan en dirección vertical y causan que un fluido ascienda por la diferencia de densidad respecto a otro.

En un tiempo inicial, existe un equilibrio entre las fuerzas viscosas y gravitacionales. Una vez que este equilibrio es perturbado, más específicamente, cuando las fuerzas viscosas exceden las fuerzas gravitacionales, el cono de agua irrumpe hacia el pozo. Sin embargo, si la situación es contraria, es decir, que las fuerzas gravitacionales excedan las fuerzas viscosas a una condición de estado estacionario, el cono de agua no irrumpirá en el pozo. Esto es denominado 'nivel estable de cono'.

Por otra parte, si la presión en el sistema se encuentra en estado no estacionario, el cono, que ahora es conocido como no estable, avanza hacia el pozo hasta que se alcance la condición en estado estacionario. Si la caída de presión fluyente es

adecuada para superar las fuerzas gravitacionales, el cono inestable se expande y eventualmente irrumpirá en el pozo [2]. La razón por la que el cono de agua tiende a ser inestable es porque la fuerza superior dinámica es extremadamente alta y no es posible balancear con el peso del agua debajo. En resumen, el gradiente de presión dinámico por encima del punto crítico, que es justo debajo del pozo, es más grande que el gradiente de presión hidrostático del agua. Entonces, el nivel de agua (cono) por encima del punto crítico no puede estar en condición estática e inicia el flujo ascendente hasta alcanzar otra condición de equilibrio. Esto continúa hasta que el agua irrumpe en el pozo [5].

Muchos estudios han sido tratados para la conificación de agua, en especial los cálculos para el tiempo de irrupción y el gasto crítico. El tiempo de irrupción es precisamente el tiempo en el que el agua conificada alcanza el pozo y esto provoca la producción de un corte de agua junto con la producción de aceite. También se han desarrollado gran cantidad de correlaciones para predecir el gasto crítico y el tiempo de irrupción en pozos verticales y horizontales. Cada una de esas correlaciones es basada en suposiciones relacionadas con el tipo de yacimiento, parámetros del propio yacimiento, y tipos de flujo.

Muchos autores han manejado el problema de conificación de agua en yacimientos de aceite considerando un sistema con una capa superior de aceite y una capa inferior de agua, ya sea acuífero asociado o no. Dentro de los sistemas que cada uno de ellos han elaborado, realizaron diferentes consideraciones, desde relaciones de espesores hasta yacimientos de arena homogéneos.

En resumen, y como resultado del estado del arte que se presenta en el siguiente capítulo, se describen los parámetros a considerar en un sistema completo de conificación de agua en yacimientos de aceite, para un sistema básico (aceite y agua) y en una formación homogénea.

Espesores.- Se manejan dos espesores, el primero de ellos para la zona de aceite, de la cual se puede o no especificar su magnitud, se encuentra (por efecto de densidad) encima de la capa de agua y está delimitado por una frontera litológica impermeable (roca sello) y la barrera impermeable dinámica en el contacto agua-

aceite. El segundo, el espesor de la capa de agua, en el cual no se especifica su magnitud, si no que se maneja como un volumen de agua delineado por debajo de la capa de aceite, y delimitado por una barrera litológica impermeable.

Fronteras.- Estas se cuantifican de acuerdo a su movilidad, las dos fronteras litológicas impermeables que entrapan la zona de aceite y agua se manejan como fronteras fijas, mientras que el contacto agua-aceite se considera una frontera dinámica, esto se debe a que no existe flujo entre la interfaz, sino sólo una deformación de esta misma lo que provocará considerar la conificación.

Propiedades básicas de los fluidos.- Se asume que el fluido superior (aceite) tiene una densidad (ρ_1) y una viscosidad (μ_1), y que el fluido inferior (agua) tiene una densidad (ρ_2) y una viscosidad (μ_2), donde (ρ_2) > (ρ_1), y se encuentran separados por una interface que representa una posición desde el fondo de pozo.

Penetración parcial del pozo.- Es un parámetro que dependerá de los procesos de perforación y terminación de pozos. Se define como el porcentaje de penetración que tiene el pozo sobre la capa de aceite (espesor total de aceite), con lo cual, se considera a esta capa como un 100%. Diversos autores han nombrado éste parámetro como el de mayor influencia en el proceso de conificación.

Gasto crítico.- También nombrado 'gasto máximo', es el gasto de producción al cual el pozo debe producir para evitar la conificación de agua y su posterior irrupción al pozo. La mayoría de las teorías y modelos están dirigidos a encontrar el valor de este gasto, incluso se han realizado una diversa cantidad de correlaciones, lo que demuestra la gran importancia que tiene este valor en el análisis y desarrollo de soluciones sobre la conificación de agua.

Presión de succión.- O también nombrada 'Fuerza de Succión', es causada por la producción del pozo, ya sea vertical u horizontal, la definimos como aquella presión (o también comúnmente llamada fuerza) que se manifiesta en la zona de aceite con dirección al pozo, creando una línea de flujo que deforma y atrae (hacia el pozo) los fluidos, tanto aceite como agua. A medida que el gasto aumenta ésta fuerza lo hará

de la misma manera y tendrá un mayor efecto en la interfaz agua-aceite y su correspondiente modificación.

Fuerzas gravitacionales.- Son aquellas fuerzas que actúan sobre la formación y los fluidos, las cuales tenderán a minimizar el efecto de conificación y crear un equilibrio contra las fuerzas dinámicas o viscosas.

Fuerzas viscosas.- Son las fuerzas relacionadas con la propiedad viscosa de ambos fluidos (agua y aceite) y dependiendo de su valor, asistirán o impedirán la conificación.

Líneas de flujo.- Estas líneas son resultado de la interacción de las fuerzas gravitacionales, fuerzas viscosas y la presión de succión, siendo esta última la que mayor importancia y efecto tiene sobre la formación de las líneas de flujo. Además, las líneas de flujo tenderán a evadir el contacto agua-aceite y su deformación, por lo que podemos considerarlas como una tendencia de flujo que delinea la forma del cono de agua, dado que la interfaz es impermeable al flujo de aceite.

Fuerzas inerciales.- Son el conjunto de fuerzas resultantes del gasto de producción y la presión de succión, las cuales deformarán el cuerpo de agua y lo harán ascender hacia el pozo. Dentro de estas fuerzas inerciales pueden presentarse fenómenos de velocidad de flujo y velocidad de arrastre.

Formación del cono.- Cuando existe un equilibrio entre fuerzas gravitacionales, viscosas y la presión de succión, debemos decir y considerar que el fenómeno de conificación en su definición geométrica aún no se encuentra presente en nuestro pozo. Al momento de crear una perturbación en este equilibrio, por lo regular, la presión de succión tenderá a incrementar mientras que las fuerzas viscosas y gravitacionales no tendrán la suficiente magnitud para contrarrestar el desequilibrio y se dará la formación del cono de agua, aumentando con el paso del tiempo su altura y acercándose cada vez más al pozo, para finalmente irrumpir en él. El incremento de la altura del cono no va directamente ligado al ascenso del contacto agua-aceite, la presión de succión no es capaz de generar una fuerza tal para

desplazar la interfaz, pero sí lo más cercano al pozo, generando así la problemática de la conificación.

A pesar de que ningún modelo sobre conificación de agua ha considerado las propiedades del sistema roca-fluido (a excepción de las permeabilidades), existe una probabilidad de que estos parámetros influyan de gran manera en la formación del cono, su ascenso, su posible irrupción en el pozo y crear una relación directa para minimizar la problemática de producción de agua por este fenómeno, además, muchos de ellos contribuyen al equilibrio entre fuerzas para minimizar el efecto de la presión de succión. Algunos de estos factores a considerar son: Permeabilidad (horizontal y vertical), mojabilidad, fuerzas capilares, permeabilidades relativas, presión capilar, contacto superficial y fuerzas interfaciales.

La Figura 25 y 26, representan un sistema agua-aceite con las propiedades y generalidades ya definidas, para el caso de pozos verticales y horizontales, respectivamente.

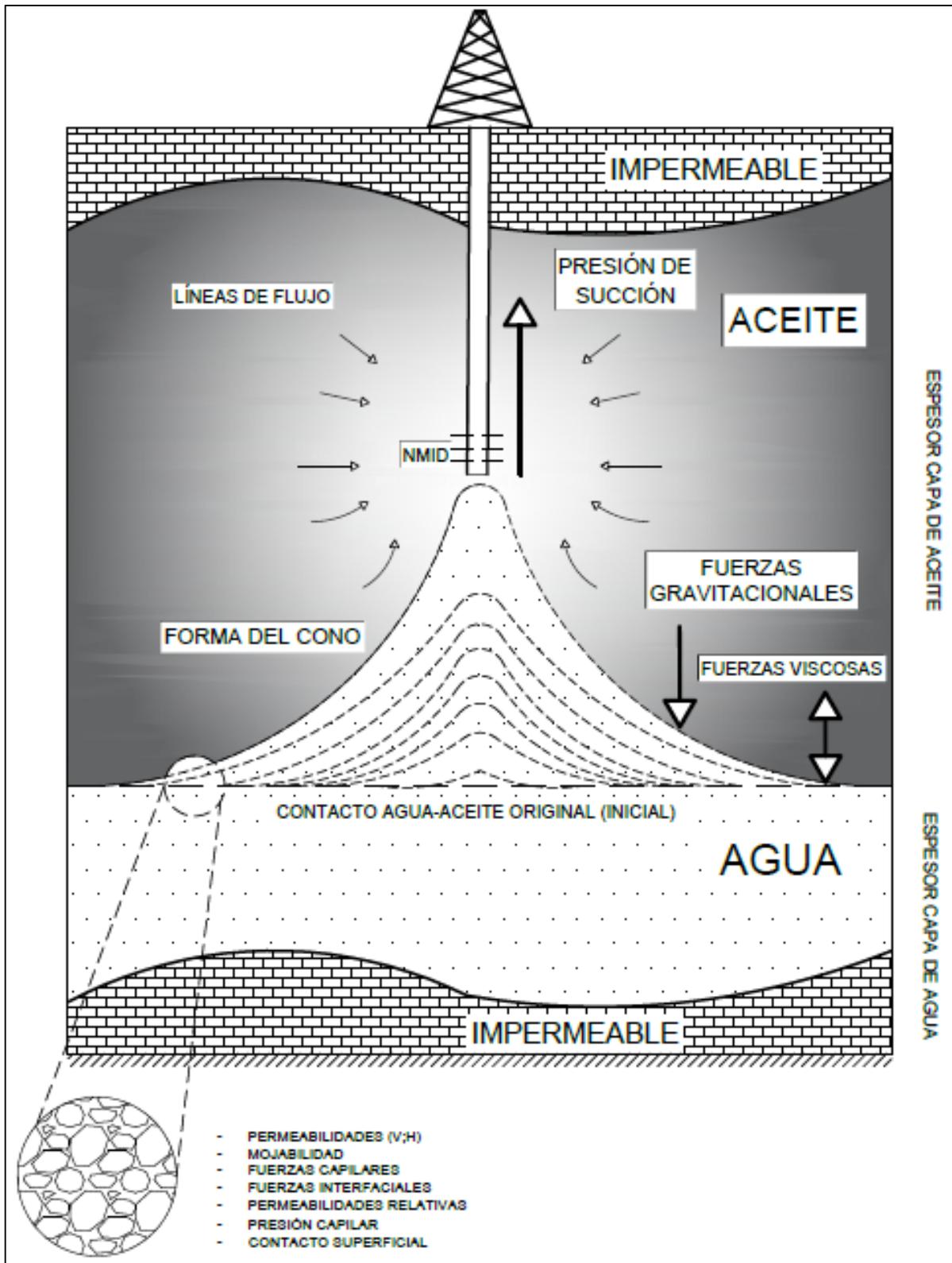


Figura 25. Diagrama de conificación de agua para un yacimiento homogéneo e isotrópico, produciendo por pozo vertical.

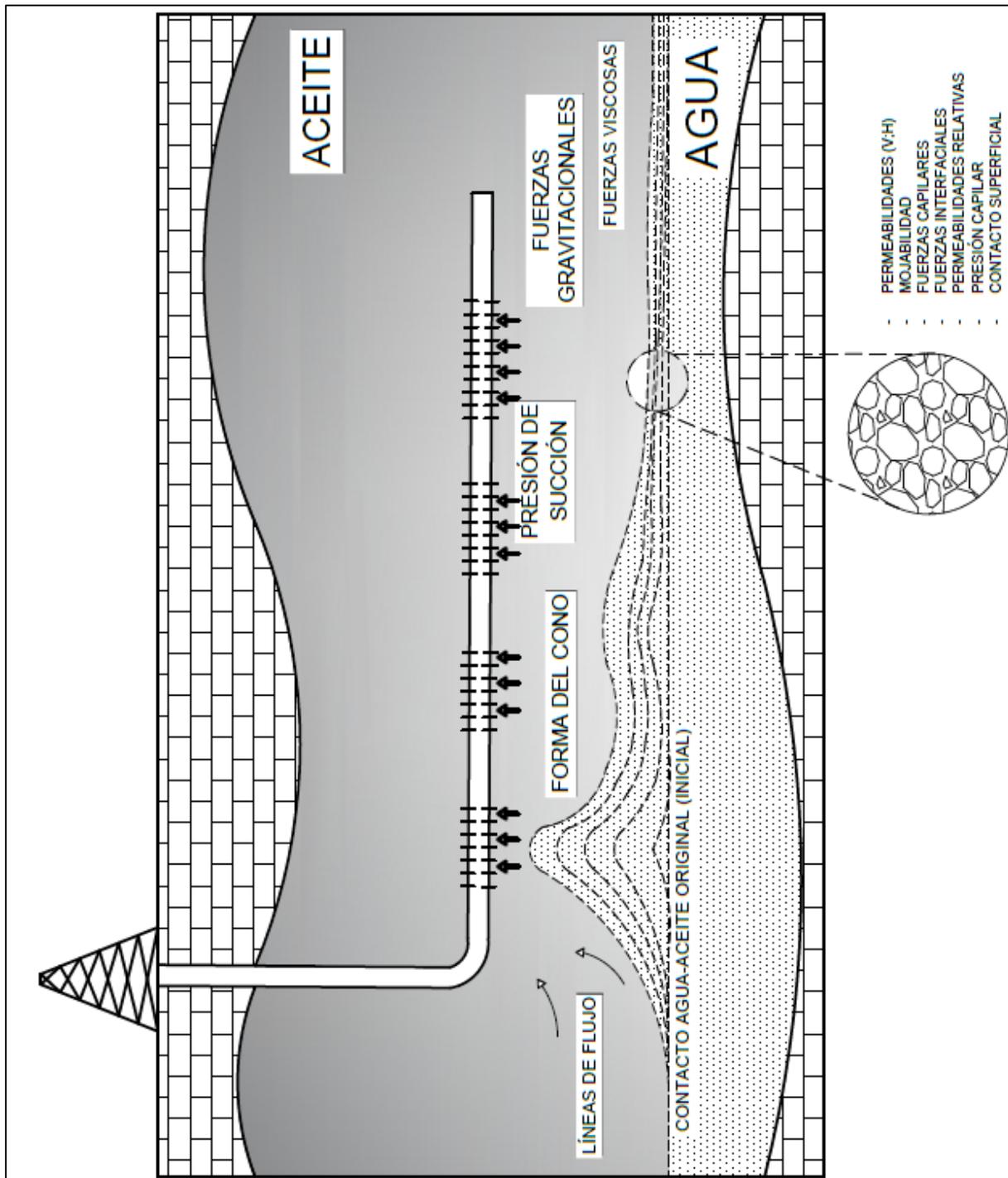


Figura 26. Diagrama de conificación de agua para un yacimiento homogéneo e isotrópico, produciendo por pozo horizontal.

REFERENCIAS

- [1] Elphick J. y Seright R. "A CLASSIFICATION OF WATER PROBLEM TYPES", presentando en la Conferencia de la Red Educativa de la 3ra. Conferencia Internacional Anual sobre Modificación Concordante del Yacimiento, Cegado del Agua y el Gas, Houston, Texas, EE. UU. Agosto de 1997.
- [2] Tarek Ahmed, Ph. D., P.E., "RESERVOIR ENGINEERING HANDBOOK", Third Edition. Gulf Professional Publishing, 2006.
- [3] Muskat M. "PHYSICAL PRINCIPLES OF OIL PRODUCTION", McGraw-Hill Book Col. Inc., 1979.
- [4] Makinde F. A., Adefidipe O. A. y Craig A. J. "WATER CONING IN HORIZONTAL WELLS: PREDICTION OF POST-BREAKTHROUGH PERFORMANCE", Petroleum Engineering Department, Covenant University, Ota, Nigeria. Vol. 11 No. 01. Febrero de 2011.
- [5] R. Recham, "EFFECTS OF WATER CONING ON THE PERFORMANCE OF VERTICAL AND HORIZONTAL WELLS – A RESERVOIR SIMULATION STUDY OF HASSI R'MEL FIELD, ALGERIA". Proceedings of the SPE/CIM International Conference on Horizontal Well Technology, Calgary, Canadá. Noviembre de 2000. SPE 65506.

CAPÍTULO 3. ESTADO DE LA TECNOLOGÍA PARA LA MEJORA DE LA PRODUCTIVIDAD DE ACEITE EN POZOS CON CONIFICACIÓN DE AGUA.

Antes de 1970, la mayoría de los trabajos se centró en realizar modelos matemáticos idealizados que representaran la forma del cono, su altura y su comportamiento con respecto a la producción de aceite.

Con el incremento en el procesamiento computacional y desarrollo de mejores tecnologías en relación al software, se dispuso de diversos simuladores en años posteriores a 1970. Esto permitió la simulación de problemas sobre conificación más complejos, resolviéndolos en un menor tiempo comparado con los experimentos físicos. Diversos autores usaron la simulación numérica para estudiar el problema de conificación antes de 1970, la mayor cantidad de publicaciones referentes a los problemas de conificación de agua llegaron después de este año.

Dentro de lo que corresponde a la problemática de la conificación de agua, existen diversas investigaciones que contribuyeron al desarrollo de tecnologías para el control de la conificación de agua y sus problemas asociados. En la literatura se tiene poco indicio de publicaciones anteriores a la década de los años 80's. En un principio, las investigaciones solo se enfocaron en minimizar la entrada de agua al pozo, su tiempo de irrupción y la eliminación del cono en pozos verticales.

3.1 MODELADO FÍSICO Y ESTUDIOS EXPERIMENTALES

M. Muskat y R. D. Wyckoff (1934) ^[1], fueron los primeros en tratar la conificación de agua en yacimientos de aceite, se basan en la premisa de que existe una condición de equilibrio estático, con el aceite fluyendo en el pozo sin la producción de agua. La Figura 27 muestra el diagrama sobre el que trabajaron, considerando una arena homogénea en que la porción superior es saturada con aceite, y la porción inferior es saturada por agua.

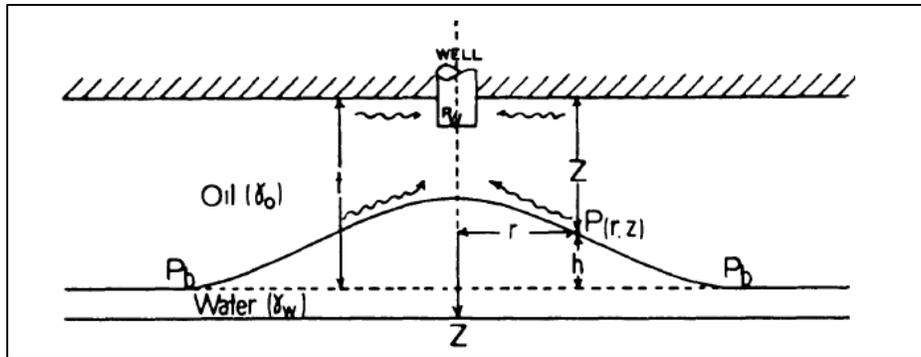


Figura 27. Diagrama de Muskat y Wyckoff. [1]

Se define una aproximación para calcular la presión de yacimiento o formación (P_b).

$$p(r, z) + \gamma_w g (t - z) = P_b \dots (3.1)$$

O, de otra manera

$$p(r, z) + \gamma_w g h = P_b \dots (3.2)$$

Donde:

$p(r, z)$ = Distribución de presión en la zona del aceite, psia

γ_w = Gravedad específica del agua

g = Fuerza gravitacional, ft/s^2

h = Distancia del cono al pozo, ft

Para dar solución a la ecuación de presión de formación, se necesita del conocimiento de una función de presión ' $p(r, z)$ '. Esta distribución de presión depende de la forma de la superficie del cono, que actúa como una barrera impermeable para el flujo de aceite. Desafortunadamente, la determinación simultánea de la distribución de presión y la forma del cono es demasiado difícil, por lo que consideraron que no existe distribución de presión en la zona del cono, por lo que es conveniente transformar la condición de equilibrio como:

$$\Phi = \frac{k}{\mu} (p - \gamma_o g z); \Delta\Phi = \Phi - \Phi_w = \Phi - \frac{k}{\mu} \rho_w \dots (3.3)$$

Donde:

$k = \text{Permeabilidad, md}$

$\mu = \text{Viscosidad, cp}$

$\gamma_o = \text{Gravedad específica del aceite}$

$z = \text{Distancia del pozo al contacto agua – aceite, ft}$

$$\Delta P = P_t - \rho_w = P_b - \gamma_o g t - \rho_w; \Delta \gamma = (\gamma_w - \gamma_o) \dots (3.4)$$

Donde:

$P_t = \text{Presión total del sistema, psia}$

$\rho_w = \text{Densidad del agua, lb/ft}^3$

$\Delta P = \text{Caída de presión total en la zona de aceite, psia}$

Donde ϕ es la función de potencial en la zona de aceite y ΔP es la caída de presión total en la zona de aceite medida en la cima de la arena. Por lo que, al reescribir sus ecuaciones, obtuvieron una diferencial de potencial en un punto, como:

$$\Delta \phi(r, z) = \frac{k}{\mu} \Delta P - \frac{k}{\mu} g \Delta \gamma (t - z) \dots (3.5)$$

Donde:

$\Delta \phi(r, z) = \text{Diferencia de potencial en una posición de la zona de aceite}$

$k = \text{Permeabilidad, md}$

$\mu = \text{Viscosidad, cp}$

$g = \text{Fuerza de gravedad, ft/s}^2$

$\Delta \gamma = \text{Diferencia de densidades, lb/ft}^3$

$(t - z) = h = \text{Distancia del cono al pozo, ft}$

Finalmente, obtuvieron una ecuación que representa la superficie del cono:

$$\sum a_n \phi_o(b_n, r, z) = A + \frac{B}{\Delta P} \left(1 - \frac{z}{t}\right) \dots (3.6)$$

Donde

$a_n = \text{Densidad hipotética, lb/ft}^3$

$\phi_o =$ Potencial en la zona de aceite

$b_n =$ Profundidad hipotética, ft

$r =$ Radio del cono, ft

$z =$ Distancia del pozo al contacto agua – aceite, ft

$$A = \frac{4}{t} \sum a_n b_n \log \frac{4t}{r_e}$$

$$B = gt\Delta\gamma(\phi_e - A)$$

Determinar la distribución de presión exacta en la zona de aceite que se encuentra por encima del cono es analíticamente imposible, y se utilizó un método experimental, que consiste en un modelo de conducción eléctrico que es análogo al problema presentado en todos los aspectos, excepto que las fuerzas gravitacionales no son simuladas.

Para llegar a la ecuación del gasto crítico, realizaron paquetes de gráficas, las cuales fueron construidas considerando el espesor de la zona de aceite, el gasto máximo de producción sin presentar corte de agua, y la penetración parcial del pozo. La ecuación fue:

$$Q = \frac{4\pi k\Delta P \sum a_n b_n}{\mu \left\{ \phi_e - \frac{4}{t} \sum a_n b_n \log \frac{4t}{r_e} \right\}} \dots (3.7)$$

Donde:

$$\phi_e = \text{Cte. resultante de } rw \text{ y } b$$

$$t = \text{Espesor zona de aceite, ft}$$

De este estudio, se tomaron dos consideraciones importantes para la formación de la conificación:

- 1) La caída de presión entre la frontera del yacimiento y los puntos debajo del fondo de pozo exceden la carga hidrostática de la columna correspondiente.
- 2) Los gradientes de presión dinámicos en el sistema exceden el gradiente estático, causado por la diferencia de densidades entre el agua y el aceite.

La solución que mencionan, es realizar un tapón de cemento, para posteriormente disparar en otro intervalo.

M. G. Arthur (1943) [2] publicó su trabajo sobre conificación y digitación de agua en arenas homogéneas. El cuerpo de su artículo incluye reportes de las ecuaciones presentadas, ejemplos de cálculos sobre el método gráfico que él mismo implemento basándose en la teoría y el modelo de Muskat.

Él considera dos escenarios:

- 1) La digitación de agua en una arena impregnada de aceite es relativamente delgada comparada con la extensión lateral de la arena.
- 2) La entrada de agua o gas en el pozo es el resultado de la conificación a través de los planos estratigráficos.

Además, presentó un método que es extensión de la solución gráfica en el caso donde existe conificación de agua y gas simultáneamente.

Para el caso de la digitación de agua, desarrolló las siguientes ecuaciones.

El gasto es expresado como:

$$Q = \frac{2\pi k r h}{\mu} \frac{d\phi}{dr} \dots (3.8)$$

Donde

$$\phi = P - \gamma_o g z$$

$$k = \text{Permeabilidad, md}$$

$$r = \text{Radio, ft}$$

$$h = \text{Espesor de la arena, ft}$$

$$d\phi = \text{Diferencial de potencial}$$

$$dr = \text{Diferencial de radio, ft}$$

$$\mu = \text{Viscosidad, cp}$$

Y otorga su condición de equilibrio mediante la siguiente fórmula.

$$\Delta\phi = \Delta P - \Delta\gamma g \left(t - \frac{dz}{dr} r \right) \dots (3.9)$$

Donde:

$\Delta\phi =$ Diferencial de potencial

$\Delta P =$ Caída de presión ocasionada por el pozo productor, psia

$\Delta\gamma =$ Diferencial de densidad entre los dos fluido, lb/ft³

$g =$ Aceleración gravitacional, ft/s²

$t =$ Distancia vertical del pozo al nivel estático del agua, ft

$dz =$ Diferencial de distancia del pozo a un punto dado, ft

$dr =$ Diferencial de radio, ft

$r =$ Radio, ft

Para el caso de la conificación de agua y gas, todo el desarrollo teórico está basado en el trabajo hecho por Muskat, del cual realizó gráficas y una metodología de resolución y análisis mediante un método gráfico sencillo.

Meyer y Garder (1954) [3] desarrollaron correlaciones para estimar el gasto crítico de aceite para prevenir la conificación de agua y gas, así como para la conificación simultánea. Las principales consideraciones de Meyer y Garder fueron un sistema homogéneo con una permeabilidad uniforme en todo el yacimiento.

$$q_{oc} = 0.246 \times 10^{-4} \frac{\Delta\rho}{\ln \frac{r_e}{r_w}} \frac{k_o}{\mu_o} (h_o^2 - h_p^2) \dots (3.10)$$

Donde:

$\Delta\rho =$ Diferencia de densidades, $\frac{lb}{ft^3}$

$r_e, r_w =$ radio de drene y pozo, respectivamente, ft

$k_o =$ Permeabilidad efectiva del aceite, md

$\mu_o =$ Viscosidad del aceite, cp

$h_o =$ Espesor de la capa de aceite, ft

$h_p =$ Espesor del intervalo disparado, ft

Smith y Pirson (1963) ^[4] Investigaron un método de control para la conificación de agua mediante la inyección de aceite debajo del intervalo productor. Mostraron que la inyección del fluido reduce la relación agua-aceite, y puede incrementarse tal reducción si el fluido inyectado tiene una viscosidad mayor a la viscosidad del aceite en el yacimiento. Este método no funciona antes de que se desarrolle el cono.

Chierichi and Ciucci (1964) ^[5] Crearon un modelo potenciométrico para estudiar el comportamiento de la conificación de agua. Desarrollaron la ecuación para el cálculo del gasto crítico y crearon unas gráficas adimensionales para el cálculo de parámetros propios dentro de la ecuación del gasto crítico.

$$q_{oc} = 0.492 \times 10^{-4} \frac{h_o^2 \Delta\rho}{\mu_o B_o} k_{ro} k_h \psi_w(r_{De}, \xi, \delta_w) \dots (3.11)$$

Donde:

h_o = Espesor de la zona de aceite, ft

$\Delta\rho$ = Diferencia de densidades entre los fluidos, lb/ft³

μ_o = Viscosidad del aceite, cp

B_o = Factor del volumen del aceite, bbl/STB

k_{ro} = Permeabilidad relativa al aceite

k_h = Permeabilidad horizontal, md

ψ_w = Función de potencial en zona de agua, adim

$$r_{De} = \frac{r_e}{h_o} \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} = \text{Radio adimensional}$$

$$\xi = \frac{h_{op}}{h_o} = \text{Longitud disparada adimensional}$$

$$\delta_w = \frac{D_b}{h_o} = \text{Relación del cono de agua adimensional}$$

Sobocinski y Cornelius (1965) ^[6] Presentaron una correlación para calcular el tiempo de irrupción del agua dentro del pozo basados en estudios de laboratorio y

simulación numérica. La correlación utiliza dos parámetros adimensionales, la altura del cono adimensional y el tiempo de irrupción adimensional.

Bournazel y Jeanson (1971) [7] simplificó la correlación de Sobocinski y Cornelius sobre el tiempo de irrupción del agua dentro del pozo usando un tiempo de irrupción adimensional. También proporcionar una evaluación (Fast Water Coning Evaluation) para el gasto crítico de aceite en yacimientos isotrópicos como:

$$q_{oc} = 5.14 \times 10^{-5} \frac{k_h h_o^2 \Delta \rho g \left(1 - \frac{h_{op}}{h_o}\right)}{\mu_o} \dots (3.12)$$

Donde:

k_h = Permeabilidad horizontal, md

h_o = Espesor de la zona de aceite, ft

$\Delta \rho$ = Diferencia de densidades entre los fluidos, lb/ft³

g = Aceleración gravitacional, ft/s²

h_{op} = Espesor de la zona disparada, ft

μ_o = Viscosidad del aceite, cp

Y para un yacimiento anisotrópico, usaron la siguiente correlación para calcular el gasto crítico de aceite:

$$q_{oc} = 5.14 \times 10^{-5} \frac{k_h h_o^2 \Delta \rho g \left(1 - \frac{h_{op}}{h_o}\right)}{\mu_o k_v} \dots (3.13)$$

k_v = Permeabilidad vertical, md

Parámetros en unidades de campo.

Khan (1970) [8] uso un modelo de laboratorio a escala tridimensional para observar el comportamiento de conificación en un yacimiento con empuje natural de agua. Los resultados indicaron que la altura de conificación de agua y el valor del corte de agua incrementan con el gasto de producción, la relación de movilidad y la relación en el espesor de la zona de aceite y la zona de agua. Encontraron que la movilidad

tiene gran influencia en el valor del corte de agua y la altura de la conificación a un gasto total de producción.

M. J. Wheatley (1985) ^[9] tuvo como objetivo mejorar los modelos antecesores a su trabajo, tales como el de Muskat, Meyer and Garder, Schols, entre otros. Desarrolló una teoría analítica que describe aproximadamente el flujo de aceite hacia el pozo con presencia de un cono de agua en las cercanías de este mismo. Los resultados de su aproximación, están ligados al cálculo del gasto crítico en función del espesor de la zona de aceite, relación de penetración, radios del pozo y de drene y la relación de permeabilidad vertical y horizontal.

Sus principales consideraciones fueron:

- Yacimiento homogéneo y con una barrera por encima de la zona de aceite (impermeable) con una longitud igual al radio de drene, tomando como referencia central el pozo.
- Región de flujo se encuentra en frontera cerrada por debajo del contacto agua-aceite, que a su vez es deformado hacia el pozo y es responsable de la caída de presión en ese punto.
- El flujo de aceite en el radio de drene se asume en estado estacionario y simétrico radialmente.
- La capa inferior de agua es estacionaria y enteramente segregada del aceite.
- Los fluidos se consideran incompresibles.

En el desarrollo analítico, el problema es formulado en términos del potencial del fluido, en la fase aceite. Esta función de potencial satisface las ecuaciones de Laplace y fue resuelta para las condiciones de frontera.

La función de potencial para flujo radial es:

$$\phi = 2q \ln\left(\frac{r}{r_e}\right) \dots (3.14)$$

Donde:

$r = \text{radio del pozo, ft}$

$r_e = \text{radio de drene, ft}$

$$q = \frac{Q\mu}{4\pi hk_h}; \text{ STB/d}$$

La modificación que se requiere, es la adición de un término que elimine el flujo radial en el pozo. El término que Wheatley introdujo es una línea fuente con fuerza 'q' situada a lo largo del eje del pozo y extendida hacia la base de este mismo y hasta cierta distancia, debajo de la forma de cono. Con esas modificaciones, logró llegar a una expresión para la función de potencial y una ecuación de flujo.

Para al cálculo del gasto crítico:

$$Q = \frac{4\pi h^2 k_h \Delta\rho g Q_D}{\mu} \dots (3.15)$$

Donde:

$k_h = \text{Permeabilidad vertical, md}$

$\Delta\rho = \text{Diferencia de densidades entre los fluidos, lb/ft}^3$

$Q_D = \text{Gasto adimensional}$

$g = \text{Aceleración gravitacional, ft/s}^2$

$\mu = \text{Viscosidad, cp}$

Que en unidades de campo, sería:

$$Q = \frac{0.006145h^2 k_h \Delta\rho g Q_D}{\mu} \dots (3.16)$$

En resumen, asigna pasos a seguir para el cálculo del gasto crítico, y sus resultados obtenidos fueron comparados gráficamente con las curvas de Muskat, Meyer y Garder y Schols. Sus resultados se encuentran entre lo desarrollado por Muskat y lo desarrollado por Schols, considerando que Muskat entregaba gastos muy altos y los de Schols eran imposibles desde el punto de vista económico y de rentabilidad.

Permadi (1996) ^[10] Desarrolló un método para evaluar la conificación de agua en pozos horizontales. Estudió la influencia de la permeabilidad relativa en la

conificación de agua. Encontró que la ubicación del pozo horizontal cerca de la cima en la zona de aceite incrementaba la producción de manera eficiente.

3.2 MODELADO TEÓRICO Y ETAPA DE SIMULACIÓN

La primera investigación de simulación numérica con problemas de conificación fue llevado a cabo por **Welge y Weber (1964)** ^[11]. Aplicaron un modelo bidimensional, bifásico usando un procedimiento alternado direccional implícito (ADIP- Alternating Direction Implicit Procedure) para la simulación de conificación de agua.

Encontraron que se debe utilizar técnicas de computación más especiales para obtener resultados considerables y mantener los costos dentro de los límites razonables. Los resultados de la simulación empataron el modelo de laboratorio, el histórico de producción y datos de diversos pozos productores de aceite experimentando problemas de conificación de agua. Ellos sugieren que la permeabilidad vertical y horizontal promedio k_h/k_v y su relación son parámetros críticos en el estudio de la conificación.

Pirson y Metha (1967) ^[12] desarrollaron un programa para simular la conificación de agua, basados en el modelo matemático de Welge y Weber. Ellos estudiaron los efectos de diversas variables como la relación de permeabilidad vertical y horizontal, relación de movilidad entre el aceite y el agua, diferencia de gravedad específica entre las dos fases y el gasto en el avance del cono de agua. Las formas del cono y posiciones fueron trazadas para cada caso, y los resultados encontrados corroboran el fenómeno ya conocido. Comparando los resultados con el método de aproximación de Muskat, encontraron que el método de Muskat da un mayor resultado en el gasto crítico dado el poco conocimiento en la zona de transición en el contacto.

McDonald and Coats (1970) ^[13] Describió y evaluó tres métodos para la simulación del comportamiento del cono en el pozo. Ellos mejoraron el tiempo de solución usando restricciones en problemas de conificación mediante términos de

producción y transmisibilidad implícitos, incrementando la velocidad de simulación más que el método tradicional IMPES (Implicit Pressure Explicit Saturation).

Letkeman y Ridings (1970) ^[14] presentó un modelo numérico de conificación basado en transmisibilidades implícitas e interpolaciones lineales el cual puede usar un mayor lapso de tiempo que los simuladores IMPES. El modelo exhibe un comportamiento estable en la saturación y producción durante la formación del cono y después de la irrupción. La simulación en la conificación se hizo práctico y económico mediante ecuaciones modificadas.

Schols (1972) ^[15] desarrolló una formula empírica para el gasto crítico de aceite basado en resultados obtenidos de simuladores numéricos y experimentos de laboratorio como:

$$q_{oc} = 0.0783 \times 10^{-4} \left[\frac{\Delta\rho k_o (h_o^2 - h_{op}^2)}{\mu_o B_o} \right] \left[0.432 + \frac{\pi}{\ln \frac{r_e}{r_w}} \right] \left(\frac{h_o}{r_e} \right)^{0.14} \dots (3.17)$$

Donde:

$\Delta\rho =$ Diferencia de densidades entre los fluidos, lb/ft^3

$k_o =$ Permeabilidad efectiva al aceite, md

$h_o =$ Espesor de la zona de aceite, ft

$h_{op} =$ Espesor de la zona disparada, ft

$\mu_o =$ Viscosidad del aceite, cp

$B_o =$ Factor de volumen del aceite, bb/STB

$r_e =$ Radio de drene, ft

$r_w =$ Radio de pozo, ft

Byrne y Morse (1973) ^[16] presentó una simulación numérica sistemática en la conificación que incluye los efectos del yacimiento y parámetros del pozo. El resultado mostró que el gasto crítico de aceite disminuyó con el incremento de la profundidad de penetración del pozo, decremento en el tiempo de irrupción de agua, incremento significativamente en WOR cuando el gasto de producción incrementó,

sin embargo, la recuperación secundaria fue independiente del gasto de producción. El radio del pozo no fue tan importante en el tiempo de irrupción y corte de agua.

Miller y Rogers (1973) ^[17] presentaron una simulación detallada de conificación adecuada para evaluar los problemas de conificación de agua para un solo pozo en un yacimiento con agua de fondo. Ellos simularon un pozo usando coordenadas radiales en un sistema de mallado para determinar los parámetros más importantes en la conificación de agua, tanto en un periodo corto como un periodo largo de producción. Los resultados para el gasto crítico de aceite corroboraron la correlación de Schols para el gasto crítico.

Blades y Stright (1975) ^[18] Examinaron el fenómeno de conificación de agua en un yacimiento de aceite bajosaturado con acuífero asociado y altamente viscoso. No despreciaron los efectos de capilaridad en la simulación para comparar el comportamiento histórico de la conificación en yacimientos de aceite pesado que tienen una transición notable en la zona agua-aceite y observando los efectos en distintos parámetros. Encontraron que un incremento en la permeabilidad horizontal contribuye a un bajo corte de agua también afectado por la viscosidad del aceite. La existencia de estratos con baja porosidad impide el desarrollo del cono por lo tanto reduce la relación agua-aceite. Los parámetros ajustados son la permeabilidad horizontal y presión capilar.

Mungan (1975) ^[19] presentó un estudio experimental y numérico en conificación de agua en un pozo productor de aceite bifásico, inmiscible y condiciones de flujo incompresible. Su resultado indico que el modelo numérico simula los experimentos adecuadamente. Incrementando el gasto de producción o la penetración del pozo conlleva a una irrupción de agua temprana, sin embargo, la recuperación de aceite fue independiente del gasto de producción. La recuperación de aceite a un valor de WOR incrementó cuando la relación de fuerzas gravitacionales a viscosas incrementó. Una permeabilidad vertical grande, disminuye la recuperación de aceite, sucede lo opuesto para permeabilidad horizontal. La estratificación agrava la conificación en el estudio así como una alta viscosidad o un alto gasto de

producción ocasionaba una menor recuperación de hidrocarburo y alta relación agua-aceite en el mismo volumen de poro.

Chappelear y Hirasaki (1976) ^[20] desarrollaron una correlación para evaluar el gasto crítico de producción de aceite para un pozo perforado parcialmente en un yacimiento con agua de fondo. El modelo de conificación se derivó asumiendo equilibrio vertical y flujo segregado bifásico, yacimiento bidimensional. La correlación para determinar el gasto crítico se expresa:

$$q_{oc} = \frac{2\pi h_t k_h k_{ro} \Delta\rho g (h_o - h_{cb})}{887.2\mu_o B_o \ln r'} \dots (3.18)$$

Donde:

h_t = Espesor total, ft

k_h = Permeabilidad horizontal, ft

k_{ro} = Permeabilidad relativa al aceite

$\Delta\rho$ = Diferencia de densidades entre los fluidos, lb/ft³

g = Aceleración gravitacional, ft/s²

h_o = Espesor zona de aceite, ft

h_{cb} = Espesor de la zona disparada, ft

μ_o = Viscosidad del aceite, cp

B_o = Factor de volumen del aceite, bbl/STB

$$r' = 4h_o \sqrt{\frac{k_h}{k_v} \left(\left\| \frac{h_o - h_{cb}}{h_o - h_{ct}} \right\| \right)}$$

Kuo y DesBrisay (1983) ^[21] usaron una simulación numérica para determinar la sensibilidad al comportamiento de la conificación de agua sobre varios parámetros de yacimiento. Basados en los resultados de la simulación, ellos desarrollaron una correlación simplificada para predecir el corte de agua in yacimientos con empuje de agua.

Chaperson (1986) ^[22] propuso una simple correlación para estimar el gasto crítico de un pozo vertical en una formación anisotrópica. La correlación toma en cuenta la

distancia entre el pozo de producción y su frontera. Comparado con otros trabajos, su correlación fue más sensible a la anisotropía: el gasto crítico incremento ligeramente cuando la permeabilidad vertical decremento, pero la elevación crítica del cono no cambio significativamente. Propuso la siguiente correlación:

$$q_{oc} = 0.0783 \times 10^{-4} \left[\frac{\Delta\rho k_h (h_o^2 - h_{op}^2)}{\mu_o B_o} \right] \left[0.7311 + \frac{1.943}{\frac{r_e}{h_o} \sqrt{\frac{k_v}{k_h}}} \right] \dots (3.19)$$

Donde:

$\Delta\rho =$ Diferencia de densidades entre los fluidos, lb/ft^3

$k_h, k_v =$ Permeabilidad horizontal y vertical, md

$h_o =$ Espesor de la zona de aceite, ft

$h_{op} =$ Espesor de la zona disparada, ft

$\mu_o =$ Viscosidad del aceite, cp

$B_o =$ Factor de volumen del aceite, bbl/STB

Hoyland y colaboradores (1989) [23] presentaron dos métodos para predecir el gasto crítico de aceite de un pozo parcialmente penetrado en un yacimiento anisotrópico con acuífero asociado y empuje de agua. El primer método es una solución analítica, el segundo método fue una solución numérica al problema de conificación. Los métodos están basados en las teorías de Muskat y Wyckoff, mediante gráficas y superposiciones para llegar a las condiciones de frontera, desarrollaron una correlación para predecir el gasto crítico a condiciones estacionarias:

$$q_{oc} = 0.246 \times 10^{-4} \left[\frac{\Delta\rho k_h h_o^2}{\mu_o B_o} \right] q_{CD} \dots (3.20)$$

Donde:

$\Delta\rho =$ Diferencia de densidades entre los fluidos, lb/ft^3

$k_h =$ Permeabilidad horizontal, md

$h_o = \text{Espesor de la zona de aceite, ft}$
 $\mu_o = \text{Viscosidad del aceite, cp}$
 $B_o = \text{Factor de volumen del aceite, bbl/STB}$
 $q_{CD} = \text{Gasto de producción adimensional}$

Basados en un gran número de corridas de simulación con más de 50 valores de gastos críticos, los autores usaron un análisis de regresión para desarrollar correlaciones para calcular el gasto crítico de producción de aceite para yacimientos anisotrópicos e isotrópicos. Para yacimientos isotrópicos, la correlación se expresa como:

$$q_{oc} = \frac{k_o(\rho_w - \rho_o)}{173.35B_o\mu_o} \left[1 - \left(\frac{h_{op}}{h_o} \right)^2 \right]^{1.325} [\ln(r_e)]^{-1.990} h_o^{2.238} \dots (3.21)$$

Donde:

$k_o = \text{Permeabilidad efectiva al aceite, md}$
 $\rho_w, \rho_o = \text{Densidad del agua y el aceite, lb/ft}^3$
 $B_o = \text{Factor de volumen del aceite, bbl/STB}$
 $\mu_o = \text{Viscosidad del aceite, cp}$
 $h_{op} = \text{Longitud del intervalo disparado, ft}$
 $h_o = \text{Longitud de la zona de aceite, ft}$
 $r_e = \text{Radio de drene, ft}$

Para yacimientos anisotrópicos, los autores correlacionaron el gasto crítico adimensional con el radio adimensional y cinco diferentes penetraciones fraccionales en el pozo. Se presentó una correlación en una forma gráfica.

S. K. Lucas, J. R. Blake y A. Kucera (1990) ^[24] publicaron su trabajo sobre un método que incluía la generación de una frontera integral para modelar la conificación de agua. La formulación cuando el pozo es aproximado mediante una serie de fuentes y ‘sumideros’ o líneas de succión, y así simular la geometría actual del pozo de aceite.

Las consideraciones que se toman en cuenta son:

- Todo el fluido en el yacimiento bajo presión natural de la roca.
- Temperatura del fluido en equilibrio con la roca.
- Presión natural del yacimiento asiste la producción.
- La producción genera una presión de succión que actúa sobre el agua y el aceite, causando que la interface agua-aceite ascienda.
- Las fuerzas de gravedad (Δp) disminuyen el ascenso de la interfaz.
- Si el gasto es constante, y existe un equilibrio de fuerzas viscosas y gravitacionales, la interfaz tendrá un nivel estable.
- Si las fuerzas del pozo son mayores, la interfaz aumenta su nivel, y viceversa.
- Si el aumento de la capa de agua va hacia el pozo, se le llama conificación.

El trabajo de Lucas, Blake y Kucera nos dice que a lo largo de diversos estudios, la ecuación de Darcy ha sido modificada en relación a las permeabilidades relativas y saturaciones, pero los modelos sufren inestabilidades cerca del pozo. Para resolver estas inestabilidades, se propone utilizar pasos de tiempo restringidos o condiciones de frontera. Las inestabilidades tienen lugar debido a que los fluidos incrementan su velocidad justo antes de llegar al pozo, este aumento es causado por la presión de succión.

El modelo LBK, está a un nivel macroscópico, por lo que Δp y ΔP son los factores dominantes.

Para el desarrollo de ecuaciones, se tomaron las siguientes consideraciones:

- Fluidos inmiscibles.
- Todo el espacio poroso está saturado con uno de los dos fluidos.
- Los fluidos tienen diferentes densidades y viscosidades.

Se tiene a ambos fluidos separados por una interface, donde aceite=1 y agua=2.

$$u^i = - \left(\frac{k}{\mu_i} \right) \nabla \hat{p}^i \text{ para } i = 1, 2, \dots \quad (3.22)$$

Donde:

$k = \text{Permeabilidad, md}$

$\mu = \text{Viscosidad, cp}$

$\hat{p}^i = p^{(i)} + \rho_i g z = \text{Presión modificada, psia}$

La condición de frontera fija para las partículas en la interface está dada por:

$$\frac{\partial \zeta}{\partial t} + u \frac{\partial \zeta}{\partial r} - v = 0 \text{ en } z = \zeta(r, t) \dots (3.23)$$

Donde:

$u = \text{Velocidad radial (r), ft/s}$

$v = \text{Velocidad axia (z), ft/s}$

$\zeta = \text{Altura adimensional}$

$t = \text{Tiempo, seg}$

$r = \text{Radio, ft}$

Posterior a esto, realizan la tarea de hallar la fuerza de succión, que denotan como la presión de succión en un medio poroso infinito.

$$p^* = \frac{-m\mu_1}{4\pi k \sqrt{(z-h)^2 + r^2}} \dots (3.24)$$

Donde:

$m = \text{Configuración del gasto de flujo (sink, line sink, point sink), adim}$

$\mu = \text{Viscosidad, cp}$

$k = \text{Permeabilidad, md}$

$z = \text{Altura del fluido superior, ft}$

$h = \text{Altura del fluid inferior, ft}$

$r = \text{Radio, ft}$

Para los puntos y líneas de succión, en diversas configuraciones, manejan algunas propiedades básicas, que son: punto de succión, punto fuente, succión/fuente múltiple, línea de succión.

En su trabajo, también incluyen la formulación de presión de fondo y su solución.

Guo y Lee (1993) ^[25] demostró que la existencia de un cono inestable depende en el gradiente vertical de presión debajo del pozo. Encontraron que el gradiente vertical de presión fue mayor que el gradiente de presión hidrostático del agua cuando el cono de agua se hizo inestable. Basados en los datos de simulación, desarrollaron una correlación para calcular el gasto crítico de aceite y determinar la penetración del pozo óptima como:

$$q_{oc} = \frac{\Delta\rho k_v}{\mu_o} \left[r_e - \sqrt{r_e^2 - r_w^2} \right]^2 \left[\frac{k_v}{\sqrt{k_h^2 + k_v^2}} + \frac{h_{op} \left[\frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_e} \right]}{\ln \frac{r_e}{r_w}} \right] \dots (3.25)$$

Donde:

$\Delta\rho$ = Diferencia de densidades entre los fluidos, lb/ft³

k_v, k_h = Permeabilidad vertical y horizontal, md

μ_o = Viscosidad del aceite, cp

r_e, r_w = Radio de drene y radio de pozo, ft

h_{op} = Longitud del intervalo disparado, ft

Menouar y Hakim (1995) ^[26] estudiaron los efectos de diversos parámetros de yacimiento como la relación de anisotropía y relación de movilidad en el comportamiento de la conificación. Estimaron el gasto crítico de producción de aceite basados en un gran número de simulaciones y sus resultados fueron similares a otros trabajos publicados.

Wu, Reynolds y Markitell (1995) ^[27] consideró el campo Amber en el golfo de México para su estudio. EL objetivo del estudio es observar la preferencia de los pozos horizontales a retrasar la conificación de agua y mejorar la recuperación de aceite. Los resultados mostraron que la penetración de los pozos horizontales en los yacimientos con capa de gas puede reducir la conificación de agua.

Reham y colaboradores (2000) ^[28] Realizaron una simulación numérica para observar los efectos de distintos parámetros de yacimiento y fluidos en la conificación de agua. Los resultados arrojados del experimento indicaron que la conificación de agua tiene una mayor tendencia en yacimientos de aceite pesado que en yacimientos de aceite ligero. Una relación agua-aceite baja significa una mayor recuperación de aceite y menor tendencia a conificarse. Se encontró una relación inversa en la permeabilidad horizontal a la tendencia de conificarse y relación directa con la producción acumulada.

Makinde y colaboradores (2011) ^[29] Utilizaron el simulador ECLIPSE100 de aceite negro para estudiar el comportamiento de la conificación de agua en pozos horizontales. La columna de aceite debajo del intervalo perforado se consideró como un parámetro crítico en la correlación. Observó que un incremento en la producción aceleraba la formación de la conificación de agua en pozos horizontales. Alta permeabilidad horizontal es preferentemente susceptible a retrasar el cono de agua. La permeabilidad vertical no presenta ningún efecto antes de presentarse la conificación de agua. Una alta porosidad contribuye al retraso de la conificación de agua.

3.3 MÉTODOS DE CONTROL DE LA CONIFICACIÓN DE AGUA

J. C. Karp y colaboradores (1962) ^[30] consideraron diversos factores que se relacionan para crear, designar y localizar barreras horizontales para controlar la conificación de agua. La información sirve para la selección de los materiales, dimensión y posición de la barrera horizontal, además del radio de la barrera, su espesor y su permeabilidad.

Para ellos, la forma del cono de agua describe la caída de presión en el yacimiento, los efectos de una barrera impermeable en la posición de la formación del cono es esencialmente la misma al considerar la longitud de la barrera. La colocación de la barrera horizontal requiere la creación de una fractura horizontal mediante la técnica de un solo punto de entrada, posteriormente, para llenar la fractura se requiere de

dos métodos; el primero de ellos consiste en utilizar apuntalante en la fractura antes de llenarlo con cemento, y el segundo consiste en fracturar con un fluido e inmediatamente llenarlo con cemento adicionado con el propio apuntalante.

Dentro del diseño de la barrera, estudios anteriores determinaron que la colocación óptima de la barrera es por debajo del intervalo productor. Los autores consideraron un radio óptimo que depende del costo asociado a la cantidad de cemento utilizado para colocar la barrera horizontal. Para determinar el radio óptimo utilizaron el concepto de superficie libre, considerando las siguientes ecuaciones.

$$q_o = \frac{\pi k g (\rho_w - \rho_o) (h^2 - D^2)}{\mu_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \dots (3.26)$$

Donde

q_o = Gasto crítico de producción en el cual se puede producir agua, STB/d

k = Permeabilidad, md

g = Fuerza de gravedad, ft/s²

ρ_w, ρ_o = Densidad agua (w) y aceite (o), lb/ft³

h = Espesor de la zona de aceite, ft

D = Profundidad de la penetración de pozo, ft

μ_o = Viscosidad del aceite, cp

r_e = Radio de drene, ft

r_w = Radio del pozo, ft

Y una segunda expresión:

$$Z = h - \sqrt{h^2 - (h^2 - D^2) \frac{\ln\left(\frac{r_e}{r}\right)}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}} \dots (3.27)$$

Donde

Z = Forma máxima estable del cono de agua en un sistema radial

$h =$ Espesor de la zona de aceite, ft

$D =$ Profundidad de la penetración del pozo, ft

$r_e =$ Radio de drene, ft

$r_w =$ Radio del pozo, ft

$r =$ Radio, ft

Graficaron el gasto contra tiempo y se obtuvieron una serie de curvas, estas indican la producción acumulada de aceite con agua libre en función de años para producir el primer barril de agua a distintos radios.

El modelo que se consideró para el diseño consiste en la existencia de dos conos de agua estables, el primero de ellos para el diámetro del pozo y el segundo para el diámetro de la barrera horizontal. El funcionamiento de esta técnica se muestra en la Figura 28, ilustrando los componentes.

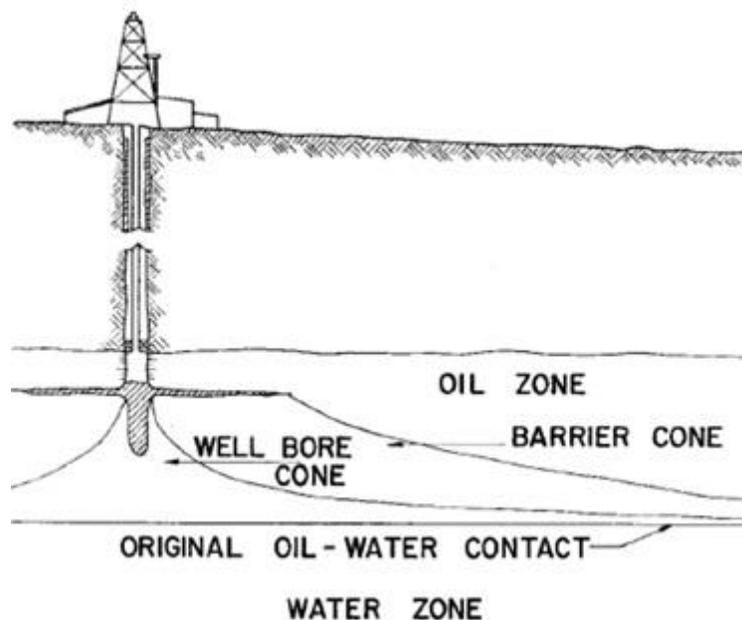


Figura 28. Barrera horizontal para controlar la conificación de agua. [33]

Dentro de su publicación, establecieron un prototipo experimental para probar los efectos de diferentes barreras de cemento en base a una ecuación que relaciona la permeabilidad y la cementación a lo largo del intervalo. Aplica bajo la condición de que la producción de aceite sea única para mantener un cono de agua debajo de la barrera sin producir agua a su alrededor. Además, se realizó una prueba

experimental para corroborar la penetración del cemento en una celda mediante un recipiente a presión y temperatura constante, soportando presiones arriba de 1500 psi.

Concluyeron que los yacimientos con alta densidad o alta viscosidad del aceite, baja permeabilidad o un espesor muy delgado en la zona de aceite no eran aplicables para utilizar esta tecnología. Por otra parte, esta tecnología impide la producción de aceite por empuje de agua.

Smith y Pirson (1963) ^[31] investigaron directamente el efecto del fluido de inyección para controlar el efecto de conificación de agua en pozos de aceite y gas. Consideraron factores como la posición y longitud en el intervalo terminado, punto de inyección de fluido, viscosidad del fluido inyectado y espesor de las secciones de agua y petróleo. Encontraron que la relación agua-aceite se redujo inyectando aceite en un punto debajo del intervalo productor y se observó que la reducción fue mejorada al inyectar un fluido más viscoso que el aceite del yacimiento.

Obtuvieron que: a) El punto óptimo de inyección se encuentra en el punto más cercano al fondo del intervalo productor, pero de manera que no interfiera con la producción de aceite con un gasto de producción normal, b) El punto de inyección debe estar ubicado por debajo del gasto de producción para maximizar la eficiencia en el control de la conificación, c) Se requerirá mayor volumen de fluido de inyección para tiempos futuros, y d) Se puede tener control de la movilidad de los fluidos mediante la inyección de aditivos químicos tales como surfactantes y polímeros (u otros agente gelificantes) dentro del cuerpo de agua o la conificación.

R. W. Luhnig y colaboradores (1990) ^[32] presentaron el proyecto AWACT (por sus siglas en inglés, Anti Water Coning Technology), el cual fue desarrollado en conjunto por 'Alberta Oil Sand Technology and Reservoir Authority', 'The Alberta Energy Company' y 'Westcoast Petroleum Ltd'.

El proyecto AWACT engloba la estimulación de un pozo productor mediante la inyección de un bache de gas natural y una mezcla de agentes químicos para inhibir el flujo de agua hacia el pozo. AWACT es presentado como solución para el para el

problema de la conificación de agua con aplicación potencial para un rango de características de yacimiento, decrece la movilidad del agua en términos relativos, afecta las permeabilidades relativas de los fluidos del yacimiento, favoreciendo así la movilidad del aceite y no la del agua. Una de sus principales ventajas es la de ser un proceso simple, de bajo costo y que no genera daño a la formación, además, el tratamiento utiliza materiales típicos y el tratamiento dura una semana. El gas es comprimido en el pozo.

El incremento de la producción de aceite en AWACT se atribuye a la reducción de la saturación residual de aceite. Esto es creíble para el resultado de que la permeabilidad relativa cambia cuando el gas es introducido al medio poroso que contiene las fases de aceite y agua. La saturación de aceite residual decrece cuando incrementa la saturación de gas, además, la presencia de gas causa una significativa reducción en la permeabilidad del agua.

Los autores realizaron series de experimentos inundando el núcleo para generar datos que suplementen el modelo numérico. Los núcleos fueron saturados con agua, aceite y gas. Los resultados muestran que la permeabilidad relativa del agua decrece seguida de una inyección de gas, el aceite residual es producido. Por otra parte, se reporta que en las pruebas de campo la variación de resultados se debió a los diferentes volúmenes del bache de gas. La inyección de los agentes químicos junto con el bache de gas alteran la mojabilidad intermedia y tiene efecto en las permeabilidades relativas.

Los pozos o escenarios candidatos deben cumplir cierto rango de características:

- Viscosidad de crudo medio a pesado.
- Tener suficiente información: Datos de perforación, terminación y alteraciones del pozo. Saturaciones de fluido y sus propiedades y producción.

Algunas de las características del proyecto son:

- El gasto de inyección del gas es típicamente más alto de 15000 MSC por día.

- Posterior a la inyección de gas, el pozo es cerrado y se permite mojar (smoak, remojar) por un período antes de que el pozo sea despresurizado por un golpe de retorno de gas.

E. D. Dalrymple y colaboradores (Halliburton Services, 1992) ^[33] desarrollaron un proceso que incorpora un cemento de partícula pequeña (por sus siglas en inglés, Small Particle Size Cement) en una emulsión base aceite que contenga un surfactante. El sistema permite altas concentraciones de SPSC en el aceite y retarda la reacción del cemento con el agua para permitir una alta penetración dentro de microcanales de gran permeabilidad y fracturas para expulsar o remover el agua.

El proceso fue nombrado ‘Proceso Selectivo de Control de Agua’ (Selective Water Control Process) y es utilizado junto con polímeros de ‘juego cruzado’ (crosslinked) para obtener una reducción del agua junto con sus problemas asociados, es decir, evitar la producción de polímeros acompañados de corrosión y bacterias.

SPSC es una tecnología de cementante que irrumpe como única característica para operaciones de cementación primaria y de solución, se utilizan partículas 10 veces más pequeñas que los cementos convencionales, este factor incrementa la penetración; las partículas son menores a 10 micras.

En términos generales, el proceso está compuesto por SPSC, un fluido de arrastre base aceite y un surfactante. No se utilizan empacadores ni bridas, sino que el contacto agua-aceite sea móvil para que la reacción ocurra.

R. S. Patel y colaboradores (1994) ^[34] documentaron la aplicación de un fluido de inyección para mitigar la conificación de agua, esta se llevó a cabo en Alberta, Canadá junto con la ‘Imperial Oil Resources’. Es el primer método o tecnología que plantea la inyección de un solvente seguido por la reinyección de aceite de producción, esto con el fin de reducir la permeabilidad en la zona de agua.

La Figura 29 muestra de manera seccional el concepto de la reinyección de aceite en la región cercana al pozo. La imagen compara dicha región con y sin la reinyección de aceite. La Figura 30 muestra la forma cilíndrica.

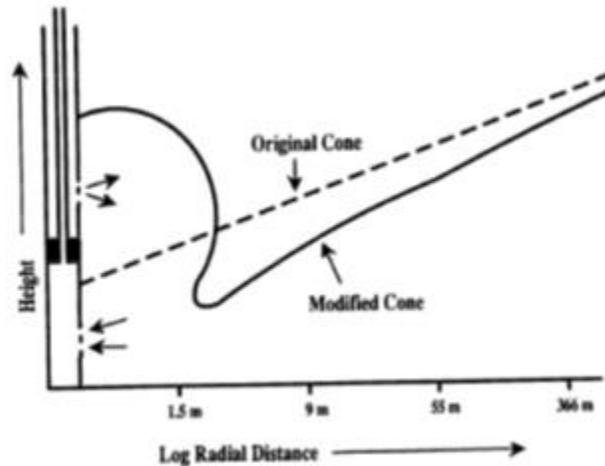


Figura 29. Proceso de reinyección de aceite. [34]

Los estudios de simulación numérica que realizaron utilizan un modelo físico para determinar la efectividad del proceso de reinyección de aceite.

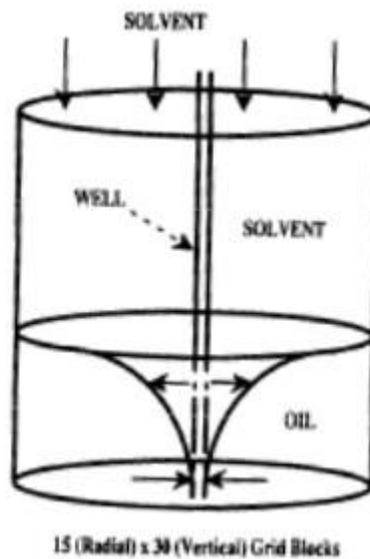


Figura 30. Modelo de simulación de re-inyección de aceite. [34]

Además, desarrollaron un tipo de terminación para optimizar la reinyección de aceite junto con el solvente. Es de destacar que el proceso no es de capital intensivo, no presenta cambios significativos para las operaciones del campo y el costo. Posterior a la prueba piloto, los autores concluyen que: a) La reinyección de aceite puede controlar la conificación e incrementar las reservas potencialmente, b) El radio de la

reinyección para el gasto de producción es la llave para controlar la conificación y el desempeño de la relación gas-aceite.

T. Chen y W. Wan (1996) [35] se basaron en el trabajo realizado por Muskat [1] y reconocieron también el trabajo realizado por Karp y sus colaboradores [33] para optimizar el proceso de las barreras horizontales impermeables, pero con la novedad de utilizar agentes gelificantes y emulsiones. Una de las razones para preferir el uso de una emulsión en lugar de un gelificante es la de reducir la densidad efectiva y lograr colocar el producto en la cima del acuífero.

K.R. Bowlin y C.K. Chea (1997) [36] Implementaron una técnica alternativa llamada “Segregación Gravitacional In-situ” (IGS por sus siglas en inglés) que logra mitigar los efectos de conificación del agua. La técnica IGS utiliza una doble terminación para balancear las fuerzas gravitacionales y viscosas en el yacimiento. Este método involucra producir un volumen significativo de agua a través de las perforaciones en la TR debajo del contacto agua-aceite mientras se produce el aceite en las perforaciones de la TR encima del contacto agua-aceite al mismo tiempo, tal y como lo muestra la Figura 31.

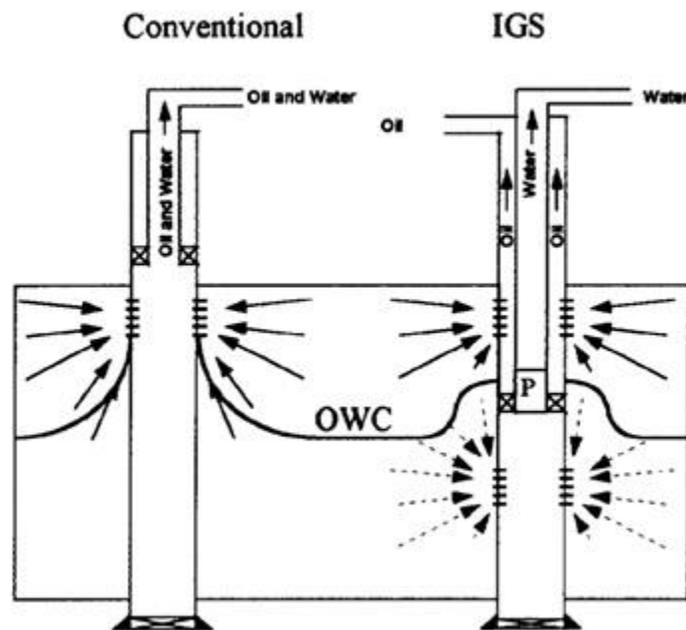


Figura 31. Esquema de terminación convencional y con IGS. [36]

Producir el agua debajo del contacto agua-aceite tiende a suprimir la creación del cono de agua, protegiendo la sección de aceite de la invasión de agua. Las fuerzas viscosas negativas (en dirección) impuestas por la extracción de agua debajo del contacto equilibran las fuerzas viscosas positivas impuestas por la extracción de aceite encima del contacto agua-aceite. Utilizando esta técnica, los gastos de producción de aceite pueden incrementarse en comparación con las terminaciones convencionales. Esta tecnología requiere de dos vías de producción; aceite con bajo corte de agua y agua con bajo corte de aceite.

Andrew K. Wojtanowicz (1997) [37, 38, 39 y 40] Diseñó una tecnología llamada “Donwhole Water Sink” (DWS por sus siglas en inglés). EL DWS es un método relativamente nuevo y ha sido objeto de estudio debido a su eficacia en pozos maduros a nivel mundial, en presencia de una fuerte conificación de agua. Puede controlar la conificación de agua desde la fuente y eliminarla completamente, así como incrementar el Índice de productividad. Este método es más efectivo cuando tenemos un acuífero asociado. Sin embargo, tiene sus desventajas; se requiere gran cantidad de energía para elevar tales volúmenes de agua a superficie, especialmente cuando el pozo es profundo y presenta una fuerte conificación de agua.

En la tecnología DWS, se perfora el pozo a través de la zona de aceite hasta el acuífero. Lo siguiente es realizar una terminación doble, tanto en la zona de aceite como en la zona de agua. Un empacador instalado en el contacto agua-aceite evita que el agua entre en el intervalo de aceite y viceversa. Durante la producción, el aceite fluye dentro de la terminación superior por el anular entre TR y TP; el agua es producida en la terminación inferior por TP. Como resultado, el aceite producido no contiene porcentaje de agua y el agua drenada no contiene porcentaje de aceite. Esta explicación se ilustra en la Figura 32.

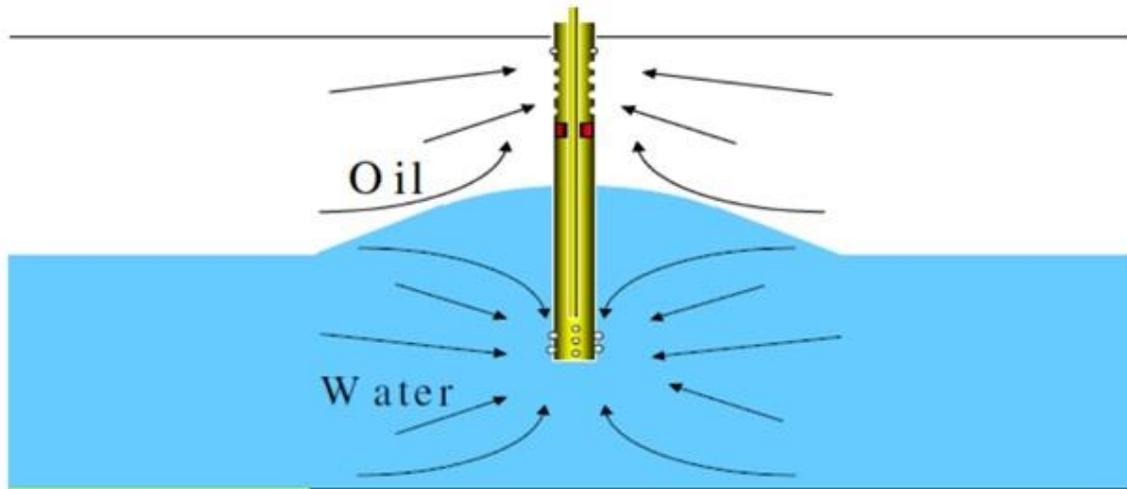


Figura 32. Principio del control de agua del DWS. [37]

En pozos maduros con problemas de conificación de agua, el DWS puede reducir el cono y eliminarlo después de su irrupción. Los pozos instalados con este método han recuperado un gran volumen de aceite remanente comparado con pozos convencionales.

Hasta ahora, el método DWS ha sido probado en distintos tipos de yacimientos en el mundo con grandes resultados. Otra desventaja de esta técnica es la gran cantidad de agua extraída, lo cual requiere una mayor infraestructura para su manejo y tratamiento, incrementando el costo de producción.

Para mantener una interface agua-aceite se utiliza una sola tubería de producción. La tubería de producción se coloca a una distancia igual o menor al 50 por ciento del espesor total de la capa de agua para tener una producción de agua constante. El segundo intervalo disparado se ubicará en una porción del espesor de la capa de aceite.

La principal limitación de análisis al sistema DWS es una falta analítica representativa en la transición de la zona agua/aceite (transición capilar) y efectos a cambios de saturación del agua en la contaminación del agua producida.

Estas investigaciones muestran las desventajas del sistema DWS como: grandes cantidades de agua producida, caída de presión drástica en el yacimiento y costo

adicional de manejo del agua así como su disposición. La Figura 33 esquematiza el diseño del pozo con DWS y su respectivo esquema de producción.

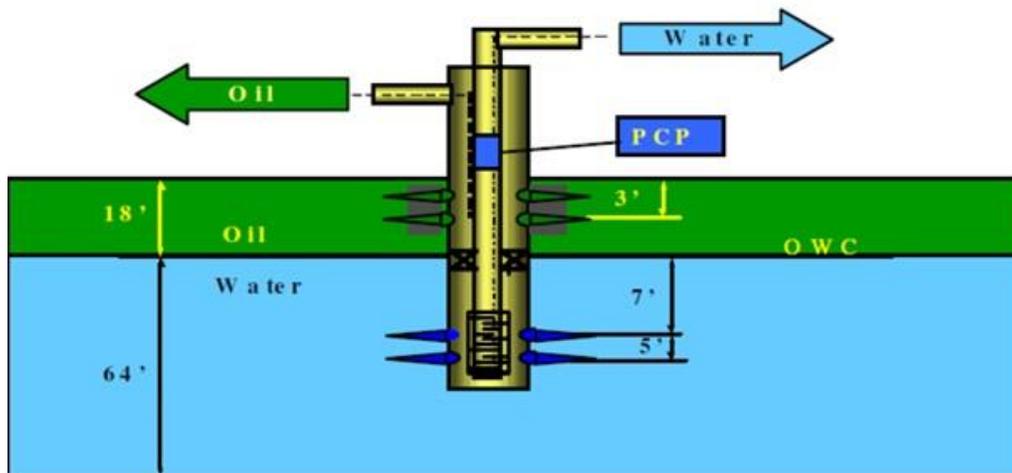


Figura 33. Terminación típica de un pozo con DWL. [37]

Una manera simple de calcular el gasto crítico de producción de aceite y gasto de drene del agua, es mediante un equilibrio de fuerzas y balance de energía a lo largo del eje vertical del pozo DWS. La aproximación a tal modelo es:

- 1.- Q_{opc} = Gasto máximo de aceite libre de agua en la cima de la terminación. Si el gasto de producción sobrepasa el gasto máximo, el agua irrumpirá dentro del pozo.
- 2.- Q_{wdc} = Es el máximo gasto de drene del agua libre de aceite en el intervalo de la zona de agua. Si el drenado del agua es mayor al gasto máximo, el aceite irrumpirá hacia la zona del agua ocasionando una conificación inversa.

Para mitigar el problema de producir agua contaminada y maximizar la recuperación de aceite con la tecnología DWS, se debe de asegurar una planeación y diseño efectivos. Las recomendaciones hechas por los autores de esta tecnología describen lo siguiente:

- Se deben correr registros en el pozo, así como recopilar una cantidad de información adecuada para comprender la extensión del agua, el desarrollo en la saturación transicional del agua con respecto al tiempo y la posible ubicación del contacto agua-aceite.

- Es necesario comprender perfectamente la historia del campo.
- Es deseable contar con datos de presión capilar a partir de núcleos.
- En la ausencia de núcleos, la información de la presión capilar, puede ser obtenida a través de registros eléctricos y utilizando un gráfico típico de capilaridad.
- Para evitar la irrupción de aceite al intervalo productor de agua, este último debe estar ubicado lo más profundo posible a medida de la capacidad de manejo del agua.

F. Verga y D. Viberti (2005) ^[41] estudiaron la efectividad de los pozos multilaterales para controlar la conificación de agua. En su trabajo, destacan la optimización de la recuperación de aceite y la minimización de la conificación y producción de agua.

En su estudio de simulación, generaron un yacimiento de aceite con un acuífero asociado, y con producción por empuje de agua. Las dimensiones del bloque fueron constantes, la única variable permitida fue la del espesor de la capa de aceite. El pozo siempre fue ubicado en el centro del modelo, se despreciaron fuerzas capilares y se consideró al acuífero infinito. Las geometrías de los pozos se diversificaron entre verticales, horizontales y multilaterales, teniendo una clasificación para estos últimos.

En los resultados de simulación, que fueron dados por diferentes configuraciones de pozo, se comparan estos con el gasto de aceite, producción acumulada de aceite, corte de agua y el índice de productividad. Obtuvieron una representación de los resultados en términos del incremento relativo (o decremento) de la producción acumulada de aceite.

$$\Delta N_p = \frac{N_p - N_{po}}{N_{po}} \dots (3.28)$$

Donde

N_p = Producción acumulada de aceite del pozo multilateral, STB/día

N_{po} = Producción acumulada de aceite del pozo vertical u horizontal, STB/día

Por otra parte, crearon una diferenciación de la efectividad de los pozos multilaterales en relación al medio ambiente, ya sea lacustre o fluvial. Consideraron todas las terminaciones de los pozos a agujero descubierto.

Como conclusión, externan que los pozos multilaterales muestran gran eficiencia cuando son aplicados en pozos verticales. Las presiones de succión en pozos multilaterales se distribuyen y minimizan la conificación en un solo punto.

César A. Mantilla y colaboradores (2008) ^[42] desarrollaron un modelo de optimización y control de la conificación de agua con aplicación del conjunto de filtros Kalman. El ESK (por sus siglas en inglés Ensemble Kalman Filter) es un modelo de algoritmo actualizado que permite la rápida asimilación de la respuesta de producción en modelos de yacimientos y rinde procesos factibles en tiempo real. Se realizaron aproximaciones implementadas en el laboratorio utilizando paquetes de arenas con características de un yacimiento, se monitoreó la presión de producción y los gastos, y de esta manera se fue actualizando la permeabilidad en el paquete de arenas.

Ellos explican que para revertir la conificación de agua se necesita una temprana detección, y un modelado y control óptimo antes y durante el irrumpimiento al pozo. Recientemente, se han desarrollado tecnologías para el monitoreo *in-situ* de la presión y temperatura, tal es el caso de los sensores para la adquisición de datos de producción a tiempo real y que acarrearán información valiosa acerca de las propiedades del yacimiento y el proceso de conificación de agua en la vecindad del pozo.

Consideraron una ecuación para la propagación del cono, que es parcialmente determinada por la permeabilidad del yacimiento, y se define como:

$$\frac{\partial h}{\partial t} \propto \Delta P_{tot} = \frac{\mu}{2\pi kD} \ln \left[\frac{r_o}{b(1-h)} \right] - \Delta \rho g b h - 2P_c \dots (3.29)$$

Donde

h = Altura del cono desde el contacto agua – aceite original, ft

ΔP = Diferencia de presión de la cima del cono hasta el fondo del pozo, psia

μ = Viscosidad de aceite, cp

b = Distancia desde el pozo hasta el contacto WOC, ft

$\Delta\rho$ = Diferencia de la densidad de fluidos, lb/ft³

g = Fuerza de gravedad, ft/s²

P_c = Presión Capilar, psia

El 'ESK' proporciona un rápido modelo geológico actualizado en términos cortos o problemas locales (tal es el caso de la conificación de agua), además del control óptimo a tiempo real de las condiciones de operación.

El modelo es representado por el vector 'K' y es actualizado al emplear la siguiente ecuación lineal:

$$K^{new}_i = K^{old}_i + KG * (d_{ref} - d_i) \dots (3.30)$$

Donde

KG = Kalman Gain Matrix

d_{ref} = Vector que contiene el paquete de datos de producción del yacimiento real

K^{new}_i = Vector con la variable actualizada

K^{old}_i = Vector con la variable previa

d_i = Vector con el paquete de producción

Se creó un modelo de flujo de laboratorio en 2D compuesto de dos capas con diferentes tamaños de grano, donde la capa superior presentaba menor permeabilidad. Se asume una porosidad constante en un medio homogéneo de 25.9%.

La zona de aceite fue caracterizada por seis puntos de inyección en la cima del yacimiento a una presión constante, que es mantenida por un tanque de aire. Estos inyectores proveen una frontera a presión constante. Un pozo horizontal es localizado dentro de la capa de alta permeabilidad que está cercana a la interface con la capa de baja permeabilidad. La Figura 34 muestra el modelo de laboratorio que fue empleado para el desarrollo experimental.

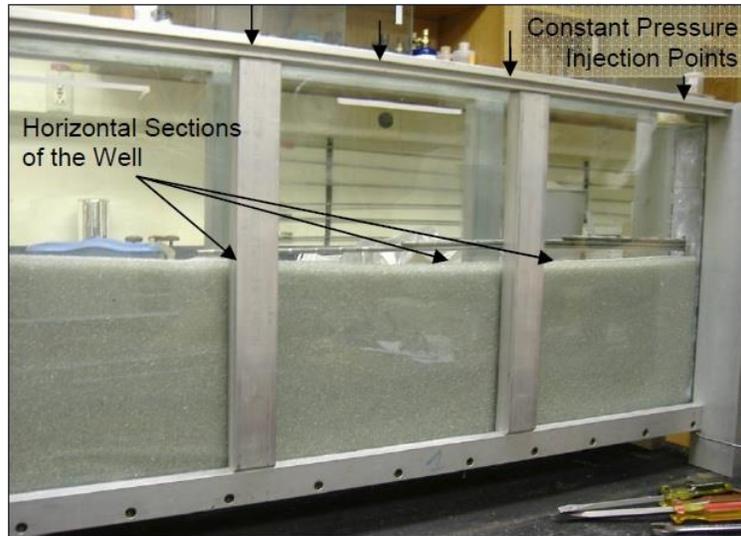


Figura 34. Modelo de flujo 2-D de laboratorio. [42]

El modelo de laboratorio fue simulado utilizando las mismas dimensiones del prototipo físico. Las condiciones de frontera fueron: 1) Presión constante de la inyección de aceite en la cima, 2) Presión constante del agua de inyección en el fondo y 3) Las presiones van de acuerdo a los datos capturados por los transductores de presión.

La Figura 35 ilustra el armado del equipo de laboratorio en el desarrollo experimental y sus componentes.

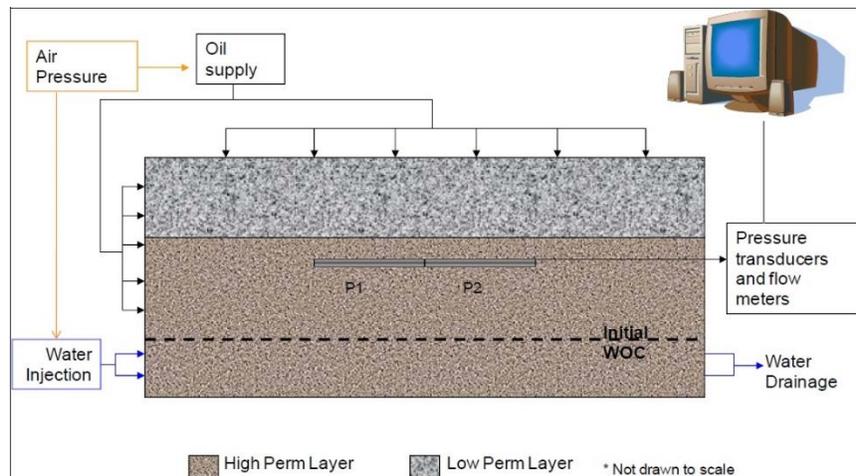


Figura 35. Simulación en laboratorio del medio poroso. [42]

Andrew K. Wojtanowicz y J.Lin (2009) [43, 44, 45 y 46] realizan una mejora a la tecnología DWS, llamada Downhole Water Loop (DWL por sus siglas en inglés). Esta optimización surge debido al costo incremental de producción debido al manejo del agua en superficie para mantener un equilibrio dinámico en la interfaz del pozo. La principal ventaja del sistema DWL es que mantiene las bondades del sistema DWS pero no requiere elevar el agua a superficie.

Un pozo con DWL produce aceite en el intervalo de interés de la capa de aceite, y drena el agua del acuífero en un intervalo ubicado debajo del contacto agua-aceite para posteriormente reinyectarlo en el acuífero a un intervalo más profundo del mismo, creando un ciclo de agua. La eficiencia del sistema depende fuertemente por la distancia entre los dos intervalos en la zona del agua y el espesor de la capa de agua, que logran una eficiencia en dicho ciclo.

En un estudio del DWL, Wojtanowicz y Shirman determinaron el efecto de comunicación hidráulica (filtrado en el cemento) entre el drenaje del agua y las zonas de inyección. La filtración reduce el tamaño de la zona de agua drenada debajo del intervalo productor, haciendo ineficiente el sistema.

El mecanismo de control de la conificación mediante el DWL está conformado por tres intervalos disparados, uno en la zona de aceite y dos en la zona de agua, de estos últimos uno tiene la función de drenar el acuífero y el otro de reinyectar ese volumen drenado en una capa inferior (del mismo acuífero), esto se ilustra con la Figura 36.

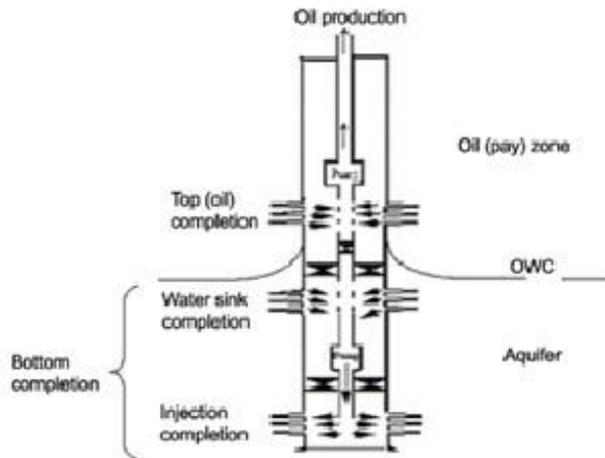


Figura 36. Terminación típica del DWL. [43]

El pozo está terminado en tres intervalos, dos de ellos se encuentran en la zona del acuífero y uno en la zona de aceite; a su vez, los intervalos se encuentran separados por un empacador dentro de la tubería de producción a la profundidad del contacto agua-aceite. El intervalo de la zona de agua y la zona de aceite contienen una bomba sumergible, tal y como se muestra en la Figura 37. La bomba en la zona de aceite eleva el petróleo hacia la superficie mientras que, la bomba en la zona de agua drena el agua cerca del contacto agua-aceite hacia el pozo y es reinyectado en un intervalo más profundo del acuífero, impidiendo la irrupción del agua en la producción de aceite.

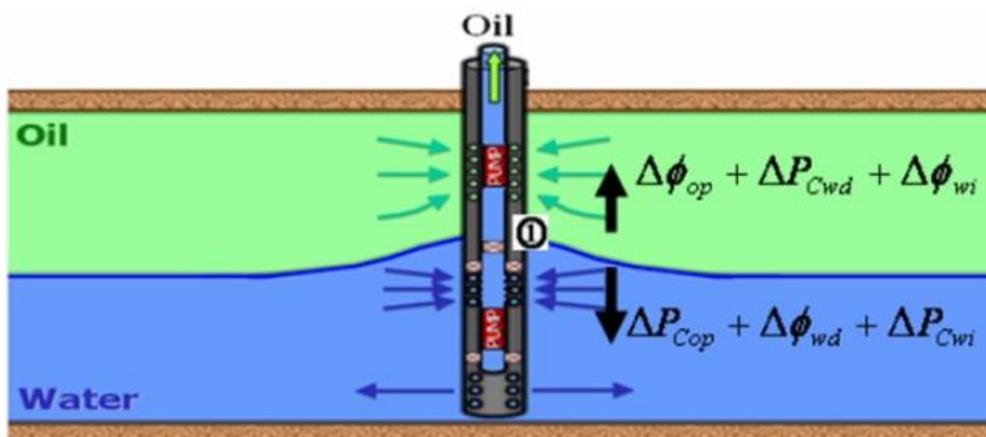


Figura 37. Mecanismo de control de la conificación de agua por DWL. [43]

El mecanismo DWL esquematizado en la Figura 38 muestra las líneas de flujo dentro del sistema radial. En este sistema radial, el cambio de la presión con

respecto del radio dp/dr es inversamente proporcional al radio $1/r$ (Smith y Pirson, 1963). Esto significa que a mayores distancias del pozo, el gradiente de presión será extremadamente pequeño. Este gradiente de presión todavía es más pequeño en la zona del acuífero. Mediante la reinyección del agua a una zona más profunda dentro del intervalo del agua puede minimizar la conificación de agua.

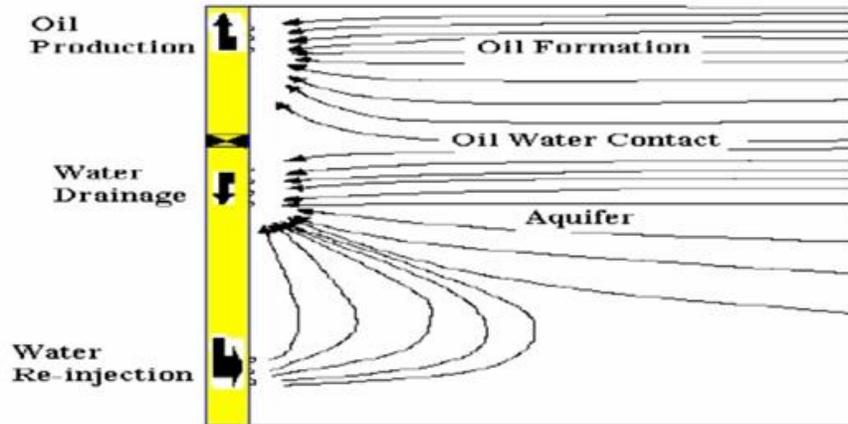


Figura 38. Líneas de flujo resultantes de la terminación DWL en un sistema 2-D. [43]

Existen tres consideraciones para poder realizar una instalación del sistema DWL al pozo:

- 1.- Q_{opc} = Gasto máximo de aceite libre de agua en la cima de la terminación. Si el gasto de producción sobrepasa el gasto máximo, el agua irrumpirá dentro del pozo.
- 2.- Q_{wdc} = Es el máximo gasto de drene del agua libre de aceite en el intervalo de la zona de agua. Si el drenado del agua es mayor al gasto máximo, el aceite irrumpirá hacia la zona del agua ocasionando una conificación inversa.
- 3.- D/I = es el espacio mínimo Z_{min} necesario para evitar la conificación de agua, Si existe una mayor distancia entre los intervalos, el gasto de producción permanecerá constante.

Con las siguientes ecuaciones podemos calcular el gasto operacional, tanto del aceite como del agua para evitar una entrada de fluido no deseado al intervalo de aceite y viceversa.

$$Q_{opc} = \frac{Q_{wd}B_w h_o}{MB_o h_w} (1 - D_{di}) + \frac{0.0030606K_o h_o (\gamma_w - \gamma_o)}{B_o \mu_o \ln \frac{r_e}{r_w}} (Z_{op} - Z_{wd} + Z_{wd} D_{di}) \dots (3.31)$$

$$Q_{wdc} = \frac{Q_{op} M B_o h_w}{B_w h_o} \frac{1}{(1 - D_{di})} + \frac{0.0030606K_w h_w (\gamma_w - \gamma_o) (Z_{wd} - Z_{op} - Z_{wd} D_{di})}{B_w \mu_w \ln \frac{r_e}{r_w} (1 - D_{di})} \dots (3.32)$$

$$Z_{min} = \sqrt{\frac{\left[\frac{Q_{wd} B_w h_o}{M B_o h_w} + \frac{0.0030606 K_o h_o (\gamma_w - \gamma_o) Z_{wd}}{B_o \mu_o \ln \frac{r_e}{r_w}} \right] Z_{wd}}{\frac{\partial Q_{opc}}{\partial Z_{di}}}} - Z_{wd} \dots (3.33)$$

Para

$$0 < Z_{min} < 0.8h_w$$

Y donde:

Q_{wd} = Gasto de agua máximo libre de aceite

B_w = Factor de volumen del agua

h_o = Espesor de la zona de aceite

M = Movilidad

B_o = Factor de volumen del aceite

h_w = Espesor de la zona de agua

D_{di} = Diámetro interior

k_o = Permeabilidad efectiva al aceite

γ_w, γ_o = Densidad del agua y el aceite

μ_o, μ_w = Viscosidad del aceite y del agua

r_e, r_w = Radio de drenaje y radio de pozo

Z_{op} = Distancia de la zona de producción de aceite

Z_{wd} = Distancia de la zona de drenaje de agua

El espaciamiento entre el intervalo de drenaje y el intervalo de inyección del agua, debe tener una mínima distancia para un óptimo funcionamiento del sistema y el

looping. Mientras sea mayor la distancia entre el drene e inyección, la productividad y eficiencia del equipo aumenta.

Aunque parezca atractivo, la técnica DWL está limitada por las características del pozo-yacimiento tales como la viscosidad del aceite, permeabilidad relativa al aceite, espesor del acuífero, penetración del pozo, y anisotropía del yacimiento.

Se realizó un estudio de sensibilidad revelando los factores más críticos en la implementación del sistema DWL para un yacimiento en específico: espesor crítico de la zona de agua, valor límite en la relación de movilidad y un fuerte efecto en la permeabilidad anisotrópica del yacimiento y la capa de agua.

Algunas de las conclusiones más importantes acerca del DWL son:

- Un mayor espacio entre las terminaciones del drene de agua y reinyección (D/I) mejora el rendimiento del pozo reduciendo el corte de agua e incrementando el gasto de aceite.
- Existe un valor óptimo de espacio entre D/I, por encima de este valor no existe una mejora.
- Para cada sistema DWL, existe una combinación en el gasto de producción de aceite, gasto de drene de agua y gasto de inyección de agua y distancia entre D/I que resultará en una producción de aceite sin corte de agua.
- El sistema DWL funciona efectivamente para pequeñas distancias entre D/I. Esto significa que el sistema puede funcionar con acuíferos de poco espesor.
- Pozos con DWL pueden incrementar significativamente la producción de aceite en comparación con pozos convencionales.

Terry W. Stone y colaboradores (2015) ^[47] optimizaron el diseño de los AICD (por sus siglas en inglés, Autonomous Inflow Control Devices) para la conificación de agua y gas. Estos dispositivos de control son diseñados para proveer un nivel de flujo a través de las zonas de producción mediante un ajuste en la terminación en orden de balancear la caída de presión. El nuevo diseño permite el desarrollo de un control autónomo, además de que las fuerzas de flujo de los fluidos dependen de las fuerzas inerciales y viscosas.

Su trabajo es conformado por tres secciones: 1) Desempeño publicado de los AICD (dos dispositivos comerciales y disponibles), 2) Estudio de optimización y 3) Comparación de la producción de aceite y el control de agua.

Existe una configuración genérica con múltiples ICD's y empacadores delimitadores. Ambos dispositivos (ICD y AICD) son desplegados en un compartimiento donde los bordes o extremos son sellados con un empacador, y estos son posicionados en la pared de la tubería entre un espacio anular delimitado por el aparejo de producción. La Figura 39 esquematiza la distribución de estos componentes en una tubería horizontal que está en contacto con la formación.

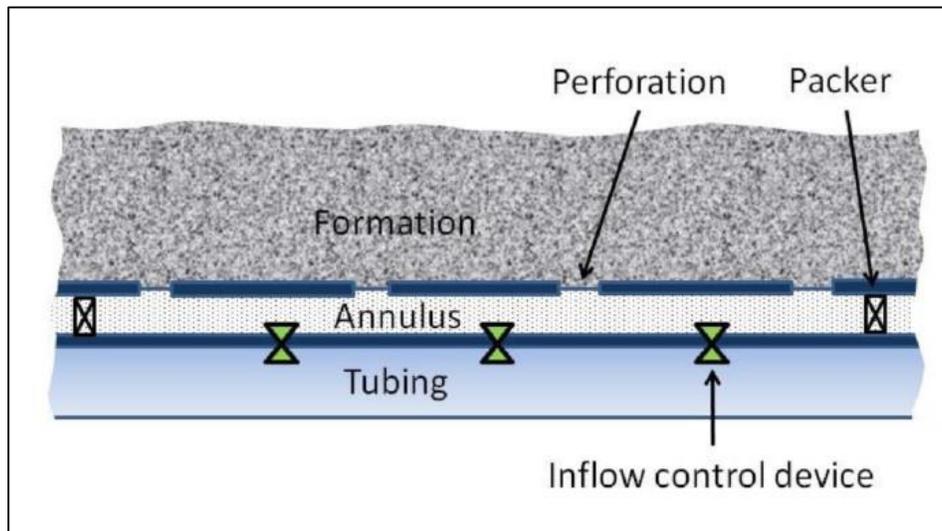


Figura 39. Terminaciones genéricas con múltiples posiciones de AICD delimitados por empacadores. [44]

Existen diseños que incluyen orificios, tuberías y hélices, a diferencia de los ICD's los AICD's pueden o no tener partes móviles, pero no pueden cambiar o modificar su estado en respuesta a la afluencia. Estos dispositivos son modelados con técnicas avanzadas de pozos multi segmento. La caída de presión a través de espacio anular y el AICD es caracterizada por la suma de un componente de fricción y un componente de forma.

$$\Delta P_{AICD+annulus} = \Delta P_{fric} + \Delta P_{form} \dots (3.34)$$

La caída de presión a través de cada espacio anular es modelada con el componente de fricción, calculado para una ecuación de Bernoulli estándar.

$$\Delta P_{fric} = 2C_u f \frac{L}{D} \rho_{mix} v |v| \dots (3.35)$$

Donde

C_u = Factor de conversión

f = Factor de fricción de Fanning

L = Longitud de fricción del dispositivo

D = Diámetro Hidráulico del canal de flujo

ρ = Densidad in – situ del fluido en el dispositivo

v = Velocidad de la mezcla a través del segmento anular

Se realizaron las pruebas para los tres tipos de dispositivos, y compararon los resultados en función del corte de agua y el incremento de la producción de aceite. Para esto, se realizaron dos simulaciones cuando todos los pozos habían sido equipados con los diferentes dispositivos y sus combinaciones.

REFERENCIAS

- [1] M. Muskat y R. D. Wyckoff, "AN APPROXIMATE THEORY OF WATER CONING IN OIL PRODUCTION". Tulsa Meeting. Octubre de 1934.
- [2] M. G. Arthur, "FINGERING AND CONING OF WATER AND GAS IN HOMOGENEOUS OIL SAND". Los Ángeles Meeting. Octubre de 1943.
- [3] H. R. Meyer y A. O. Garder, "MECHANICS OF TWO INMISCIBLE FLUIDS IN POROUS MEDIA". Journal of Application Physics. Noviembre de 1954.
- [4] Charles R. Smith y Sylvain J. Pirson, "WATER CONING CONTROL IN OIL WELLS BY FLUID INJECTION". The U. of Texas, Austin, Texas. Diciembre 1963. SPE-613.
- [5] Gian Luigi Chierici y Giuseppe M. Ciucci, "A SYSTEMATIC STUDY OF GAS AND WATER CONING BY POTENTIOMETRIC MODELS". Agip-Direzione Mineraria, San Donato Milanese, Italy. Agosto 1964.
- [6] D. P. Sobocinski y A. J. Cornelius, "A CORRELATION FOR PREDICTING WATER CONING TIME. Esso Production Research CO, Houston, Texas. Julio de 1964.
- [7] Claude Bournazel y Bernard Jeanson, "FAST WATER-CONING EVALUATION METHOD". Institut Français du Pétrole. Octubre de 1971. SPE-3628.
- [8] A. R. Khan, "A SCALED MODEL STUDY OF WATER CONING". SPE-AIME, The U. of Texas at Austin. Junio de 1970. SPE-2456.
- [9] M. J. Wheatley, "AN APPROXIMATE THEORY OF OIL/WATER CONING". Clyde Petroleum plc. Septiembre de 1985. SPE-14210.
- [10] P. Permadi, "HORIZONTAL WELL COMPLETION WITH STINGER FOR REDUCING WATER CONING PROBLEMS. Proceedings of the SPE Production Operations Symposium, Oklahoma City. Marzo de 1997. SPE 37464.
- [11] Henry J. Welge y A. G. Weber, "USE OF TWO-DIMENSIONAL METHODS FOR CALCULATING WELL CONING BEHAVIOR". Jersey Production Research CO., Tulsa, Oklahoma. Diciembre de 1964. SPE 892.

- [12] S. J. Pirson y M. M. Mehta, "A STUDY OF REMEDIAL MEASURES FOR WATER-CONING BY MEANS OF A TWO-DIMENSIONAL SIMULATOR". Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, New Orleans. Octubre de 1967. SPE 1808.
- [13] R. C. MacDonald y K. H. Coats, "METHODS FOR NUMERICAL SIMULATION OF WATER AND GAS CONING". Texas Petroleum Research Committee, Austin, Texas. Junio de 1970. SPE 2796.
- [14] J. P. Letkeman y R. L. Riddings, "A NUMERICAL CONING MODEL". Second Symposium on Numerical Simulation of Reservoir Performance. Febrero de 1970. SPE 2812.
- [15] R. S. Schols, "WATER CONING – AN EMPIRICAL FORMULA FOR THE CRITICAL OIL – PRODUCTION RATE". Erdoel-Erdgas-Zeitschrift. Enero de 1972.
- [16] William B. Byrne Jr. y Richard A. Morse, "THE EFFECTS OF VARIOUS RESERVOIR AND WELL PARAMETERS ON WATER CONING PERFORMANCE". 1973. SPE 4287.
- [17] R. T. Miller y W. L. Rogers, "PERFORMANCE OF OIL WELLS IN BOTTOM WATER DRIVE". Proceedings of the 48th Annual Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME. Septiembre de 1973. SPE 4633.
- [18] D. N. Blades y D. H. Stright, "PREDICTING HIGH VOLUME LIFT PERFORMANCE IN WELLS CONING WATER". Ashland Oil Canada Limited, Calgary, Canadá. 1975. JCPT 75-04-06.
- [19] N. Mungan, "A THEORETICAL AND EXPERIMENTAL CONING STUDY". Petroleum Recovery Research Institute, Calgary, Canadá. SPE-AIME 49th Annual Fall Meeting, Houston, Octubre de 1974. SPE 4982.
- [20] J. E. Chappellear y G. J. Hirasaki, "A MODEL OF OIL-WATER CONING FOR TWO-DIMENSIONAL AREAL RESERVOIR SIMULATION". SPEJ, Vol. 16, No. 2, Abril de 1976.
- [21] M. C. T. Kuo y C. L. Desbrisay, "A SIMPLIFIED METHOD FOR WATER CONING PREDICTIONS". 58th Annual Technical Conference and Exhibition held in San Francisco. Octubre de 1983. SPE 12067.
- [22] I. Chaperson, "THEORETICAL STUDY OF CONING TOWARD HORIZONTAL AND VERTICAL WELLS IN ANISOTROPIC FORMATIONS: SUBCRITICAL AND CRITICAL RATES". Total-CFP.

61th Annual Technical Conference and Exhibition of the SPE. Octubre de 1986. SPE 15377.

- [23] Lelf A. Hoyland, Paul Papatzacos y Svein M. Skjaeveland, "CRITICAL RATE FOR WATER CONING: CORRELATION AND ANALYTICAL SOLUTION". Noviembre de 1989. SPE 15855.
- [24] S. K. Lucas, J. R. Blake y A. Kucera, "A BOUNDARY-INTEGRAL METHOD APPLIED TO WATER CONING IN OIL RESERVOIRS". Journal Austral Math. Soc. Ser. B 32. Marzo de 1990.
- [25] B. Guo y R. L. H. Lee, "A SIMPLE APPROACH TO OPTIMIZATION OF COMPLETION INTERVAL IN OIL/WATER CONING SYSTEMS". SPEREE, Vo. 8, No. 4, Nov. 1993.
- [26] H. K. Menouar y A. A. Hakim, "WATER CONING AND CRITICAL RATES IN VERTICAL AND HORIZONTAL WELLS". SPE Middle East Oil Conf. Bahreim. Marzo de 1995. SPE 29877.
- [27] G. Wu, "A FIELD STUDY OF HORIZONTAL WELL DESIGN IN REDUCING WATER". Proceedings of the SPE International Meeting of Petroleum Engineering, Beijing, China. Noviembre de 1995. SPE 30016.
- [28] R. Recham, "EFFECTS OF WATER CONING ON THE PERFORMANCE OF VERTICAL AND HORIZONTAL WELLS – A RESERVOIR SIMULATION STUDY OF HASSI R'MEL FIELD, ALGERIA". Proceedings of the SPE/CIM International Conference on Horizontal Well Technology, Calgary, Canadá. Noviembre de 2000. SPE 65506.
- [29] Makinde F. A., Adefidipe O. A. y Craig A. J. "WATER CONING IN HORIZONTAL WELLS: PREDICTION OF POST-BREAKTHROUGH PERFORMANCE", Petroleum Engineering Department, Covenant University, Ota, Nigeria. Vol. 11 No. 01. Febrero de 2011.
- [30] J. C. Karp, D. K. Lowe y N. Marusov, "HORIZONTAL BARRIERS FOR CONTROLLING WATER CONING", Gulf Research & Development CO. Pittsburgh, PA. Julio de 1962. SPE-153.
- [31] Charles R. Smith y Sylvain J. Pirson, "WATER CONING CONTROL IN OIL WELLS BY FLUID INJECTION", The U. of Texas, Austin, Texas. Diciembre 1963. SPE-613.
- [32] Dr. R. W. Luhning, M. J. Chmllar y B. S. Anderson, "THE AOSTRA ANTI WATER CONING TECHNOLOGY (AWACT) PROCESS FROM

- INVENTION TO COMMERCIAL APPLICATION”, Aostra. Junio 1990. SPE 90-132.
- [33] E. D. Dalrymple, J. A. Dahl, L. E. East y K. W. McKown, “A SELECTIVE WATER CONTROL PROCESS”, Halliburton Services. Mayo de 1992. SPE 24330.
- [34] R. S. Patel, J. P. Batycky, J. S. Tang, S. Y. Lai y M. P. Tibold, “THE APPLICATION OF FLUID INJECTION TO MITIGATE CONING”, Imperial Oil Resources. Septiembre de 1994. SPE 28570.
- [35] T. Chen y W. Wan, “MODIFIED POLYMER GELS FOR CREATING A HORIZONTAL BARRIER TO BLOCK OFF WATER CONING”, CBW Technologies Inc. Junio de 1996. PETSOC 96-14.
- [36] K. R. Bowlin, C. K. Chea, S. S. Wheeler, L. A. Waldo, “FIELD APPLICATION OF IN-SITU GRAVITY SEGREGATION TO REMEDIATE PRIOR WATER CONING”. Artículo presentado en la conferencia de la SPE en Long Beach, California. Junio de 1997. SPE-38296.
- [37] E. I. Shirman y A. K. Wojtanowicz, “WATER CONING REVERSAL USING DOWNHOLE WATER SINK – THEORY AND EXPERIMENTAL STUDY”. Artículo presentado en la conferencia técnica 72 en San Antonio, Texas. Octubre de 1997. SPE 37467.
- [38] E. I. Shirman, A. K. Wojtanowicz, “MORE OIL WITH LESS WATER USING DOWNHOLE WATER SINK TECHNOLOGY: A FEASIBILITY STUDY”. 73rd Annual Technical Conference and Exhibition of SPE, New Orleans, LA. Octubre 1998. SPE 49052.
- [39] O. Arslan, C. D. White y A. K. Wojtanowicz, “NODAL ANALYSIS FOR OIL WELLS WITH DOWNHOLE WATER SINK COMPLETIONS”. 55th Annual Technical Meeting in Calgary, Alberta, Canadá. Junio de 2004. SPE 2004-242.
- [40] O. Arslan, A. K. Wojtanowicz y C. D. White, “INFLOW PERFORMANCE METHODS FOR EVALUATING DOWNHOLE WATER SINK COMPLETIONS VERSUS CONVENTIONAL WELLS IN OIL RESERVOIRS WITH WATER PRODUCTION PROBLEMS”, CIPC 2003-195, Calgary, Canadá. Junio de 2003.
- [41] F. Verga y D. Viberti, “ARE MULTILATERAL WELLS REALLY EFFECTIVE TO CONTROL WATER CONING?”, Politecnico di Torino & Eni E&P. Marzo de 2005. OMC 2005-055.

- [42] César A. Mantilla, Quoc P. Nguyen y Sanjay Srinivasan, "MODEL UPDATING AND OPTIMUM CONTROL FOR WATER CONING: AN APPLICATION OF ENSEMBLE KALMAN FILTER", University of Texas at Austin. Diciembre de 2008. IPTC 12412.
- [43] L. Jin, A. K. Wojtanowicz, G. Afonja y W. Li, "SCALING A WATER CONTROL INSTALLATION IN BOTTOM WATER DRIVE RESERVOIR BY INSPECTIONAL ANALYSIS". CIPC, Calgary, Canadá. Junio de 2009. SPE 2009-099.
- [44] L. Jin y A. K. Wojtanowicz, "CONING CONTROL AND RECOVERY IMPROVEMENT USING IN SITU WATER DRAINAGE/INJECTION IN BOTTOM-WATER-DRIVE RESERVOIR". Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma. Abril de 2010. SPE 138402.
- [45] L. Jin y A. K. Wojtanowicz, "PERFORMANCE ANALYSIS OF WELLS WITH DOWNHOLE WATER LOOP INSTALLATION FOR WATER CONING CONTROL". Annual Technical Meeting of Petroleum Society, Calgary, Alberta, Canada. Abril de 2010. SPE 138402.
- [46] L. Jin y A. K. Wojtanowicz, "MINIMUM PRODUCED WATER FORM OIL WELLS WITH WATER CONING CONTROL AND WATER LOOP INSTALLATIONS". Americas E&P Health, Safety, Security and Environmental Conference, Houston, Texas. Marzo de 2011. SPE 1423715.
- [47] Terry W. Stone*, Terje Moen*, David A. Edwards*, Alexander Shadchnev* y Kashlf Rashid*, Gelr Frode Kvilaas y Kjell Christoffersen, "OPTIMIZED DESIGN OF AUTONOMOUS INFLOW CONTROL DEVICES FOR GAS AND WATER CONING", Schlumberger* y Det Norske Oljeselskap ASA. Febrero de 2015. SPE-173203-MS.

CAPÍTULO 4. EJERCICIOS Y CASOS SOBRE CORRELACIONES DESARROLLADAS EN LA LITERATURA DE CONIFICACIÓN DE AGUA.

En este capítulo se analizan dos casos reales de pozos verticales con corte de agua, y se aplican las correlaciones mostradas y estudiadas en el capítulo anterior.

Debido a la confidencialidad de las compañías involucradas, se reservarán nombres reales de pozos y sus ubicaciones, sin embargo, el total de la información mostrada es verídica y comprobada.

Antecedentes generales

El campo UNAM se localiza a 140 km del puerto de Dos Bocas, Tabasco, como se muestra en la Figura 40. El yacimiento es productor de aceite ligero de 28 °API.

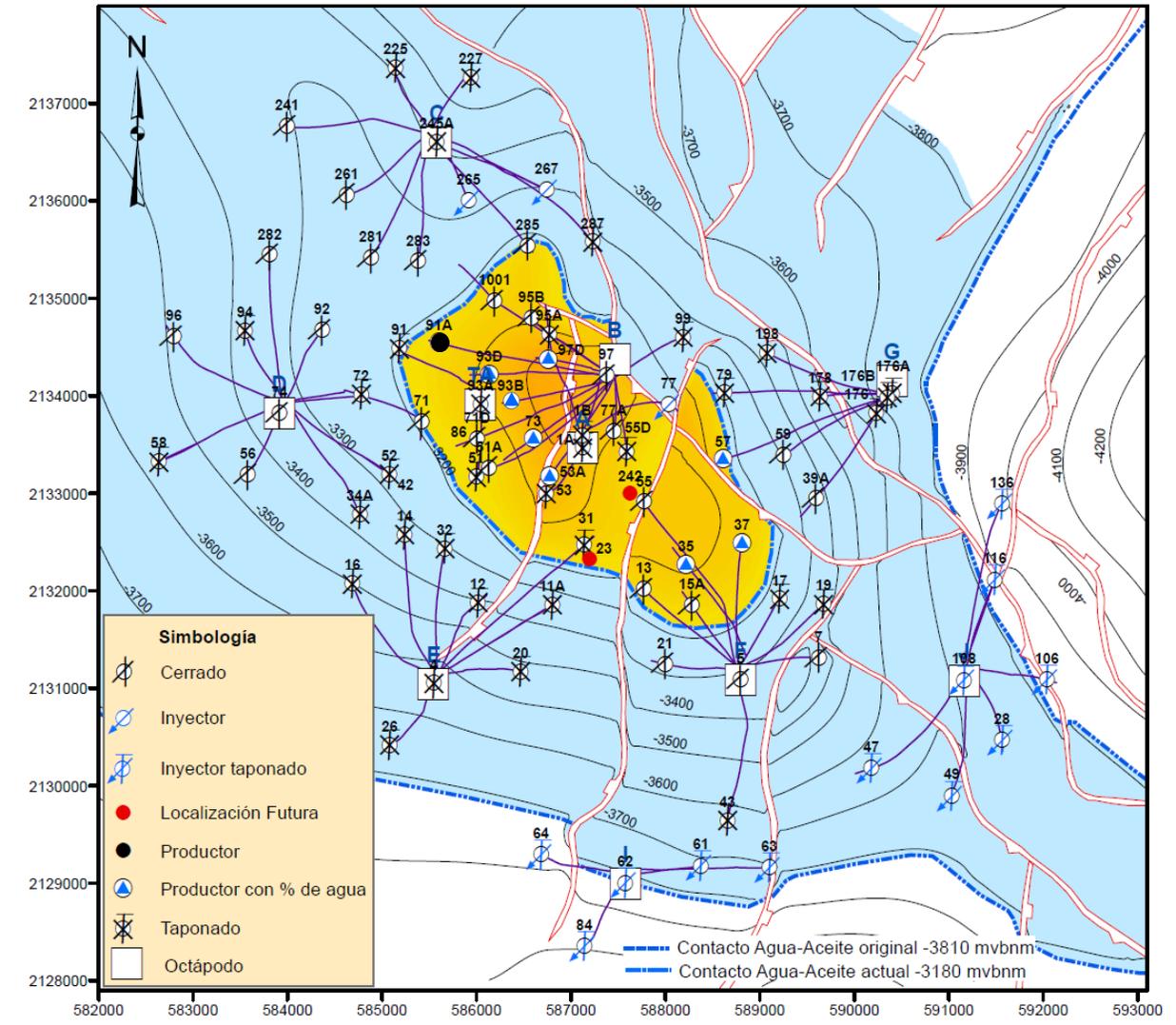


Figura 40. Configuración Estructural del Campo UNAM.

Dentro de este mapa solo nos enfocaremos en dos pozos; el pozo 53 que actualmente se encuentra taponado, y el pozo 73A, productor de aceite con un corte de agua elevado.

Nuestro análisis se enfoca principalmente en calcular a condiciones iniciales, para el caso del pozo 53 y 73A los gastos críticos de aceite y compararlos con los gastos reales y dar una conclusión sobre las correlaciones presentadas anteriormente.

4.1 POZO PUMA-53A

Antecedentes.

- El pozo fue terminado en Marzo de 1992, en el intervalo 3535-3565 md de la formación BTPKS, con aparejo 4 ½” – 7” – 4 ½” a 1803 m.
- En Junio de 1999 se estimuló, y en Febrero de 2000 se efectuó CVT/Limp/AP/TI.
- En Mayo de 2005 se recuperó aparejo y empacador, con retenedor cementa intervalo cono 50 m³ de H2Zero y 14 toneladas de cemento, se bajó equipo BEC por daño en cable, instalación de empacador con TR ranurada por flejes dejados en el fondo, con TCP se disparó intervalo 3524-3535 md e instaló equipo BEC quedando como productor de HC’s, inició a operar con BEC.
- En Julio de 2005 se estimuló, operando con BEC, obteniendo un incremento en la producción de aceite de 850 bpd.
- En Septiembre de 2005 deja de operar el equipo BEC por falla en el equipo de fondo, quedando el pozo fluyendo naturalmente.
- En Septiembre de 2011 TI y estimuló mejorando su producción, con un incremento en la producción de aceite de 746 bpd.

Tabla 2. Datos de Pozo PUMA_53A

Np= 31.564 MMB al 1.4.14	Qo= 329 bpd	Pbaj= 7.5 kg/cm ²	Est= 1 ¼”
Ptp= 10 kg/cm ²	RGA= 361 m ³ /m ³	Fw= 27% al 2.4.14	QI= 450 bpd

Diagnósticos.

- Equipo de fondo BEC dañado.
- Equipo BEC tiene la función de estrangulador de fondo.
- El pozo fluye de manera natural con el 27% de agua.
- Debido a los altos cortes de agua en pozos vecinos, se canceló el sistema BEC, desmantelando el equipo de superficie.

Recomendaciones.

- Continuar analizando el comportamiento presión-producción.
- A mediano plazo CBN (Proyecto Confidencial).
- En programa LIMP, MEC, VTA/EST (Agosto 2014).

Estado Mecánico

La figura 41 Muestra el estado mecánico del pozo PUMA-53A, actualizado a la fecha de Septiembre del 2011. El pozo está terminado con una TR de 5" colocado a 3212 m y con una profundidad total de 4700 m, el intervalo productor inicialmente fue en 3081-3102 mv. En el año 2004 se cerró este mismo intervalo y se disparó un nuevo intervalo para el año 2004, siendo el intervalo 3071-3078 mv. El contacto agua-aceite inicial se encuentra a 3810 mv.

Histórico de Producción

En la figura 42 se muestra el comportamiento histórico de la producción de aceite, agua, RGA, diámetro de estrangulador y producción acumulada. Se observa el inicio de la producción con 2500 bpd en el año 1992, teniendo un incremento de 13,000 bpd para el año de 1993 pero una caída brusca a mediados de ese mismo año, teniendo una declinación gradual hasta llegar al año 99, donde se realiza una estimulación.

Para el año 2003 aparece el flujo fraccional de agua, siguiendo con el mismo ritmo de declinación.

En el año 2005 decae completamente la producción, debido al alto corte de agua, por lo que se aisló este intervalo y se abrió un intervalo superior 3071-3078 mv; sin embargo, el pozo continuó produciendo con un porcentaje de agua.

Actualmente se encuentra cerrado debido a los altos gastos de agua y poca producción de aceite.

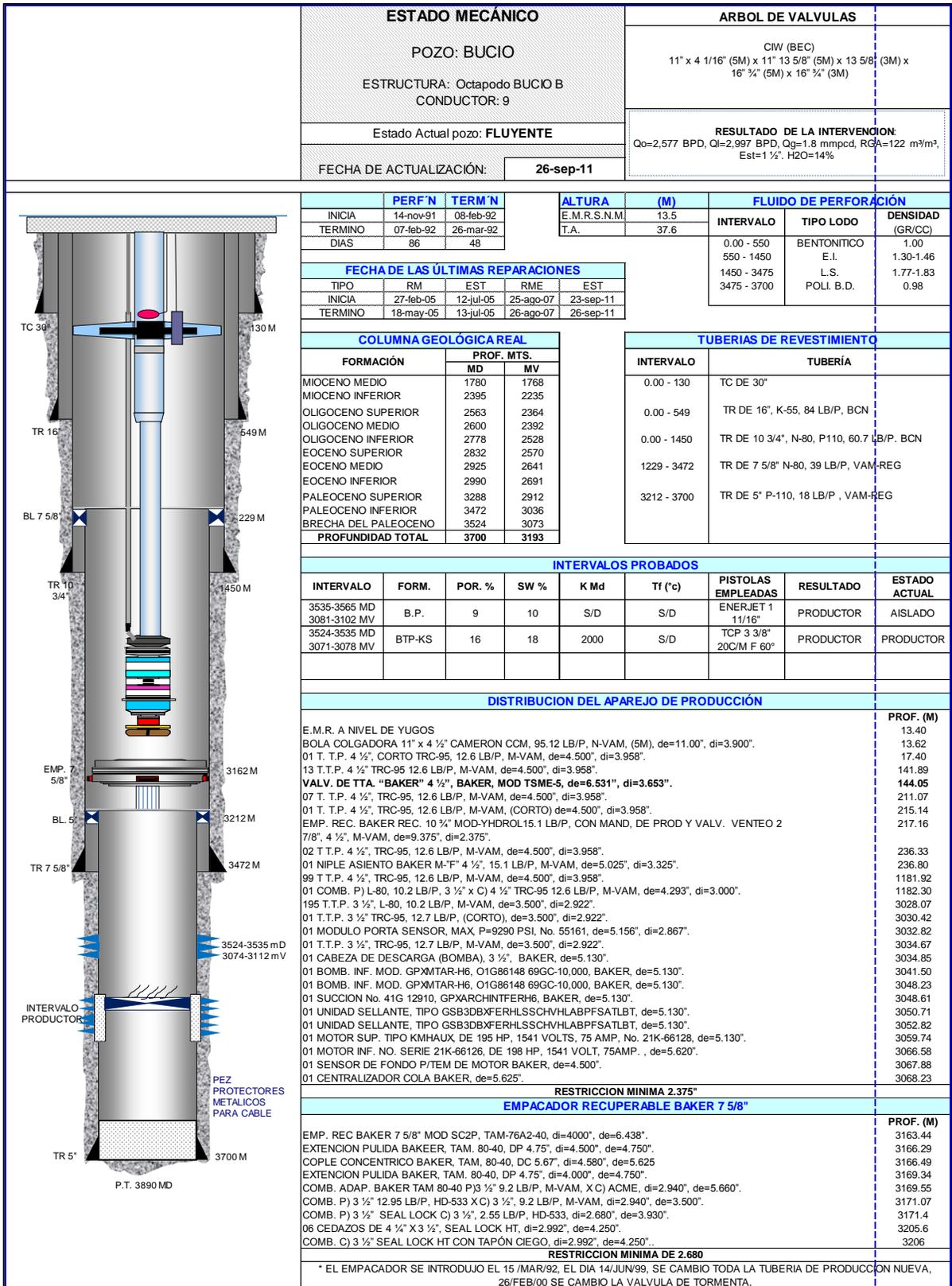


Figura 41. Estado Mecánico del Pozo PUMA-53A.

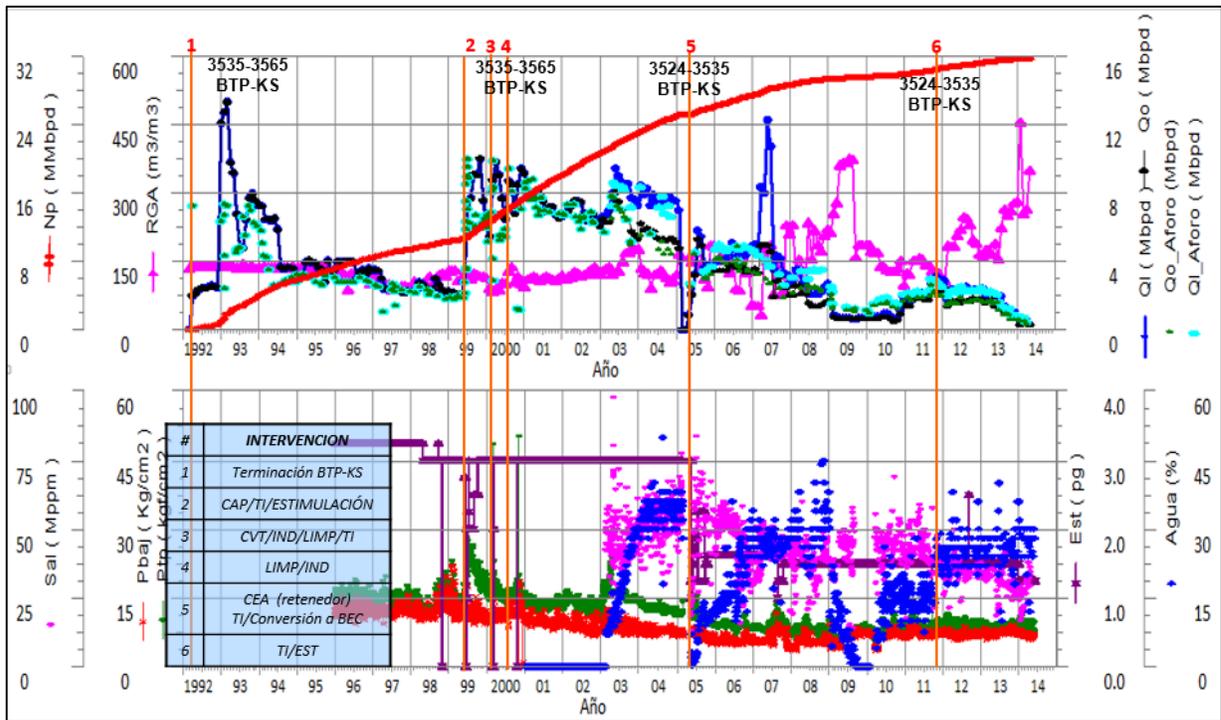


Figura 42. Histórico de Producción del Pozo PUMA-53A.

Cálculos.

A partir de los datos iniciales calcularemos los gastos críticos utilizando las correlaciones de Meyer y Garder, Hoyland – Papatzacos, Chaperson y Sobocinsky – Cornelius.

Gasto Crítico.

Aplicando las distintas correlaciones (aplicables) al pozo PUMA-53A, haremos una comparación de los datos obtenidos mediante el cálculo de gasto crítico y los datos reales del pozo PUMA-53A.

Para calcular los gastos críticos se presentan los datos requeridos en la Tabla 3 Algunos datos fueron imposibles de conocer por falta de información; por ejemplo la prueba de presión-producción para conocer el radio de drene.

Tabla 3. Datos del yacimiento UNAM

Parámetro	Valor	Unidad
kh	8	md
kv	1	md
Kro	0.85	-
ρ_o	0.69	g/cc
ρ_w	1.02	g/cc
Bo	1.587	m3/m3
h	1410	ft
hp1	68.89	ft
rw	0.42	ft
re	1000	ft
Ko	6.8	-
μ_w	1	cp
μ_o	1.839	cp

El cálculo del gasto crítico se usa para manejar una producción estable y evitar la irrupción pronta del agua. En la Tabla 4 se presentan los resultados obtenidos con las correlaciones

Tabla 4. Gasto crítico de aceite con distintas correlaciones para el Pozo PUMA-53A.

Correlación	Qoc [bl/día]
Meyer y Garder	300.82
Hoyland-Papatzacos	1054.3
Sobocinsky	1504.0
Chaperson	2527.4

Aplicando las correlaciones obtenemos una variación muy distinta al gasto de producción que el pozo PUMA-53A inició, que fue de 2500 bpd. El gasto crítico que más se acerca es el calculado con la correlación de Chaperson; pero este gasto es

solamente el inicial, tomando en cuenta que la producción promedio del pozo fue alrededor de 4500 bpd.

En este caso el espesor de la capa de aceite es descomunal, con valores de 1410 pies (430 m). Es por ello el gasto crítico obtenido es grande. Dentro de las correlaciones los valores que consideramos un factor importante en el cálculo del gasto crítico para este pozo son: Permeabilidades, Radio de Drene, espesor de la capa de aceite.

En la Figura 43 se muestra cómo impacta el cálculo del gasto crítico considerando distintos radios de drene. Si tenemos un radio de drene grande, tendremos mayor producción pero para el caso del cálculo del gasto crítico, existe esa restricción y no beneficia tener valores grandes en el radio de drene; por ello el gasto crítico disminuye.

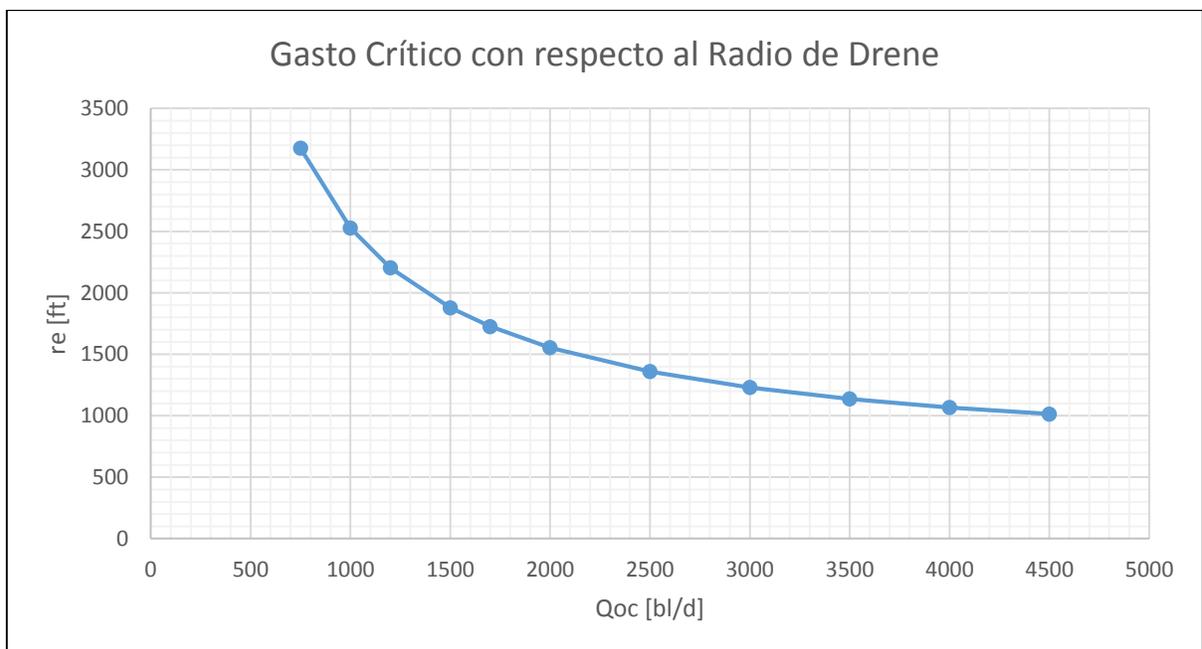


Figura 43. Variación del gasto crítico de aceite (Chaperson) variando el radio de drene.

El radio de drene no es el único parámetro que influye, también se puede tener una capa de aceite pequeña, permeabilidades altas (benéficas para la productividad), tener una viscosidad distinta. Existen distintas combinaciones que pueden mejorar o disminuir el cálculo del gasto crítico.

En conclusión tenemos que el cálculo de gasto crítico puede ser benéfico, ya que mantenemos un gasto de producción menos agresivo y evitamos la producción de agua a un tiempo corto. Manejando un esquema menos agresivo al que se maneja en la industria petrolera. En contraste, si manejamos esos gastos de producción tan bajos en comparación con los gastos actuales que tiene el pozo, para este caso, sería incosteable pagar todo el equipo; tuberías, instalaciones superficiales, etc. que se necesita para producir los barriles a superficie, sin considerar el personal calificado.

4.2 POZO PUMA-73

Antecedentes.

- Terminado en Octubre de 1994 en el intervalo 3935-3965 mD KI resultando invadido, aisló el intervalo, y disparado en 3835-3860 mD KI productor y aísla.
- En Diciembre de 1994 se efectuó RM y probó intervalo 3760-3790 KM, resultando invadido. Colocó tapón MPBT de 7" a 3638 m y disparó intervalo 3482-3500 m BP productor de HC's.
- En Mayo de 2002 se realizó prueba BEC, quedando fuera de operación en Julio 2002 por falla eléctrica.
- En Agosto de 2002 se recuperó aparejo BEC y se metió aparejo convencional, el pozo fluyó naturalmente.
- En Septiembre de 2011 se realizó EST obteniendo un decremento de producción de aceite de 251 bpd.
- En Agosto de 2013 se realizó inducción obteniendo un incremento de producción de 94 bpd.

Tabla 5. Datos de Pozo PUMA-73

Np= 21.195 MMb al 1.4.14	Est= 1 ½"	Ql= 1081 bpd	RGA= 188 m ³ /m ³
Ptp= 8.1 kg/cm ²	Pbaj= 6.7 kg/cm ²	Qo= 649 bpd	Fw= 40% al 19.2.14

Diagnósticos.

- Intervalo productor en la cima de BTPKS.
- Productor con 40% de agua.
- En Marzo de 2013 presenta tendencia a igualarse las presiones Ptp-Pbaj, condición inestable.
- Se estima alta caída de presión en el fondo.
- Considerando en el Proyecto de BN.

Recomendaciones.

- Programa LIMP, MEC VTA/EST (Nov-14).
- Continuar monitoreando el comportamiento presión-producción.

Estado mecánico.

La Figura 44 Muestra el estado mecánico del pozo PUMA-73, actualizado a la fecha de Octubre del 2011. El pozo está terminado con una TR de 5" colocado a 3664 m y con una profundidad total de 4000 m, el intervalo productor inicialmente fue en 3399-3419 mv, siendo invadido al instante por el agua, aislándolo por completo mediante una operación de taponamiento. Posteriormente se disparó un nuevo intervalo, 3330-3346 mv, productor de aceite con alto corte de agua, cerrando al poco tiempo. El intervalo 3078-3096 mv fue el único intervalo productor de aceite, aislando los anteriores. El contacto agua-aceite se encuentra a la profundidad de 3180 mv.

Histórico de Producción

En la Figura 45 se muestra el comportamiento histórico de la producción de aceite, agua, RGA, diámetro de estrangulador y producción acumulada. Inició con una producción de 750 bpd en el año 1994, aumentando su producción para el año 95 con una producción promedio de 3500 bpd. Este pozo tuvo una variación en la productividad de aceite y rápida declinación en la productividad, debido a que presentó una entrada de agua temprana, alrededor de 20 por ciento. Se hicieron estimulaciones y cambios de diámetro en el aparejo pero nunca pudo aumentar la producción de aceite.

Actualmente se encuentra produciendo aceite (700 bpd) con un corte de agua del 60 por ciento.

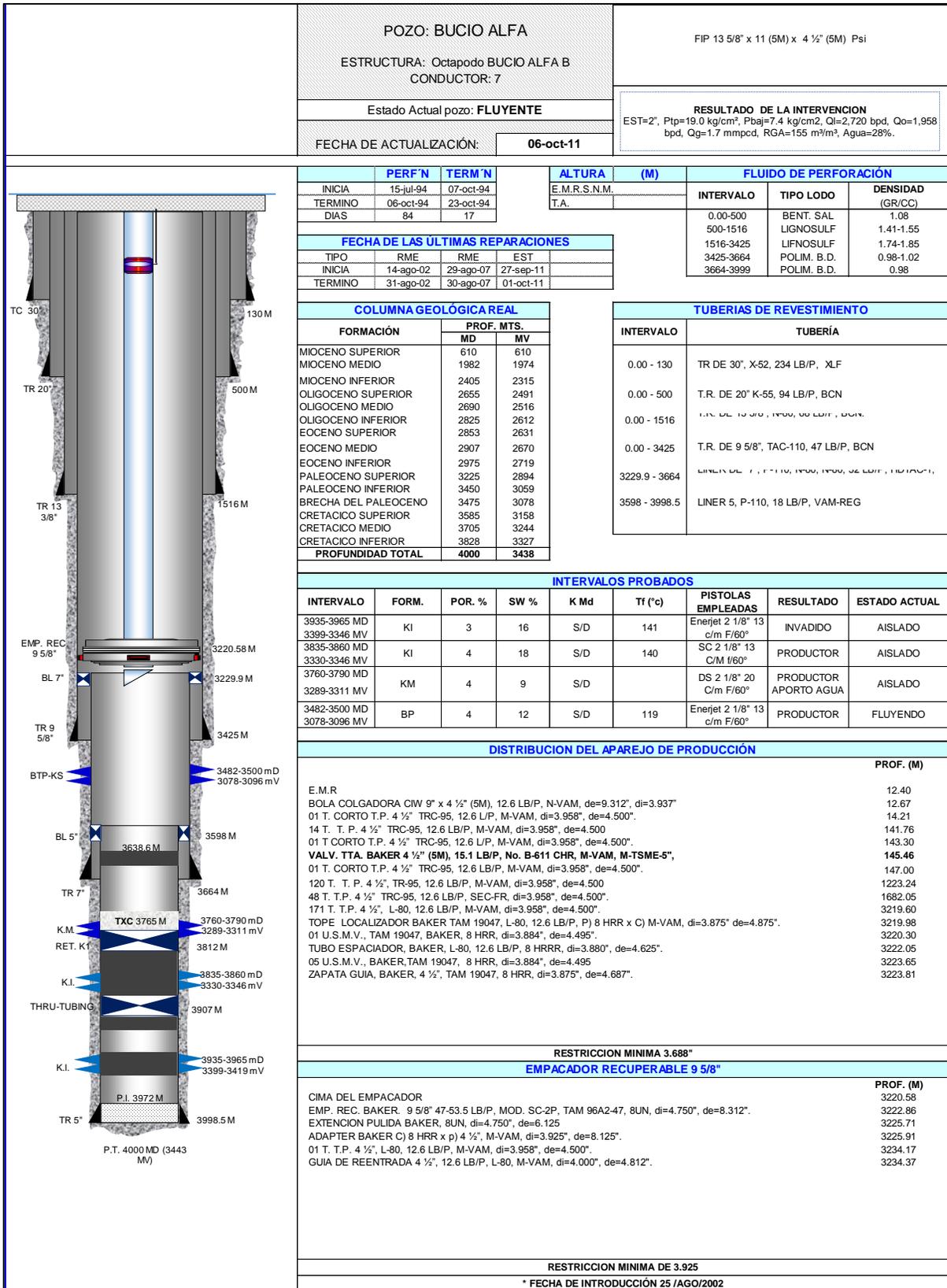


Figura 44. Estado mecánico del Pozo PUMA-73

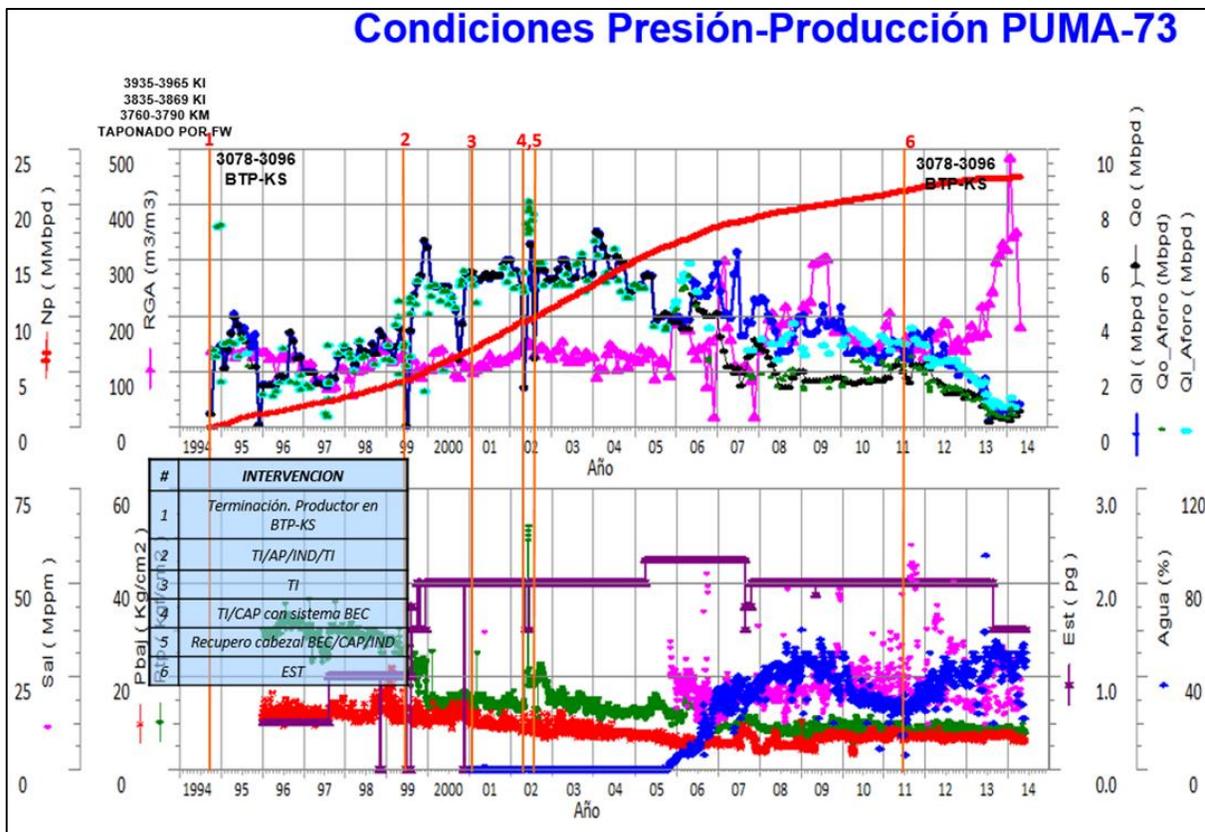


Figura 45. Histórico de producción del Pozo PUMA-73.

Cálculos.

Como en el ejemplo anterior, calcularemos los gastos críticos utilizando las correlaciones de Meyer y Garder, Hoyland – Papatzacos, Chaperson y Sobocinsky – Cornelius.

En este caso cambiaremos el valor en el espesor de la capa de aceite, h . Esto debido a que ya producimos una cantidad de ese aceite por los pozos adyacentes y el ascenso del contacto agua-aceite llegó a la profundidad de 3180 mv.

Gasto Crítico.

Utilizando las mismas correlaciones calculamos el gasto crítico para el pozo PUMA-73, realizando de la misma manera una comparación de los gastos obtenidos teniendo un espesor de la capa de aceite menor (335 ft), y los datos reales del pozo PUMA-73.

El cambio en el espesor de la capa de aceite se debe principalmente a que los pozos adyacentes han producido un volumen de aceite, tal que, el contacto agua-aceite

inicial (3810 mv) ascendió a una profundidad de 3180 mv, disminuyendo el espesor inicial de 1410 ft.

Se presentan los datos en la Tabla 6, variando solamente el espesor de la capa de aceite y el intervalo disparado.

Tabla 6. Datos del yacimiento UNAM.

Parámetro	Valor	Unidad
kh	8	md
kv	1	md
Kro	0.85	-
ρo	0.69	g/cc
ρw	1.02	g/cc
Bo	1.587	m3/m3
h	335	ft
hp	59	ft
rw	0.42	ft
re	1000	ft
Ko	6.8	-
μw	1	cp
μo	1.839	cp

En la Tabla 7 se presentan los resultados obtenidos con las correlaciones.

Tabla 7. Resultados de gasto crítico para el Pozo PUMA 73.

Correlación	Qoc [bl/día]
Meyer y Garder	16.6
Hoyland-Papatzacos	41.0
Sobocinsky	74.9
Chaperson	45.8

Considerando los cambios, tanto en el espesor de la capa de aceite, como en el intervalo disparado, tenemos una productividad demasiado baja.

El gasto crítico de aceite más favorable es el calculado con la correlación de Sobocinsky, teniendo un gasto de 75 barriles por día, comparándolo con el gasto real que es de 4500 barriles por día y si se compara con el gasto de aceite actual de 700 barriles al año 2014. Es evidente que no es conveniente aplicar estas correlaciones a pozos reales. Sin embargo, si se combina con un simulador y se tiene una gran certeza de los datos variando con respecto al tiempo, podemos incrementar este gasto crítico.

Se obtuvo una teoría al analizar las correlaciones, ya que estas no consideraban la presión capilar y que tiene una gran relación con el ascenso del cono, principalmente en el área de drene y en la vecindad del pozo.

En el siguiente capítulo se hace un análisis de las fuerzas microscópicas, considerando como principal actor a la presión capilar.

REFERENCIAS

- [1] Tarek Ahmed, Ph. D., P.E., "RESERVOIR ENGINEERING HANDBOOK", Third Edition. Gulf Professional Publishing, 2006.
- [2] H. R. Meyer y A. O. Garder, "MECHANICS OF TWO INMISCIBLE FLUIDS IN POROUS MEDIA". Journal of Application Physics. Noviembre de 1954.
- [3] Gian Luigi Chierici y Giuseppe M. Ciucci, "A SYSTEMATIC STUDY OF GAS AND WATER CONING BY POTENTIOMETRIC MODELS". Agip-Direzione Mineraria, San Donato Milanese, Italy. Agosto 1964.
- [4] Lelf A. Hoyland, Paul Papatzacos y Svein M. Skjaeveland, "CRITICAL RATE FOR WATER CONING: CORRELATION AND ANALYTICAL SOLUTION". Noviembre de 1989. SPE 15855.
- [5] I. Chaperson, "THEORETICAL STUDY OF CONING TOWARD HORIZONTAL AND VERTICAL WELLS IN ANISOTROPIC FORMATIONS: SUBCRITICAL AND CRITICAL RATES". Total-CFP. 61th Annual Technical Conference and Exhibition of the SPE. Octubre de 1986. SPE 15377.
- [6] R. S. Schols, "WATER CONING – AN EMPIRICAL FORMULA FOR THE CRITICAL OIL – PRODUCTION RATE". Erdoel-Erdgas-Zeitschrift. Enero de 1972.
- [7] D. P. Sobocinski y A. J. Cornelius, "A CORRELATION FOR PREDICTING WATER CONING TIME. Esso Production Research CO, Houston, Texas. Julio de 1964.
- [8] S. D. Joshi, "AUGMENTATION OF WELL PRODUCTIVITY USING SLANT AND HORIZONTAL WELLS", Journal of Petroleum Technology, Junio de 1988.

CAPÍTULO 5. EFECTO DE LAS FUERZAS CAPILARES Y LA MOJABILIDAD DE LA ROCA EN LA CONIFICACIÓN DE AGUA.

La gran mayoría de los modelos que han sido desarrollados para tratar la conificación de agua en yacimientos de aceite tienen la particularidad de presentar un diagrama que involucra fuerzas en el sistema pozo-yacimiento, estas mismas son dependientes del gasto de producción (presión de succión), propiedades de los fluidos (fuerzas viscosas) y efectos gravitacionales (fuerzas gravitacionales o estáticas). Otra similitud propia de estos modelos es la idea de ignorar los efectos que puedan ser ocasionados por las fuerzas capilares, fuerzas interfaciales y la propia mojabilidad del medio poroso. La Figura 46 ilustra un diagrama básico sobre conificación de agua.

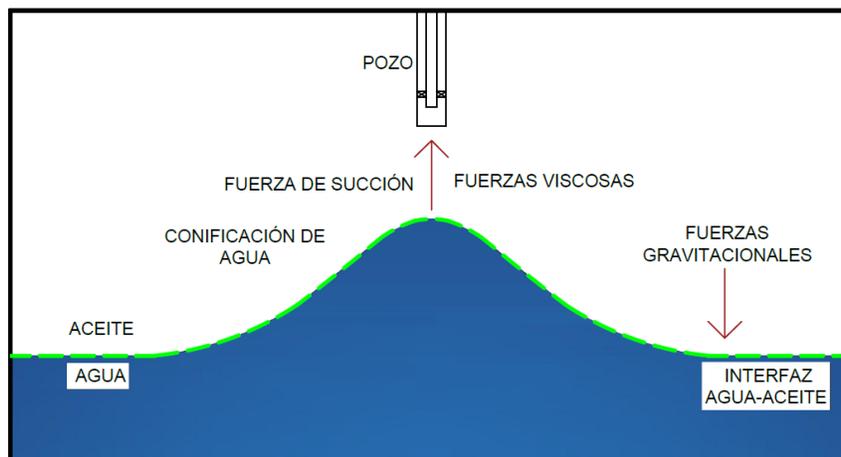


Figura 46. Diagrama básico sobre conificación de agua en yacimientos de aceite (pozo vertical).

5.1 PUBLICACIONES RELACIONADAS

Durante el trabajo de búsqueda y recopilación de información fueron hallados dos artículos que consideran el efecto de estas fuerzas para un mejor análisis de la conificación de agua.

Rusell T. Johns y colaboradores (2002) [1] fueron los primeros en presentar su trabajo, donde proponen una nueva solución analítica que relaciona el número capilar con el gasto crítico. Argumentan que la presión capilar fue incluida en la

nueva solución debido a que el flujo se difunde de manera vertical, por lo que nombran su derivación como *'capa de fluido segregado verticalmente'*. Ellos reportan en su artículo nuevas soluciones de la 'Forma Dupuit' que incluye la presión capilar bajo escenarios de flujo monofásico y polifásico. En resumen, su trabajo presenta un modelo matemático, las suposiciones utilizadas y la derivación de la fórmula general integrada.

Generalmente, los yacimientos de hidrocarburos se encuentran naturalmente mojados por agua, por lo que la Fase 1 se refiere al agua, y la Fase 2 al aceite. Implementan el concepto de 'Fase Mojante Libre' (por sus siglas en inglés, FWL, Free Wetting Level) que refiere al punto donde la presión capilar es cero. En sus ecuaciones resuelven para FWL en función de la distancia radial, las propiedades físicas de la roca y el fluido y los gastos de producción.

Las suposiciones que hacen son las siguientes:

- Fluidos inmiscibles e incompresibles, viscosidad constante y flujo bifásico.
- A una distancia 'R', FWL es constante si se mide en la base del yacimiento.
- Los fluidos se encuentran en equilibrio vertical.
- Acuífero homogéneo e isotrópico.

Parten de la Ley de Darcy, para el flujo de la fase j :

$$u_j = -\lambda_j \frac{\partial p_j}{\partial r} \dots (5.1)$$

Entonces, el gasto de la fase j a una distancia r sería:

$$q_j = 2\pi r \int_0^h u_j dz \dots (5.2)$$

Lo que al sustituir la ecuación (5.1) en (5.2) y al poner condiciones bajo equilibrio vertical (gradiente de presión en la dirección vertical sea hidrostático) el gradiente de presión pasa a través del signo integral:

$$q_j = -2\pi h \bar{\lambda}_j \frac{\partial p_j}{\partial \ln r} \dots (5.3)$$

Por otra parte, el equilibrio vertical implica que las fuerzas capilares y de flotabilidad sean equilibradas verticalmente a cualquier distancia radial, por lo que definen a la presión capilar como:

$$p_c = \Delta\gamma(z - h_1); \text{ para } z > h_1 \dots (5.4)$$

Una vez que definen el desarrollo de ecuaciones crean un ajuste de estas mismas para poder ser expresadas en su forma adimensional, las razones por las que deciden realizar el ajuste a parámetros adimensionales son:

- Reducir el número de parámetros libres en las ecuaciones.
- Identificar grupos importantes de escalas adimensionales.
- Ajustar la solución a cualquier sistema similarmente físico.

Comentan que las principales limitaciones de su trabajo son el requerimiento del equilibrio vertical y la restricción de flujo en estado estacionario. Sin embargo, este mismo puede ser usado para validar la exactitud de las soluciones en simulación numérica en la vecindad del pozo y para desarrollar nuevos modelos de conificación.

Como conclusión, mencionan que la conificación debe ser tratada analíticamente para aplicar el equilibrio vertical en flujo estacionario y que al usar grupos adimensionales se logra describir el flujo y sus límites permisibles para un sistema de conificación. Similarmente, pueden definir gastos críticos para flujos del tipo monofásico y bifásico.

Kegang Ling y Zheng Shen (2012) [2], fueron los segundos en publicar acerca de, afirma que el hecho de ignorar la presión capilar causa un error en el cálculo del gasto crítico de hasta 300%, esto de acuerdo con el caso de estudio en campo que presentan.

En la parte inicial de su trabajo mencionan la importancia que toma la presión capilar en el principio de desplazamiento de la fase aceite por un cuerpo de agua (conificación). La presión capilar existe cuando tenemos un medio poroso bi-fásico o poli-fásico, es decir, se tiene una diferencia de presión existente entre la fase mojante y la fase no mojante, la cual está en función de la saturación de la fase

mojante. Al asumir que la fase mojante es el agua, la presión capilar puede ser expresada como:

$$P_c = P_o(S_w) - P_w(S_w) \dots (5.5)$$

Donde:

P_c = Presión capilar, psia

P_o = Presión del aceite, psia

P_w = Presión de agua, psia

S_w = Saturación de agua, adimensional

Como todos sabemos, los efectos capilares pueden derivarse en procesos de imbibición y drene. En su publicación [2] muestran la Figura 47, que contiene un grupo de curvas de presión capilar para un sistema agua-aceite contenido en un medio poroso. Se incluyen curvas de drene primario, imbibición primaria y una segunda etapa de drene.

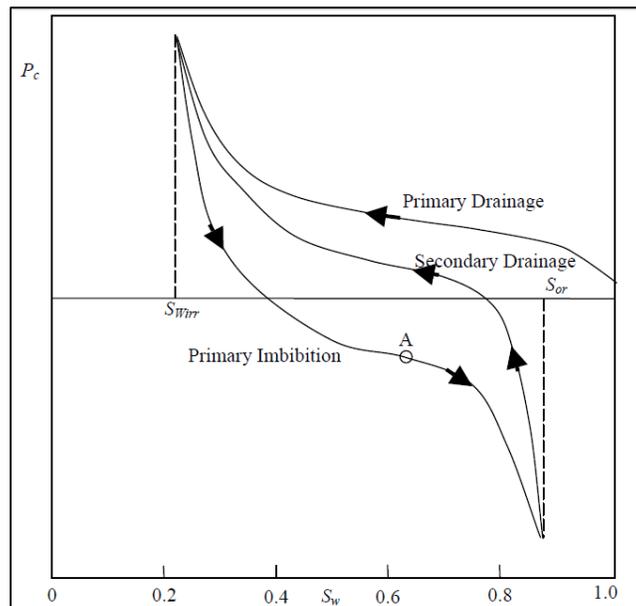


Figura 47. Curvas de efectos capilares. [2]

Cada curva representa cierto grado de movimiento de fluido. Ellos describen estos procesos de flujo de la siguiente manera:

- a) Drene Primario.- Refiere al aceite que migra desde la roca generadora de hidrocarburos hasta la roca almacén o trampa. La trampa se satura de agua antes de que el aceite migre, la fase no mojante (aceite) desplaza a la fase mojante (agua). La presión capilar tiende a infinito positivo conforme la saturación de agua se aproxima a la saturación de agua irreductible.
- b) Imbibición Primaria.- Refiere a la etapa cuando el aceite es desplazado por al agua durante la producción del campo. En esta etapa la fase mojante (agua) desplaza a la fase no mojante (aceite). La conificación de agua entra en esta categoría. Como se observa en la Figura 47, a medida que la presión de desplazamiento o presión de aceite se reduce, el agua tiene un proceso de imbibición espontáneo y aumenta su saturación en el medio poroso. A este fenómeno se le conoce también como histéresis capilar.
- c) Drene Secundario.- Sólo es posible presentarse si se reduce la presión del agua, es decir, se prevé imbibición espontánea de aceite. Esto conduce al aumento de la saturación del aceite y también aumenta la presión en esta misma fase. El drene secundario no sigue la curva de imbibición primaria.

Para la derivación de las ecuaciones que gobiernan su ecuación de gasto crítico considerando efectos capilares tomaron las siguientes suposiciones:

- Yacimiento circular homogéneo, con permeabilidad y porosidad uniformes.
- Sólo existe un contacto agua-aceite y no cambia en dirección horizontal, espesor de yacimiento uniforme.
- La zona superior del yacimiento se encuentra fijada por el aceite, mientras que la zona inferior por agua.
- Las propiedades del agua y el aceite son uniformes.

Para la propiedad específica 'agua-aceite-roca', la conificación de agua necesita superar dos fuerzas, fuerzas capilares y gravitacionales. La caída de presión desde la cima del cono hasta alcanzar el fondo del intervalo perforado es la suma de fuerzas capilares y gravitacionales, que ellos denotan como:

$$\Delta p = (\rho_w - \rho_o)\Delta h_{OWC-Perf.bottom} + P_c \dots (5.6)$$

Donde:

$$\Delta h_{OWC-Perf.bottom}$$

= Distancia entre el fondo de las perforaciones y el contacto A

- A, in

P_c = Presión capilar, psi

ρ_w, ρ_o = Densidad, lb/in³

Dado que se tienen diversos valores de presiones capilares para diferentes saturaciones de agua, los autores recomiendan tomar el valor de la presión capilar en el punto de inflexión. La selección del punto de inflexión puede lograrse mediante la solución de una ecuación diferencial, que lleva a la segunda derivada de la presión capilar con respecto a la saturación de agua, que es:

$$\frac{d^2 P_c}{dS_w^2} = 0 \dots (5.7)$$

Para la ecuación que calcula el gasto crítico de aceite, se basan en el trabajo hecho por Dake (1978) que define una ecuación de gasto para cada tipo de régimen, es decir: régimen transitorio, régimen estacionario y régimen pseudo-estacionario. Además, considera para cada ecuación el factor de daño por penetración parcial que fue estimado por el método de Odeh's (1980).

Dicho lo anterior, para cada ecuación se sustituye su definición de caída de presión (Ecuación 5.6) y el factor de daño, y así obtienen su ecuación solución para cada régimen de flujo.

Por ejemplo, para el caso del régimen estacionario considerando que el pozo está localizado en el centro de un yacimiento circular, el gasto de producción de aceite puede ser estimado por la ecuación:

$$q_o = \frac{k_o h (p_e - p_{wf})}{141.2 B_o \mu_o \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + S \right)} \dots (5.8)$$

La expresión del factor de daño por penetración parcial es:

$$S = 1.35 \left(\frac{h}{h_p} - 1 \right)^{0.825} \left\{ \ln \left(h \sqrt{\frac{K_H}{K_V}} + 7 \right) - \left[0.49 + 0.1 \ln \left(h \sqrt{\frac{K_H}{K_V}} \right) \right] \ln r_{wc} \right. \\ \left. - 1.95 \right\} \dots (5.9)$$

Al sustituir la Ecuación (5.6) y (5.9) en (5.8) tenemos la expresión del gasto crítico de aceite considerando la presión capilar en un régimen de flujo estacionario. Y así, de la misma manera para los dos regímenes siguientes.

En la conclusión de su trabajo recomiendan por completo el uso de su ecuación considerando efectos capilares para el cálculo del gasto crítico en campos y situaciones reales. Además, manifiestan que la contribución de la presión capilar incrementa la magnitud en número en el cálculo del gasto crítico.

Como consecuencia de estas publicaciones y del estado del arte desarrollado en el Capítulo 3 del presente trabajo, creemos que existe una gran influencia de los parámetros microscópicos (efectos capilares y mojabilidad) en un tiempo temprano de producción, y que tiene lugar antes de que llegase a presentarse la conificación de agua, e incluso antes de la deformación de la interface. Para desarrollar la teoría, se aíslan las fuerzas microscópicas y se ignoran las fuerzas macroscópicas (presión de succión, fuerzas gravitacionales y fuerzas viscosas).

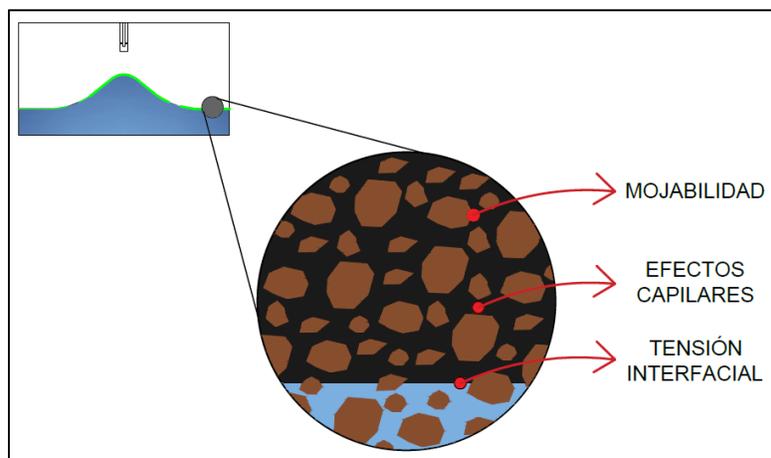


Figura 48. Aislamiento de parámetros microscópicos.

5.2 EFECTO DE LAS FUERZAS MICROSCÓPICAS.

Tensión interfacial

Cuando se ponen en contacto dos líquidos inmiscibles, tales como el agua y el aceite, el sistema estará formado por dos fases líquidas y una interface de contacto entre ellas. Por definición, la tensión interfacial es una medida de las fuerzas de atracción entre las moléculas que interactúan en la frontera de dos fases. [3]

Naturalmente existe un desequilibrio de las fuerzas de atracción que ocasiona un movimiento de partículas hacia la superficie o hacia la interface, lo que resulta en la formación de una superficie con geometría curva (curvatura de interface) y que puede ser considerada como una membrana. En la Figura 49 se muestra un esquema general de la interacción de dos fluidos inmiscibles y la localización de la membrana, que actúa como una línea de tensión y se representan las fuerzas a las que pueden estar sujetas las moléculas, ya sea en la interfaz o en su mismo cuerpo.

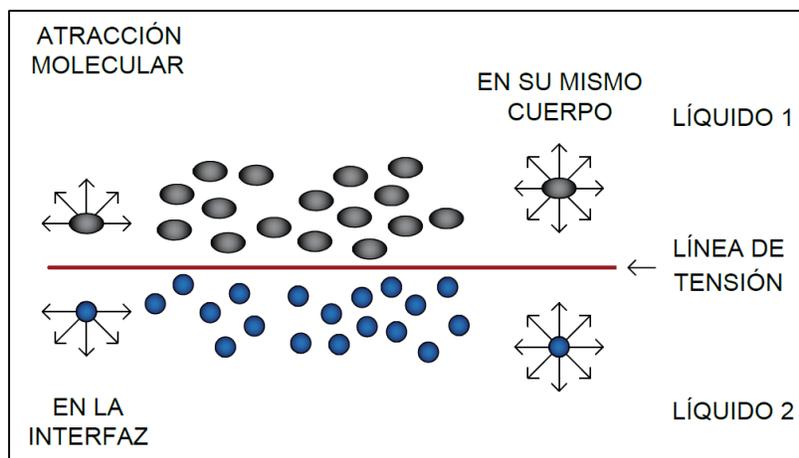


Figura 49. Tensión interfacial entre dos líquidos miscibles.

A lo largo de la literatura se ha mencionado que la tensión interfacial es la causante de que exista una curvatura interfacial, la cual está fuertemente ligada al comportamiento capilar, es decir, esta curvatura da lugar a un diferencial de presión a través de la interface que se define como presión capilar.

En lo que respecta a la conificación de agua en yacimientos de aceite, la tensión interfacial estará presente en todo el proceso de conificación, dado que el proceso de la formación del cono y su posterior irrupción al pozo se considera del índole

invasivo (en el medio poroso) y deformable (en las capas de fluidos). Por otra parte, si existe una reducción en la tensión interfacial el aceite tendrá mayor tendencia a ser drenado a través del medio poroso, debido a que la línea de tensión que está presente en la interfaz se vuelve más afín al desplazamiento, esto considerando una caída de presión constante y eliminando los efectos inerciales que provoca el gasto de producción.

Atracción molecular de los líquidos y la formación (adhesión y cohesión).

Debido a su naturaleza, los líquidos presentan dos formas de atracción molecular.

Adhesión: Es la propiedad de la materia por la cual se unen dos superficies de sustancias iguales o diferentes cuando entran en contacto, y se mantienen juntas por fuerzas intermoleculares.

Cohesión: Es la fuerza de atracción entre partículas adyacentes dentro de un mismo cuerpo.

Sobre las moléculas de un líquido (aceite o agua) próximas a la pared de un cuerpo que lo contiene (medio poroso) o en la proximidad de este actúan fuerzas de cohesión y fuerzas de adherencia debidas a las moléculas de la pared. [3]

En la Figura 50 se muestra la imagen (a) que representa un líquido en contacto con una pared sólida, donde el punto negro representa una molécula de la capa superficial, el vector 'fa' es la fuerza de adherencia entre la molécula y la pared, y el vector 'fc' es la fuerza de cohesión existente entre la molécula y el líquido. La imagen (b) plasma el escenario donde las fuerzas de adherencia tienen magnitudes relativas, la fuerza resultante 'f' tendrá la dirección representada, y como un líquido sólo puede estar en equilibrio cuando en todo punto de su superficie la fuerza ejercida es normal a aquella, la tangente a la superficie en el punto de contacto tiene que ser ortogonal a la fuerza resultante 'f', además de existir la interacción de fuerzas 'aire-líquido' (A-L), fuerzas 'líquido-líquido' (L-L) y fuerzas 'líquido-sólido' (L-S). El ángulo θ se denomina ángulo de contacto. Finalmente, la imagen (c) muestra una superficie líquida convexa y un ángulo de contacto mayor a 90° . [3]

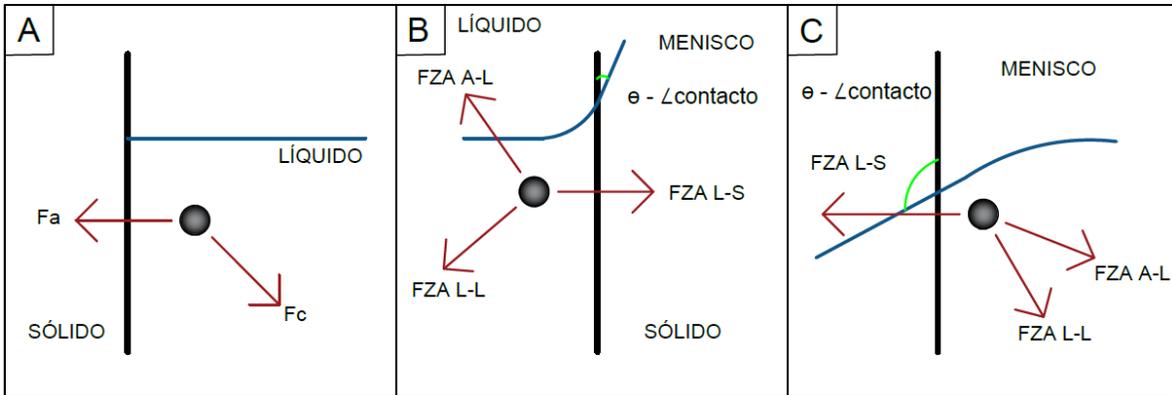


Figura 50. Atracción molecular y ángulos de contacto.

En general, si la adherencia es mayor que la cohesión, el ángulo de contacto es pequeño, mientras que si sucede lo contrario, dicho ángulo será mayor. Los ángulos de contacto y su comportamiento dependen directamente de los fluidos presentes y la superficie sólida.

Para el escenario donde se tienen presentes dos fluidos contenidos en un medio poroso (yacimientos de aceite bajosaturado) consideramos únicamente los fenómenos de adhesión, tal y como lo muestra la Figura 51.

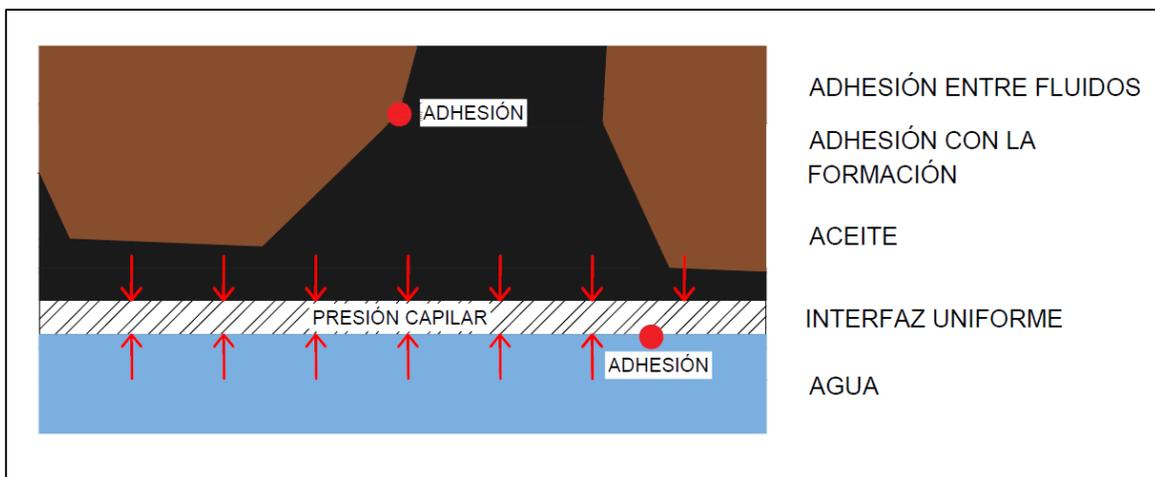


Figura 51. Ubicación de la interface agua-aceite uniforme, fuerza de adhesión y cohesión de los fluidos.

Escalando estas descripciones a un sistema de conificación de agua, tenemos una ligadura directa entre la adhesión de los fluidos y la formación. El ángulo de contacto deberá variar de acuerdo a las saturaciones presentes en el medio poroso, y dado

que estas saturaciones deben de tener en cuenta un análisis dinámico, de ellas depende el ascenso del cuerpo de agua como una red de distribución. La presión capilar tendrá lugar entre el fluido mojante y no mojante, respecto a la superficie sólida.

Capilaridad

Básicamente, y como preámbulo para los subcapítulos siguientes, definimos a la capilaridad como la cualidad que posee una sustancia para absorber un líquido. La capilaridad tiene lugar cuando las fuerzas intermoleculares adhesivas entre el líquido y el sólido son mayores que las fuerzas intermoleculares cohesivas del líquido. Esto ocasiona que el menisco tenga una forma curva cuando el líquido está en contacto con una superficie vertical. [4]

Para el caso de un tubo capilar (tubo delgado), éste succiona un líquido incluso en contra de la fuerza de gravedad.

Presión capilar

Por definición, la presión capilar es la diferencia de presión que existe a través de una interface curva, que separa a dos fluidos inmiscibles en condiciones de equilibrio. La presión del fluido no mojante es mayor que la presión del fluido mojante y por lo tanto la interface es curva y convexa con respecto al fluido no mojante. Por consecuencia, la presión capilar es la diferencia de presión de la fase mojante y la fase no mojante, y se define por la siguiente ecuación. [4]

$$P_c = P_{nm} - P_m \dots (5.10)$$

Equilibrio capilar

Los aspectos de equilibrio capilar se engloban en dos tipos: [4]

1.- Problemas estáticos: Solamente involucran el balance estático entre las fuerzas de capilaridad debido a las diferencias de densidades de los fluidos. Un ejemplo de esto son las fuerzas gravitacionales.

2.- Problemas dinámicos: Involucran análisis de movimiento en mezclas de fluidos inmiscibles entre sí en el medio poroso bajo la influencia de fuerzas debidas a la gravedad, capilaridad y a la presencia de fuerzas externas.

Los fluidos presentes en el yacimiento están en equilibrio sustancial debido a su larga existencia de contacto mutuo ininterrumpido previo a la explotación.

Drene capilar

Refiere al desplazamiento de la fase mojanante, es decir, la saturación de esta fase disminuye durante un proceso de flujo. [4]

Dicho de otra manera, durante un proceso de desplazamiento por drene, las fuerzas capilares se oponen, junto con las fuerzas viscosas, al desplazamiento de la fase mojanante por una fase no mojanante.

Imbibición capilar

Es un proceso contrario al drene, esto es, el aumento en la saturación de la fase mojanante durante un proceso de flujo. [4]

Es decir, durante un proceso de desplazamiento por imbibición, las fuerzas capilares ayudan a la fase no mojanante al desplazamiento de la fase mojanante.

Existe un concepto llamado 'Imbibición Espontánea', que se refiere al proceso de desplazamiento de una fase no mojanante por la fase mojanante y que tiene como particularidad no requerir aplicación de fuerzas externas al sistema roca-fluidos.

Número capilar

El número capilar (N_c), es representado como una relación que se ha definido para describir la interdependencia entre las fuerzas viscosas y la tensión interfacial, y la restricción al flujo a través de un capilar. Se define mediante la siguiente fórmula. [4]

$$N_c = \frac{\text{Fuerzas Viscosas}}{\text{Fuerzas Interfaciales}} = \frac{\Delta P}{L * \sigma} = \frac{v * \mu}{\sigma \cos \theta} \dots (5.11)$$

Donde ' N_c ' es el número capilar, (ΔP) es la presión diferencial a través de una longitud dada (L) y σ es la tensión interfacial entre el aceite y el agua. Por otra parte, el producto ($v * \mu$) expresa la relación de viscosidad y (σ) las fuerzas capilares que actúan en el medio poroso.

El número capilar es directamente proporcional al producto de la viscosidad por la velocidad, e inversamente proporcional a la tensión interfacial. En la literatura y en la práctica, se encuentra un valor típico del número capilar de 10^{-7} .

Debido a que todas estas fuerzas están presentes en condiciones estáticas y dinámicas, tienen gran efecto sobre la conificación de agua. Por otra parte, la imbibición y drene capilar, así como la histéresis gobiernan el comportamiento de las fuerzas capilares durante un período de flujo, lo cual puede tener un impacto considerable en la conificación de agua.

Mojabilidad

La mojabilidad puede definirse como la capacidad que tiene un fluido de adherirse o expandirse sobre una superficie sólida, o dicho de otra manera, como la capacidad de un medio sólido de adsorber a un líquido. [5]

Si el agua es la fase con preferencia para mojar, se alojará en los espacios porosos más pequeños que no pueden ser invadidos por el aceite, colocando al aceite en los poros más grandes.

Para el caso de que la formación sea mojada por aceite, lo cual es prácticamente improbable (de manera inicial) a menos que la formación sea su propia roca generadora, este tenderá a ocupar por completo el espacio poroso.

Actualmente, muchos especialistas consideran que la mayoría de los yacimientos de hidrocarburos tienen condiciones de mojabilidad mixta. Es probable que el aceite haya migrado hacia una formación mojable por agua y modifique desde allí la mojabilidad en las superficies de contacto. Durante una etapa de producción, el agua va ocupando el centro de los espacios porosos más grandes, pero sin entrar en contacto con el agua congénita, dejando un intermedio de hidrocarburo adherido por la mojabilidad preferente hacia el aceite.

Generalmente, la fase mojante en los yacimientos de hidrocarburos es el agua. La mojabilidad otorga al fluido no mojante una gran capacidad de flujo, esto debido a que el fluido mojante y el no mojante son inmiscibles entre sí y su interacción molecular se ve disminuida por una fuerza externa, tal y como sucede con un gasto de producción. Por otra parte, existe a escala de poro un resbalamiento de fases, es decir, una diferencia de velocidad de flujo.

5.3 TEORÍA SOBRE CAPILARIDAD Y SU INFLUENCIA EN LA CONIFICACIÓN DE AGUA.

Condiciones iniciales

Se tiene un yacimiento de aceite bajosaturado que presenta un acuífero asociado de gran energía, el contacto agua-aceite original no presenta deformaciones significativas antes de la explotación, en un caso real se tienen diversos valores de tensión interfacial, así como de presión capilar y ángulos de contacto a lo largo de esta misma interfaz, para fines prácticos e ilustrativos, consideraremos únicamente una sección del medio poroso en el contacto agua-aceite para explicar teóricamente los posibles efectos que estos parámetros tendrán en la conificación de agua. La Figura 52 ilustra de manera básica las condiciones iniciales.

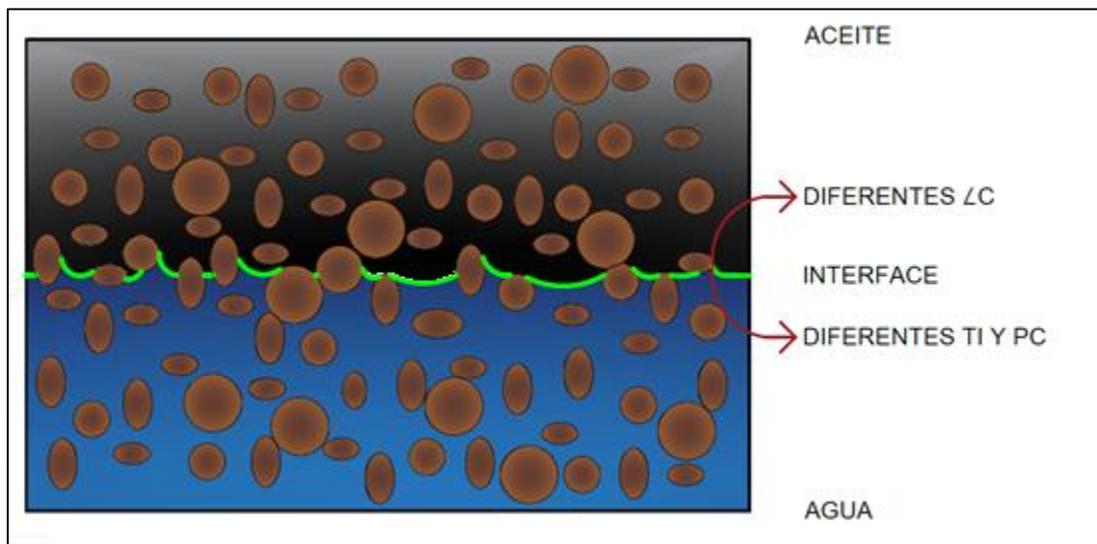


Figura 52. Condiciones iniciales de P_c , T_I y θ_c .

Proceso de conificación

Podemos considerar que nuestro yacimiento de aceite ha estado en equilibrio estático antes de iniciar la producción. Para desarrollar un proceso de conificación es necesario que exista una perturbación de este equilibrio, el cual será justificado por un gasto de producción de un pozo vertical.

La perturbación que tiene lugar en nuestra interfaz se encuentra a una distancia lejana o moderada, dicha perturbación es referida a la caída de presión en la vecindad del pozo, que actúa como la fuente de los fenómenos dinámicos que tendrán lugar en nuestra interfaz agua-aceite.

La presión del acuífero es mayor a la presión en la zona de aceite, y si consideramos que un barril de aceite producido necesita de una caída de presión en este sistema, es decir, en la sección del yacimiento que está saturada con aceite, la presión del acuífero tenderá a compensar este desequilibrio. Primeramente, tenemos cambios de forma y magnitud en nuestra tensión interfacial, así como cambios en los ángulos de contacto y en los valores de presión capilar.

La Figura 53 ilustra la compensación de presión por parte del acuífero a la zona de aceite por la producción, también muestra ligeras deformaciones y cambios en parámetros microscópicos.

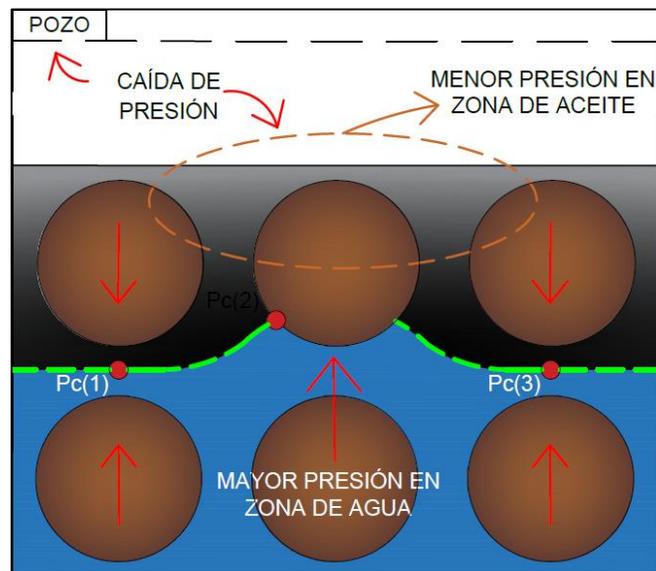


Figura 53. Compensación de presión del acuífero a la zona de aceite.

Conforme continúa la explotación, el acuífero permanece equilibrando la presión en todo el sistema. Ante la deformación de la interface se crea una red de distribución del cuerpo agua, dicho de mejor manera, las curvaturas interfaciales y los ángulos de contacto presentan variaciones que causan el ascenso del cuerpo de agua en la sección más cercana al pozo (que es el origen de la ΔP), por lo que el equilibrio capilar del tipo estático se ve eliminado, y las fuerzas intermoleculares de adhesión entre el agua y el aceite son mayores a las fuerzas intermoleculares de adhesión entre el líquido (ya sea agua o aceite) y la superficie sólida. Esto se ilustra en la Figura 54.

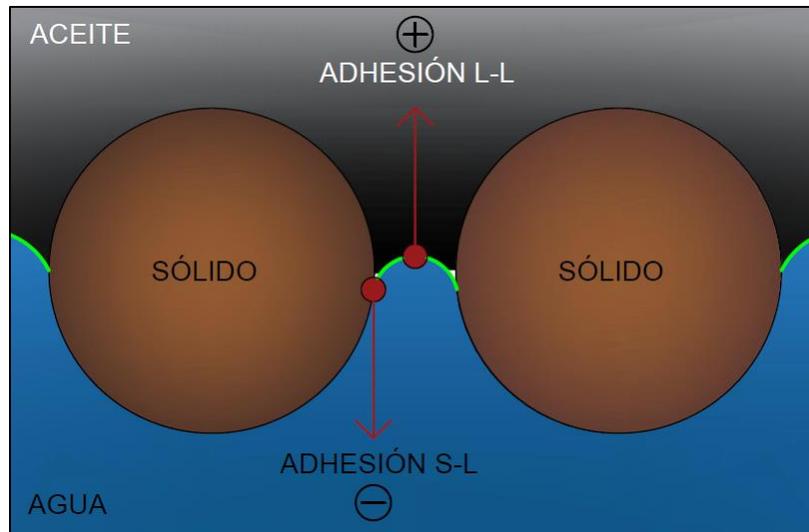


Figura 54. Fuerzas de adhesión entre sólido-sólido y líquido-líquido.

Como se mencionó al inicio de este capítulo no se consideran las fuerzas macroscópicas y/o los efectos inerciales, por lo que, al continuar con la explotación, el cuerpo de agua continuará invadiendo la zona de aceite con una geometría de cono, esto debido a la caída de presión presente en la zona de aceite y que está siendo ocasionada por un pozo vertical. La Figura 55 muestra de manera ilustrativa la geometría del cono de agua en la sección más cercana a la interface agua-aceite con dirección a un pozo vertical.

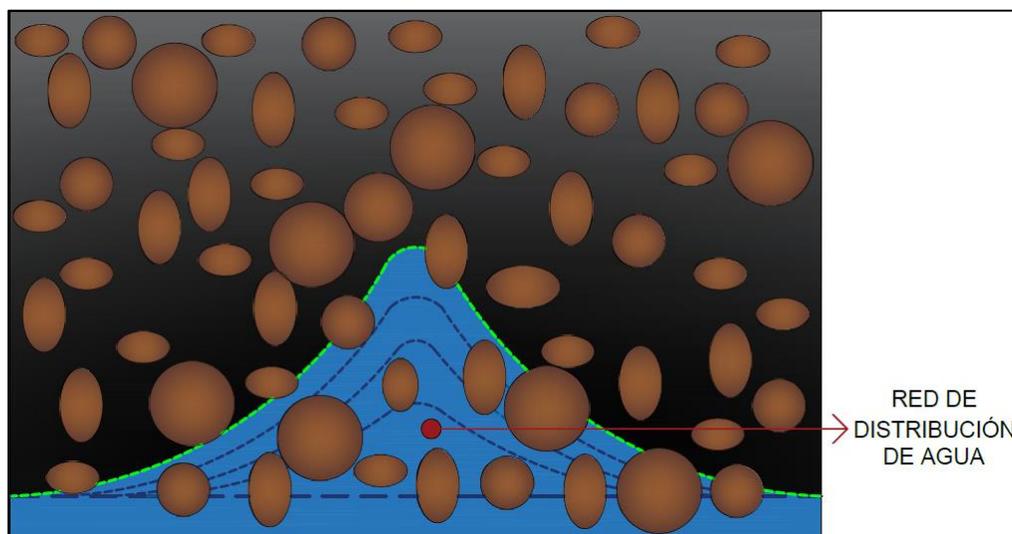


Figura 55. Red de distribución de agua en la conificación.

Finalmente, hablando ahora de que el cuerpo de agua tiene una geometría de cono, los valores de presión capilar y tensión interfacial en la zona más cercana al pozo vertical serán menores. Esto tiene sentido si consideramos que a valores bajos o iguales a cero de la presión capilar y la tensión interfacial el aceite tiende a fluir más fácilmente hacia la zona de menor resistencia (pozo). Por otra parte, la influencia a una distancia radial de la caída de presión hacia el contacto agua aceite se ve disminuida y nulificada conforme este radio aumenta, entonces consideramos que los valores de presión capilar y tensión interfacial son mayores en esa zona. La Figura 56 esquematiza la anterior redacción.

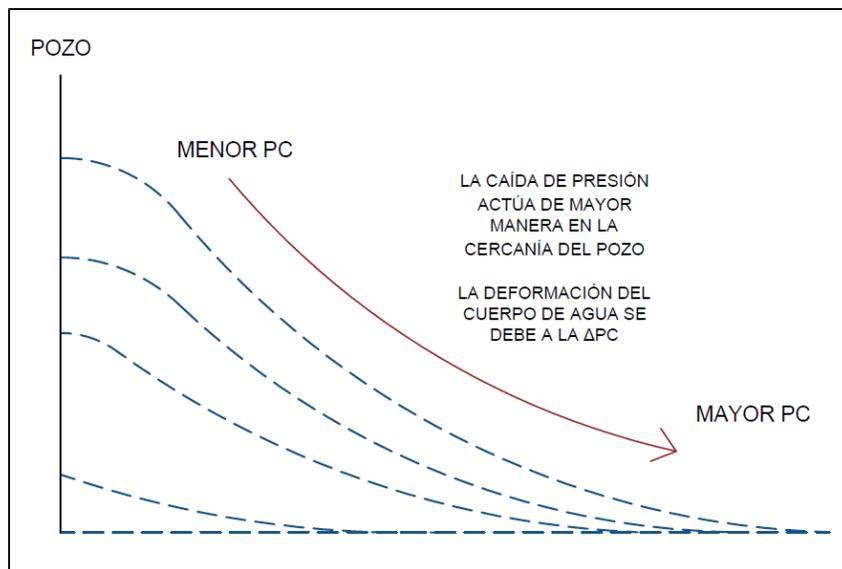


Figura 56. Distribución de la presión capilar de la interface en la geometría del cono de agua.

Este análisis considera que la conificación de agua es causada por efecto de la caída de presión entre la zona de aceite y la zona de agua, que repercute directamente en la interface agua-aceite. Como comentario, al incluir las fuerzas inerciales ocasionadas por el gasto de producción y su derivada presión de succión, la conificación de agua tiene lugar al sobrepasar por completo las fuerzas capilares.

Solución teórica

A lo largo del tiempo se han ejecutado tratamientos y soluciones que actúan en la interface de los fluidos, con el fin de controlar el agua y evitar su ascenso e irrupción al pozo, esto puede crearse mediante la implementación de barreras artificiales que

minimicen el impacto de la caída de presión en la vecindad del pozo hacia las fuerzas capilares y fuerzas microscópicas del contacto agua-aceite.

Dentro de estos tratamientos, podemos encontrar el uso de cementos, microcementos, agentes surfactantes y gelificantes. En realidad, el proceso que tiende a fallar en estas soluciones son el mal diagnóstico de producción de agua y un erróneo método de colocación de los fluidos de control, así como la deficiente comprensión de la ventana operativa de cada tratamiento.

5.4 TEORÍA SOBRE MOJABILIDAD Y SU INFLUENCIA EN LA CONIFICACIÓN DE AGUA.

Condiciones iniciales

Considerando que nuestro medio poroso está naturalmente mojado por agua, y teniendo presente nuestro contacto agua-aceite original, la capa superior estará saturada con aceite (petróleo) y la capa inferior con agua (acuífero asociado). Estamos tratando con la sección del yacimiento más cercana al pozo y consideramos esta sección como medio homogéneo e isotrópico, tal como lo muestra la Figura 57.

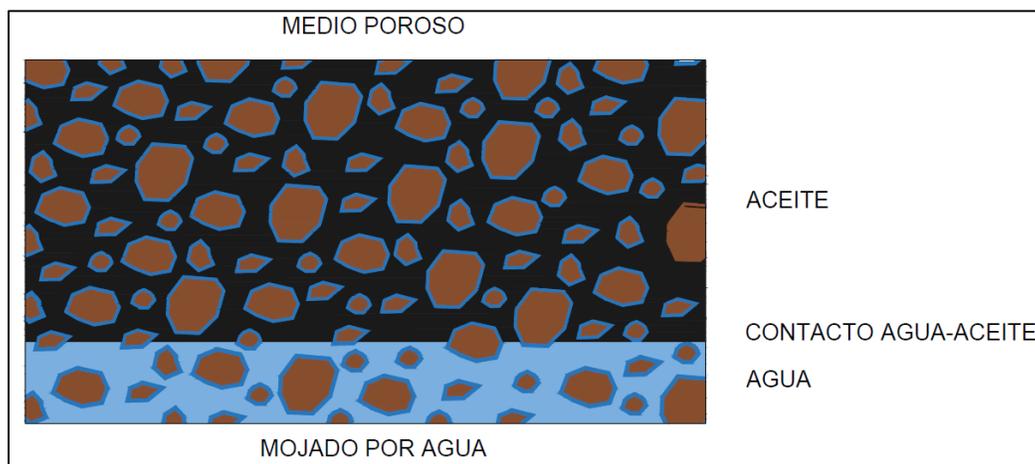


Figura 57. Condición inicial de la sección del yacimiento más cercana al pozo.

Para el análisis de la mojabilidad y su efecto en la conificación de agua, se considerará la influencia de la presión de succión, esto con el fin de direccionar la fuerza de ascenso y argumentar la deformación de la interface.

Proceso de conificación

Al inicio de la producción (la cual tiene lugar mediante el punto de succión), y debido a la caída de presión en la vecindad del pozo, se tiene una modificación en el nivel de la interfaz agua-aceite y al mismo tiempo una zona en el medio poroso donde podemos hablar de la existencia de convergencia de flujo, esta convergencia es delineada por las líneas de flujo. El análisis anterior se ve ilustrado en la Figura 58.

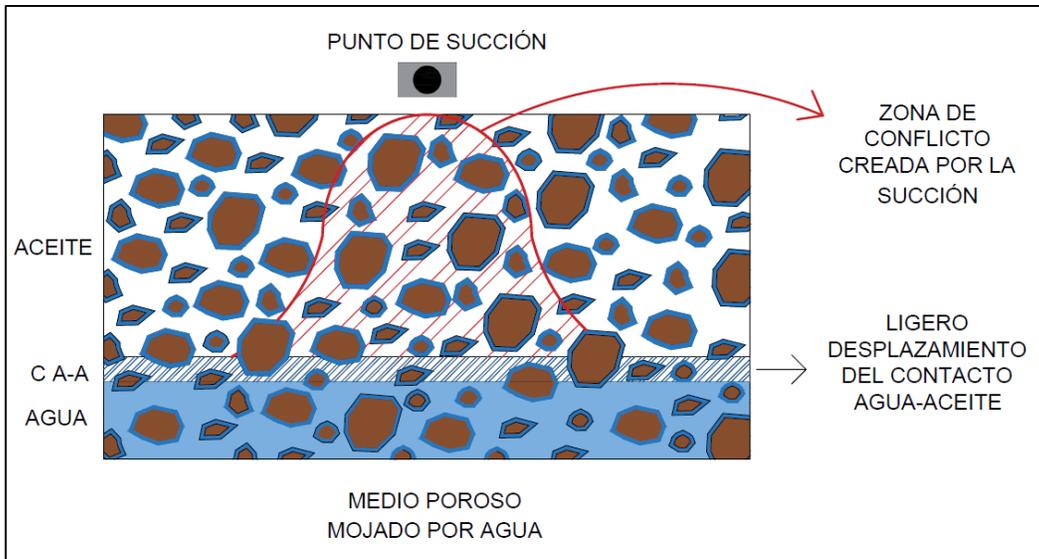


Figura 58. Inicio de la producción y ubicación del punto de succión.

Cabe destacar que, debido a la mojabilidad de la formación (mojada por agua), el aceite presenta preferencia de flujo, por lo que será el primer fluido drenado, dejando un volumen de agua adherido a la roca en forma de película (la película puede variar de espesor, pero para fines prácticos la consideramos de un mismo valor en toda la distribución).

Conforme se incrementa el ritmo y tiempo de producción, el flujo de aceite a través del medio poroso mojado por agua es cada vez mayor, lo que implica también un incremento en la velocidad de flujo del aceite, pero aún sin generar impacto en la película de agua. Aunado a la velocidad de flujo, tenemos la presencia de una velocidad de arrastre, que será justamente la que comience a generar impacto sobre la película de agua que moja a la roca, para posteriormente afectar la mojabilidad del medio poroso en las zonas donde se tenga mayor influencia del flujo y del volumen de agua asociado al yacimiento. La Figura 59 muestra la ubicación del

punto de succión y las resultantes líneas de flujo, que implican una velocidad de flujo y una velocidad de arrastre.

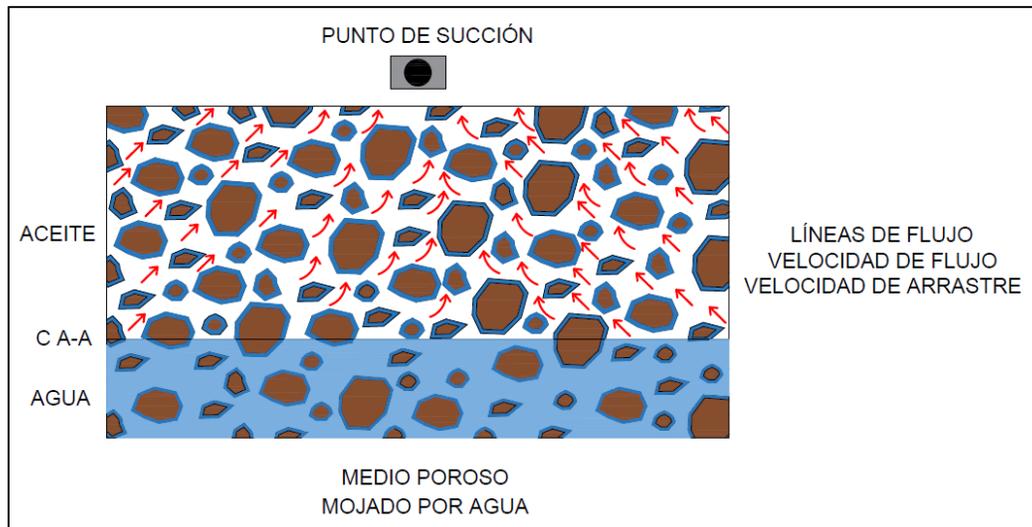


Figura 59. Punto de succión y líneas de flujo.

Básicamente, la velocidad de flujo evoluciona (en magnitud) a velocidad de arrastre, esto es, que el flujo de aceite genera un desgaste directo sobre la película de agua, lo que ocasiona un adelgazamiento de la misma, y conforme se incrementa este deterioro en la película de agua (fase mojante) el aceite va tomando lugar como fluido mojante del medio poroso. Este fenómeno es progresivo, es decir, conforme continúa la producción, el aceite continuará sustituyendo al agua como fase mojante, por lo que estará otorgando al agua una preferencia de flujo en el medio poroso.

En la Figura 60, (1) muestra la condición inicial de un medio mojado por agua, (2) cuando existe ya un flujo o drene de aceite, la fase no mojante tendrá un adelgazamiento en su espesor o que repercute en (3) una mojabilidad mixta, donde el aceite se ha adherido a la superficie sólida por efectos de flujo y la interacción molecular, para posterior y finalmente (4) adherirse en por completo en una sección del medio poroso y así cambiar su mojabilidad, cambiando también las saturaciones de los fluidos y las preferencias de flujo.

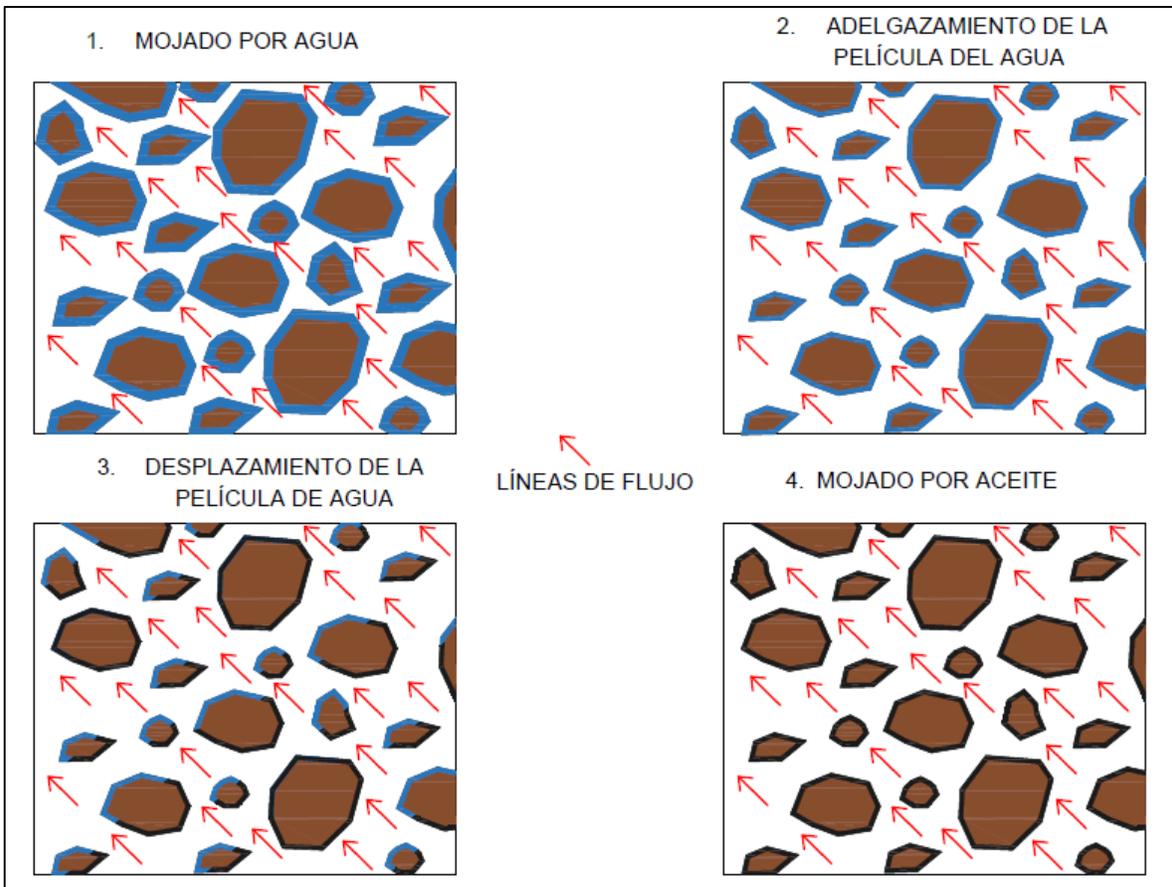


Figura 60. Cambio de mojabilidad por fenómenos de flujo.

Por otra parte, y como observación final, las líneas de flujo llevan dirección hacia el pozo, por lo que la velocidad de flujo del aceite tiene convergencia hacia este mismo punto. Como consecuencia, la velocidad de arrastre también lleva dirección hacia el punto de succión (pozo) y el cambio de mojabilidad tienen lugar en esta misma zona, por lo que podemos considerar que tenemos, con el cambio de mojabilidad, una preferencia de flujo al agua, e incluyendo las fuerzas inerciales ocasionadas por el punto de succión, velocidad de flujo y velocidad de arrastre además del empuje de agua (acuífero asociado) una formación del cono de agua y su ascenso respecto al tiempo de producción.

Cabe destacar que este fenómeno puede darse únicamente en la sección del medio poroso más cercano al pozo, por lo que tendríamos dos mecanismos de ascenso del cono de agua. El primero de ellos, y que en relación al tiempo es el primero en suceder, es la deformación del cuerpo y la formación de la conificación debida a las

fuerzas inerciales (Ver Figura 61) y donde tendremos una velocidad de deformación o avance del cono de agua relativamente baja. La segunda zona es donde se puede presentarse el cambio de mojabilidad por fenómenos de flujo, por lo que esta velocidad de ascenso será relativamente alta, lo que indica que es altamente probable que el irrumpimiento del agua al pozo y el corte de agua presenten un cambio agresivo en las gráficas de producción debido al cambio de mojabilidad en la zona vecina al pozo.

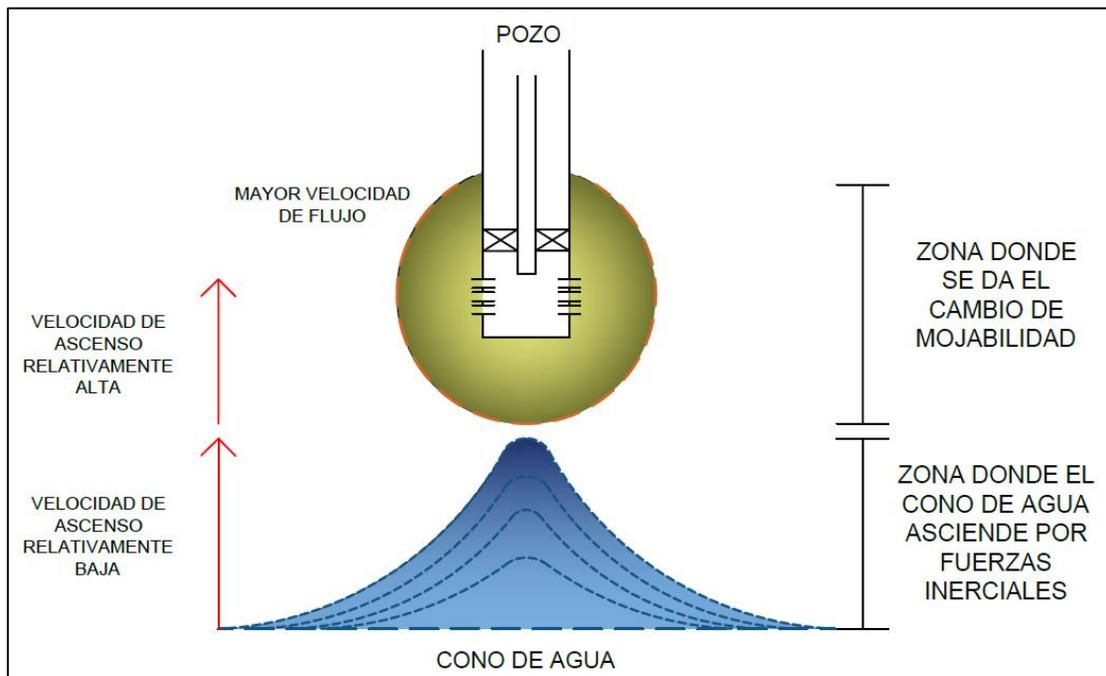


Figura 61. Región del cambio de mojabilidad.

Solución teórica

Como solución, se plantea el regresar la mojabilidad del medio poroso a las condiciones iniciales, es decir, mojado por agua, o saturar de aceite ese volumen afectado.

Posterior al cambio de mojabilidad por naturaleza de flujo y de las fuerzas inerciales, se propone la inyección de un cambiador de mojabilidad para la zona donde existe la conificación de agua. La propuesta incluye la reinyección de aceite, de ser posible el mismo aceite producido, pero proveniente de la batería de separación, esto para solamente inyectar en manera monofásica.

Retomando el trabajo de *R. S. Patel et al* [6], entendemos que la reinyección de aceite o agua para invertir la conificación de fluidos (agua, aceite y/o gas) suelen ser soluciones atractivas debido al requerimiento de bajo capital. Su trabajo es sustentado por estudios de laboratorio a escala y simulaciones numéricas, pero con la condición de que sea aplicado en yacimientos con capas delgadas de aceite (thinning oil sandwich). Ellos plantean un proceso compuesto por dos mecanismos, el primero de ellos es la inyección de un solvente que modifique la permeabilidad, y el segundo mecanismo es el barrido de ese solvente por la inyección del aceite (para el caso particular de la conificación de agua).

Equipo Superficial

De manera básica y sólo de manera ilustrativa se presenta la Figura 62, que nos dice la configuración del equipo superficial de re-inyección. El aceite producido será direccionado a una etapa de separación, donde tendremos un volumen de aceite medido, para después enviarlo a una bomba de inyección, y posteriormente ser reinyectado. Cabe destacar que esta instalación superficial no representa una fuerte inversión, y su costo de operación y mantenimiento es bajo.

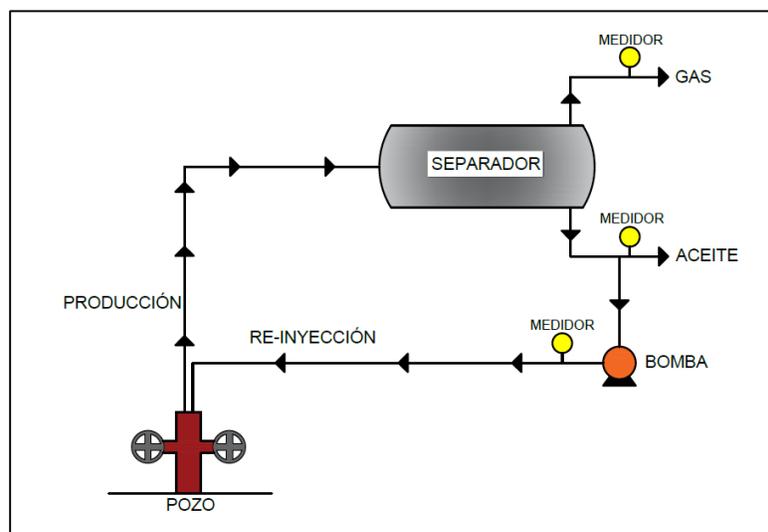


Figura 62. Equipo superficial de reinyección de aceite.

Terminación Propuesta

Recordando las tecnologías DWS (Downhole Water Sink) y DWL (Downhole Water Loop), además de la configuración propuesta por R. S. Patel et al, la terminación será muy similar a estas tres. Se tiene doble terminación, la primera de ellas

conformada por la tubería de producción (TP) y la segunda por la tubería de reinyección (TRI), ambas estarán aisladas mediante empacadores en sus respectivas zonas con la tubería de revestimiento (TR), es decir TP-TR y TRI-TR. La Figura 63 muestra dicha configuración.

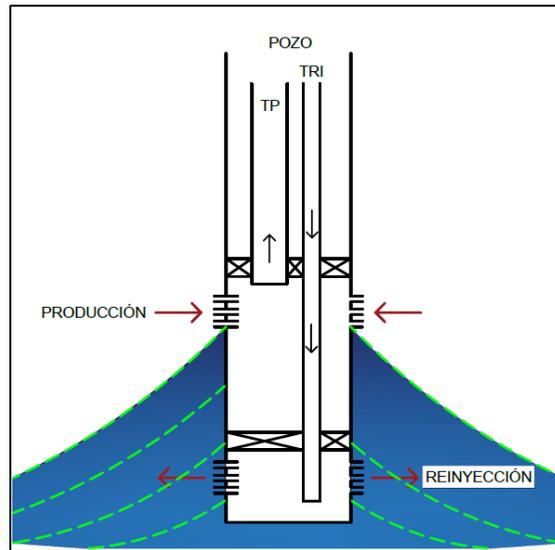


Figura 63. Terminación del pozo para la reinyección del aceite proveniente de la batería.

Aspectos de Mojabilidad

En lo que respecta al cambio de mojabilidad, su impacto y resultados esperados, estos van en función de la zona, el gasto y la presión de inyección. De manera teórica y con base al estado del arte desarrollado en el Capítulo 3 del presente trabajo, y considerando que el cono de agua ha invadido ya el intervalo productor, se resumen tres posibles zonas de inyección, tal y como lo muestra la Figura 64. *

Zona 1: Es la cima del cono de agua, el radio del cono (por sección) es el más pequeño en la distribución total de este mismo. De tener lugar la inyección en esta zona, el volumen de agua se desplazaría de manera relativamente fácil, pero no se tendría un aprovechamiento entero de la reinyección del aceite por la cercanía que existe con el nivel medio de intervalo disparado.

Zona 2: Es la parte media del cono, podemos especificar que el radio tiene menor variación respecto a las otras dos zonas. El cuerpo de agua presenta un volumen importante pero puede ser desplazado mediante un gasto de inyección

relativamente alto, otro aspecto importante es que esta zona se encuentra fuera del intervalo disparado.

Zona 3: Es la base del cono, presenta un volumen de agua grande y un radio de cono de gran dimensión, por lo que inyectar en esta zona sería por completo un reto operacional, se necesitaría de un gasto y presión de inyección muy altos, corriendo el riesgo de dañar la instalación de fondo de pozo o crear un daño a la formación.

***NOTA:** Para lograr la aplicación teórica de estas zonas es necesario conocer la geometría y ubicación del cono de agua, algo que en la literatura y el campo está muy poco documentado.

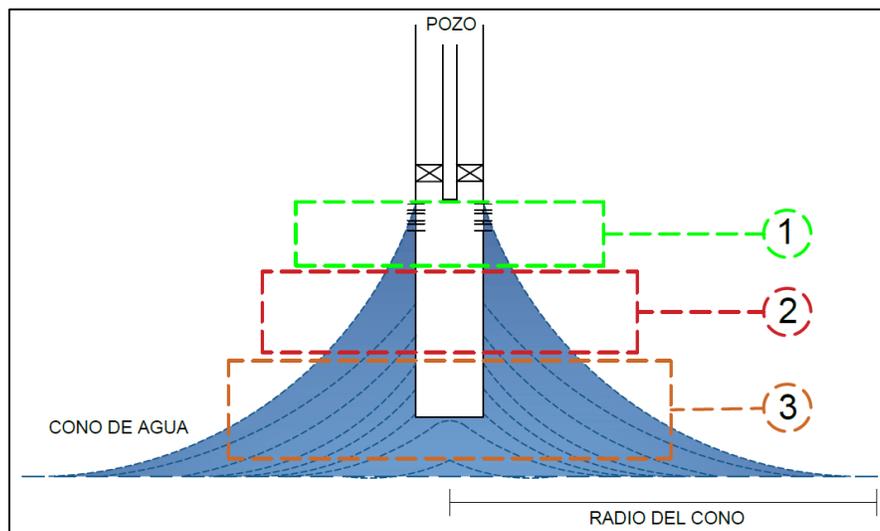


Figura 64. Zonas preferentes de inyección y reinyección de fluidos en un cono de agua.

Para el siguiente análisis, consideraremos que la reinyección de aceite tiene lugar en la Zona 2. El proceso de reinyección puede presentar cuatro puntos importantes y de gran influencia con respecto al tiempo.

1) Barrido del agua del cono y producción del agua remanente del cono: Al realizar la reinyección de aceite en la Zona 2, creamos un rompimiento del cuerpo del cono de agua, esto nos deja dos efectos; el primero de ellos es el barrido del agua correspondiente a la zona de reinyección, este barrido puede generar que el agua vaya hacia la zona de producción o regrese al acuífero, el segundo efecto es la división del cono de agua, la parte superior de esta será producida, mientras que la

parte inferior, por efectos de segregación gravitacional, tenderá a equilibrarse junto con el nivel del contacto agua-aceite, lo que podemos considerar como nivel de cono estable. La Figura 65 ilustra lo anterior.

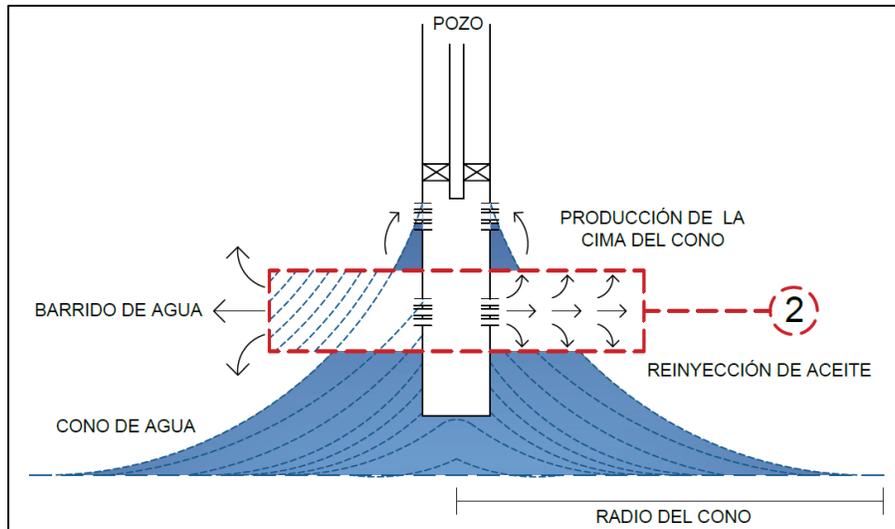


Figura 65. Barrido del agua del cono con reinyección en la Zona 2 y producción del volumen de agua en la cima del cono.

2) Posicionamiento del aceite de reinyección: Posterior al barrido de una sección del cono de agua, el volumen reinyectado de aceite tomará posición de acuerdo a las líneas de flujo resultantes, creando una geometría de cono estable en el cuerpo de agua. Lo anterior se puede justificar debido a que las líneas de flujo resultantes de la reinyección de aceite generan mayor impacto en el cuerpo de agua que la presión de succión generada por la producción de aceite. En la Figura 66 se ilustra el efecto de estas líneas de flujo.

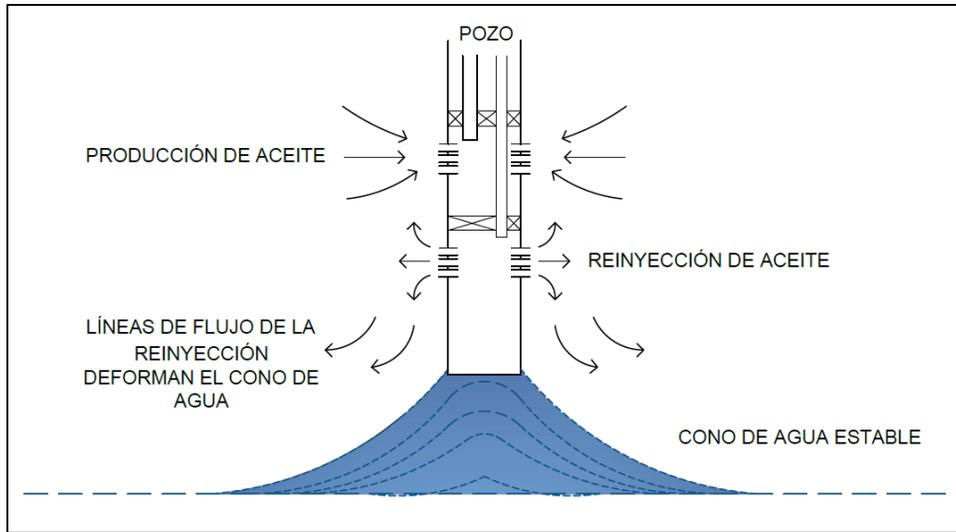


Figura 66. Posición del aceite de reinyección, líneas de flujo resultantes y cono de agua estable.

3) Cambio de mojabilidad/saturación del medio con reinyección del aceite: Recordando que en el período inicial de producción tuvo lugar un cambio de mojabilidad por efectos de flujo, se plantea regresar dicha mojabilidad a su fase agua, o saturar la zona conificada con aceite proveniente de la batería de separación para crear una barrera impermeable al flujo de agua. Este proceso debe analizarse de manera dinámica y evolutiva.

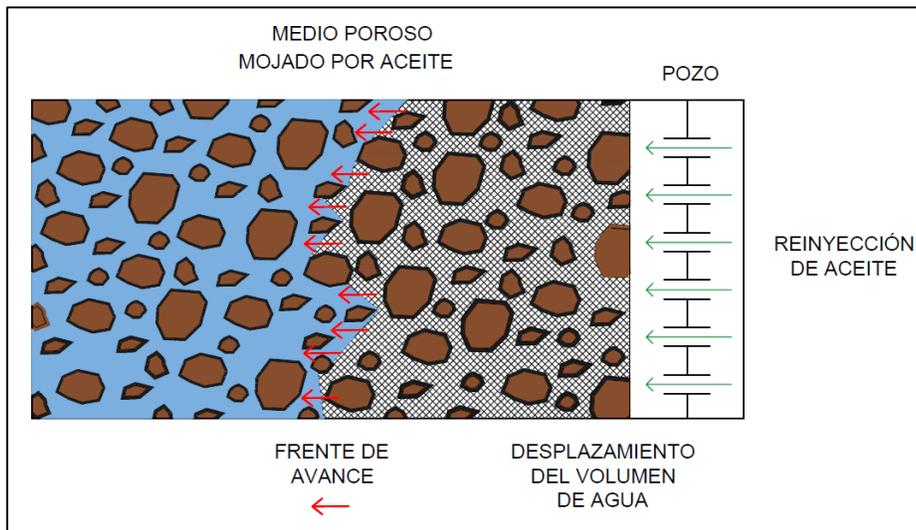


Figura 67. Efectos en el medio poroso de la reinyección del aceite.

En un tiempo inicial, y considerando que el medio poroso está mojado ya por aceite, facilitará el desplazamiento del volumen de agua con la reinyección de aceite, lo que se deriva en una saturación del medio por este mismo aceite. La invasión del aceite de reinyección estará en función de parámetros propios del medio poroso (porosidad, permeabilidad, mojabilidad) y de parámetros operacionales (gasto de reinyección, presión de reinyección, características del aceite reinyectado). Los efectos en el medio poroso se muestran en la Figura 67, mientras que una vista cilíndrica de la vecindad del pozo puede ser observada en la Figura 68.

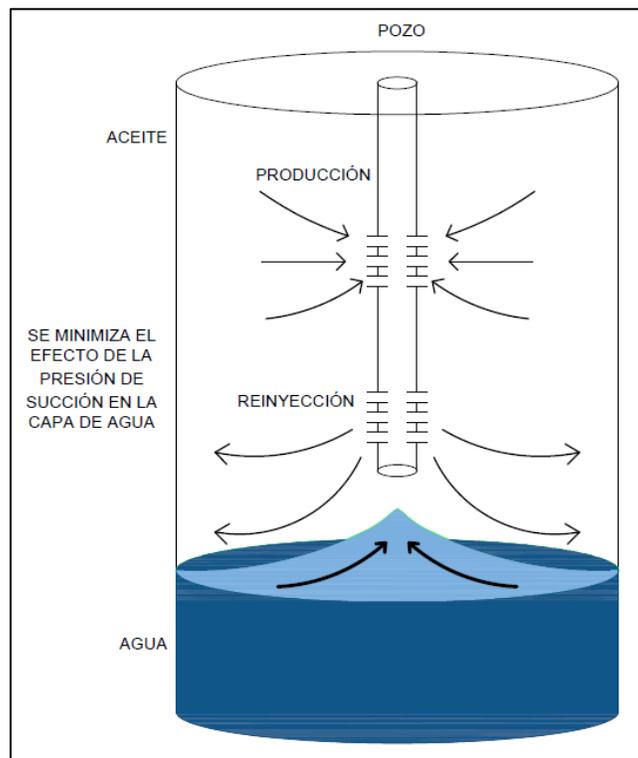


Figura 68. Vista cilíndrica de un pozo con reinyección de aceite para reducir la conificación de agua.

4) Mantenimiento de la mojabilidad/saturación de aceite en la zona de reinyección: La solución en cuestión no especifica un tiempo de duración o un lapso de tiempo para que una vez removida cierta parte del cono este vuelva a aumentar su altura e irrumpa en el pozo. Por lo que la manera más segura de que el cono no irrumpa en el pozo nuevamente es mantener continua la reinyección de aceite. Este aspecto anterior debe ser analizado a fondo en aspectos de costos, mantenimiento y rentabilidad.

Aspectos Operacionales y Posibles Casos Negativos

Dentro de los aspectos operacionales, se debe tener un cálculo eficiente y confiable acerca del gasto de reinyección y del gasto de producción, esto para evitar conflicto entre sus respectivas líneas de flujo resultantes, por otra parte, la colocación y dimensionamiento de los intervalos, tanto productor como reinyector, este segundo para garantizar el eficiente impacto en la zona 2 del cono de agua y el eficiente barrido del volumen de agua.

En los posibles casos negativos, se tienen contemplados tres escenarios, pero pueden no ser los únicos que lleguen a presentarse.

1) Crear un loop de aceite: Similarmente a las restricciones que se mencionan en las tecnologías DWS y DWL, puede presentarse el escenario en el que la reinyección de aceite y la producción de aceite entren en conflicto, por lo que parte del aceite de reinyección será producido. Esto creará un ciclo indeseable de aceite, dado que ya se tendrá comunicado mediante líneas de flujo a la zona de reinyección con producción, tal y como se muestra en la Figura 69.

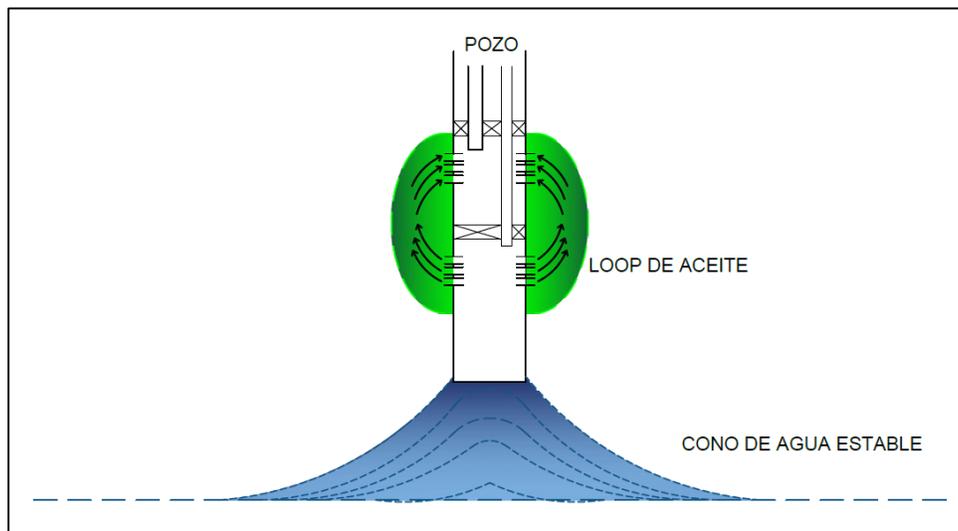


Figura 69. Problemática del loop en la reinyección de aceite.

2) Volumen y/o presión de reinyección incapaz de romper el cono de agua: De acuerdo a la selección del intervalo o zona de reinyección, el volumen de aceite reinyectado puede llegar a ser incapaz de romper el cono de agua, por ende, tampoco creará el barrido necesario del volumen de agua, por lo que no minimizará

la conificación, y la producción indeseable de agua seguirá teniendo lugar en el pozo. La Figura 70 ilustra esta problemática.

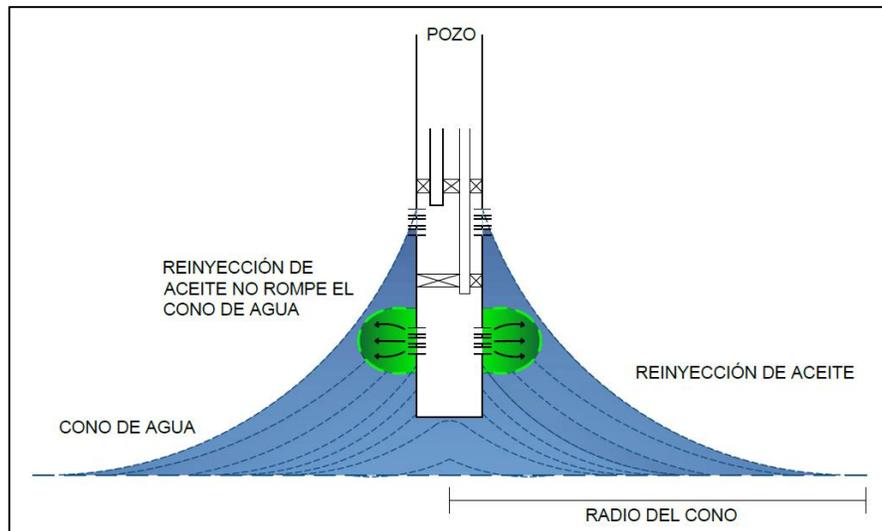


Figura 70. Problemática de no ruptura del cono.

3) Declinación drástica de la inyectividad: Entendemos por inyectividad la parte contraria a productividad, o al menos referido al proceso extractivo e inyectivo. El comportamiento de la inyectividad para el caso de un fluido incompresible se muestra en la Figura 71.

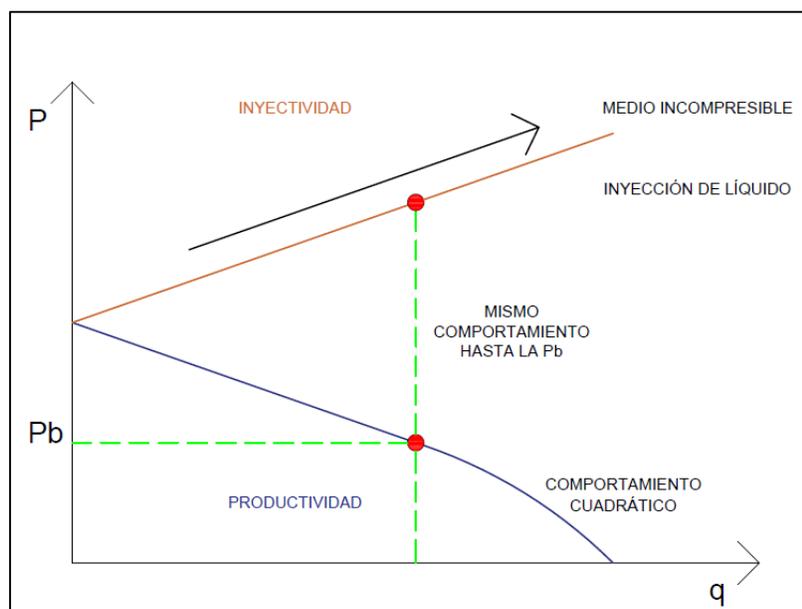


Figura 71. Inyectividad vs Productividad

La línea recta en la inyectividad implica que estamos tratando con un fluido incompresible, la curva de productividad tendrá el mismo comportamiento hasta la aparición del Punto de Burbuja (P_b), donde se comienza una curvatura y se tiene presente un comportamiento cuadrático.

Por otra parte, la manera de generar un daño a la formación o declinación de la inyectividad tiene razón en el gasto reinyectado, la viscosidad del fluido reinyectado y la presión de reinyección. Estos tres factores pueden presentar diversos efectos:

- Alto gasto: Saturación rápida del medio poroso y aumento excesivo de la presión.
- Viscosidad: Al reinyectar un fluido más viscoso que el original, estaremos creando una mezcla con diferentes viscosidades, por lo cual estas tenderán al equilibrio y la viscosidad de la mezcla aumentará, lo que provocará un disminución en la inyectividad y en la propia productividad.
- Alta presión: Una alta presión de reinyección puede alcanzar el valor de la presión de fractura de formación, lo que repercute en la creación de fracturas que comunicarán de manera directa el cuerpo de agua con el pozo productor.

Estas consecuencias se muestran gráficamente en la Figura 72.

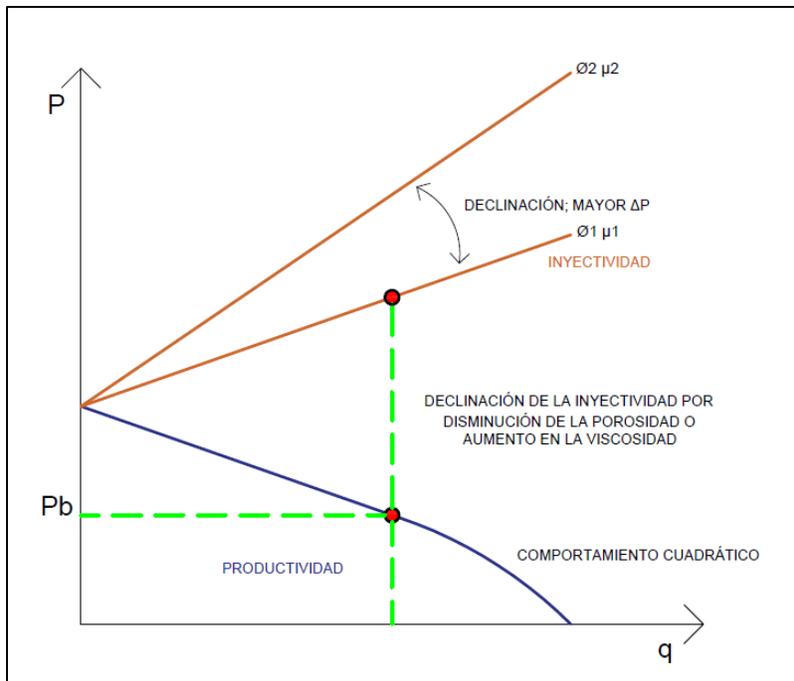


Figura 72. Declinación de la inyectividad.

4) Inyección del aceite afectada por la segregación gravitacional: Esta problemática puede darse en caso de que la segregación gravitacional actúe rápidamente en la reinyección del aceite. Tenemos que al reinyectar el aceite, este entra en contacto con el agua del cono y debido a su diferencia de densidades el aceite tenderá a ascender por encima del cuerpo de agua con respecto al punto de inyección, lo que repercute también en la problemática mencionada en el punto 2 de este análisis.

La deformación de la interface agua-aceite reinyectado tendrá una tendencia de forma, la cual se muestra en la Figura 73, por lo que no se detiene ni el avance del cono de agua ni la producción del corte de agua, además de que podría darse el caso de que este aceite sea capaz de crear un loop o que reduzca el área disponible de flujo.

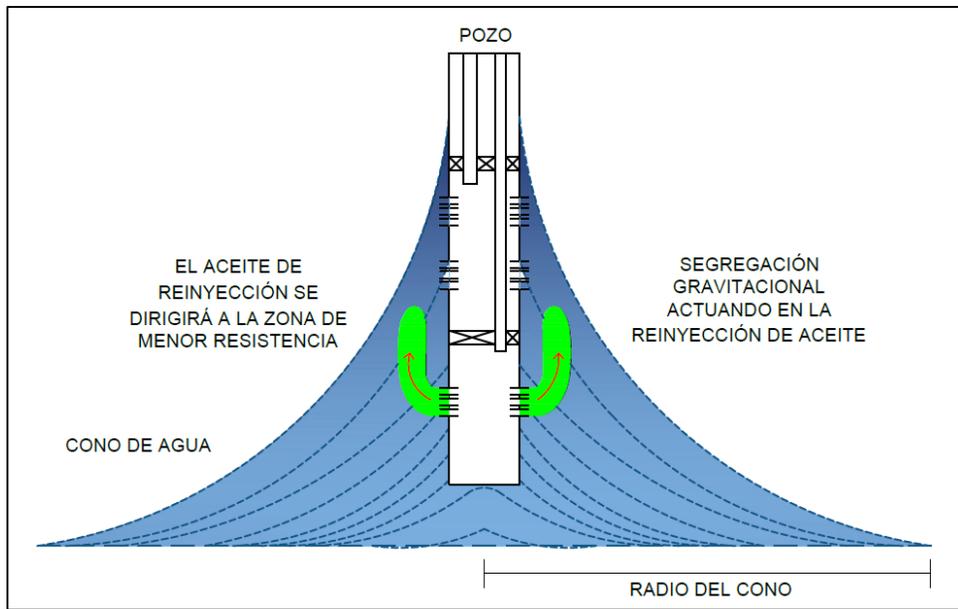


Figura 73. Efecto de la segregación gravitacional en la reinyección de aceite. [7]

REFERENCIAS

- [1] Russell T. Jonhs, Larry W. Lake y Arnaud M. Delliste. "PREDICTION OF CAPILLARY FLUID INTERFACES DURING GAS O WATER CONING IN VERTICALS WELLS", SPE, The University of Texas at Austin. SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in San Antonio, 29 September – 2 October 2002. SPE ID 77772.
- [2] Kegang Ling y Zheng Shen. "INCLUDING THE EFFECT OF CAPILLARY PRESSURE TO ESTIMATE CRITICAL RATE IN WATER CONING WELL", SPE, University of North Dakota, North Africa Technical Conference and Exhibition held in Cairo, Egypt, 20 – 22 February 2012. SPE ID 152131.
- [3] Bass, D. M. "PROPERTIES OF RESERVOIR", H. B. Bradley Editor, Engineering Handbook Society of Petroleum Engineer, Richardson, Texas. 1987.
- [4] Harry, W. B. "CAPILLARY PRESSURE INVESTIGATIONS", Petroleum Trans. AIME, V. 192.
- [5] SLB, "OILFIELD REVIEW: FUNDAMENTALS OF WETTABILITY", Oilfield Review SLB, Seminario SLB sobre mojabilidad, Mayo de 2007, Bahrain.
- [6] R. S. Patel, J. P. Batycky, J. S. Tang, S. Y. Lai y M. P. Tibold, "THE APPLICATION OF FLUID INJECTION TO MITIGATE CONING", Imperial Oil Resources. Septiembre de 1994. SPE 28570.
- [7] Idea Original por M. en I. Juan de la Cruz Clavel López, presentada dentro del taller de trabajo "OPTIMIZACIÓN INTEGRAL DE LA PRODUCTIVIDAD". Capítulo 1 "Generalidades del comportamiento de pozos productores de aceite y pozos productores de gas". Ciudad Del Carmen, Noviembre-Diciembre 2015.

CAPÍTULO 6. ANÁLISIS DE LAS SOLUCIONES DISPONIBLES PARA LA PREVENCIÓN, CONTROL O ELIMINACIÓN DE LA CONIFICACIÓN DE AGUA.

A lo largo del tiempo, se han considerado diversas soluciones para reducir la conificación de agua y sus efectos, desde la reducción del gasto de producción hasta el desarrollo de dispositivos que regulen la caída de presión en la tubería de producción y su vecindad. Con fundamentos teóricos y prácticos, muchas de estas aplican bajo ciertos rangos o parámetros, mientras que otras suelen ser muy generales.

6.1 REDUCCIÓN DEL GASTO DE PRODUCCIÓN

La disminución del gasto de producción puede reducir la conificación de agua y sus efectos mediante el decremento de la caída de presión en la vecindad del pozo. Esto, en consecuencia, reduce las fuerzas dinámicas alrededor del pozo y, por lo tanto, asiste una mejor segregación gravitacional de las fases involucradas. ^[1]

A lo largo de este trabajo se ha mencionado a la presión de succión como el parámetro con mayor influencia sobre la deformación del cuerpo de agua, su conificación y su irrupción al pozo. Al reducir el gasto de producción se reduce de manera directa la magnitud de la presión de succión, y por razones obvias podría decirse que la reducción del gasto de producción para el control o prevención de la conificación de agua es la mejor solución, sin embargo, en aspectos de rentabilidad, y recordando los resultados de los ejercicios presentados en el Capítulo 4, los gastos críticos de producción suelen ser muy bajos.

Por otra parte, la reducción del gasto de producción sin llegar al valor del gasto crítico, también representa pérdidas monetarias y si el pozo ya presenta conificación de agua resulta más difícil su control. La Figura 74 ejemplifica esta solución.

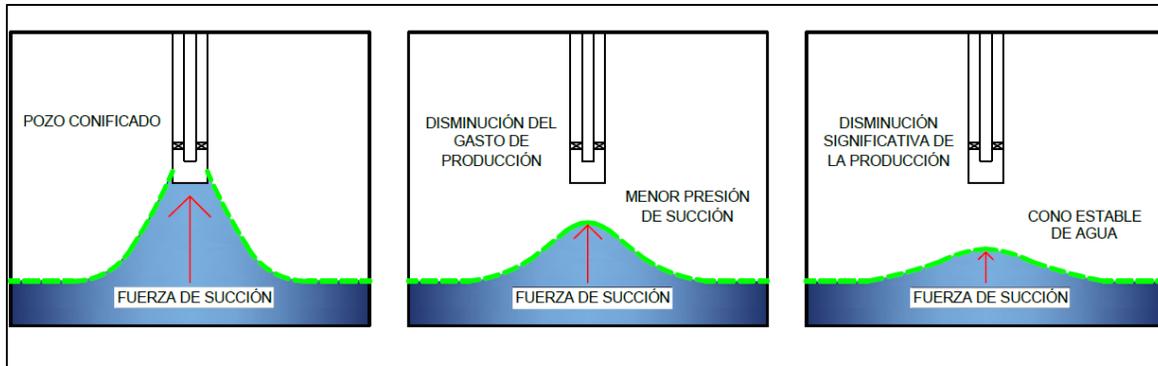


Figura 74. Comportamiento del cono de agua respecto a la disminución del gasto de producción.

Ventajas:

- No genera costos por intervención.
- Se puede mantener una altura del cono estable.
- Existen correlaciones analíticas para determinar un gasto crítico.

Desventajas:

- Se reduce la producción de aceite.
- No se tiene certeza de que se eliminará la producción de agua.
- Se depende de la segregación gravitacional.

6.2 PERFORACIÓN DE POZOS DE ALIVIO

La adición de pozos de alivio en un yacimiento dado promueve la formación de varios conos de agua, que serán de menor magnitud y tamaño respecto al inicial. [1]

Esto es, que la presión de succión para un solo pozo debe ser equilibrada por la presión de succión que existirá en los pozos de alivio. La principal desventaja que puede presentar esta solución es la del alto costo de perforación, además de que el gasto de aceite de los pozos de alivio deberá de ser mayor al gasto de aceite que se tenía presente en el pozo inicial.

Otra posible desventaja, es que a un alto gasto de producción en el pozo principal y los pozos de alivio se pueda llegar a presentar la irrupción del cono de agua en todos ellos, lo que crearía una gran problemática del control del cono de agua y su producción. Por lo tanto, además de la perforación de pozos de alivio, también se

deben de cuidar los gastos de producción. La Figura 75 ilustra el proceso de conificación al aplicar pozos de alivio.

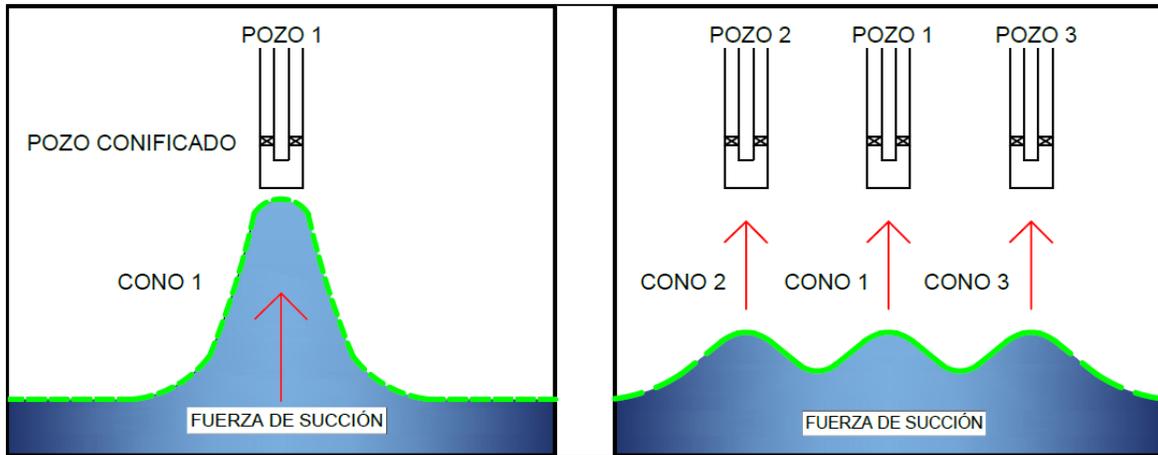


Figura 75. Efecto del cono de agua con pozos de alivio.

Ventajas:

- Mayor área de drene.
- Se mejora la productividad de los pozos.
- Puede reducirse el daño por convergencia de flujo.

Desventajas:

- Alto costo de perforación.
- Se deben de calcular valores de gasto crítico para cada pozo.
- No se asegura la inexistencia de conos de agua que irrumpen en los pozos.

6.3 MEJORAMIENTO DE LA PRODUCTIVIDAD DEL POZO

En algunos casos, es posible incrementar la productividad del pozo mediante la aplicación de tratamientos ácidos o procesos de fracturamiento al yacimiento. Una fractura o una estimulación pueden incrementar el radio de pozo efectivo, r_{we} , que se indica con la siguiente ecuación:

$$r_{we} = r_w e^{-S} \dots (6.1)$$

Donde:

$$r_w = \text{radio del pozo}$$

$$S = \text{daño}$$

Este incremento en el radio efectivo de pozo reduce el efecto de conificación mediante el decremento de la caída de presión alrededor del pozo [1]. Esto es, que conforme se reduce el daño en la formación, se incrementa el radio efectivo del pozo. La Figura 76 muestra el comportamiento del radio efectivo del pozo, mientras disminuye el factor de daño y el radio de pozo es constante, con valores de daño de (20) hasta (-3).

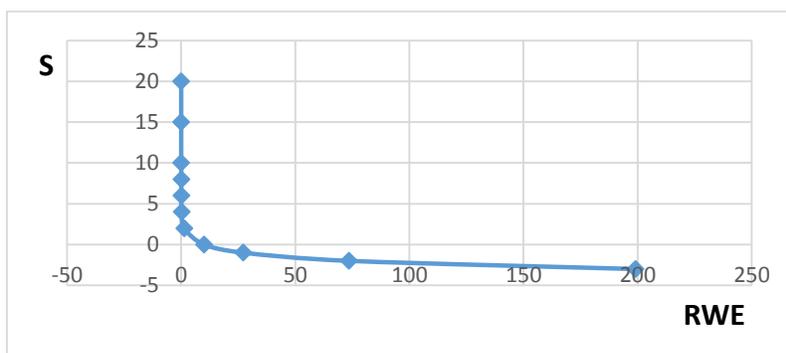


Figura 76. Comportamiento de 'rwe' respecto a 'S'.

En este análisis, desechamos la idea de realizar un fracturamiento hidráulico, debido a que no se puede garantizar la dimensión de la fractura y su extensión, por lo que se puede comunicar de manera directa un cuerpo de agua con el pozo. Por otra parte, su costo es alto y los aspectos operacionales suelen ser complejos.

Las consecuencias de un tratamiento ácido o una estimulación repercuten directamente sobre la modificación de la porosidad y permeabilidad en la vecindad del pozo, al abrir nuevos canales de flujo y comunicarlos de manera directa con el pozo. Como una segunda consecuencia, posiblemente, se tiene una nueva distribución de las fuerzas inerciales, las cuales podrán ser mayores en presencia pero menores en magnitud, lo que hace que actúen de menor manera en la zona de agua.

La Figura 77 muestra el efecto de la estimulación en la reducción del daño y su influencia en la conificación de agua.

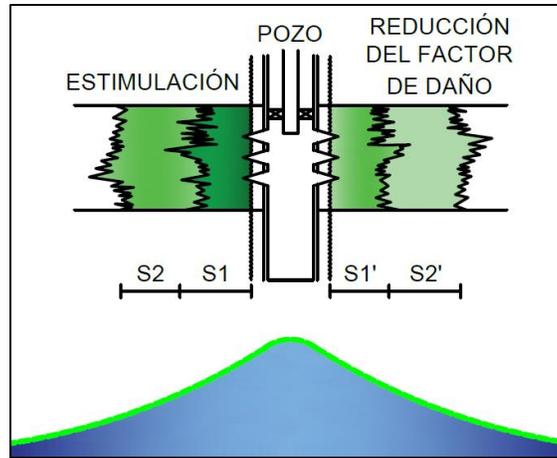


Figura 77. Prevención de la conificación mediante una estimulación.

El beneficio adicional para este tipo de solución es la de reducir el daño por convergencia de flujo, dado que se tendrá una mayor área por donde el aceite será drenado, y las fuerzas inerciales minimizarán su efecto en la zona de agua.

Este daño es causado por la convergencia de flujo hacia la penetración parcial en la zona productora, los efectos de este daño fueron estudiados por A. S. Odeh (1980) ^[16] y lo define con la siguiente ecuación:

$$S_{PEN} = 1.35 \left(\left(\frac{h_e}{h_p} - 1 \right)^{0.825} \left(\ln \left(h_e \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} + 7 \right) - \left(0.49 + 0.1 \ln \left(h_e \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} \right) \right) \ln r_{wc} - 1.95 \right) \right) \dots (6.2)$$

Donde:

h_e = Espesor efectivo de la formación productora [ft]

h_p = Longitud del intervalo disparado [ft]

k_h/k_v = Relación de permeabilidades [adim]

r_{wc} = Radio del pozo corregido [adim]

Donde 'r_{wc}' se define por:

$$r_{wc} = r_w e^{0.2126 \left(\left(\frac{Z_m}{h_e} \right) + 2.753 \right)} \text{ Para } Y > 0 \dots (6.3)$$

$$r_{wc} = r_w; \text{ Para } Y = 0 \dots (6.4)$$

Donde 'Y' es la distancia entre de la cima del yacimiento y la cima del intervalo disparado, en pies. Y 'Z_m' es la distancia entre la cima del yacimiento y la mitad del intervalo disparado.

La ecuación (6.2) contiene el parámetro 'h_p' que refiere a la longitud del intervalo disparado, al aumentar esta distancia nuestro factor de daño 'S' se verá reducido. Prácticamente, al reducir el daño por penetración parcial se tiene una mayor área de flujo cerca del pozo, lo que repercute de manera directa en la velocidad de flujo, al hacerla disminuir.

La Figura 78 muestra el comportamiento típico de una gráfica de área contra velocidad. Conforme nuestra área incrementa la velocidad será menor, lo que crea una menor magnitud en los efectos inerciales que deforman el cuerpo de agua y crean la conificación.

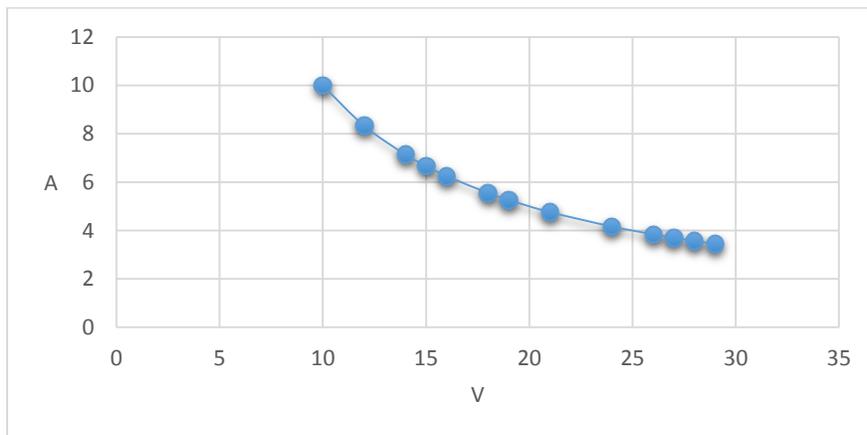


Figura 78. Comportamiento típico de área contra velocidad.

Ventajas:

- Existen gran cantidad de procesos de estimulación.
- Se tiene probada la efectividad de estos tratamientos.

- Generalmente, no representan grandes cantidades en el costo.

Desventajas:

- Se puede comunicar un canal de agua con el pozo.

6.4 RE-TERMINACIONES

También llamada en idioma inglés como ‘Plugging Back’, se refiere al taponamiento del intervalo disparado que ya ha sido invadido por la conificación de agua para posteriormente re-disparar un nuevo intervalo de producción.

La re-terminación de pozos a una elevación mayor para incrementar la distancia entre el contacto agua-aceite y las perforaciones más bajas es una buena práctica para reducir los efectos de la conificación de agua. [1]

En el trabajo presentado por Muskat y Wyckoff en 1934, concluyen que “... El proceso anómalo para la eliminación de la conificación de agua se da mediante la re-terminación del pozo (plugging back) y puede basarse sobre el hecho de la repetición de los mismos principios físicos básicos del fenómeno”. [2]

La Figura 79 ilustra este principio operacional, plasmando también la problemática de que el cono de agua volverá a irrumpir en el pozo, posiblemente.

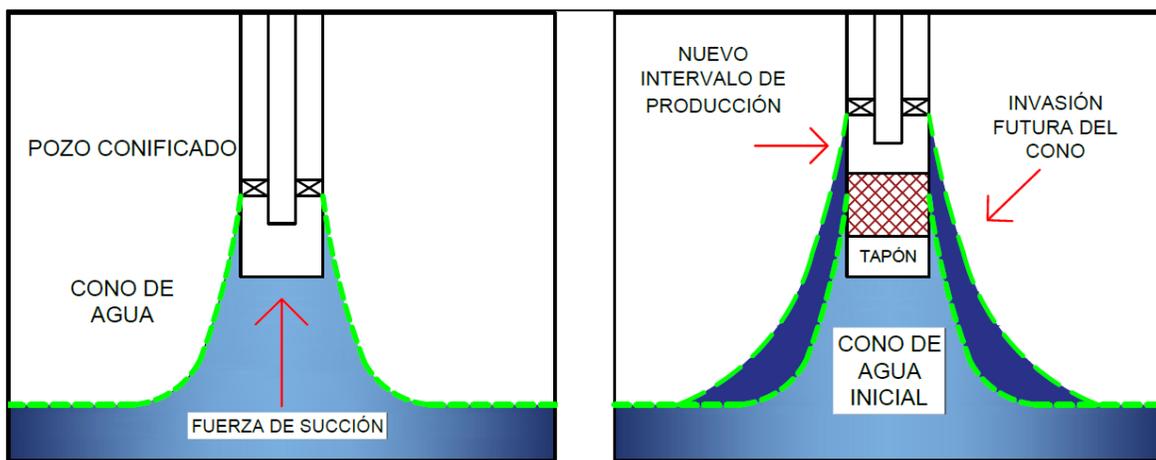


Figura 79. Re-terminación de pozos y su efecto en la conificación de agua.

Esto es, que a medida que se propone o ejecuta la re-terminación del pozo, los principios físicos de la conificación de agua siguen intactos, lo que únicamente cambia es el origen de la presión de succión, por lo que el agua continuará su

ascenso hasta irrumpir en el nuevo intervalo productor. A pesar de la obviedad del proceso, esta técnica es una de las más utilizadas para el control de la conificación de agua.

Ventajas:

- Bajo costo de intervención.
- Alta disponibilidad del equipo operacional.
- Se puede reducir considerablemente el corte de agua e incluso eliminarlo.
- Se puede mantener el gasto de producción de aceite.

Desventajas:

- Se repiten los principios físicos de la conificación.
- No se asegura que el avance del cuerpo de agua sea detenido.
- No existen modelos para sustentar la efectividad del método.
- Para evitar la futura conificación, se debe producir a un gasto menor.

6.5 CERRAR PRODUCCIÓN.

El cierre del pozo da mejores resultados para el caso de la conificación del gas que para el caso de la conificación de agua. Después de que el cono irrumpe en el pozo, el pozo es cerrado durante un cierto período. Entonces, el pozo es re-abierto a producción a un bajo gasto para prevenir un nuevo incremento en el cono. En el caso de la conificación de agua, la segregación gravitacional suele ser más lenta debido a la baja diferencia de densidades entre el agua y el aceite, en comparación con la diferencia que existe entre el aceite y el gas. Además, las presiones capilares retienen (might retain) una porción del agua que ha sido desplazada por el aceite, como consecuencia se reduce la permeabilidad relativa al aceite. ^[1]

A nivel empresa, privada o gubernamental, parar el ritmo de producción no es una opción viable para el control de la conificación de agua. A pesar de que no presenta un costo el cierre del pozo, el problema impacta directamente en nulificar el volumen de producción de uno o varios pozos, para después ser abiertos a un gasto menor respecto al original. Por otra parte, la segregación gravitacional no suele ser a la

velocidad que el área de productividad necesita para la reapertura de un pozo, por lo que no representa una solución efectiva. La Figura 80 ilustra este proceso.

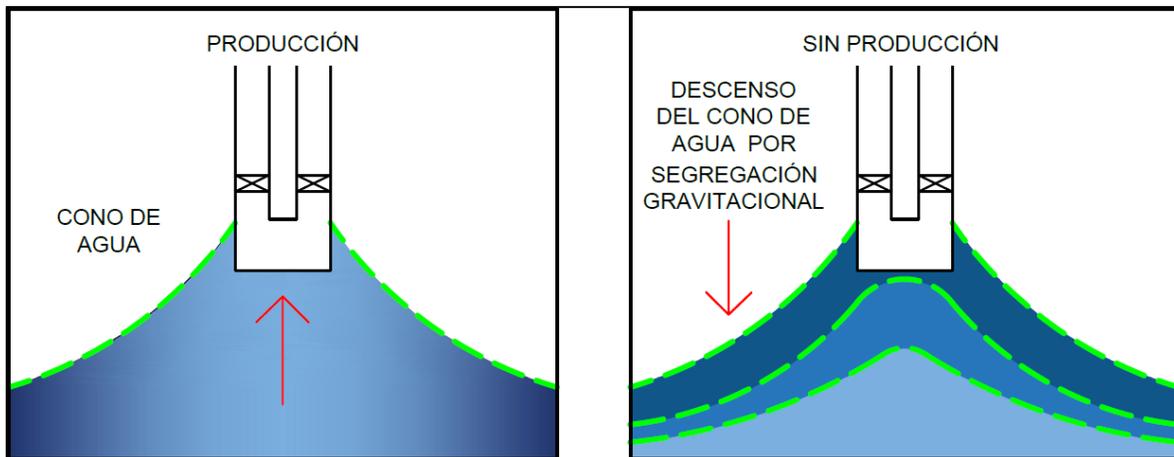


Figura 80. Cierre temporal del pozo y su efecto en la conificación de agua.

Ventajas:

- No existe costo por intervención.
- No se necesita de algún tipo de tratamiento.

Desventajas:

- El pozo debe cerrarse un largo período de tiempo.
- Se tiene una lenta segregación del cuerpo de agua.
- En la reapertura, el gasto deberá ser menor al inicial.

6.6 INYECCIÓN DE ACEITE

En algunos casos, es posible prevenir la conificación e incrementar la recuperación mediante la inyección de aceite cerca del contacto agua-aceite. La experiencia de campo muestra que esta solución reduce drásticamente la relación agua-aceite. [1]

Uno de los problemas asociados con esta solución es que se necesita de un volumen grande de reinyección para incrementar la recuperación, y esto es siempre incierto con respecto a la producción. Por ejemplo, en algunos casos es necesario inyectar 6 barriles para recuperar 5 barriles. Por otra parte, se debe tener cierto control sobre el aceite de inyección, para evitar conflictos de compatibilidad de los fluidos.

6.7 BARRERAS ARTIFICIALES

Materiales como plásticos, cementos, bitúmenes, geles, entre otros, son de ayuda para controlar y prevenir la conificación de agua si estos son capaces de penetrar en la formación a una distancia considerable, generando una barrera artificial. La oferta de los plásticos es una técnica con muchas ventajas, pero su costo suele ser muy alto. Los bloqueos mediante agentes gelificantes pueden ayudar a reducir la conificación que es causada por la comunicación de zonas de alta permeabilidad. [1]

Cementos y microcementos [3 y 4]

La inyección de cemento es una de los principales métodos de control debido a su fácil disposición y metodología. Funciona en cualquier tipo de yacimiento mediante la operación de inyectar un volumen determinado de cemento en el intervalo productor que ha sido invadido de agua. Generalmente el cemento convencional contiene un tamaño de partícula alrededor de 25 micrones, por ello, se introduce un nuevo tipo de cemento de grano fino llamado “Cemento fino de partículas pequeña”. [3]

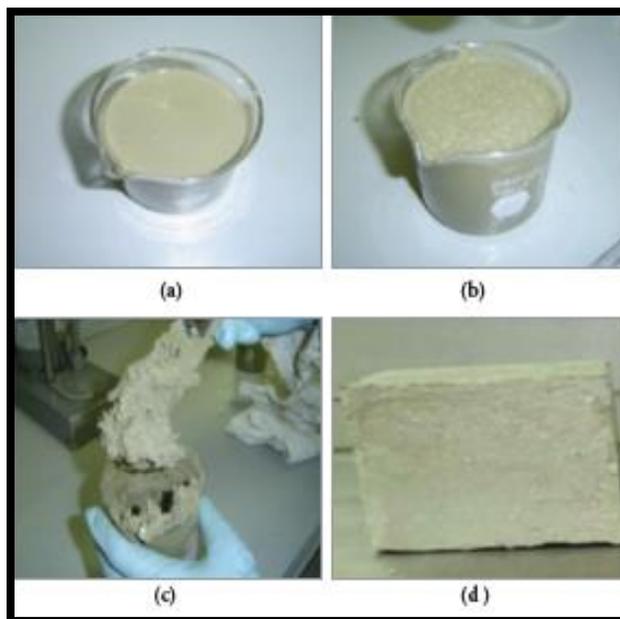


Figura 81. Reacción del cemento: a) Apariencia Inicial, b) Cemento contaminado con agua, c) Antes de reaccionar (apariciencia grumosa), d) Reacción final. [3]

Un cemento fino de partículas pequeñas en cuanto a su objetivo es similar, la diferencia radica en que el promedio de las partículas del cemento es de 5 micrones, llegando a un máximo de 10 micrones por partícula. La Figura 82 muestra las diferencias métricas anteriores.

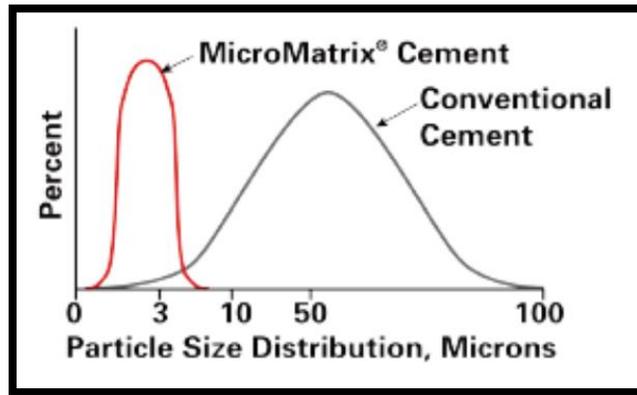


Figura 82. Distribución promedio del tamaño de partícula en el cemento extra fino. [3]

Este cemento llega a consolidarse en intervalos más conflictivos, de mayor longitud y espesor; por ejemplo, desde filtraciones en la tubería de producción hasta controlar fracturas asociadas a un acuífero.

Para poder realizar una operación exitosa en la introducción del cemento de partículas pequeñas se requiere de un fluido guía para inyectarlo en el intervalo deseado, esto es, utilizar un surfactante base aceite reticulado con metales. Este proceso se denomina “proceso selectivo para el control del agua” o SWSP (por sus siglas en inglés, Small Water Control Process). [4]

El proceso inicia con la inyección del surfactante metálico para alcanzar formaciones muy profundas, al tener contacto con el agua, reacciona y se deposita hinchando el fluido para aumentar su viscosidad y reducir su movilidad. Este proceso inicial sirve como fluido localizador para encontrar el intervalo que contiene la irrupción del agua.

El siguiente paso es inyectar el cemento de partícula fina en el mismo intervalo que se introdujo el surfactante para cementar y bloquear exitosamente el intervalo productor.

Este proceso funciona para formaciones de arenas, limolitas fracturadas, dolomías, etc.

Ventajas:

- Bajo costo (tratamiento alrededor de 4000 a 6000 dólares por pozo)
- 95% de efectividad en pozos
- Aplicable a cualquier tipo de pozo
- Rango de temperatura (70 a 400 °F)

Inyección de geles

La inyección de geles es una técnica empleada para mejorar la eficiencia de los procesos de inyección de agua y para aminorar la movilidad del agua tapando los espacios entre poros. Su objetivo principal es aumentar la resistencia al flujo del agua en zonas fracturadas o zonas de alta permeabilidad, permitiendo que el flujo inyectado haga contacto con zonas no barridas, aumentando de esta manera la eficiencia de barrido. Se le conoce como un modificador en la permeabilidad efectiva al agua en el yacimiento. La mayoría de estos geles su componente principal en la composición química es la poliacrilamida. [5]

➤ Poliacrilamida (HPAM) [5 y 6]

El polímero es generalmente modificado químicamente por el remplazo de algunos grupos de amida, este proceso se llama hidrólisis, es realizado para tratar una solución de poliacrilamida con una base fuerte, ejemplo el hidróxido de sodio. [6]

La solución de poliacrilamida hidrolizada es sensible a la sal y debe ser preparada con agua dulce lo que facilita el flujo a través del espacio poroso de la roca del yacimiento. Al tener contacto con el agua salada, los electrolitos en solución propician una cadena de moléculas; esto obstruye el flujo a través del espacio poros y reduce la viscosidad de la solución, así como reduce la movilidad del agua impidiendo su flujo. Una de los principales problemas es la presencia de oxígeno ya que ocasiona una inestabilidad en la poliacrilamida.

En el proceso de inyección de geles, consiste de una solución de agua, polímero y un agente entrecruzado inyectado a las zonas de alta permeabilidad. Una vez

realizado el proceso de inyección, por efectos del agente entrecruzado ocurre una reacción al contacto con el agua generando el proceso de formación del gel, un fluido de alta viscosidad que hace inmóvil al mismo, atrapándolo en zonas de alta permeabilidad cercanas al pozo inyector.

El proceso de formación del gel depende del sistema a tratar, así como del químico, la forma de mezclar sus componentes y la velocidad de la reacción química. Se puede inyectar los químicos mezclados en superficie o ser inyectados por separado de forma secuencial. La inyección tiene factores de diseño como el tiempo de reacción del químico, tipo de gel entrecruzado, concentración y características de la solución polimérica, así como variables del sistema como la temperatura y la resistencia a fluir. [5]

Los sistemas más conocidos se basan en poliacrilamidas entrecruzadas con cromo y PVA (alcohol polivinílico) reticulado con glutaraldehído. Son soluciones de baja concentración, por lo que tienen baja viscosidad. Ninguno de estos materiales es selectivo y tapan los poros que contengan hidrocarburo y/o agua. Este tratamiento es aceptable para controlar el problema de conificación de agua. En el caso de canalización o zonas de alta saturación de agua asociada a yacimientos maduros, se produce una reducción en la producción de hidrocarburo.

➤ DPR- Reductores Desproporcionados de Permeabilidad (Disproportionate Permeability Reductor) [6]

Estos materiales, como los bloqueadores de permeabilidad, también taponan los espacios porales restringiendo el movimiento del fluido, pero difieren en el proceso debido a que no se hinchan, no aumentan su viscosidad ni se precipitan en presencia de hidrocarburos. Esto significa que la solución inyectada en el medio poroso es parcialmente soluble en petróleo, como sucedería al estar en contacto con un medio acuoso, cambiando sus propiedades reológicas.

El efecto logrado con esta solución es una reducción de permeabilidad efectiva al agua, mejorando la movilidad del aceite. Sin embargo, aunque la reducción de permeabilidad al petróleo podría ser mayor al 90 por ciento dependiendo del sistema

seleccionado, puede ser necesaria la utilización de un aislamiento mecánico para el caso de los bloqueadores de permeabilidad. [6]

El material base agua preferido es el derivado de resina de madera, ya que, forman un precipitado coloidal que se aglutina formando una masa gelatinosa en presencia de agua. Estos materiales no reaccionan en presencia de hidrocarburo, si no que el precipitado se disuelve parcialmente en poros donde la saturación es mixta.

➤ *SPB- Bloqueadores de Permeabilidad Selectivos (Selective Permeability Blocker)* [7]

Como una mejora a los bloqueadores, se realizó un sistema basado en un surfactante viscoelástico aniónico (VAS- Viscoelastic Anionic Surfactant), estos han sido recientemente introducidos para el control de agua. Estos sistemas son únicos y completamente diferentes a los utilizados con respecto a la ubicación y taponamiento de poros. El VAS, en presencia de cationes, produce geles de muy baja viscosidad efectiva cuando están sometidos a alta velocidad de corte. Estos geles son semejantes a aquellos producidos por reticulado de polímeros hidrosolubles, por ejemplo, fluido de fractura. Sin embargo, como el gel se encuentra libre de sólidos puede ser bombeado e inyectado en el yacimiento a condiciones matriciales (por debajo de la presión de fractura).

Ya dentro de los poros de la formación, su deposición queda sujeto a velocidades de corte típicas de aquellas encontradas en producción; la viscosidad de estos sistemas VAS podría aumentar hasta 100 veces, por lo que restringirían el movimiento del fluido.

Debido a la composición química única en estos sistemas VAS, los hidrocarburos rompen el sistema VAS al tener contacto y revierten a la viscosidad del agua salada. Esto logra liberar solamente los poros con saturación residual de aceite, dejándolos libres y fuertemente acuohumectados. Por otra parte, los poros con alta saturación de agua quedan atrapados con un gel de alta viscosidad. Cabe recalcar que la ruptura del gel no es instantánea y que, por lo tanto, se puede obtener una respuesta

inicial más lenta en pozos tratados con este sistema. La Figura 83 muestra el tratamiento selectivo de este bloqueador.

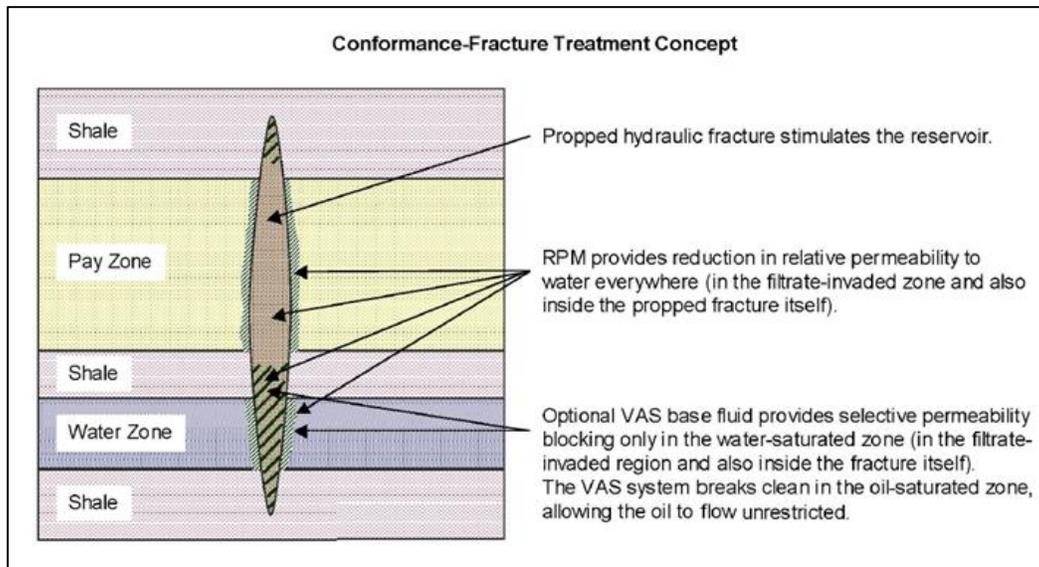


Figura 83. Modificadores de Permeabilidad Relativa (RPM) [8]

Son sistemas de polímeros hidrofílicos, solubles en agua que cuando se hidratan producen largas cadenas de polímeros que libremente ocuparán los espacios porales en la roca. Debido a que son altamente hidrofílicos, atraen el agua y repelen el aceite, obteniendo como resultado final una fuerza de resistencia al flujo del agua en los poros con un mínimo efecto sobre el flujo de petróleo (inclusive siendo positivo). Como consecuencia, se reduce la permeabilidad efectiva al agua, mientras que la permeabilidad efectiva al aceite es poco alterada.

Los primeros polímeros utilizados contienen poliacrilamidas de alto peso molecular. Sin embargo, tiene limitaciones en la temperatura, sensibilidad al corte y poca tolerancia al corte y a los iones de calcio, ya que son removidos rápidamente por la producción de fluidos del yacimiento.

Se han desarrollado RPM de mayor efectividad agregando radicales cargados a la poliacrilamida que forman así Poli-DMAAC. Esto mejora la sensibilidad al corte, a la temperatura y la tolerancia a las sales, así como su adhesión a la roca.

Más recientemente, un terpolímero vinil-amida ha sido introducido para reemplazar las poliacrilamidas en pozos con condiciones más adversas, debido a que ofrecen una mayor resistencia al flujo de agua.

Los RPM's incrementan la resistencia al flujo de agua en el orden de 2 a 100 veces. En cambio, el aumento de resistencia al flujo de petróleo es de un orden menor, con un máximo de 2.

Estos tratamientos, junto a los SPB, son los más seguros con respecto al mantenimiento de la producción de petróleo y los que tienen mayor probabilidad de éxitos en el control de agua cuando se los coloca correctamente y para una relación agua-aceite por debajo de 10.

Este tipo de tratamiento no es permanente, al cabo de unos meses produciendo puede tener de nuevo la presencia del agua hacia el pozo, sin importar las condiciones del mismo. Por lo tanto, se debe realizar un análisis económico para conocer la rentabilidad del pozo, y poder implementar el tratamiento o no realizarlo debido al poco incremento en la producción de hidrocarburo.

6.8 DOWNHOLE WATER SINK (DWS) [9, 10 y 11]

Dentro de las nuevas técnicas para el control de conificación de agua, Andrew K. Wojtanowicz en el año de 1991 diseñó una solución mecánica al problema de conificación de agua mediante un cambio en el aparejo de producción así como en los intervalos disparados manejando ritmos de producción constantes de agua y aceite, logrando descender y controlar el cono de agua.

Una de las características del sistema DWS es su diseño. Considera una doble terminación; un intervalo se dispara por debajo del contacto agua-aceite mientras que el segundo disparo se ubica en la capa de aceite. En los disparos superiores extraemos el aceite sin corte de agua por el espacio anular TP-TR y en los disparos inferiores producimos agua sin corte de aceite por la tubería de producción, logrando así contrarrestar el cono de agua y mantener una interface agua-aceite estable, como se muestra en la Figura 84.

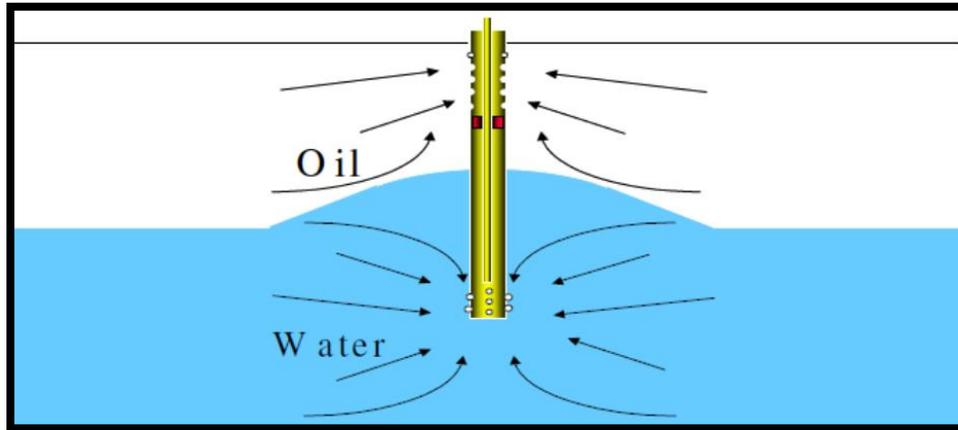


Figura 84. Imagen ilustrativa del funcionamiento DWS. [10]

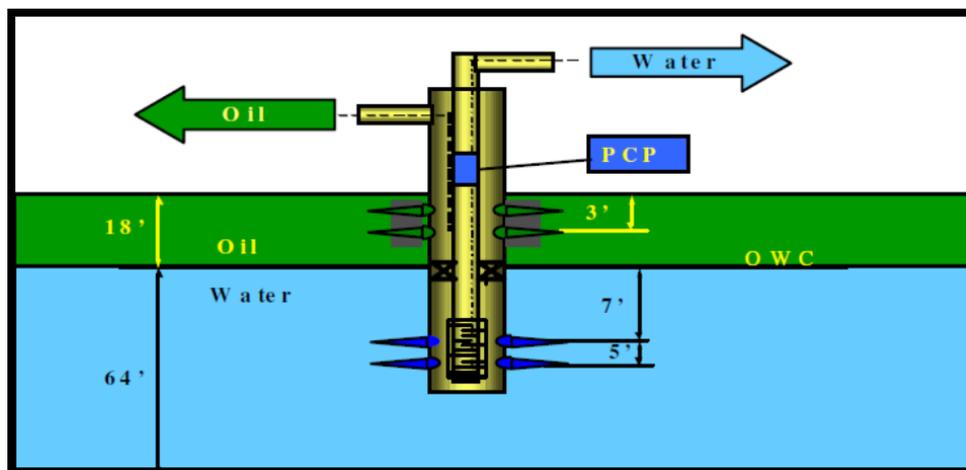


Figura 85. Funcionamiento del DWS. [9]

Este tipo de terminación de pozos es recomendable aplicarse a nuevos campos con presencia de un acuífero activo pero principalmente a campos maduros donde se ha perdido un gran volumen de aceite debido a la entrada del agua. En campos maduros logra recuperar un gran volumen de aceite remanente y mantener un ritmo de producción de aceite menor o igual al ritmo de producción anterior a la irrupción de agua comparado contra pozos convencionales.

Los principales factores de diseño del sistema DWS es la distancia entre el contacto agua-aceite y el intervalo disparado en el acuífero, la distancia entre el contacto agua-aceite y el intervalo disparado en la capa de aceite, radios de drene, y gastos de producción en ambos intervalos. La distancia entre los disparos y el contacto

agua-aceite en ambas zonas debe tener un mínimo para garantizar la eficiencia del sistema DWS. El gasto de producción de agua se debe calcular para evitar la entrada de fluido hacia el intervalo no deseado, ocasionando la producción de aceite en la zona del acuífero y viceversa.

Ventajas:

- Se ha aplicado en campo con resultados positivos.
- Aplica para pozos nuevos y maduros.
- Permite la instalación de bobas BEC.

Desventajas:

- Alto costo de la tecnología.
- Es necesario contar con un acuífero de gran energía.
- Puede presentarse una invasión del aceite en la zona de agua.
- Se debe tener una alta producción de agua para soportar el ritmo de producción de aceite.
- Se dispone del agua en superficie.

6.9 DOWNHOLE WATER LOOP (DWL). ^[12 y 13]

Es una mejora al DWS llamada Downhole Water Loop (DWL, por sus siglas en inglés). Utiliza el mismo principio que el DWS, la diferencia radica en que ya no producimos agua del pozo, si no que se reinyecta en un intervalo inferior, contrarrestando el cono, y reduciendo costos asociados por el manejo y disposición de agua en superficie.

El diseño del DWL, a diferencia del DWS, está conformado por tres intervalos disparados; en el primer intervalo se ubica en la zona de aceite por encima del contacto agua-aceite, el segundo intervalo se ubica por debajo del contacto agua-aceite a una distancia considerable, el tercer intervalo se ubica en la parte más profunda del acuífero como se muestra en la Figura 86.

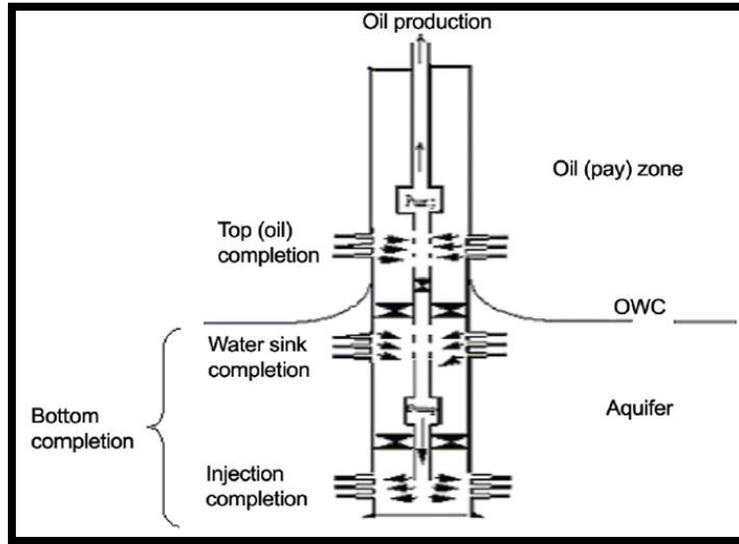


Figura 86. Funcionamiento de Downhole Water Loop. [12]

En la parte superior se instala una bomba para ascender los hidrocarburos a superficie mientras que en los disparos de la parte inferior, ubicados debajo del contacto agua-aceite, se drena el agua proveniente del acuifero hacia una mayor profundidad utilizando una bomba donde posteriormente se reinyectará hacia el mismo acuifero, logrando así el efecto que da origen a esta tecnología, un loop o ciclo. Con este loop logramos contrarrestar el cono de agua y evitar producción de agua, recirculándola en el mismo intervalo, disminuyendo costos asociados al manejo de agua en superficie.

Ventajas:

- Contrarresta el cono de agua posterior a la irrupción en el pozo
- Disminución en el equipo de superficie
- Producción de aceite sin corte de agua
- Mejores prácticas ambientales (no contaminación)

Desventajas:

- Alto costo de tecnología
- Requiere de un acuifero de gran dimensión
- Sistema muy complejo
- No existe aplicación de campo

Esta tecnología se encuentra en fase de desarrollo experimental, modelado pero aún no ha sido probada en campo para poder constatar las bondades y beneficios al utilizar una terminación DWL. Se debe recalcar que para una óptima eficiencia del sistema, requiere un gran acuífero que alimente el proceso de reinyección y mantenga así el contacto agua-aceite estable, así como contrarrestar el cono de agua.

6.10 INFLOW CONTROL DEVICE (ICD) Ó DISPOSITIVO DE CONTROL DE FLUJO. [14 Y 15]

Uno de los principales problemas en pozos productores horizontales son las heterogeneidades en el yacimiento, lo que ocasiona una caída de presión distinta a lo largo del intervalo productor debido a diferencias en permeabilidad en todo el estrato. Estas diferencias de presión se ven reflejadas en la producción de aceite y por ende, un mayor arrastre de líquidos en la parte del talón de la tubería de producción horizontal que en la parte final de la tubería horizontal, ocasionando una temprana producción de agua y/o gas hacia la tubería de producción, reduciendo el volumen de extracción de hidrocarburos y el posible cierre del pozo, tal y como se esquematiza en la Figura 87.

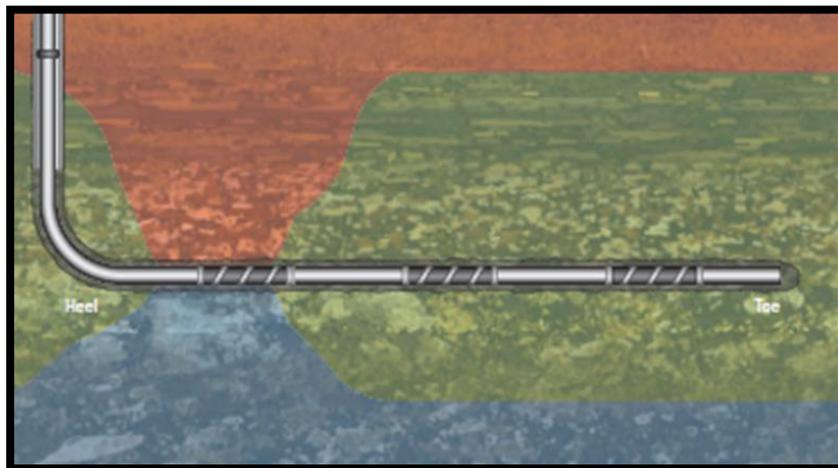


Figura 87. Pozo horizontal productor de aceite sin ICD. [14]

Para ello se crearon los ICD, que logran crear un régimen de producción más estable a lo largo de la tubería mediante la caída de presión adicional en puntos específicos a lo largo del yacimiento.

El propósito de un ICD es balancear la producción del pozo a lo largo de la vida operacional del mismo para optimizar la recuperación de hidrocarburos. Dado que un pozo con horizontal con ICD puede estar produciendo por 5 años a más de 20 años, la rentabilidad del equipo a largo plazo es crucial para la vida útil del pozo. En alguna etapa en la vida del pozo, el agua irrumpirá dentro del pozo en ciertas secciones de la tubería horizontal debido a las heterogeneidades de la formación y/o presencia de fracturas verticales.

La Figura 88 muestra el efecto esperado en los cuerpos de agua y gas, los cuales ascenderán o descenderán (respectivamente) de manera uniforme hacia el pozo horizontal, optimizando así la recuperación de aceite.



Figura 88. Pozo horizontal productor de aceite con ICD. [14]

Durante la vida productiva del pozo, una vez alcanzado el pico de producción, el ICD se expondrá a altas tasas de flujo y estará en contacto con partículas que erosionan el sistema. Por ello uno de los principales características del ICD es la resistencia a la erosión. Si en una etapa de la vida productiva del pozo se llegará a erosionar, el ICD deberá seguir restringiendo el flujo. En caso de no tener una restricción, se tendrá una pronta irrupción del agua hacia el pozo. Si tenemos

presencia de un acuífero muy activo y ocurre la irrupción dentro del pozo debido a las heterogeneidades, el ICD será capaz de crear una resistencia al flujo del agua, logrando un retroceso del agua dentro del pozo hacia el yacimiento.

Actualmente existen cuatro tipos de ICD pasivos:

1. Nozzle-ICD (restrictivo)
2. Helical Channel-ICD (friccional)
3. Tube type-ICD (Un combinación del Restrictivo y Friccional)
4. Hybrid Channel-ICD (Restrictivo, Friccional y Tortuoso)

La Figura 89 ilustra de manera general a cada uno de ellos.

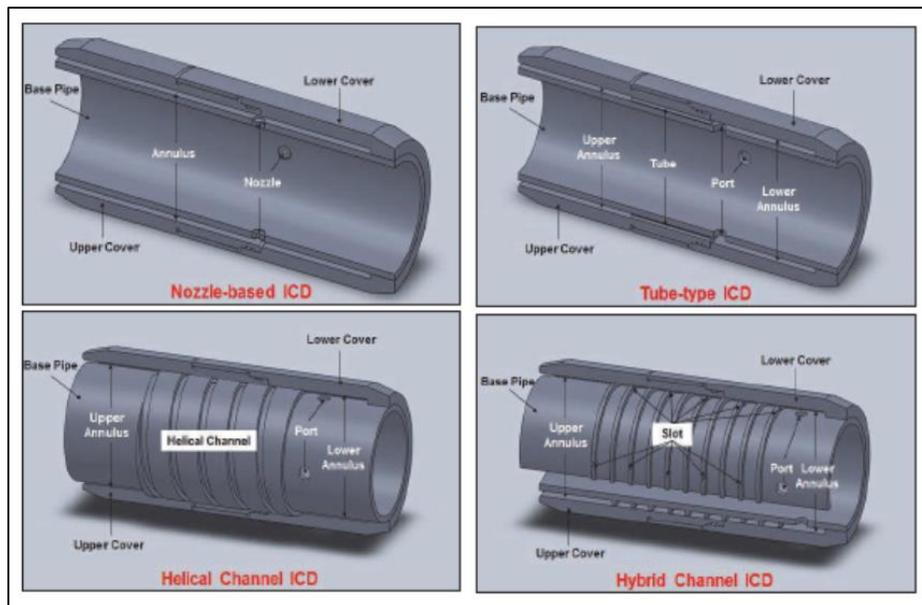


Figura 89. Esquema Interno de los distintos tipos de ICD. [15]

Nozzle Type ICD – ICD Tipo Boquilla

Este tipo de ICD utiliza la disminución del fluido para generar una diferencial de presión instantánea a lo largo del dispositivo. El método de este dispositivo esencialmente fuerza al fluido a entrar desde una gran área, en este caso el yacimiento, hacia un área de menor diámetro, creando resistencia al flujo.

Los beneficios de este tipo de ICD son:

- Diseño simple y efectivo.

- Fácil de ajustar en caso de tener que cambiar la resistencia al flujo (gasto).

Desventajas:

- Orificios demasiado pequeños para lograr resistencia al flujo.
- Pronta erosión
- Susceptible a taponar orificios.

Helical Channel – ICD Canal Helicoidal

Este tipo de ICD utiliza la fricción de la superficie para generar una diferencial de presión a lo largo del dispositivo. El diseño helicoidal comprende de uno o más canales de flujo envueltos alrededor de la tubería. Este diseño provee una caída de presión distributiva sobre área de gran longitud, a comparación del ICD tipo orificio. Debido a que existe mayor área de flujo longitudinal en el ICD helicoidal genera una menor velocidad del fluido que en el ICD de orificios, por lo tanto, el ICD helicoidal es más resistente a la erosión y a taponarse.

Ventajas:

- Resistente a la erosión.
- Mayor área de flujo.

Desventajas:

- La restricción al flujo es más dependiente de la viscosidad del fluido.
- Puede ocasionar una prematura irrupción del agua.

Tube Type ICD – ICD Tipo tubo

Este tipo de ICD incorpora una serie de tubos. El mecanismo primario que ocasiona la caída de presión es restrictivo, mediante tubos de gran longitud. El funcionamiento del sistema fuerza al fluido a entrar de una mayor área hacia la serie de tubos, creando una resistencia al flujo. La principal ventaja sobre los otros sistemas es la resistencia a erosión y taponarse en una operación flow back. Sin

embargo, este sistema es de menor dependencia a la viscosidad que el ICD helicoidal.

Hybrid Channel ICD – ICD Canal Híbrido

El diseño del ICD híbrido incorpora una serie de entradas al flujo en patrón de laberinto. El mecanismo que ocasiona la caída de presión es restrictivo, pero en una configuración distributiva. Una serie de compartimientos son incorporados en el diseño, cada compartimiento tiene uno o más sendas de flujo a una misma distancia. Cada serie de ranuras de flujo se conecta con la siguiente serie de ranuras para conformar una configuración tipo laberinto. Esto previene cualquier efecto tipo jet en el flujo del fluido, el cual puede inducir flujo turbulento. A medida que el flujo del fluido pasa cada cámara sucesivamente formada por los compartimientos, se presenta una caída de presión.

En general todos los tipos de ICD ocasionan una caída de presión en el área longitudinal de interés dependiendo del flujo (gasto) requerido, restringiendo el flujo del fluido. Esta caída de presión incrementa con el flujo anular, la densidad y viscosidad del fluido. Sin embargo, la caída de presión creada mediante distintos fluidos (especialmente la viscosidad) varía demasiado en los cuatro tipos de ICD.

La selección del ICD depende mayormente de una mínima área de flujo y sensibilidad a la viscosidad. En pozos productores con un aceite de alta viscosidad, se recomienda utilizar un ICD de orificio y/o ICD híbrido. En pozos productores con alta velocidad de fluido, se recomienda un ICD helicoidal y un ICD híbrido debido a una mayor resistencia a la erosión independientemente de los factores de diseño.

6.11 AUTONOMOUS INFLOW CONTROL DEVICE (AICD) DISPOSITIVO RESTRICTIVO DE FLUJO AUTÓNOMO. [14 y 15]

El AICD es una mejora al ICD, ya que combina la parte pasiva del ICD con una sección activa. El concepto de AICD fue desarrollado para resolver el problema del

flujo de agua en áreas específicas del intervalo productor horizontal. Este dispositivo, como su nombre lo indica, es autónomo; no requiere intervención humana o cualquier otra interacción a comparación del ICD.

Existen cuatro tipos de AICD. Tres de los dispositivos AICD en la parte activa se basa en el principio de flotabilidad permitiendo abrir, restringir y/o cerrar la válvula. El cuarto tipo se basa en el principio de osmosis, hinchando el material para controlar la apertura y cierre de la válvula.

Actualmente existen cuatro tipos de AICD :

1. Flapper-type AICD
2. Ball-type AICD
3. Swellable-type AICD
4. Remote-type AICD

Flapper Type AICD – AICD Tipo Camisa

El dispositivo AICD tipo Flapper es utilizado en combinación con un ICD tipo canal. El “flapper” es utilizado para controlar el flujo del fluido dentro de la cámara del ICD tipo canal hacia la sección interna de la TR. La Figura 90 muestra su funcionamiento básico.

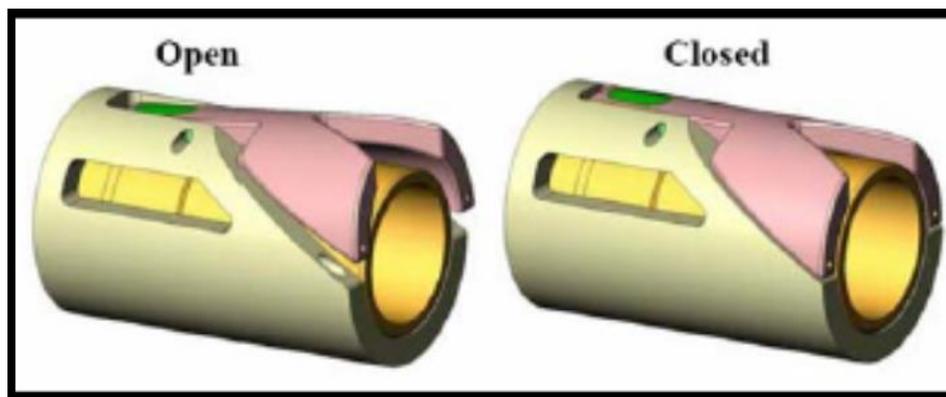


Figura 90. Funcionamiento del AICD tipo camisa. [15]

La “camisa” es diseñada especialmente para permanecer abierto cuando la densidad del fluido producido iguala con la densidad del aceite y cierra cuando la

densidad del fluido producido decrece significativamente debido a la entrada de gas. Para cerrar la camisa tiene un contrapeso instalado en la cara opuesta que se ajusta mediante un software a las condiciones de operación en el pozo; cuando llega a cierto valor de densidad el contrapeso actúa, cerrando la camisa. La Figura 91 muestra los componentes de este dispositivo.

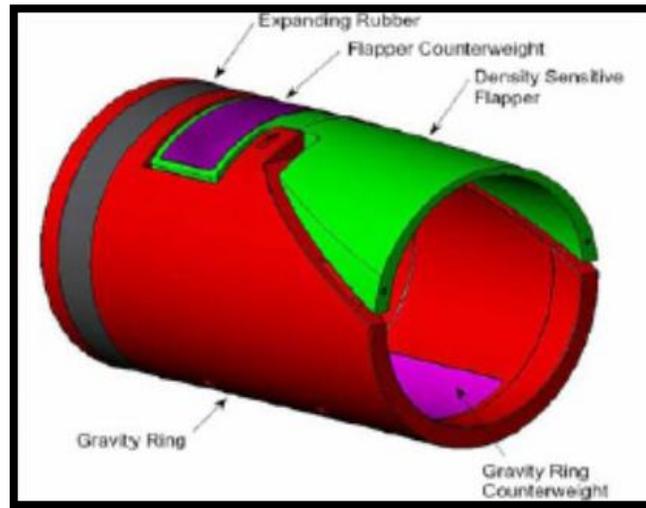


Figura 91. Esquema de los componentes del AICD tipo Camisa. [15]

El diseño de la válvula también incorpora un orificio “bypass” que permite un flujo continuo creando una contrapresión lo suficientemente alta para permitir el flujo de aceite en el todos los dispositivos. En el caso de controlar la producción de agua en el intervalo productor el dispositivo se instala en sentido contrario y ajustan las condiciones de diseño.

Ball Type AICD – AICD Tipo Balín

Este dispositivo es similar al AICD tipo camisa en cuanto a la dependencia de densidad del fluido para establecer una ecuación de flotabilidad en el método de activación de la válvula. Sin embargo, el diseño del aparejo es distinto. El AICD tipo balín, como su nombre lo indica, utiliza balines metálicos para cerrar los orificios “activos” que controlan el flujo dentro de la cámara del AICD hacia la sección interna de la TR. La Figura 92 muestras los principales componentes del dispositivo.

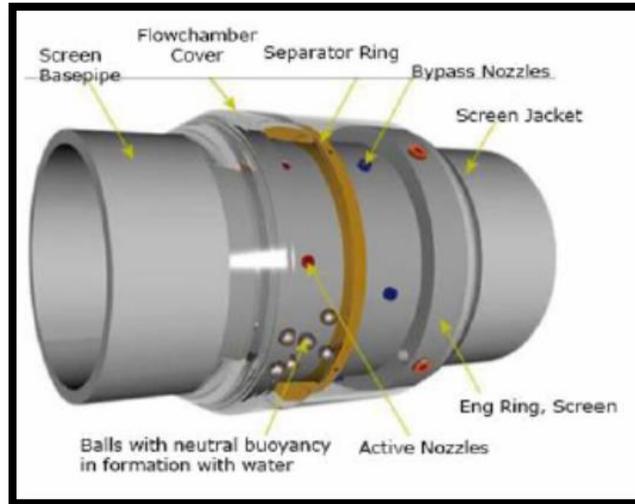


Figura 92. Componentes del AICD tipo balón. [15]

Este tipo de AICD se diseñó principalmente para controlar el agua durante la producción de aceite. La densidad del fluido producido (aceite en conjunto del agua) incrementará conforme el corte de agua aumenta ocasionando que los balines floten en sección ascendente y comienza a cerrar los orificios uno a uno. La Figura 93 ilustra el funcionamiento de este dispositivo.

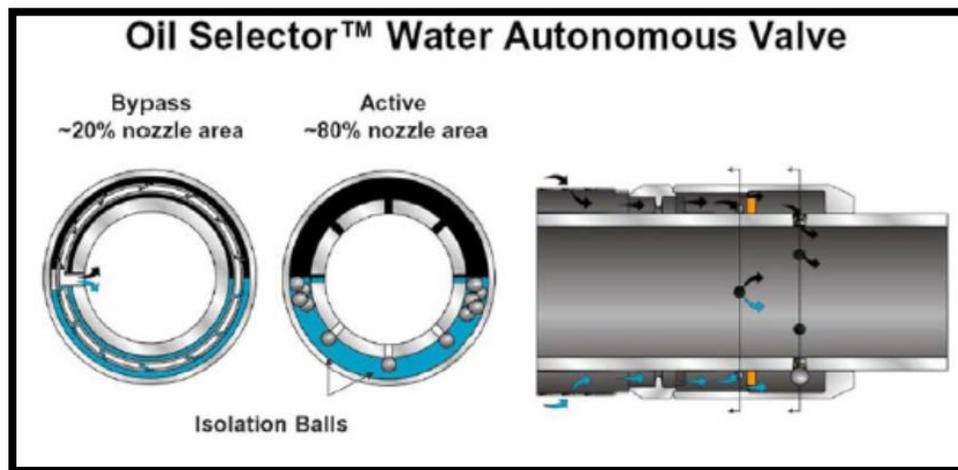


Figura 93. Funcionamiento del AICD tipo balón. [15]

Swellable Type AICD – AICD Tipo Hinchable

El AICD tipo hinchable utiliza el principio de ósmosis o absorción, dependiendo del material hinchable, para configurar las propiedades del fluido. La expansión de la membrana hinchable se debe al flujo de agua forzada al plato interno (camino

espirales) a limitar el área de flujo y por lo tanto, restringir el flujo del líquido. La espiral interna del dispositivo se puede diseñar a un valor específico en la caída de presión para equilibrar el flujo a lo largo de la tubería horizontal. La Figura 94 muestra la estructura interna de este dispositivo.

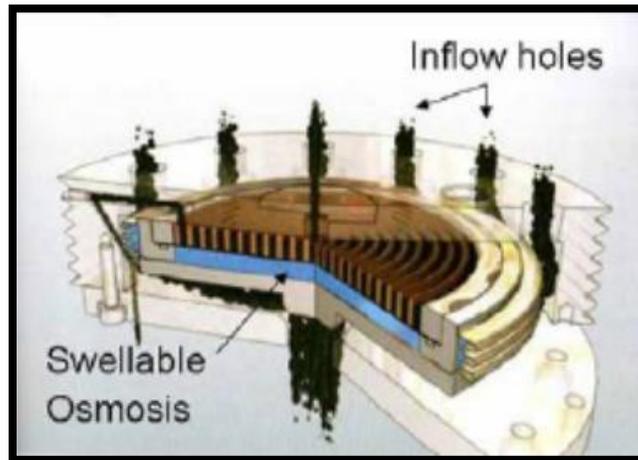


Figura 94. Estructura interna del AICD hinchable. [15]

Remote type AICD – AICD Tipo Remoto

El AICD remoto utiliza una Ubicación por Radio Frecuencia (por sus siglas en inglés, RFID) para operar una camisa específica del AICD. El dispositivo consiste de un sensor de señal RFID, bomba hidráulica, una camisa y una fuente de poder.

La apertura/cierre de la camisa se programa mediante un pequeño chip. Este chip se inyecta en el pozo hasta pasar por el lector que decodifica la instrucción e inicia la activación de la camisa. Esta camisa puede aislar el flujo del fluido de la cámara ICD hacia la sección interior del ICD tubular. La activación de la camisa se puede programar mediante el operador cuando se detecta un exceso de agua.

La habilidad de abrir y cerrar el dispositivo remotamente añade una gran ventaja, a pesar de ello, este tipo de AICD no responde directamente a la entrada no deseada de agua. La Figura 95 muestra el chip interno, mientras que la Figura 96 esquematiza la zona interior del dispositivo.

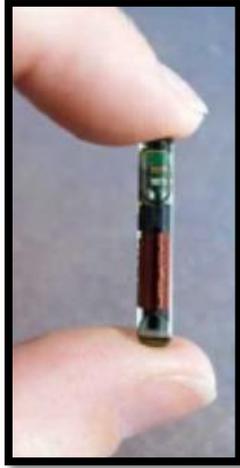


Figura 95. Chip interno. [15]

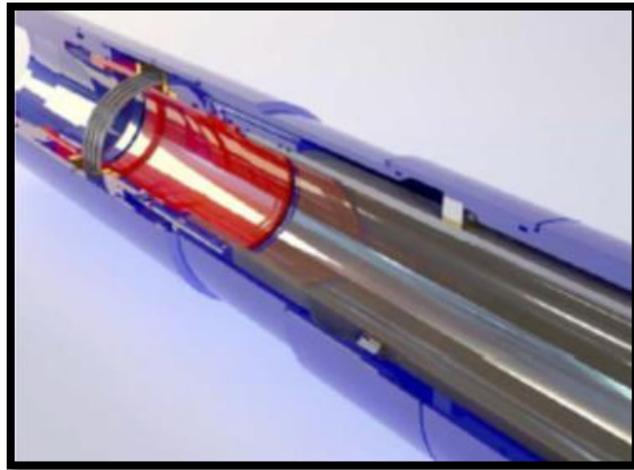


Figura 96. Esquema interno del dispositivo. [15]

REFERENCIAS

- [1] Kermit E. Brown. "THE TECHNOLOGY OF ARTIFICIAL LIFT METHODS", VOLUME 4. THE UNIVERSITY OF TULSA. 1984.
- [2] M. Muskat y R. D. Wyckoff, "AN APPROXIMATE THEORY OF WATER CONING IN OIL PRODUCTION". Tulsa Meeting. Octubre de 1934.
- [3] E.D. Dalrymple, J.A. Dahl, L.E. East, K.W. McKown, "A SELECTIVE WATER CONTROL PROCESS". SPE Rocky Mountain Regional Meeting, Casper, Wyoming, May 18-21, 1992. SPE 24330.
- [4] Halliburton "MOC/ONE SLURRY CAN HELP REDUCE UNWANTED FLUID PRODUCTION AN EXTEND THE ECONOMIC LIFE OF YOUR WELLBORE". 2014, H007588.
- [5] Claudia Lorena Delgadillo Aya, Yurley Marcela Sandoval Meneses, Samuel Fernando Muñoz Navarro. "ESTUDIO DEL EFECTO DE LA INYECCIÓN DE GELES EN YACIMIENTOS FRACTURADOS Y NO FRACTURADOS", El reventón Energético Vol.7 N°2 de 2009 Dic-5-18.
- [6] Faisal Turki Manee Al-Khelaiwi. "A COMPREHENSIVE APPROACH TO THE DESIGN OF ADVANCED WELL COMPLETIONS", PHD Thesis, Heriot-Watt University, Scotland, UK. March 2013.
- [7] Augusto Zubilliga, Mariana Cortona, Manuel Veiga, Norberto Briggiler. "CONTROL DE AGUA: APLICACIÓN DE NUEVAS TÉCNICAS Y PRODUCTOS", Revista Petrotécnica, Argentina, Feb 2004.
- [8] Gino Di Lullo, Phil Rae, James Curtis. "NEW INSIGHTS INTO WATER CONTROL – A REVIEW OF THE STATE OF THE ART – PART II", International Operations and Heavy Oil Symposium and International Horizontal Well Technology Conference, Calgary, Alberta, Canada, November 2002.
- [9] M.D. Swisher, A.K. Wojtanowicz. "NEW DUAL COMPLETION METHOD ELIMINATES BOTTOM WATER CONING", SPE Annual Technical Conference & Exhibition, Dallas, Texas, October 1995.
- [10] E. I. Shirman y A. K. Wojtanowicz, "WATER CONING REVERSAL USING DOWNHOLE WATER SINK – THEORY AND EXPERIMENTAL STUDY". Artículo presentado en la conferencia técnica 72 en San Antonio, Texas. October 1997. SPE 37467.
- [11] E. I. Shirman, A. K. Wojtanowicz, "MORE OIL WITH LESS WATER USING DOWNHOLE WATER SINK TECHNOLOGY: A FEASIBILITY STUDY". 73rd

Annual Technical Conference and Exhibition of SPE, New Orleans, LA. October 1998. SPE 49052.

- [12] L. Jin y A. K. Wojtanowicz, "PERFORMANCE ANALYSIS OF WELLS WITH DOWNHOLE WATER LOOP INSTALLATION FOR WATER CONING CONTROL". Annual Technical Meeting of Petroleum Society, Calgary, Alberta, Canada. April de 2010. SPE 138402.
- [13] L. Jin y A. K. Wojtanowicz, "MINIMUM PRODUCED WATER FORM OIL WELLS WITH WATER CONING CONTROL AND WATER LOOP INSTALLATIONS". Americas E&P Health, Safety, Security and Environmental Conference, Houston, Texas. March de 2011. SPE 1423715.
- [14] Faisal Turki Manee Al-Khelaiwi. "A COMPREHENSIVE APPROACH TO THE DESIGN OF ADVANCED WELL COMPLETIONS", PHD Thesis, Heriot-Watt University, Scotland, UK. March 2013.
- [15] Quanshu Zeng, Zhiming Wang, Gang Yang. "COMPARATIVE STUDY ON PASSIVE INFLOW CONTROL DEVICES BY NUMERICAL SIMULATION", Tech Science Press, SL, Vol.9, no.3, pp. 169-180, 2013.
- [16] UNAM FI, "APUNTES DE COMPORTAMIENTO DE POZOS". Capítulo IV Efecto de Daño. 27 de Mayo de 1995.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La productividad de pozos de aceite se ve enormemente afectada por la producción de agua, en términos del comportamiento de afluencia y la degradación de las curvas IPR y VLP. Se debe poner específica atención al corte de agua que viene presente en la producción total de líquidos, así como sus principales propiedades, tales como salinidad, densidad y viscosidad.

La conificación es uno de los escenarios de producción de agua más comunes en los pozos de aceite, sin embargo, no se ha realizado aún una metodología para su apropiado diagnóstico, control y/o eliminación.

Es de suma importancia comprender los fenómenos físicos que rigen la conificación de agua, así como los parámetros que tienen un mayor impacto sobre esta consecuencia, con el fin de desarrollar mejores técnicas de control.

Las correlaciones para el cálculo del gasto crítico de aceite se desarrollaron con el fin de evitar la conificación de agua, sin embargo, los gastos obtenidos mediante las correlaciones son demasiado bajos y no representan un beneficio económico.

En la literatura para el cálculo del gasto crítico de aceite se menciona a la distancia del fondo del pozo hacia el contacto agua-aceite, a la penetración parcial del pozo sobre la capa total de aceite y a la distancia del intervalo disparado como los principales parámetros que tienen mayor influencia sobre los resultados y las estimaciones, sin embargo, al realizar nuestro análisis de sensibilidad encontramos que el parámetro que afecta en mayor magnitud es el radio de drene, permeabilidades (para el caso de yacimientos anisotrópicos) y la viscosidad del aceite.

Se requiere de una mayor investigación respecto a la presión capilar en la vecindad del pozo, consideramos que es un parámetro de mucha influencia en la formación del cono de agua y su irrupción dentro del pozo. Principalmente por tener un papel

importante en el movimiento de fluidos y de las diferentes fases que existen en el medio poroso.

En lo que respecta a mojabilidad, se deben de enfocar los estudios y las investigaciones en la comprensión de los fenómenos de flujo debidos a esta propiedad. Estos análisis deben de realizarse para diferentes escenarios, es decir, para cada variante en las propiedades de nuestros fluidos (composición, densidad, viscosidad, salinidad) y de nuestra formación (carbonatos, arenas).

Si bien es cierto que existen técnicas que presentan gran eficiencia para el bloqueo de fluidos (ya sea agua, aceite o gas), el problema radica en la falta de una metodología de aplicación y/o un método de colocación efectivo. Muchos de los tratamientos de los que se tienen publicados muestran altas eficiencias en los modelos matemáticos y estudios experimentales, pero eficacias muy pobres en las aplicaciones de campo.

Uno de los principales problemas para desarrollar un método de colocación es que no se cuenta aún con la tecnología o técnica para determinar la geometría del cono de agua. A lo largo del presente trabajo, específicamente en diagramas y figuras, se consideró una geometría de cono regular y simétrica, lo que en la realidad resulta prácticamente improbable, debido a las heterogeneidades en el yacimiento. Es de suma importancia desarrollar una solución o conjunto de soluciones para determinar esta geometría, dado que solo por medio de esta vía puede plantearse de manera efectiva una solución (ya sea inyección de fluidos bloqueadores o de barreras artificiales).

Respecto a las fuerzas microscópicas, se debe realizar un análisis a gran detalle sobre las interacciones roca-fluido y fluido-fluido, realizando modelos matemáticos que estén sustentados y puedan aplicarse a campo como soluciones.

La investigación sobre la conificación de agua, su caracterización, simulación, métodos de control e intervenciones en campo (publicadas) se ha visto disminuida en los últimos años, considerando que es uno de los problemas más comunes, se

deben de reactivar los procesos de investigación y desarrollo para abarcar esta problemática.

Las soluciones disponibles en el mercado para la prevención, control y/o eliminación de la conificación de agua presentan una ventana operativa muy estrecha, y en muchas ocasiones su aplicación resulta fallida o presenta baja efectividad. Por otra parte, las soluciones mostradas en el Capítulo 6 no son 100% aplicables a todos los pozos, se requiere un análisis técnico-económico, caracterización adecuada del yacimiento y los fluidos, adecuada identificación de la ventana operativa y eficiencia en los métodos de aplicación.

La visión presente sobre la conificación de agua nos indica que mediante las gráficas de diagnóstico de producción de agua de Chan podemos identificar dicha problemática, para posteriormente ajustar una solución que sea compatible con las características de nuestro pozo. Dentro de las soluciones se debe priorizar aquella que nos represente un menor costo y una reducción considerable en el corte de agua, además de minimizar los requerimientos en superficie para el manejo del agua producida.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Comportamiento típico de WOR.	5
Figura 2. Mojabilidad de superficies.	8
Figura 3. Curvas de drene e imbibición capilar.	11
Figura 4. Curvas de permeabilidad relativa.	13
Figura 5. Geometría típica de la IPR y TPR.	15
Figura 6. Curvas IPR basadas en el método de Petrobas.	16
Figura 7. Vecindad del pozo y geometría de flujo a condiciones iniciales.	18
Figura 8. Curva IPR y comportamiento de permeabilidades relativas a condiciones iniciales.	18
Figura 9. Vecindad del pozo y geometría de flujo con irrupción del cono de agua.	19
Figura 10. Curva IPR y comportamiento de permeabilidades relativas al irrumpir el cono de agua al pozo.	20
Figura 11. Invasión del cono de agua en el pozo.	20
Figura 12. Curva IPR y comportamiento de permeabilidades relativas al invadir el cono de agua al pozo.	21
Figura 13. Resumen del análisis dinámico de IPR por invasión de la conificación de agua.	22
Figura 14. Filtraciones de agua a través de TR, TP o empacadores. [1]	27
Figura 15. Flujo canalizado detrás de TR. [1]	27
Figura 16. Contacto agua-aceite dinámico. [1]	29
Figura 17. Capa inundada sin flujo transversal. [1]	29
Figura 18. Capa inundada con flujo transversal. [1]	30
Figura 19. Presencia de fracturas o fallas entre pozos inyectores y productores. [1] .	31
Figura 20. Presencia de fracturas o fallas en una capa de agua. [1]	31
Figura 21. Conificación de agua en pozos horizontales y verticales. [1]	32
Figura 22. Barrido areal deficiente. [1]	33
Figura 23. Producción de agua por segregación gravitacional. [1]	33
Figura 24. Formas de la conificación de agua para pozos verticales y horizontales. ..	34
Figura 25. Diagrama de conificación de agua para un yacimiento homogéneo e isotrópico, produciendo por pozo vertical.	40
Figura 26. Diagrama de conificación de agua para un yacimiento homogéneo e isotrópico, produciendo por pozo horizontal.	41
Figura 27. Diagrama de Muskat y Wyckoff. [1]	46
Figura 28. Barrera horizontal para controlar la conificación de agua. [33]	66
Figura 29. Proceso de reinyección de aceite. [34]	70
Figura 30. Modelo de simulación de re-inyección de aceite. [34]	70
Figura 31. Esquema de terminación convencional y con IGS. [36]	71
Figura 32. Principio del control de agua del DWS. [37]	73
Figura 33. Terminación típica de un pozo con DWL. [37]	74
Figura 34. Modelo de flujo 2-D de laboratorio. [42]	78
Figura 35. Simulación en laboratorio del medio poroso. [42]	78
Figura 36. Terminación típica del DWL. [43]	80
Figura 37. Mecanismo de control de la conificación de agua por DWL. [43]	80

Figura 38. Líneas de flujo resultantes de la terminación DWL en un sistema 2-D. [43]	81
Figura 39. Terminaciones genéricas con múltiples posiciones de AICD delimitados por empaques. [44]	84
Figura 40. Configuración Estructural del Campo UNAM.	94
Figura 41. Estado Mecánico del Pozo PUMA-53A.	97
Figura 42. Histórico de Producción del Pozo PUMA-53A.	98
Figura 43. Variación del gasto crítico de aceite (Chaperson) variando el radio de drene.	100
Figura 44. Estado mecánico del Pozo PUMA-73	103
Figura 45. Histórico de producción del Pozo PUMA-73.	104
Figura 46. Diagrama básico sobre conificación de agua en yacimientos de aceite (pozo vertical).	109
Figura 47. Curvas de efectos capilares. [2]	112
Figura 48. Aislamiento de parámetros microscópicos.	115
Figura 49. Tensión interfacial entre dos líquidos miscibles.	116
Figura 50. Atracción molecular y ángulos de contacto.	118
Figura 51. Ubicación de la interface agua-aceite uniforme, fuerza de adhesión y cohesión de los fluidos.	118
Figura 52. Condiciones iniciales de P_c , T_I y θ_c .	122
Figura 53. Compensación de presión del acuífero a la zona de aceite.	123
Figura 54. Fuerzas de adhesión entre sólido-sólido y líquido-líquido.	124
Figura 55. Red de distribución de agua en la conificación.	124
Figura 56. Distribución de la presión capilar de la interface en la geometría del cono de agua.	125
Figura 57. Condición inicial de la sección del yacimiento más cercana al pozo.	126
Figura 58. Inicio de la producción y ubicación del punto de succión.	127
Figura 59. Punto de succión y líneas de flujo.	128
Figura 60. Cambio de mojabilidad por fenómenos de flujo.	129
Figura 61. Región del cambio de mojabilidad.	130
Figura 62. Equipo superficial de reinyección de aceite.	131
Figura 63. Terminación del pozo para la reinyección del aceite proveniente de la batería.	132
Figura 64. Zonas preferentes de inyección y reinyección de fluidos en un cono de agua.	133
Figura 65. Barrido del agua del cono con reinyección en la Zona 2 y producción del volumen de agua en la cima del cono.	134
Figura 66. Posición del aceite de reinyección, líneas de flujo resultantes y cono de agua estable.	135
Figura 67. Efectos en el medio poroso de la reinyección del aceite.	135
Figura 68. Vista cilíndrica de un pozo con reinyección de aceite para reducir la conificación de agua.	136
Figura 69. Problemática del loop en la reinyección de aceite.	137
Figura 70. Problemática de no ruptura del cono.	138
Figura 71. Inyectividad vs Productividad	138

Figura 72. Declinación de la inyectividad.	140
Figura 73. Efecto de la segregación gravitacional en la reinyección de aceite. [7]	141
Figura 74. Comportamiento del cono de agua respecto a la disminución del gasto de producción.	144
Figura 75. Efecto del cono de agua con pozos de alivio.	145
Figura 76. Comportamiento de 'rwe' respecto a 'S'.	146
Figura 77. Prevención de la conificación mediante una estimulación.	147
Figura 78. Comportamiento típico de área contra velocidad.	148
Figura 79. Re-terminación de pozos y su efecto en la conificación de agua.	149
Figura 80. Cierre temporal del pozo y su efecto en la conificación de agua.	151
Figura 81. Reacción del cemento: a) Apariencia Inicial, b) Cemento contaminado con agua, c) Antes de reaccionar (apariencia grumosa), d) Reacción final. [3]	152
Figura 82. Distribución promedio del tamaño de partícula en el cemento extra fino. [3]	153
Figura 83. Modificadores de Permeabilidad Relativa (RPM) [8].....	157
Figura 84. Imagen ilustrativa del funcionamiento DWS. [10]	159
Figura 85. Funcionamiento del DWS. [9]	159
Figura 86. Funcionamiento de Downhole Water Loop. [12]	161
Figura 87. Pozo horizontal productor de aceite sin ICD. [14]	162
Figura 88. Pozo horizontal productor de aceite con ICD. [14]	163
Figura 89. Esquema Interno de los distintos tipos de ICD. [15]	164
Figura 90. Funcionamiento del AICD tipo camisa. [15]	167
Figura 91. Esquema de los componentes del AICD tipo Camisa. [15]	168
Figura 92. Componentes del AICD tipo balón. [15]	169
Figura 93. Funcionamiento del AICD tipo balón. [15]	169
Figura 94. Estructura interna del AICD hinchable. [15]	170
Figura 95. Chip interno. [15].....	171
Figura 96. Esquema interno del dispositivo. [15]	171

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Comportamiento capilar en un medio poroso.	9
Tabla 2. Datos de Pozo PUMA_53A	95
Tabla 3. Datos del yacimiento UNAM	99
Tabla 4. Gasto crítico de aceite con distintas correlaciones para el Pozo PUMA-53A.	99
Tabla 5. Datos de Pozo PUMA-73	101
Tabla 6. Datos del yacimiento UNAM.	105
Tabla 7. Resultados de gasto crítico para el Pozo PUMA 73.	105